

# Vurdering av plusskunder sine rammebetingelser i framtidens distribusjonsnett (SmartGrid) - med fokus på AMS og produksjonsteknologi

**Hans Thomas Biørnstad**

Master i energi og miljø  
Oppgaven levert: Februar 2012  
Hovedveileder: Kjell Sand, ELKRAFT  
Biveileder(e): Hanne Sæle, SINTEF



---

## Oppgavetekst

Fokus i oppgaven er lokal produksjon på enkeltkundenivå og måling av dette, dvs. plusskunder og AMS.

- Beskriv aktuelle produksjonsteknologier:
  - Modenhet og utbredelse.
- utfordringer i forbindelse med nettilknytning:
  - Avtaleverk.
  - Hvordan fakturere slike kunder?
  - AMS sin rolle i forbindelse med dette - ref. forskriftskrav om at både produksjon og forbruk skal måles på enkeltkundenivå.
- Kundedisplay:
  - Hvordan kan de brukes i forbindelse med plusskunder?
- Internasjonale erfaringer:
  - Hva er gjort i andre land, og hvilke erfaringer har de der?
  - Har kunden blitt mer bevisste på eget forbruk/produksjon?
- Finnes det noen plusskunder i Norge?
  - Hvilke erfaringer har de?



---

## Forord

Denne masteroppgaven er utført ved Institutt for Elkraftteknikk høst 2011 og avslutter mitt studie ved Energi og Miljø ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU). Oppgaven bygger videre på prosjektoppgaven ”*Bruk av kundedisplay for økt bevissthet på energieffektivisering*” som ble utført høsten 2010.

Jeg vil benytte anledningen til å rette en spesiell takk til mine veiledere Hanne Sæle og Kjell Sand ved SINTEF Energi for viktige innspill og god veiledning. Da jeg ikke har vært lokalisert i Trondheim under utformingen av denne oppgaven, vil jeg også takke dem for deres tålmodighet og vilje til å gi meg all veiledning over e-post. Jeg ønsker i tillegg å rette en takk til kontaktpersoner i Fortum og BKK for at de har tatt seg tid til å gi grundige svar på mine henvendelser. Sist men ikke minst ønsker jeg å takke venner og familie for all støtte gjennom studiet.

Oslo, 19. februar 2012

Hans Thomas Biørnstad

---

---

## Sammendrag

Det har i denne oppgaven blitt vist at inntektsgrunnlaget for plusskunder i Norge er forholdsvis lavt. Dette til tross for at Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) har foretatt flere dispensasjoner, samt kommet med forslag til tariffing for å gjøre plusskundeordningen mer lønnsom og attraktiv. Blant barrierene for plusskunder kan det nevnes; få leverandører av aktuell produksjonsteknologi, forholdsvis liten erfaring om plusshus blant norske byggefirma og den mest dominerende barrieren, den økonomiske. Produksjonsteknologiene som er mest aktuelle for plusskunder, vind- og solkraft, har foreløpig for høy kostnad per  $kWh$  til at ordningen er lønnsom.

Det har i oppgaven blitt vist til studier utført av SINTEF og NVE som konkluderer med en kostnad per  $kWh$  for kraftproduksjon fra solceller på mellom 3,33  $NOK$  og 5  $NOK$ . To småskala vindturbiner, i utgangspunktet godt egnet til bygningsmontering grunnet rotordiameter under 2 meter, viste seg i et pilotprosjekt i Nederland å ha en produksjonskostnad på 22,91  $NOK/kWh$  og 14,48  $NOK/kWh$ . Den største turbinen, med en rotordiameter på 5 meter, kom best ut i testen med en produksjonskostnad på 2,03  $NOK/kWh$ . Et liknende prosjekt i Storbritannia konkluderte med at i 16 av 26 testtilfeller var den målte ytelsen på bygningsmonterte vindturbiner 40% lavere enn det som var oppgitt fra produsent. Dette avviket skyldes i hovedsak at virkningsgraden synker drastisk i urbane områder som følge av ustabile vindforhold forårsaket av bygninger.

NVEs forelåtte tariffing av plusskunder medfører at inntekter og besparelser til en plusskunde i BKKs nett er estimert til å utgjøre 3352  $NOK$  årlig. Med en oppgitt investeringskostnad på 200 000  $NOK$  er det blitt vist at investeringen, gitt en forventet levetid på anlegget på 25 år, ikke vil bli lønnsom med dagens kraftpriser og tariffsystem.

I oppgaven har det blitt vist til tariffsystemene "Erneuerbare-Energien Gesetz" (EEG) og "Feed in Tariff Scheme" (FITs), henholdsvis i Tyskland og Storbritannia. Det tyske tariffsystemet har bidratt sterkt til at Tyskland ved slutten av 2011 hadde 25 GW installert effekt fra solceller. I Storbritannia kan en plusskunde med et solcelleanlegg på 2,9  $kW_p$  forvente inntekter og besparelser opp mot 11 000  $NOK$  årlig. I løpet av anleggets levetid kan dette utgjøre opp mot 280 000  $NOK$ . Denne summen står i sterk kontrast til hva en

---

norsk plusskunde per i dag kan forvente, som i løpet av levetiden til anlegget er estimert til å utgjøre om lag 87 000 NOK.

Det har også i oppgaven blitt trukket frem at distribuert fornybar kraftproduksjon kan gi utfordringer knyttet til leveringskvalitet, spenningsstabilitet og personsikkerhet. Blant annet er vekselrettere, som er nødvendig for å omforme likespenning til vekselspanning, en kilde til harmoniske i kraftnettet. Et høyt innslag av vekselrettere i kraftnettet innebærer at anleggene for eksempel må installere filtre for å unngå at harmoniske sprer seg ut i nettet. Uønsket øydrift av distribuert kraftproduksjon kan i tillegg være en fare for nettselskapets ansatte ved vedlikehold i kraftnettet. Dette stiller også krav til anleggets evne til å detektere øydrift og koble ut plusskunden. Det internasjonale energibyrået (IEA) har i en rapport konkludert med at risiko for personskade som følge av øydrift av solcelleanlegg hos plusskunde er  $10^{-9}$  årlig.

Det har blitt diskutert at varierende innstråling på solcelleanlegg og ustabile vindforhold byr på utfordringer med spenningsregulering. Det har blitt trukket frem at transient skydekke kan gi ramper i kraftproduksjonen opp mot 15% i sekundet. Grunnet det høye innslaget av kraftproduksjon fra solceller har tyske myndigheter innført et nytt regulativ for vekselrettere. Regulativet setter blant annet krav til en vekselretters effektfaktor, samt at en vekselretter skal ha støtte for frekvensbasert effektreduksjon ved frekvenser over  $50,2 \text{ Hz}$ .

Det har blitt vist at et kundedisplay i kombinasjon med avanserte måle- og styringssystem (AMS) kan være en sentral kilde til informasjon for plusskunden. Displayet kan presentere forbruk og produksjonsdata i tillegg til informasjon om feilsituasjoner i kraftnettet eller plusskundens produksjonsanlegg. Det har i oppgaven blitt presentert et system for hjemmeautomasjon i kombinasjon med et kundedisplay levert av selskapet Control4<sup>1</sup>. Dette systemet støtter individuell laststyring i husholdningen og innebærer at plusskundens energiforbruk i større grad kan tilpasses tidspunkt for kraftproduksjon. Eksempelvis kan en vaskemaskin settes til å starte på tidspunkter der plusskunden produserer egen kraft. Dette innebærer at det aktuelle apparatet drives med særdeles kortreist og klimavennlig kraft.

---

<sup>1</sup><http://www.control4.com>



---

## Abstract

This thesis concludes that the revenue base for distributed generation, in terms of prosumers, is generally low in Norway. This despite the fact that the Norwegian Energy Department (NVE) has undertaken the necessary dispensations, and have proposed a way to tariff prosumers, in an attempt to make the scheme more profitable and attractive. Among the barriers for prosumers are few suppliers of relevant production technology, and low experience among the norwegian construction firms in building energy positive buildings. However, the most dominant barrier at the moment is the financial. In this thesis it has been concluded that the power production technologies most relevant for distributed generation is wind power and solar power (PV). These technologies are mature, but the cost per *kWh* generated is high compared to the current energy prices. This implies that prosumer power generation is not profitable in Norway at the moment.

Two studies published by SINTEF and NVE concludes that the cost of PV power generation in Norway is expected to be between 3.33 *NOK/kWh* and 5 *NOK/kWh* in the near future. Two small scale wind turbines suitable for building mounting, Energy ball and Ampair 600, is from a Dutch pilot estimated to have a power production cost at 22.91 *NOK/kWh* and 14,48 *NOK/kWh* respectively. The largest wind turbine in the pilot, with a 5 meter rotor diameter, had a power production cost at 2.03 *NOK/kWh*. A similar pilot in Great Britain tested 5 different small scale wind turbines at different urban sites. The pilot concluded that the measured performance in 16 out of 26 cases was 40% lower than the performance specified by the manufacturer. The deviations is primarily due to unstable wind conditions in urban areas.

This thesis estimates income and savings for a prosumer, with a yearly energy generation of 4.5 *MWh*, to be approximately 3352 NOK per year. The prosumer is located in the Bergen area and has invested 200,000 *NOK* in a PV production system. This thesis concludes that the investment is not profitable, given a lifespan of the power production facility of 25 years, with the current energy prices and tariff scheme.

In this thesis it has been pointed out that the German and British tariff schemes, named EEG and FITs, has led to a large increase in renewable

---

distributed power generation. The EEG tariff scheme has been a large contributor to the 25 *GW* installed PV capacity in Germany by 2011. A British prosumer with a 2.9 *kW<sub>p</sub>* solar system can expect savings and income of around 11,000 *NOK* per year. With an expected system lifetime of 25 years, the income and savings can add up to around 280,000 *NOK*. This figure differs a lot from the 87,000 *NOK* the Norwegian prosumer can expect from a similar system.

It has been discussed that an increase in distributed renewable power production poses challenges to maintain quality of supply, voltage stability and personal safety. Inverters needed to convert direct current into alternating current is a source of harmonic distortion. To prevent harmonic distortions to spread throughout the power grid it is required that the production systems have installed filters. Unplanned islanding also pose a hazard to the suppliers operators. This requires the production system to rapidly detect islanding and disconnect the system from the grid. International Energy Agency (IEA) estimates the risk of injury due to islanding of PV generation is  $10^{-9}$  per year.

Varying solar irradiance and unstable wind conditions can have an impact on voltage stability. Transient clouds can cause ramps in power production of up to 15% per second. To maintain voltage stability the German authorities have introduced a set of regulations regarding required properties of an inverter. The new regulations set requirements for the converter's power factor, and that the inverter must support frequency-based power reduction.

In this thesis it has been discussed that a customer display in combination with a smart meter can be a key source of information for an end-user. The display can present information about energy consumption as well as the prosumers power production. In addition, the display can be a valuable source of information about potential grid errors as well as errors linked to the prosumers production facility. It has been presented a system for home automation designed by the company Control4. This system supports individual load control, which means that the prosumer can adapt consumption to times were power production occurs. As an example the washing machine can be set to start mid-day when PV power production is at it's peak. This means that the consumed energy is both renewable and very short-travelled.

## Innhold

|   |           |
|---|-----------|
| Oppgavetekst                                    | i         |
| Forord  | iii       |
| Sammendrag                                      | v         |
| Abstract  | vii       |
| Akronymer                                       | xiii      |
| Figurer   | xv        |
| Tabeller  | xvii      |
| <b>1 Innledning</b>                             | <b>1</b>  |
| 1.1 Problemstilling . . . . .                   | 1         |
| 1.2 Fremgangsmåte og metodikk . . . . .         | 2         |
| <b>2 Plusskunde</b>                             | <b>5</b>  |
| 2.1 Definisjon . . . . .                        | 5         |
| 2.2 Plusskunder i Norge . . . . .               | 7         |
| 2.2.1 Status og utvikling . . . . .             | 7         |
| 2.2.2 Plusskunder og plusshus i Norge . . . . . | 10        |
| 2.3 Plusskunder i Utlandet . . . . .            | 13        |
| 2.3.1 Tyskland . . . . .                        | 13        |
| 2.3.2 Storbritannia . . . . .                   | 16        |
| <b>3 Produksjonsteknologier</b>                 | <b>19</b> |
| 3.1 Solenergi . . . . .                         | 19        |
| 3.1.1 Utbredelse og modenhet . . . . .          | 19        |
| 3.1.2 Kraftproduksjon i Norge . . . . .         | 22        |
| 3.1.3 Økonomi . . . . .                         | 27        |
| 3.2 Småskala Vindkraft . . . . .                | 28        |
| 3.2.1 Utbredelse . . . . .                      | 28        |
| 3.2.2 Kraftproduksjon . . . . .                 | 30        |
| 3.2.3 Økonomi . . . . .                         | 33        |
| 3.3 Småskala Vannkraft . . . . .                | 36        |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 3.3.1    | Utbredelse småkraft i Norge . . . . .                           | 37        |
| 3.3.2    | Økonomi . . . . .   | 38        |
| 3.4      | Mikro ”Combined Heat and Power” . . . . .                       | 40        |
| 3.5      | Konklusjon produksjonteknologier for plusskunder . . . . .      | 42        |
| <b>4</b> | <b>Nettrelaterte forhold</b>                                    | <b>45</b> |
| 4.1      | Avanserte Måle- og Styringssystemer . . . . .                   | 45        |
| 4.1.1    | Utvikling og Status i Norge . . . . .                           | 45        |
| 4.1.2    | Utfordringer med AMS . . . . .                                  | 48        |
| 4.2      | Smartgrid . . . . .   | 48        |
| 4.2.1    | Definisjon og struktur . . . . .                                | 48        |
| 4.2.2    | Fornybare energikilder og energilagring . . . . .               | 49        |
| 4.2.3    | Energilagring hos sluttbruker . . . . .                         | 53        |
| 4.3      | Nettilknytning . . . . .  | 55        |
| 4.3.1    | Dagens tilknytningsvilkår . . . . .                             | 55        |
| 4.3.2    | Tilknytningsvilkår plusskunde . . . . .                         | 57        |
| 4.4      | Nettilknytning av produksjonsanlegg . . . . .                   | 58        |
| 4.4.1    | Vekselretter og omformer . . . . .                              | 58        |
| 4.4.2    | Maximum Power Point Tracking . . . . .                          | 60        |
| 4.4.3    | Firekvadrantsmåler . . . . .                                    | 61        |
| 4.4.4    | Aktiv- og reaktiv effekt . . . . .                              | 62        |
| <b>5</b> | <b>Distribuert kraftproduksjon</b>                              | <b>65</b> |
| 5.1      | Mikronett og Øydrift . . . . .                                  | 65        |
| 5.2      | Leveringskvalitet og reaktiv effekt . . . . .                   | 68        |
| 5.2.1    | Reaktiv effekt . . . . .  | 68        |
| 5.2.2    | Leveringskvalitet . . . . .                                     | 70        |
| 5.2.3    | Tiltak for å ivareta leveringskvalitet fra plusskunde . . . . . | 78        |
| <b>6</b> | <b>Tariffer og fakturering av plusskunde</b>                    | <b>85</b> |
| 6.1      | Gjeldende praksis for tariffing . . . . .                       | 85        |
| 6.2      | Fremtidig tariffing . . . . .                                   | 89        |
| 6.2.1    | Reaktiv effekt . . . . .  | 89        |
| 6.2.2    | Innmatingstariffer . . . . .                                    | 90        |
| 6.2.3    | Elsertifikater . . . . .  | 91        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>7 Kundedisplay for plusskunder</b>                     | <b>95</b>  |
| 7.1 Energi- og kostnadsbesparelser . . . . .              | 95         |
| 7.2 Presentasjon av forbruksdata . . . . .                | 98         |
| 7.3 Displayapplikasjoner . . . . .                        | 99         |
| 7.4 Feil- og driftsmeldinger . . . . .                    | 101        |
| <b>8 Barrierer Plusskunder</b>                            | <b>103</b> |
| 8.1 Byggetekniske Barrierer . . . . .                     | 103        |
| 8.2 Barrierer nettilknytning og kraftproduksjon . . . . . | 104        |
| 8.3 Politiske Barrierer . . . . .                         | 106        |
| 8.4 Økonomiske Barrierer . . . . .                        | 107        |
| <b>9 Konklusjon</b>                                       | <b>111</b> |
| <b>10 Forslag til videre arbeid</b>                       | <b>115</b> |
| <b>11 Referanser</b>                                      | <b>117</b> |
| <b>Vedlegg A: Harmoniske forstyrrelser vekselrettere</b>  | <b>131</b> |
| <b>Vedlegg B: EEG satser produksjonsteknologi</b>         | <b>133</b> |



## Akronymer

|              |  |
|--------------|--|
| <b>AC</b>    | Alternating Current (vekselstrøm)                              |
| <b>AMS</b>   | Avanserte Måle- og Styringssystem                              |
| <b>BKK</b>   | Bergenshalvøens kommunale kraftselskap                         |
| <b>CHP</b>   | Combined Heat and Power  |
| <b>DC</b>    | Direct Current (likestrøm)                                     |
| <b>DG</b>    | Distributed Generation   |
| <b>EEG</b>   | Erneuerbare-Energien Gesetz (Lov om å fremme fornybar energi). |
| <b>EU</b>    | Europeiske Union   |
| <b>FC</b>    | Fixed Capacitors   |
| <b>FITs</b>  | Feed-In Tariffs Scheme   |
| <b>FOL</b>   | Forskrift om leveringskvalitet                                 |
| <b>GIK</b>   | Gjeninnkobling mot feil  |
| <b>HAWT</b>  | Horizontal-Axis Wind Turbine                                   |
| <b>IEA</b>   | International Energy Agency                                    |
| <b>IKT</b>   | Informasjons- og kommunikasjonsteknologi                       |
| <b>IT</b>    | Informasjonsteknologi  |
| <b>mCHP</b>  | micro-Combined Heat and Power                                  |
| <b>MET</b>   | Meteorologisk institutt  |
| <b>MPP</b>   | Maximum Power Point  |
| <b>MPPt</b>  | Maximum Power Point Tracking                                   |
| <b>NAL</b>   | Norske Arkitekters Landsforbund                                |
| <b>NOK</b>   | Norske Kroner  |
| <b>NREL</b>  | National Renewable Energy Laboratory                           |
| <b>NVE</b>   | Norges Vassdrags- og Energidepartement                         |
| <b>OFGEM</b> | Office of the Gas and Electricity Markets (UK)                 |
| <b>PCC</b>   | Point of Common Coupling (Tilknytningspunktet)                 |
| <b>PF</b>    | Power factor   |

|                |                            |
|----------------|----------------------------|
| <b>PWM</b>     | Pulse-width Modulation     |
| <b>P&amp;O</b> | Perturb-and-Observe        |
| <b>SC</b>      | Switchable Capacitors      |
| <b>SIM</b>     | Subscriber Identity Module |
| <b>SSB</b>     | Statistisk Sentralbyrå     |
| <b>STC</b>     | Standard Test Conditions   |
| <b>SVR</b>     | Step Voltage Regulators    |
| <b>THD</b>     | Total Harmonic Distortion  |
| <b>VAWT</b>    | Vertical-Axis Wind Turbine |
| <b>V2G</b>     | Vehicle-to-Grid            |



## Figurer

|    |  |    |
|----|--|----|
| 1  | Plusshus i Freiburg, Tyskland [6] . . . . .  | 6  |
| 2  | De ulike konsesjonstypene for omsetning av elektrisk energi. [7]   | 8  |
| 3  | Måleapparat for produksjon og forbruk (t.v) og takmonterte solceller (t.h) hos plusskunden i BBKs nett. [10] . . . . . | 11 |
| 4  | Beskrivelse av solceller plassert på Den Norske Opera og Ballett. [11] . . . . .                                       | 12 |
| 5  | Kartlegging av naturressurser ”Powerhouse One” [12] . . . . .  | 12 |
| 6  | Oversikt over det britiske tariffordningen for plusskunder [20].   | 17 |
| 7  | Multikrystallin- (t.v.) og monokrystallin solcelle (t.h) . [21] . .  | 20 |
| 8  | Solceller med tynnfilmteknologi. [22] . . . . .  | 21 |
| 9  | Utvikling av verdens installerte effekt fra solceller. [23] . . . .  | 21 |
| 10 | Solinnstråling gjennom et døgn. [25] . . . . .   | 22 |
| 11 | Årlig variasjon i solinnstråling. [26] . . . . .   | 23 |
| 12 | Deklinasjon . . . . .  | 24 |
| 13 | Solcellekonfigurasjon med vekselretter. [28] . . . . .   | 26 |
| 14 | Kostnad solceller mot markedspriser for kraft. [30] . . . . .  | 27 |
| 15 | Utvikling i installert effekt fra vindkraft i verden. [33] . . . . .   | 29 |
| 16 | Størrelsesammenlikning små- og storskala vindturbin. [35] . .  | 30 |
| 17 | Vindkart for Norge. [38] . . . . .   | 31 |
| 18 | Vertikalakslet vindturbin. [39] . . . . .  | 32 |
| 19 | Resultater for Ampair 600 i; a) Eden Court og b) Misty farm. [43] . . . . .  | 36 |
| 20 | Kistafossen kraftverk med energiproduksjon på 5,5GWh [46] .  | 40 |
| 21 | Prinsippskisse av mikro-CHP for plusskunder [49] . . . . .   | 41 |
| 22 | Smartgrid utvikling [60] . . . . .   | 49 |
| 23 | Eksempel på Smartgrid [61] . . . . .   | 50 |
| 24 | Etterspørsel etter kraft gjennom et døgn. [62] . . . . .   | 51 |
| 25 | Estimert vindkraftproduksjon og last i Tyskland 2030 [63] . .  | 52 |
| 26 | Eksempel V2G for plusskunder [67] . . . . .  | 53 |
| 27 | Prinsippskisse av en ”grid-tie” vekselretter [71] . . . . .  | 58 |
| 28 | Pulsviddemodulering (PWM) [72] . . . . .   | 59 |
| 29 | Eksempel på 50% duty cycle [73] . . . . .  | 60 |
| 30 | Endring av I-V kurve som følge av: a) Innstråling og b) Temperatur [74] . . . . .                                      | 60 |
| 31 | ”Maximum Power Point (MPP)” for et gitt driftstilfelle. [75] .   | 61 |
| 32 | Oversikt over de fire kvadrantene [76] . . . . .   | 62 |

|    |   |     |
|----|---|-----|
| 33 | a) Induktiv last b) Kapasativ last [77] . . . . .   | 63  |
| 34 | Eksempel på mikronett. [78] . . . . .   | 66  |
| 35 | Eksempel på øydrift plusskunde. [79] . . . . .  | 67  |
| 36 | Eksempel på plusskundes produksjon, forbruk og innmating<br>av aktiv og reaktiv effekt fra solcelleanlegg. [81] . . . . .                           | 69  |
| 37 | Moment-hastighet karakteristik asynkronmaskin [82] . . . . .  | 69  |
| 38 | Spenningsdip på nærmeste samleskinne som følge av oppstart<br>av henholdsvis asynkron- og synkrongenerator med merkeeffekt<br>på 1 MW [83]. . . . . | 70  |
| 39 | a) Spenningsdip. b) Kortvarig overspenning. [85] . . . . .  | 72  |
| 40 | Eksempel på langsomme spenningsvariasjoner i et tilknytnings-<br>punkt målt over 3 uker. [85] . . . . .   | 73  |
| 41 | Eksempel på spenningsfluktuasjoner som forårsaker flimmer.<br>[85] . . . . .  | 74  |
| 42 | Eksempel på forvrengning av sinus som følge av 3. harmoniske.<br>[86] . . . . .   | 74  |
| 43 | Parallellresonans, også kalt strømresonans. [87] . . . . .  | 76  |
| 44 | Testoppsett av harmonisk forstyrrelse vekselrettere [88] . . . . .  | 77  |
| 45 | Grenser for individuelle overharmoniske spenninger i 230 V -<br>35 kV nett. [84] . . . . .  | 78  |
| 46 | Shuntfilter som slipper igjennom 3-, 5- og 7-harmoniske [89] . . . . .  | 80  |
| 47 | Effektregulering likeretter som respons på økt frekvens [91] . . . . .  | 82  |
| 48 | Eksempel på fastsetting av marginaltap av overføring [94] . . . . .   | 86  |
| 49 | Prinsipp bak elsertifikatorordningen [95] . . . . .   | 92  |
| 50 | Eksempel på kundedisplay [55] . . . . .   | 95  |
| 51 | Control4 sitt EC-100 kundedisplay. [97] . . . . .   | 100 |
| 52 | Hjemmeautomasjon med systemet til Control4. [97] . . . . .  | 101 |
| 53 | Hamoniske i rent kraftnett med og uten impedanser som følge<br>av vekselretter. [88] . . . . .  | 131 |
| 54 | Hamoniske i kraftnett med 3%THD som følge av vekselretter.<br>[88] . . . . .  | 131 |
| 55 | Hamoniske i kraftnett med 8%THD som følge av vekselretter.<br>[88] . . . . .  | 132 |
| 56 | EEG tariffer for henholdsvis vannkraft og solceller i 2011. [17] . . . . .  | 133 |
| 57 | EEG tariffer for biogass og biomasse i 2011. [17] . . . . .   | 134 |
| 58 | EEG tariffer for vind og geotermisk kraft i 2011. [17] . . . . .  | 135 |

---

## Tabeller

|    |  |     |
|----|--|-----|
| 1  | EEG innmatingstariff for solcelleanlegg i 2011 og 2012. [17] [18]            | 15  |
| 2  | EEG tariff for eget forbruk av kraftproduksjon fra solcelleanlegg 2012. [18] | 15  |
| 3  | Tapsledd i et solcelleanlegg [29].   | 26  |
| 4  | Sammenlikning av småskala vindturbiner [41]                                  | 34  |
| 5  | Sammenlikning av småskala vindturbiner [41]                                  | 35  |
| 6  | Prosentvis fordeling av utbyggingskostnader småkraft [44]                    | 39  |
| 7  | Tillatte spenningsprang i lavspenningsnettet [84]                            | 71  |
| 8  | Krav til effektfaktor på solcelleanlegg i Tyskland. [92]                     | 81  |
| 9  | Prinsipp for tariffing av plusskunder i BKKs nett.                           | 87  |
| 10 | Marginaltapssatser for plusskunder i BKKs nett.                              | 87  |
| 11 | Tariffer reaktiv effekt Eidsiva Energi [93]                                  | 89  |
| 12 | Frafall av sluttbrukere i pilotprosjekter i Nord-Amerika. [56]               | 96  |
| 13 | Energibesparelse ved bruk av kundedisplay. [57]                              | 97  |
| 14 | Energi og kostnadsbesparelser som resultat av prissignal. [57]               | 98  |
| 15 | Informasjon om plusskundeordning blant nettselskap (Februar 2012).           | 105 |



# 1 Innledning

## 1.1 Problemstilling

Jordens befolkning står foran en av sine største utfordringer i menneskets historie. Den økte etterspørselen etter energi, i kombinasjon med et stadig økende forbruk av fossilt brensel, bidrar kraftig til den globale oppvarmingen. Følgene av denne oppvarmingen vil være katastrofale. Hvis verden ikke klarer å kutte utslippet av karbondioksid er det forventet at andre miljøfiendtlige mekanismer initieres. En av disse mekanismene er smelting av permafrosten der metan, som er en 20 ganger mer aggressiv klimagass, slippes ut i atmosfæren [1]. Resultatet av global oppvarming er økt havnivå, flom, tørke og andre generelle klimatiske forstyrrelser.

Bygninger står for om lag 40% av verdens energiforbruk og kutt i denne energibruken kan medføre en betydelig avlastning på miljøet [2]. For å redusere energiforbruket er det viktig at den vanlige forbruker blir mer bevisst på forbruk av elektrisk energi. Det er forventet at man lettere kan synliggjøre og videre redusere kraftforbruket på enkeltkundenivå med introduksjonen av avanserte måle- og styringssystem (AMS) kombinert med et kundedisplay. AMS er digitale strømmålere som benytter toveis kommunikasjon mellom sluttbruker og nettselskap for blant annet å automatisk, samt hyppigere, rapportere inn kundens forbruk. Dette medfører en mer nøyaktig måleravlesning og fakturering enn dagens analoge målere.

AMS er også en sentral komponent i et såkalt smartgrid. Smartgrid er et moderne kraftnett som i mye større grad enn det tradisjonelle responderer intelligent på produksjon og forbruk av elektrisk energi. AMS gjør det også enklere å registrere produksjon og innmating av kraft på enkeltkundenivå. Disse såkalte plusskundene kan når forbruket er lavere enn egen produksjon selge overskuddskraften og samtidig redusere energiutgifter. Et kundedisplay i forbindelse med AMS kan være et nyttig verktøy for å informere plusskunder om feilsituasjoner, egen kraftproduksjon og forbruk.

Plusskunder representerer foreløpig en beskjeden andel av kundemassen i Norge. Overgangen fra å være en tradisjonell kraftkunde til å bli plusskunde har tradisjonelt vært både lang og kostnadskreven. Dette skyldes at kraftnettets arkitektur og tariffsystem bærer et sterkt preg av å ha en enveis

kraftflyt fra større kraftprodusenter til sluttbruker. En større andel distribuert og fornybar kraftproduksjon innebærer mer kortreist og klimavennlig kraft, men tilfører utfordringer knyttet til leveringskvalitet og håndtering av feilsituasjoner i kraftnettet. I tillegg må det tradisjonelle tariffsystemet tilrettelegges plusskunder for ikke å diskriminere små produsenter av kraft. Denne oppgaven skal søke å avdekke eventuelle barrierer, muligheter og utfordringer assosiert med lokal produksjon på enkeltkundenivå og måling av dette.

## 1.2 Fremgangsmåte og metodikk

For å avdekke mulige barrierer, utfordringer og potensiale forbundet med plusskunder blir det tatt utgangspunkt i NVEs forslag til vedtak av 16. mars 2011 [3]. I dette vedtaksforslaget gir NVE anbefaling om hvordan plusskunder skal håndteres i forbindelse med tariffing og innmating av overskuddskraft. Videre søker oppgaven å konkretisere og diskutere innholdet i dette forslaget, samt avdekke mulige barrierer assosiert med fakturering og måling av overskuddskraft. For å avdekke utfordringer i avtaleverk forbundet med nettilknytning har energiloven, standard tilknytningsvilkår og ulike nettselskaps særvilkår for tilknytning av plusskunder stått sentralt.

Produksjonsteknologier aktuelle for lokal kraftproduksjon for plusskunder skal evalueres basert på blant annet modenheten og utbredelsen til de ulike teknologiene. Det skal også foretas en evaluering om hvilke produksjonsteknologier som er aktuelle for bruk på bygninger i Norge, samt kostnader forbundet med oppføring og vedlikehold. Erfaringer om produksjonsteknologier, tariffsystem og støtteordninger fra andre nasjoner som ligger foran Norge i utviklingen av distribuert kraftproduksjon er i tillegg innhentet. Da Tyskland og Storbritannia er eksempler på nasjoner med forholdsvis lang erfaring med tariffsystemer for distribuert kraftproduksjon er disse blitt valgt som eksempler. Nettsidene til disse nasjonenes energidepartement har vært viktige kilder til informasjon om tariffer og støtteordninger.

Opgaven skal også belyse utfordringer og barrierer assosiert med nettilknytning, fakturering av plusskunder og AMS sin rolle innenfor lokal kraftproduksjon. I tillegg skal også et kundedisplays rolle i forbindelse med plusskunder diskuteres. I utviklingen av denne oppgaven har det også blitt klart at leveringskvalitet og spenningsstabilitet knyttet til distribuert kraftproduk-

sjon er et sentralt tema. I denne delen av oppgaven fokuseres det både på utfordringer ved et høyt innslag av distribuert kraftproduksjon generelt og leveringskvalitet fra plusskunde spesielt. Innen leveringskvalitet blir diskuterte produksjonsteknologier begrenset til vindturbiner og solcelleanlegg, med et hovedfokus på utfordringer ved tilknytning av solcelleanlegg til distribusjonsnett. Bakgrunnen for denne begrensningen er at solceller, som et resultat av denne oppgavens analyse av produksjonsteknologier, stikker seg ut som den mest aktuelle produksjonsteknologien for de fleste plusskunder. Erfaringer fra andre nasjoner og forskningsinstitutt blir så benyttet til å fremlegge en anbefaling om hvordan leveringskvalitet skal ivaretas ved en økning i tilknytning av distribuert fornybar kraftproduksjon.

Det har aktivt blitt benyttet Internett for innhenting av relevant informasjon til denne oppgaven. Studier og papers fra anerkjente forskningsmiljø, energibyrå og universitet har vært sentrale informasjonskilder om produksjonskostnader, samt utbredelse og modenhet til ulike produksjonsteknologier. Internettportalene til Norges Vassdrags- og Energidepartement og Olje- og Energidepartementet har vært viktige kilder til informasjon om foreslåtte vedtak om plusskunder, samt gjeldende bestemmelser. Vilkår og forskrifter som regulerer nettilknytning, tariffing av sluttbrukere og produsenter av elektrisk energi har vært viktige i argumentasjonen. Direkte henvendelser til de største nettselskapene i Norge har blitt foretatt for å avdekke tilknytningsvilkår og tariffing av plusskunder. Statistisk sentralbyrås (SSB) database er benyttet til å avdekke trender og forbruksvaner innen energiforbruk blant norske forbrukere.





## 2 Plusskunde

### 2.1 Definisjon

Produksjonsteknologier som utnytter fornybare energiresurser som eksempelvis vind, sol og vann blir stadig rimeligere og mer effektive. Introduksjon av slike småskala produksjonsteknologier introduserer en ny type kraftkunde. Dette er en kunde som produserer elektrisk kraft i liten skala ved eksempelvis å ha installert solceller eller en vindturbin på boligen. Når forholdene ligger til rette for kraftproduksjon, kan kunden redusere uttaket av elektrisk kraft fra distribusjonsnettet og samtidig redusere utgifter relatert til kjøp av elektrisk kraft.

I enkelte driftstimer vil kunden muligens ha en produksjon som overstiger forbruket. Fordelen er følgelig at kunden ikke behøver å kjøpe kraft fra nettet på disse tidspunktene. Avanserte måle og styringssystemer (AMS) åpner i tillegg for at kunden kan mate kraft inn på nettet og samtidig selge overskuddskraften. Kunden har med dette gått fra å være en vanlig kunde til å bli en plusskunde. Begrepet plusskunder brukes om kunder som har bolig, eller andre virksomheter, der kraft genereres i begrenset omfang. Norges Vassdrags- og energidepartement (NVE) definerer begrepet plusskunde som:

*”Sluttbruker av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet. Produksjonsenheter hvor det kreves omsetningskonsesjon eller sluttbrukere med produksjon som også leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere, er ikke omfattet av ordningen for plusskunder.”* [5]

Produksjon og salg av elektrisk energi er grundig regulert av konsesjoner og forskrifter om teknisk og økonomisk rapportering. NVE har sett et behov for en ordning som gjør det enklere å håndtere innmating av overskuddskraft fra plusskunder. I kapittel 4 om nettrelaterte forhold blir vedtatte dispensasjoner, utfordringer knyttet til måling av lokal produksjon og tariffing av plusskunder nærmere diskutert.

Det er også hensiktsmessig å definere forskjellen mellom en plusskunde og et plusshus. Et plusshus defineres som en bygning som gjennom driftsfasen genererer mer energi til både varme og strøm enn det som ble benyttet til

produksjon av byggevarer, oppføring og drift. Ved å bygge bygninger som er svært energieffektive, samt kombinere denne med en lokal produksjon av energi, kan bygningen oppnå status som plusshus. Det ligger også til grunn i definisjonen av plusshus at tilført energi skal være lokal og fornybar. At produksjonen er lokal menes i denne sammenheng at energiproduksjonen enten er på bygningen eller i umiddelbar nærhet. Det er flere produksjonsteknologier som er aktuelle til bruk i plusshus og for plusskunder, disse produksjonsteknologiene blir presentert i kapittel 3.



Figur 1: Plusshus i Freiburg, Tyskland [6]

En av forutsetningene for at en plusskunde kan mate overskuddskraft inn på distribusjonsnettet og tarifferes nøyaktig er at denne har installert Avanserte Måle- og Styringssystem (AMS), også kjent som ”smart meter”. AMS er betegnelsen for nye digitale strømmålere som nyttiggjør seg toveis kommunikasjon mellom sluttbruker og nettselskap. I tilknytning til AMS kan også et kundedisplay være tilgjengelig for plusskunden, der denne i større grad kan monitorere eget forbruk og produksjon, samt respondere til endinger i kraftpris. AMS introduserer også en rekke andre fordeler for aktører i kraftnettet, disse fordelene vil bli belyst i kapittel 7.

## 2.2 Plusskunder i Norge

### 2.2.1 Status og utvikling

Som nevnt i innledningen av denne oppgaven er andelen plusskunder foreløpig beskjedent. Usikkerhet assosiert med lønnsomhet, nettilkobling og hvordan salg av overskuddskraft skal gjennomføres er trolig blant hovedgrunnene til at økningen i antall plusskunder lar vente på seg i Norge. Tradisjonelt har energiloven satt begrensninger for å etablere seg som plusskunde. NVE har foretatt flere endringer som forenkler saksgangen i et forsøk på å redusere antall barrierer for plusskunder. Eksempel på en barriere for en sluttbruker som ønsker å produsere og videreselge egen kraft er prosessen om konsesjonssøknad.

I Norge er alle energianlegg som enten produserer eller overfører kraft regulert av Energiloven. Energianlegg med en eller flere komponenter over 1000 V vekselstrøm eller 1500 V likestrøm er konsesjonspliktig og det må søkes NVE om konsesjon. Det er ulike konsesjoner en utbygger eller kraftleverandør må søke om:

- **Konsesjon på anlegg**

- Det må søkes konsesjon for å bygge og drive anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning. Når konsesjon gis er det en rekke vilkår det tas hensyn til, blant annet etterspørselen etter elektrisk kraft, samt om det elektriske anlegget kommer til å føre en rasjonell energiforsyning.

- **Omsetningskonsesjon**

- Ingen andre enn staten kan omsette elektrisk energi uten omsetningskonsesjon. Avhengig av virksomhet opererer NVE med 6 ulike omsetningskonsesjoner. De ulike omsetningskonsesjonene er presentert i figur 2.

Konsesjonssøknad kan være en komplisert og tidkrevende affære. Gjeldende regelverk kan være et hinder for sluttbrukere som ønsker å bli plusskunde. Tradisjonelt har det vært relativt komplisert for en sluttbruker å få solgt overskuddskraft. NVE gav derfor i 2011 gitt en generell dispensasjon fra

| Type konsesjon        | Virkeområde/virksomhet til konsesjonær  |
|-----------------------|---|
| Nett/produsent        | Selskaper som eier fordelings-og/eller overføringsnett og/eller som har kraftproduksjon og/eller omsetning.   |
| Ren omsetter          | Selskaper som kjøper og videreselger kraft. Finansiell handel medfører ikke konsesjonsplikt.  |
| Kommune               | Kommuner som videreselger konsesjonskraft til energiverk hvor de ikke har eierandeler.  |
| Forenklete vilkår     | Selskaper som har konsesjonspliktig virksomhet av et begrenset omfang.  |
| Nettselskap i konsern | Ved sammenslåinger, kjøp/oppkjøp, annen ervervelse eller etablering hvor både nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet er involvert, kan NVE stille krav til organisering. En løsning som NVE har akseptert er en konsernorganisering hvor monopolvirksomheten organiseres i et eget datterselskap. |
| Utenlandske foretak   | Utenlandske selskaper som vil drive kraftomsetning i Norge uten å etablere et eget selskap i Norge.   |

Figur 2: De ulike konsesjonstypene for omsetning av elektrisk energi. [7]

omsetningskonsesjonen som gjør det vesentlig enklere å bli plusskunde. Dispensasjonen gjelder for plusskunder som har en årlig kraftproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk eller leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere.

16. mars 2010 publiserte NVE et dokument som omhandler hvordan plusskunder skal håndteres, samt vedtak om dispensasjon fra forskrift 302 om økonomisk og teknisk rapportering [3]. Gjeldende regelverket innebærer at kraftprodusenter må inngå en balanseavtale med Statkraft for å få handels-tilgang i engrosmarkedet. Dette regelverket omfatter samtlige kraftprodusenter uavhengig av størrelse på produksjonsenhet. En kraftprodusent kan alternativt inngå en avtale med en balanseansvarlig om at denne kan ha balanseansvaret. En balanseansvarlig skal sørge for at forpliktelser og anskaffelser samsvarer fra time til time og har videre ansvar for å planlegge seg i balanse. Det er i denne forbindelse verd å nevne at små avvik i balansen er uunngåelige. Selv et lite værromslag kan være nok til at avvik kan oppstå, men slike avvik skal likevel ligge innenfor akseptable nivå. Det nordiske kraftmarkedet er et såkalt residualmarked der avvik mellom anskaffelse og forpliktelse blir gjort opp med avregningsansvarlig, kalt balanseavregning. I praksis innebærer denne ordningen at hvis en balanseansvarlig har forbrukt mer kraft en det som ble anskaffet i driftstimen, skal denne ekstra kraften

betales for. En kraftprodusent får på denne måten ekstra betalt for uforutsett kraftproduksjon. Det er egne regler for hvordan et slikt avvik prissettes, men disse avvikprisene er ikke like gode som innkjøpspriser på planlagt forbruk.

Ordningen skissert av NVE i dokumentet av 16. mars 2010 innebærer at plusskundens overskuddskraft blir kjøpt av områdekonsesjonæren. Videre benytter områdekonsesjonæren overskuddskraften til å dekke tap i distribusjonsnett. Resultatet av dette forslaget er at plusskunden ikke trenger tilgang til engrosmarkedet og behøver verken å inngå en direkte eller indirekte balanseavtale med Statnett. Denne ordningen gjør det vesentlig enklere for plusskunder å selge overskuddskraften og senker terskelen for sluttbrukere som ønsker å selge egenprodusert kraft. Slik det fremstår i dokumentet er denne ordningen frivillig og det må oppnås en enighet mellom de involverte parter om overskuddskraften skal håndteres slik NVE foreslår. I kapittel 4 om nettrelaterte forhold blir det nærmere diskutert hvilke vilkår enkelte nettselskap setter for at en avtale om kjøp av overskuddskraft kan inngås.

Når en avtale mellom plusskunden og områdekonsesjonær er inngått foreslår NVE at konsesjonæren kjøper overskuddskraften til en pris som reflekterer markedsprisen i det aktuelle området. Da kraftmarkedet i Norge per 2011 er delt inn i 5 prisområder vil følgelig prisen på solgt overskuddskraft variere mellom plusskunder bosatt i ulike prisområder. I motsetning til fastprisavtaler som kan inngås med ulik varighet ved kjøp av kraft i sluttbrukermarkedet, er spotprisen relativt uforutsigbar og varierer som følge av etterspørsel og tilbud. Prisen for egenprodusert kraft vil derfor være avhengig av når på døgnet og året kraft mates inn på nettet.

I forskrift om økonomisk og teknisk rapportering (FOR 199-03-11 nr. 302) sier § 16-2 at produsenter av elektrisk energi skal avregnes et andre tariffledd for innmating av kraft [4]. Kraftverk med en installert ytelse mindre enn 1 MW skal avregnes maksimalt 30% av installert effekt multiplisert med 5000 timer. Av vedtak om tariffing av plusskunder datert 16. mars 2011 mener NVE at det er særskilte grunner til å gi dispensasjon fra avregning av andre tariffledd for plusskunder. Spesielt trekker NVE frem at kostnader knyttet til avregning og måling av innmatet overskuddskraft fra plusskunder i mange tilfeller vil overstige inntektene. I tillegg slår NVE fast at det i enkelte tilfeller vil foreligge et mangelfullt grunnlag for fastsetting av andre tariffledd. NVE påpeker at ordningen er midlertidig for å høste erfaring med denne

typen kraftproduksjon. Dette gir en indikasjon på at NVE ser et behov for å revurdere hvordan plusskunder tarifferes i fremtiden hvis det viser seg at denne kundetyperen blir mer utbredt. I kapittel 6 blir nåværende tariffering av plusskunder, samt forslag til fremtidig tariffering, nærmere diskutert.

### 2.2.2 Plusskunder og plusshus i Norge

Selv om det er relativt kort tid siden NVE besluttet å gjøre det enklere å bli plusskunde, er det allerede flere nettselskap som tilbyr sine kunder plusskundeordninger. Det er også private sluttbrukere som har valgt å investere i produksjonsteknologi og mater kraft inn på distribusjonsnettet.

**Hafslund:** Hafslund er et av nettselskapene som allerede har en operativ plusskunde i deres nett [8]. Denne plusskunden befinner seg i Asker kommune og har et produksjonsanlegg basert på solceller med en nominell effekt på  $3840 W_p$  [9]. Plusskundens anlegg har vært i drift siden 19. mars 2011 og har til oktober samme år hatt en nettoproduksjon på  $3 MWh$ . Plusskunden estimerer årlig produksjon til å ligge mellom  $3,5 - 4 MWh$ . I tillegg har målinger gjort på plusskundens anlegg vist at anlegget leverer reaktiv ”energi” på om lag  $1000 kVArh$  som utgjør en systemstøtte til å stabilisere rundt 40 husstander.

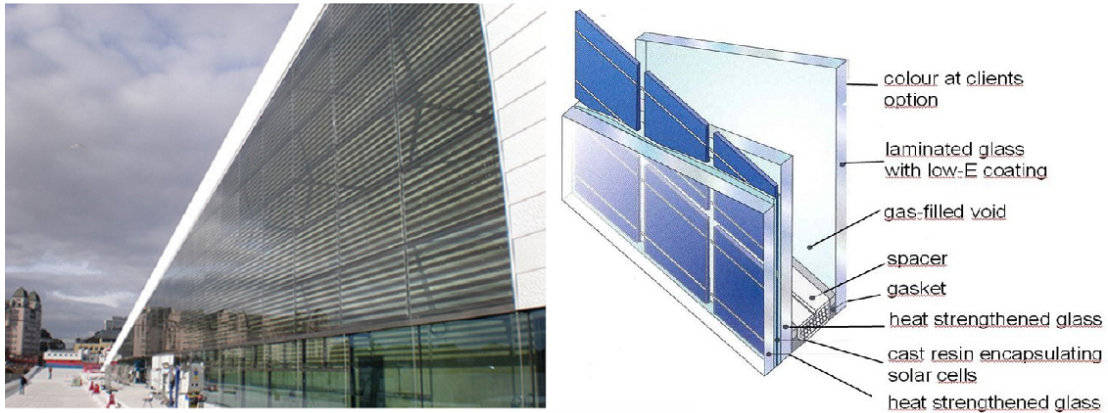
**BKK:** En annen sluttbruker som har besluttet å installere solcellemoduler på boligen er en plusskunde i BKKs nett. Denne kunden har nylig fått status som plusskunde, men modulene ble installert allerede i 2003. Inntil to automatiske målere ble installert i 2010, ble innmatet overskuddskraft målt ved hjelp av et analogt måleapparat. Ved innmating spant disken baklengs og resulterte i et fradrag i totalforbruket. BKK annonserte tidlig i 2012 at de ønsker å betale for innmatet kraft. Dette gjennomføres ved at plusskunden får en egen nettleie i de periodene det mates kraft inn på nettet. Plusskunden estimerer selv å ha benyttet om lag  $200.000 NOK$  for installasjon av anlegget. I følge plusskunden har anlegget produsert  $4,5 MWh$  på et år, hvorav  $0,8 MWh$  er matet inn på BKKs nett. Hvorvidt anlegget har produsert denne energimengden årlig siden installasjonsåret er uvisst [10]. Figur 3 viser plusskundens installerte måleapparater og solceller.



Figur 3: Måleapparat for produksjon og forbruk (t.v) og takmonterte solceller (t.h) hos plusskunden i BBKs nett. [10]

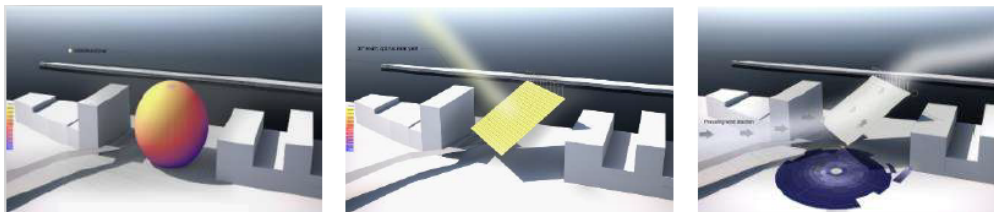
Det er ikke bare privatpersoner som ønsker å benytte solcellepanel som produksjonsteknologi for elektrisk kraft. Stadig flere offentlige bygninger og kontorbygg blir planlagt og oppført med bygningsmonterte produksjonsteknologier.

**Den Norske Opera & Ballett:** Et eksempel på bruk av solceller på offentlige bygninger i Norge er på Den Norske Opera & Ballett. Solcellene er av typen Prosol fra Shüco International KG og er høyeffektive monokrystallinske solceller med en virkningsgrad på 16%. Som vist i figur 4 er solcellemodulene montert vertikalt og dekker omtrent  $300m^2$  av operaens sydfasade. Til sammen utgjør modulene Norges største solcellevegg. Solcellemodulene har en investeringskostnad på  $7000 \text{ NOK}/m^2$  og innebar en total kostnad på 2,8 millioner norske kroner. Det årlige energiutbyttet er om lag  $20\,600 \text{ kWh}$  og ifølge beregninger gjort av blant annet Norske Arkitekters Landsforbund (NAL) har anlegget en nedbetalingstid på 130 år [11]. Videre slår NAL fast at prosjektet ikke hadde blitt lønnsomt uten finansiell støtte fra prosjektet "ECO-culture". Dette er et prosjekt i regi av EU som omfavner flere energibesparende tiltak. Hovedtanken bak installasjonen er å demonstrere en fremtidsrettet integrasjon av fornybare energikilder på bygninger. I tillegg er det forventet at installasjonen har en positiv påvirkning på almenheten siden operaen er et meget profilert bygg i Norge.



Figur 4: Beskrivelse av solceller plassert på Den Norske Opera og Ballett. [11]

**Powerhouse One:** Alliansen "Powerhouse" består av Entra eiendom, Hydro Building Systems, Skanska, Snøhetta og Zero. Sammen har alliansen prosjektert Norges første energipositive kontorbygg som går under navnet "Powerhouse One". Kontorbygget vil være på rundt 16 000 kvadratmeter og skal oppføres på Brattørkaia i Trondheim. Planlagt byggestart er i 2013 og skal etter planen stå ferdig oppført i 2015. Ved å benytte varme, lys og energi fra omgivelsene vil "Powerhouse One" over tid produsere mer energi enn det selv bruker og er dermed et pluss hus. Et viktig moment er at selve bygningsmassen skal være svært tett slik at oppvarmingsbehovet minimeres. Alliansen hevder at dette ikke skal gå utover inn klima da bygningen på samme tid skal ha en veldig god ventilasjon. Den store variasjonen i temperatur og solinnstråling gjennom året innebærer at dette prosjektet er svært utfordrende og ikke minst banebrytende.



Figur 5: Kartlegging av naturressurser "Powerhouse One" [12]



For å realisere prosjektet er alliansen avhengig av optimal energiproduksjon. Dette skal gjøres ved å grundig kartlegge naturressursene på tomten, samt velge et geometrisk design som åpner for utnyttelse av ressursene. Teknologi tilpasset norske forhold skal i tillegg velges, dette innebærer blant annet utnyttelse av sjøvann til oppvarming og kjøling av bygningsmassen. Det er knapt med areal til solceller så kraftproduksjon fra vindturbiner er vurdert, men potensialet i form av kost/nytte er antatt å være begrenset. Alliansen konkluderer derfor med at den største utfordringen er å balansere ut det elsesifikke forbruket. For å oppnå et lavt forbruk må energibehovet til belysning, ventilasjon og andre installasjoner begrenses. Dette skal løses ved å benytte energieffektiv belysning samt utnytte dagslyset i størst mulig grad. Effektiv ventilasjon og periodisk bruk av naturlig ventilasjon skal også redusere energibehovet til vifter [13].

## 2.3 Plusskunder i Utlandet

For å etablere gode insentivordninger og øke andelen plusskunder er det hensiktsmessig å høste erfaringer fra andre nasjoner. Erfaringene må hentes fra nasjoner som ligger et godt stykke foran Norge innenfor distribuert kraftproduksjon og plusskunder. Årsaken til dette er at man ønsker å se på langtidseffekten av satsning på denne typen distribuert kraftproduksjon. Selv om selve kraftproduksjonen kan variere som følge av annerledes klima, er det likevel sentralt å undersøke hvilke tiltak disse nasjonene har gjort for å gjøre det mer lønnsomt å bli plusskunde.

### 2.3.1 Tyskland

Gode insentivordninger og gunstige innmatingstariffer har ført til at Tyskland er i ledersetet innenfor distribuert kraftproduksjon i form av plusshus og plusskunder. Tyskland skiller seg blant annet ut i verdensammenheng ved å ha en installert kapasitet fra solceller på 25 *GW*. Bare i 2011 alene økte den installerte effekten med 7,5 *GW* [14]. Et annet unikt aspekt med de tyske solcelleanleggene er at sentraliserte og bakkemonterte kraftstasjoner kun utgjør 17% av kapasiteten [15]. Dette innebærer at mer en fire-femtedeler av solcelleanleggene er montert på bygninger. Størrelsen på solcelleanleggene fordeler seg følgende:

- Tyskland: 25GW
  - 18% < 10kW
  - 60% 10kW - 100kW
  - 6% over 100kW
  - 17% bakkemontert

1. april 2000 tredde det i kraft lovbestemmelser som regulerer tariffing av fornybar kraft, samt sikrer denne kraftproduksjonen tilgang til det tyske markedet. Loven går under navnet "Erneuerbare-Energien-Gesetz", forkortet EEG og betyr "lov om å fremme fornybar energi". Målet var at 12,5% av tysk kraft skulle være fornybar i 2010, dette målet ble nådd i 2007 [16]. Rapporten i [16] hevder at som følge av EEG hadde Tyskland per 2006 spart miljøet for 45 millioner tonn  $CO_2$ . Loven innebærer i hovedsak følgende:

- Fornybar kraft er garantert innmatingstariff i 20 år.
- Produksjonsanlegg for fornybar kraft har lovfestet rett å tilkobles kraftnettet.
- Kraft fra fornybar produksjon har førsterett til å bli matet inn på nettet og til overføring.
- Sluttbrukere finansierer innmatingstariffene.

I kjølvannet av EEG-vedtaket regnet tyske myndigheter også med følgende fordeler for det tyske samfunnet:

- Drivkraft for en ny industri.
- Akselererer utbredelse av fornybare energikilder.
- Introduserer en rekke nye arbeidsplasser.
- Reduksjon av klimautslipp.
- Drivkraft for innovasjoner som positivt påvirker økonomien og samfunnet.

Blant teknologiene som blir støttet av det tyske tariffsystemet er solcelleanlegg, vannkraft, vindkraft, geotermisk energi, samt elektrisitetsproduksjon med biogass og biomasse som brensel. Tabell 1 viser hvordan innmating av kraft fra solcelleanlegg ble tariffert i 2011. Komplette oversikt over tariffsatser for de resterende teknologiene for 2011 ligger vedlagt som Vedlegg B.

| Solceller (§§ 32, 33 EEG)          | Ct/kwh (2011) | Ct/kwh (2012) |
|------------------------------------|---------------|---------------|
| <b><i>Takmonterte anlegg</i></b>   |               |               |
| < 30kW                             | 28,74         | 24,43         |
| 30kW – 100kW                       | 27,33         | 23,23         |
| 100kW – 1MW                        | 25,86         | 21,98         |
| 1MW <                              | 21,56         | 18,33         |
| <b><i>Frittmonterte anlegg</i></b> |               |               |
| Ombygget/lukket landområde         | 22,07         | 18,76         |
| Andre kvalifiserte områder         | 21,11         | 17,94         |

Tabell 1: EEG innmatingstariff for solcelleanlegg i 2011 og 2012. [17] [18]

Ved forbruk av egenprodusert kraft tarifferes plusskunder i Tyskland etter satsene i tabell 2. I denne tabellen ser man at en plusskunde som benytter mer enn 30% av egenprodusert kraft til eget forbruk, kvalifiserer til en høyere tariffsats. På denne måten reduseres mengden overført kraft som videre fører til reduserte tap i nettet assosiert med kraftoverføring.

|              | Opp til 30% [Ct/kWh] | Over 30% [Ct/kWh] |
|--------------|----------------------|-------------------|
| < 30kW       | 8,05                 | 12,43             |
| 30kW – 100kW | 6,85                 | 11,23             |
| 100kW <      | 5,60                 | 9,98              |

Tabell 2: EEG tariff for eget forbruk av kraftproduksjon fra solcelleanlegg 2012. [18]

Det positive resultatet av EEG har medført at andre nasjoner har adoptert prinsippet bak loven. Eksempelvis er Storbritannia en av om lag 60 nasjoner som har tatt i bruk og utviklet en egen variant av det tyske tariffsystemet.

### 2.3.2 Storbritannia

I Storbritannia er antallet plusskunder økende. Organisasjonen Energy Saving Trust tilbyr på sine hjemmesider grundige steg-for-steg guider for sluttbrukere som vurderer å bli plusskunde [19]. Guidene anbefaler installatører, samt gir tips om støtteordninger og optimalisering av produksjonsanlegget. Energy Saving Trust presenterer også case-studier der organisasjonen har foretatt spørreundersøkelser blant plusskunder for å avdekke kostnader og besparelser. En av de spurte plusskundene hevder at 70% av årlig energiforbruk var egenprodusert og at kunden i kjølvannet av installasjonen i mye større grad verdsetter elektrisk energiproduksjon. Som følge av dette hevder plusskunden at familien har blitt mer oppmerksom på eget energiforbruk.

Storbritannia har lansert en tariffordning som gir en sluttbruker gode incentiver til å bli plusskunde. Hvis en britisk sluttbruker velger å installere produksjonsteknologi for fornybare, eller lav-karbons, energikilder kan kunden kvalifisere til den statlige ordningen om innmatingstariff. Tariffordningen går under navnet "Feed-In Tariffs scheme", forkortet til FITs. FITs blir kontinuerlig vurdert av den britiske stat og tilskuddene til plusskunder blir fortløpende endret, men utførte endringer har ikke tilbakevirkende kraft. Dette gjør ordningen forutsigbar for britiske plusskunder. Tariffordningen innebærer at plusskunden, i likhet med den norske ordningen, kan få betalt for overskuddskraft som mates inn på nettet. Forskjellen ligger i at en britisk plusskunde i tillegg får betalt for egenprodusert kraft som kunden forbruker selv. Tariffordningen inkluderer følgende produksjonsteknologier opp mot  $5MW$ :

- Takmonterte eller frittstående solceller.
- Bygningsmonterte eller frittstående vindturbiner.
- Vannkraftverk.
- Mikro CHP ("Combined Heat and Power")
- Tanker til anaerob nedbrytning av organisk avfall for produksjon av biogass.

De seks største kraftleverandørene i Storbritannia er lovpålagt å utbetale FITs og en plusskunde kan tjene eller spare penger på følgende måter:

- **Genereringstariff.**

- Kraftleverandøren vil betale plusskunden en gitt rate (se fig 6) for hver  $kWh$  produsert. Når produksjonsanlegget er registrert i FIT-systemet blir tariffene indeksert og garantert utbetalt i 25 år.

- **Eksporttariff.**

- Plusskunden får ytterligere  $0,30 \text{ NOK}/kWh$  som mates inn på distribusjonsnettet.

- **Reduksjon av energitgifter**

- Kunden vil redusere energikostnader som følge av redusert kjøp av kraft fra nettet.

Figur 6 er en del av oversikten over hvordan den britiske stat tarifferer plusskunder. For en fullstendig oversikt over tariffordningen henvises det til tabellen til "Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM)" i [20]. Dette er det reviderte tariffsystemet gjeldende fra 1. august 2011.

| Description  | FIT Year in which the Eligibility Date of an Eligible Installation falls |  |                       |                       |                       |                       |                       |                       |                       |                        |                        |
|--|--|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|
|  | FIT Year 1<br>2010/11  | FIT Year 2<br>2011/12                                | FIT Year 3<br>2012/13 | FIT Year 4<br>2013/14 | FIT Year 5<br>2014/15 | FIT Year 6<br>2015/16 | FIT Year 7<br>2016/17 | FIT Year 8<br>2017/18 | FIT Year 9<br>2018/19 | FIT Year 10<br>2019/20 | FIT Year 11<br>2020/21 |
| Anaerobic digestion with total installed capacity of 250kW or less   | 12.1   | If Eligibility Date is before 30 September 2011      | 12.1                  | 14.0                  | 14.0                  | 14.0                  | 14.0                  | 14.0                  | 14.0                  | 14.0                   | 14.0                   |
|  |  | If Eligibility Date is on or after 30 September 2011 | 14.0                  |                       |                       |                       |                       |                       |                       |                        |                        |
| Anaerobic digestion with total installed capacity greater than 250kW but not exceeding 500kW                             | 12.1   | If Eligibility Date is before 30 September 2011      | 12.1                  | 13.0                  | 13.0                  | 13.0                  | 13.0                  | 13.0                  | 13.0                  | 13.0                   | 13.0                   |
|  |  | If Eligibility Date is on or after 30 September 2011 | 13.0                  |                       |                       |                       |                       |                       |                       |                        |                        |
| Anaerobic digestion with total installed capacity greater than 500kW   | 9.4  | 9.4  | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                   | 9.4                    |                        |
| Hydro generating station with total installed capacity of 15kW or less   | 20.9   | 20.9   | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                  | 20.9                   |                        |
| Hydro generating station with total installed capacity greater than 15kW but not exceeding 100kW                         | 18.7   | 18.7   | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                  | 18.7                   |                        |
| Hydro generating station with total installed capacity greater than 100kW but not exceeding 2MW                          | 11.5   | 11.5   | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                  | 11.5                   |                        |
| Hydro generating station with total installed capacity greater than 2MW  | 4.7  | 4.7  | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                   | 4.7                    |                        |
| Combined Heat and Power with total installed electrical capacity of 2kW or less (Tariff available only for 30,000 units) | 10.5   | 10.5   | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                  | 10.5                   |                        |
| Solar photovoltaic with total installed capacity of 4kW or less, where attached to                                       | 37.8   | 37.8   | 34.6                  | 31.6                  | 29.0                  | 26.4                  | 24.0                  | 21.8                  | 19.9                  | 18.1                   | 16.4                   |

Figur 6: Oversikt over det britiske tariffordningen for plusskunder [20].

Med FITs estimerer Energy Saving Trust at en britisk plusskunde med en typisk solcelleinstallasjon på  $2,9 \text{ kW}_p$  kan forvente årlige inntekter og besparelser opp mot \$1190, tilnærmet 11 000 *NOK*. Det er også estimert at plusskunden over levetiden til installasjonen kan forvente besparelser og inntekter opp mot 280 000 *NOK*, samt at kunden sparer miljøet for 30 tonn  $CO_2$ . En vindturbin på  $6 \text{ kW}$  forventes å gi årlige besparelser og inntekter opp mot 32 000 *NOK* og årlig spare miljøet for 5 tonn  $CO_2$ . Det er viktig å merke seg at britiske husholdninger har et relativt annerledes energiforbruk enn norske. Britiske husholdninger benytter blant annet gass i mye større grad og har generelt et mildere klima. I tillegg er solinnstrålingen på de britiske øyer høyere enn i Norge, noe som også medfører at solceller har en høyere kraftproduksjon. For å kunne estimere inntektsgrunnlaget til en norsk plusskunde er det derfor viktig å se på parametre som påvirker kraftproduksjon fra aktuelle produksjonsteknologier.

## 3 Produksjonsteknologier

### 3.1 Solenergi

Solenergi er ikke et ukjent begrep for nordmenn. Mange forbinder solenergi med elektrisk kraftproduksjon på hytter og båter, men potensialet for bruk av solenergi er større enn det mange tror. Siden solceller for første gang ble benyttet på innretninger i verdensrommet på 70-tallet, har solceller stadig blitt mer dagligdags og er i dag en fornybar energikilde med et stort potensiale. Blant annet blir bruk av solceller på bygninger mer vanlig i Europa, mye grunnet stadig billigere og mer effektive solceller, samt gode insentivordninger. Mengden energi innstrålt fra solen til jordkloden er flere tusen ganger større enn den energimengden jordens befolkning etterspør og mange ganger større enn jordens energireserver. En annen fordel med solenergi er at denne energiformen er relativt jevnt fordelt over hele jordkloden i motsetning til for eksempel vannkraft eller olje- og gassreserver.

#### 3.1.1 Utbredelse og modenhet

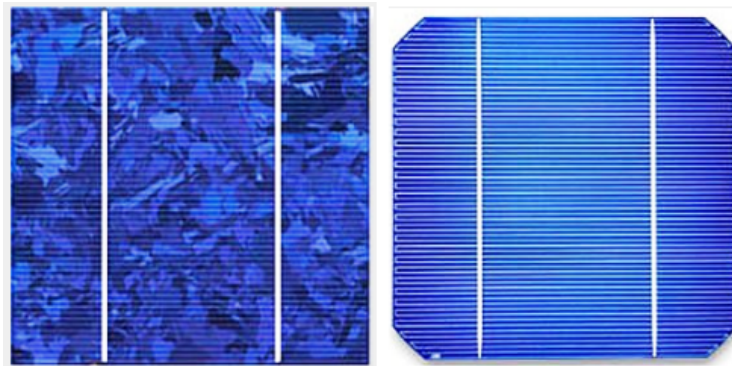
Solenergi er et fellesbegrep for utnyttelse av solens innstråling av energi. Solenergi kan grovt deles inn i aktiv solvarme, passiv solvarme og solceller. Aktiv solvarme involverer et system bestående av en kollektor, et varmelager og et distribusjonssystem. Kollektoren er ofte svart og absorberer energien fra solen i form av varme. Varmen blir så transportert ved hjelp av væske eller luft, og benyttes til romoppvarming eller oppvarming av tappevann. Passiv solvarme går derimot ut på å slippe solvarme inn i huset ved hjelp av ulike bygningsmaterialer og utforming på bygningen. Begge disse metodene er sentrale i såkalte passivhus.

I plusshus og for plusskunder kan derimot solceller spille en vital rolle som energikilde. I solceller konverteres solenergi til elektrisitet ved bruk av halvledere og den fotovoltaiske effekten. Grunnet en solcelles oppbygning og sollyset egenskaper er det ikke mulig å unytte all innstrålt energi. Dette innebærer at virkningsgraden på solceller er lav, da denne defineres som forholdet mellom innstrålt effekt og avgitt elektrisk effekt. Et solcelleanleggs størrelse måles i anleggets ytelse ( $W_p$ ) og fastsettes ved å måle strøm- og spenningskarakteristikk ved varierende motstand under standard testforhold (STC). Standard testforhold innebærer blant annet en konstant innstråling på  $1000 \text{ W/m}^2$ ,

temperatur på  $25^{\circ}\text{C}$  og en lufttetthet på 1,5. Et solcelleanlegges størrelse blir stemplet på navneplaten som DC merkeeffekt.

Det er en rekke teknologier innenfor solceller, men den mest utbredte er waferbaserte solceller av silisium. De waferbaserte solcellene deles inn i monokrystallinske og multikrystallinske. Monokrystallinske solceller innebærer at solcellen er bygget opp av en enkelt silisiumskrySTALL, mens multikrystallinske solceller består av flere krystallkorn. Forskjellen mellom teknologiene er at monokrystallinske solceller har høyere effektivitet, mens multikrystallinske er rimeligere å fremstille.

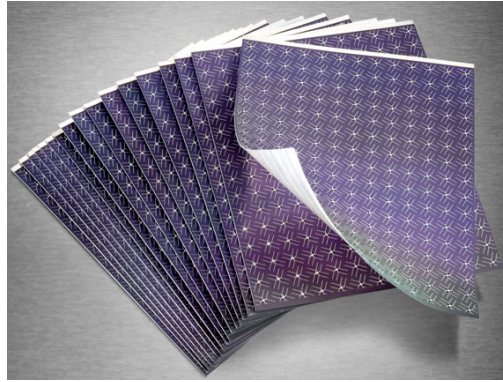
Selv om jorden blir tilført enorme mengder energi fra solen, er det fremdeles en utfordring å effektivt omdanne denne energien til elektrisk energi. Utviklingen av waferbaserte solceller går stadig fremover, men foreløpig ligger virkningsgraden på et waferbasert solcellepanel mellom 12 – 20%.



Figur 7: Multikrystallin- (t.v.) og monokrystallin solcelle (t.h) . [21]

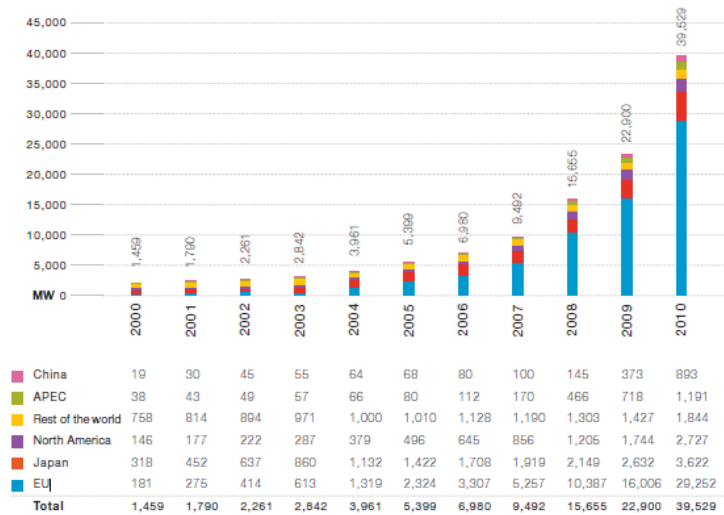
En annen teknologi innenfor solceller er tynnfilm. Prinsippet går i hovedsak ut på å legge tynne lag av solceller på et subtrat. Det er både fordeler og ulemper forbundet med tynnfilm. Blant fordelene er at tynnfilm er billig å produsere da det benyttes mindre materiale i forhold til den waferbaserte teknologien. En av de største fordelene er at tynnfilmsolceller er fleksible hvis de er deponert på bøyelige subtrater. Dette åpner for større grad av implementering på for eksempel tekstiler. Ulempen med denne teknologien er at virkningsgraden typisk ligger i området 8 – 12%.





Figur 8: Solceller med tynnfilmteknologi. [22]

Grunnet økt fokus på utnyttelse av fornybare energikilder har produksjon og installasjon av solceller økt kraftig de siste årene. Figur 9 illustrerer utviklingen av verdens samlede installerte effekt fra solceller fra 2000 til 2010.



Figur 9: Utvikling av verdens installerte effekt fra solceller. [23]

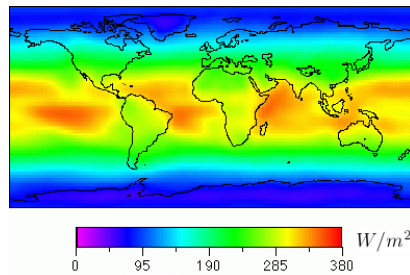
I 2010 var det bygget ut større solcelleanlegg i mer enn 100 land [24]. Utenfor Europa er USA og Japan store aktører innenfor utvikling og installasjon av solcelleanlegg. Disse solcelleanleggene er som regel store kraftverk og har "trackers" som følger solens bane over himmelen.

### 3.1.2 Kraftproduksjon i Norge

En av de største utfordringene med solceller er at teknologien er avhengig av en rekke parametre for å gi tilfredsstillende kraftproduksjon. Mengden innstrålt solenergi teknologien kan omdanne til elektrisk kraft er avhengig av:

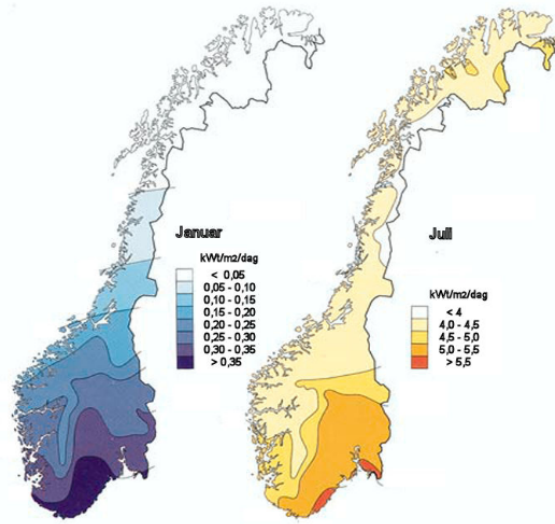
- Hvilken breddegrad solcellene er plassert.
- Tidspunkt på året.
- Plassering på selve bygningen og tilgjengelig areal.
- Skydekke.
- Skygge over hele eller deler av solcellene.
- Vekselretter og andre elektriske komponenter.

Årsaken til at kraftproduksjon er avhengig av breddegraden er fordi solinnstrålingen varierer med solvinkelen. I yttergrensen av atmosfæren er solinnstrålingen nær  $1350 \text{ W/m}^2$  i et plan normalt på solstrålene, kjent som solarkonstanten. Gjennom atmosfæren svekkes solstrålene før de treffer jordoverflaten. På breddegrader nær ekvator kan innstrålingen på skyfrie dager ligge opp mot  $1000 \text{ W/m}^2$ . Dis og skyer påvirker også mengden innstrålt energi, derfor er den gjennomsnittlige solinnstrålingen i solrike deler av verden gjennom et døgn på om lag  $250 \text{ W/m}^2$ . På nordlige og sørlige breddegrader er solvinkelen mindre, og som et resultat, tykkere atmosfære som solstrålene må passere. Dette resulterer følgelig i at innstrålingen er vesentlig lavere i disse delene av verden.



Figur 10: Solinnstråling gjennom et døgn. [25]

Norge er et langstrakt land som også resulterer i store forskjeller i solinnstråling mellom nord og sør. I tillegg til denne forskjellen mellom nord og sør, varierer innstrålingen mye med årstiden og været. Figur 12 viser forskjellene mellom nord og sør i ulike deler av året.

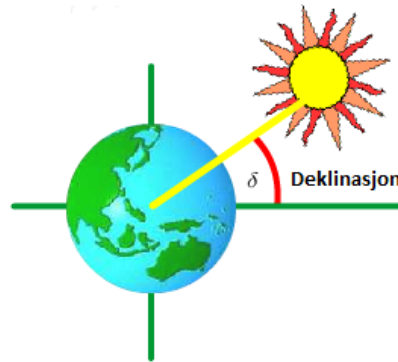


Figur 11: Årlig variasjon i solinnstråling. [26]

På en skyfri sommerdag i Sør-Norge kan energien fra innstrålingen ligge på  $8,5 \text{ kWh/m}^2$ , mens innstrålingen på en overskyet vinterdag i Nord-Norge ikke er større enn  $0,02 \text{ kWh/m}^2$  [26]. Den årlige solinnstrålingen i Nord- og Sør-Norge er på henholdsvis  $700 \text{ kWh/m}^2$  og  $1100 \text{ kWh/m}^2$  som utgjør 30 – 50% av innstrålingen ved ekvator. Siden Norge har en vesentlig mindre innstråling sett over et år, er optimalisering av helningsvinkelen på solcellene viktig.

Solhøyden varierer gjennom både dagen og året. Hvis man ikke har anledning til å endre vinkelen på solcellene må man estimere en vinkel som gir optimal produksjon sett over et år. Et sett av likninger er tilgjengelig for å optimalisere produksjonen. Med likning 1 kan man regne ut deklinasjonen basert på antall dager man er ut i året,  $d$ , samt maksimum solhøyde,  $23,45^\circ$ .

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left[\frac{360}{365}(d - 81)\right] \quad (1)$$



Figur 12: Deklinasjon

På den nordlige halvkule benyttes likning  $\alpha = 90 - \phi + \delta$  til å regne ut elevasjonsvinkelen.  $\phi$  er den aktuelle breddegraden der solcelleanlegget er lokalisert.

$$\alpha = 90 - \phi + \delta \quad (2)$$

Ved å benytte likning 1 og 2 kommer man frem til at den optimale helningsvinkelen i Norge er mellom  $40^\circ$  og  $50^\circ$ , der den sørlige delen av Norge har optimal vinkel på  $40^\circ$  og den nordlige  $50^\circ$ .

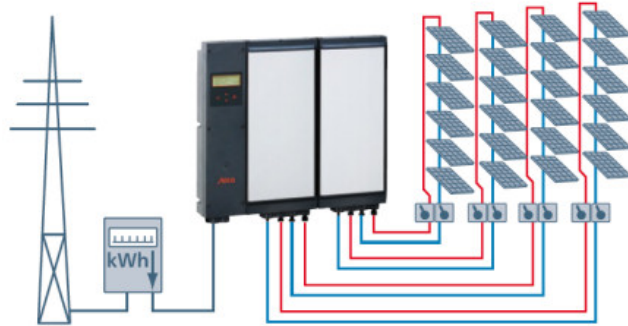
Kraftproduksjon fra solceller er også sterkt avhengig av arealet av modulene. Dette innebærer at årlig produksjon følgelig er avhengig av tilgjengelig areal på bygningen. Oppsummert innebærer de ulike parametre at kraftproduksjon vil være sterkt avhengig av hvor bygningen er plassert i landet, tidspunkt på året og størrelsen på bygningen. All den tid solen på den nordlige halvkule beveger seg fra Øst, via Sør, til Vest, er det ingen hensikt å montere solcellene mot Nord. Resultatet av dette er at man får høyest produksjon ved å montere solcellene på et sørvendt tak. Dette innebærer også at man i mange sammenhenger kun kan utnytte halve takarealet og for enkelte plusskunder vil virkningsgraden til solcellene være lav grunnet bygningens orientering. For en potensiell plusskunde med en gavl orientert mot sør vil helningsvinkelen for takmonterte anlegg være langt fra optimal og kraftpro-

duksjon deretter. På den andre siden kan panelene plasseres på bygningens vegger, men hvis man ikke installerer solcellene etter den optimale helningsvinkelen synker ytelsen vesentlig. En mulighet er derfor å vinkle flere panel i den optimale helningsvinkelen på bygningens vegg, men dette kan på den andre siden bryte med manges oppfatning av det estetiske utseende til en bolig.

Det ble tidligere i denne seksjonen forklart at et solcelleanleggs ytelse ( $W_p$ ) er stemplet på navneplaten som DC merkeeffekt. Da denne merkeeffekten er i DC og testet under standard testforhold, vil AC effekt ut fra anlegget i virkeligheten avvike fra merkeeffekten. I tillegg til faktorer som helningsvinkel og skydekke skyldes dette avviket:

- Tap i vekselretter og transformator.
- Resistive tap i kabler fra vekselretter til kraftnettet.
- Resistive tap i kabler fra solceller til vekselretter.
- Tap som følge av spenningsfall over dioder og andre elektriske koblinger.
- Forurensning av overflaten til solcellemodulene som snø og støv.
- Misforhold i I-V kurve mellom flere moduler medfører at anlegget ikke produserer optimalt.
- Aldring

For å kunne mate kraft fra solceller inn på kraftnettet, eller benytte energikilden til 230 V vekselstrømapplikasjoner i hjemmet, må likestrømmen fra anlegget konverteres til vekselstrøm. Dette gjøres ved hjelp av en vekselretter som vist i figur 13. Som resultat av vekselretterens virkemåte må man medregne et tap på mellom 2% til 10%, avhengig av produsent og størrelse på vekselretter [27]. En vekselretters virkemåte blir nærmere beskrevet i kapittel 4 om nettrelaterte forhold.



Figur 13: Solcellekonfigurasjon med vekselretter. [28]

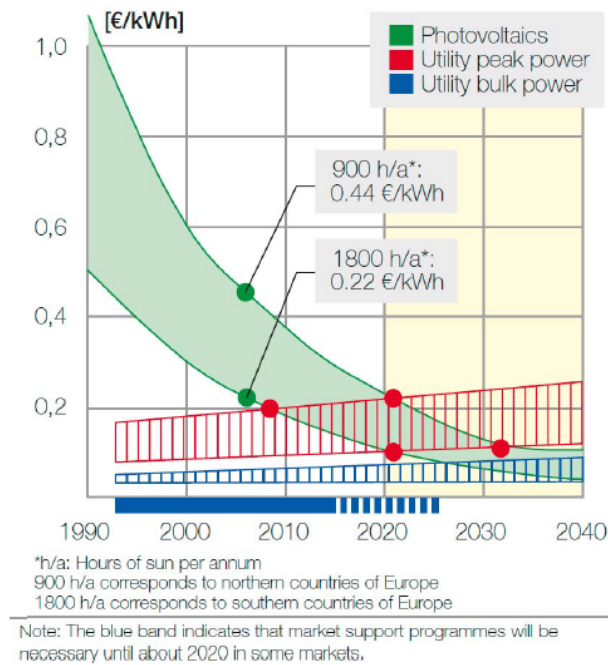
Som et resultat av alle faktorene nevnt i dette kapitlet må man medregne en virkningsgrad fra DC merkeeffekt til AC utgangseffekt på om lag 0,77. Denne virkningsgraden er ikke generell og vil variere som følge av anleggets kompleksitet, lokalisering, temperatur med mer. Virkningsgraden er basert på verdier fra "National Renewable Energy Laboratory (NREL)" og er vist i tabell 3.

| Comonent Derate Factors               | PVWatts Defult | Range              |
|---------------------------------------|----------------|--------------------|
| PV module nameplate DC rating         | 0.95           | 0.90-1.05          |
| Inverter and transformer              | 0.92           | 0.88-0.98          |
| Mismatch                              | 0.98           | 0.97-0.995         |
| Diodes and connections                | 0.995          | 0.99-0.997         |
| DC wiring                             | 0.98           | 0.97-0.99          |
| AC wiring                             | 0.99           | 0.98-0.993         |
| Soiling                               | 0.95           | 0.3-0.995          |
| System availability                   | 0.98           | 0.00-0.995         |
| Shading                               | 1.00           | 0.00-1.00          |
| Sun tracking                          | 1.00           | 0.95-1.00          |
| Age                                   | 1.00           | 0.70-1.00          |
| <b>Overall DC-to AC derate factor</b> | <b>0.77</b>    | <b>0.099-0.960</b> |

Tabell 3: Tapsledd i et solcelleanlegg [29].

### 3.1.3 Økonomi

For mange sluttbrukere er det sentralt å kunne vite hvor lønnsomt det er å bli plusskunde ved å installere solceller. For å gi et bilde av dette er det viktig å estimere hvor mye elektrisitet man kan generere årlig, for så veie dette opp mot utbyggingskostnad og vedlikehold av produksjonsanlegget. Kostnad for installert effekt varierer sterkt mellom nasjoner grunnet beliggenhet, støtteordninger og anleggstørrelse. Dette innebærer at det er utfordrende å overføre kostnader fra solcelleprosjekter i andre nasjoner med en potensiell utbygging til Norge. En studie publisert av SINTEF [30] påpeker at systemprisen for et nettilknyttet anlegg i Amerika ligger i området 35-45  $NOK/W_p$ , mens systemprisen i Norge ligger mellom 90-120  $NOK/W_p$ .



Figur 14: Kostnad solceller mot markedspriser for kraft. [30]

Prisen på kraft fra solceller må konkurrere mot kraftpris fra konvensjonelle produksjonsteknologier i kraftmarkedet. Det er i den forbindelse vanlig å benytte uttrykket *nettparitet* om konkurransevnen til solceller. I nasjoner med lave installasjonskostnader for solceller og samtidig høye kraftpriser vil nettparitet oppnås først. Da Norge per i dag har lave kraftpriser, lavere

innstråling og høyere kostnad for installasjon av solceller enn sydlige nasjoner, er det forventet at nettparitet først vil skje i 2020. Figur 14 viser når nettparitet kan forventes i henholdsvis nordlige og sydlige deler av Europa.

Studien i [30] indikerer at den laveste prisen som er mulig for solceller å oppnå i Norge trolig vil ligge på  $30 \text{ NOK}/W_p$ . Den samme kostnaden blir også presentert i rapporten "Kostnader ved produksjon av kraft og varme" utarbeidet av NVE [31], men denne rapporten legger til grunn et stort innkjøpsvolum. I tillegg poengterer den sistnevnte rapporten at kostnader forbundet med reguleringsutrustning og annet nødvendig utstyr kommer i tillegg. Et solcelleanlegg plassert i den sørlige halvparten i Norge estimeres til å gi omtrent  $800 \text{ kWh}/W_p$  årlig. Studien til SINTEF beregner på bakgrunn av dette en fremtidig elkostnad for solceller til å ligge mellom  $3,33 - 3,75 \text{ NOK}/\text{kWh}$ , mens rapporten til NVE konkluderer med  $5 \text{ NOK}/\text{kWh}$ .

## 3.2 Småskala Vindkraft

Et alternativ til solenergi er vindkraft. Vinden har gjennom historien blitt flittig brukt som energibærer, enten det har vært å få bevegelse i seilskip eller male korn med vindmøller. I moderne tid assosieres ofte vindkraft med store vindturbinparker, men i likhet med solceller blir vindturbiner også brukt på hytter og båter som ikke er tilkoblet kraftnettet.

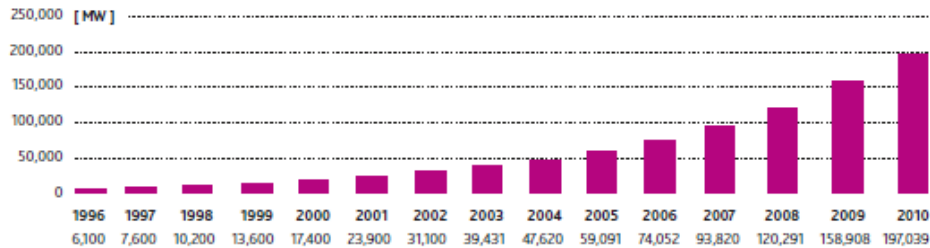
### 3.2.1 Utbredelse

Vindturbiner har tradisjonelt blitt plassert på landområder som er vindutsatte, men en rekke kritikere mener at vindturbinparker er støyende og skjemmende for landskapet. Folk flest er som oftest positive til utbygging av vindkraft så lenge det ikke skjer i umiddelbar nærhet av egen bolig. Følgene av dette er at det blir mer vanlig å prosjektere og bygge offshore vindturbinparker der turbinene er mindre synlige og vinden er mer stabil. Det å bygge ut store vindturbinparker til havs er en krevende oppgave når det kommer til konstruksjon, kraftoverføring og i forbindelse med vedlikehold og utskifting av deler. På Horns Rev i Danmark ble det i 2002 konstruert verdens største vindturbinpark bestående av 80 vindturbiner med en samlet produksjonskapasitet på  $160 \text{ MW}$ .

Vindkraft er den fornybare energikilden i som verdensammenheng har hatt



størst vekst de siste årene med en årlig økning i antall installasjoner på 27,6% [32]. Det er også forventet en årlig økning på 15,7% frem mot 2013. Verdens samlede kapasitet var i slutten av 2010 på 197 MW og utgjør omlag 2,5% av verdens årlige energiproduksjon [34].



Figur 15: Utvikling i installert effekt fra vindkraft i verden. [33]

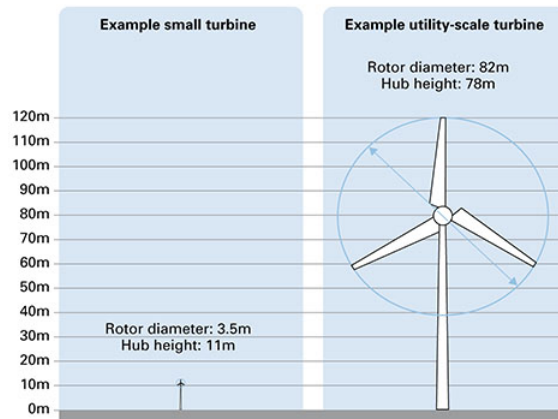
For plusskunder kan vindturbiner være et aktuelt alternativ alene eller som supplement til solceller. Det ble i kapittel 3.1 argumentert at kraftproduksjon fra solceller varierer sterkt gjennom året og er lite egnet lengst nord i landet. I denne sammenheng kan en småskala vindturbin montert på plusskundens bolig være et nyttig supplement når det er overskyet. Deler av den norske kysten er i tillegg særdeles vindutsatt og legger i utgangspunktet til rette for kostnadseffektiv kraftproduksjon for en plusskunde.

Interessen for bygningsintegret vindkraft har i de siste årene økt kraftig både i Europa og USA. I Storbritannia har andelen vindturbiner økt til over 10 000 enheter siden 2005 (tall fra 2009). Ifølge "British Wind Association" var den årlige energiproduksjonen fra småskala vindturbiner estimert til å utgjøre 24,5 GWh i 2007 [36]. Det er også estimert at dette segmentet kan generere 1,17 TWh i 2020 hvis utbyggingen øker i samme takt.

USA har i lang tid vært verdensledende på dette feltet med over 150 000 småskala vindturbiner installert, hovedsakelig på gårder i midtvesten. I Italia har interessen økt etter at staten innførte en insentivordning på vindkraft. I Norge har derimot interessen for småskala vindturbiner vært relativt lav. Olje- og Energidepartementet ga i 2009 uttrykk for at de ønsket en større økning på dette feltet og begrunnet dette med at det vil være et gunstig tilskudd i økningen av fornybare energikilder. Olje- og Energiministeren la også vekt på at kraftproduksjon fra småskala vindturbiner, ved innføring av

grønne sertifikater i 2012, vil bli langt mer lønnsomme enn de er i dag.

Småskala vindkraft er betegnelsen for vindturbiner med produksjonskapasitet opp til  $50 \text{ kW}$ . Til sammenlikning har en vindturbin på Horns Rev en produksjonskapasitet på  $2000 \text{ kW}$ . Figur 16 illustrerer størrelsesforholdet mellom små- og fullskala vindturbiner.



Figur 16: Størrelsesammenlikning små- og storskala vindturbin. [35]

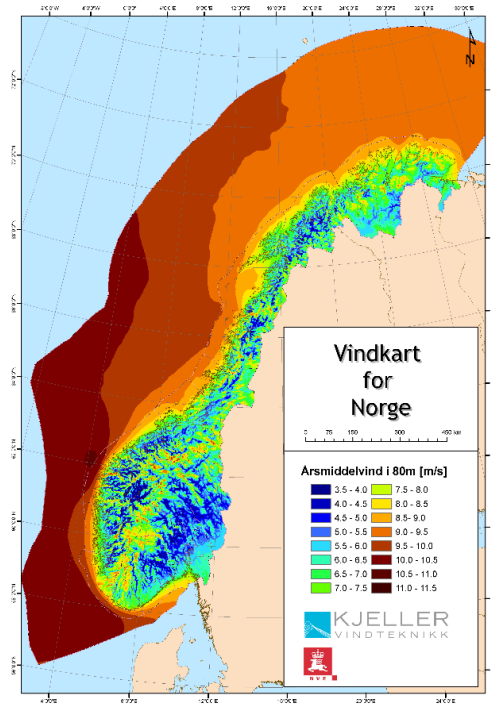
### 3.2.2 Kraftproduksjon

En vindturbin omdanner den kinetiske energien i vind til mekanisk energi ved hjelp av rotorbladene. Rotoren er som regel på fullskala vindturbiner montert på en  $80\text{m}$  høyt tårn, dette fordi vinden normalt er mer stabil og kraftigere i denne høyden. Rotorbladene driver igjen en generator som omdanner den mekaniske energien til elektrisk energi. Ved hjelp av likning 3 kan effekt fra den kinetiske energien som passerer gjennom vindturbinen beregnes.

$$P_{turbin} = \frac{E_{mek}}{t} = \frac{1}{2} * A * \rho * v^3 \quad (3)$$

I likning 3 er  $A$  sveipet rotorareal,  $\rho$  er tettheten til vinden og  $v$  er vindhastighet. Ut i fra likningen kan man se at vindhastigheten er den variabelen som har mest å si på effektuttaket. Man ønsker selvfølgelig at mest mulig

av den kinetiske energien til vinden skal overføres til rotorbladene. Jo større differanse det er på luftens hastighet før og etter vindturbinen, desto større er energioverføringen. Man kan likevel ikke ta ut 100% av energien i vinden, hvis så hadde vært tilfelle ville vindhastigheten bak turbinen vært null og vinden hadde ikke kommet vekk fra turbinen. I henhold til Betz' lov er vindturbiner i teorien begrenset til omdanne 59,3% av den energimengden som passerer rotorarealet, men man opererer i praksis med omtrent 40%. Avhengig av turbinstørrelse og vindhastighet vil en vindturbin gi ca. 1000 kWh/år per kvadratmeter sveipet areal. [37]



Figur 17: Vindkart for Norge. [38]

Moderne vindturbiner er selvregulerende ved at de starter kraftproduksjon når vindhastigheten når 3 - 5  $m/s$ . Ved vindhastigheter over 25  $m/s$  stopper som regel vindturbinen, da hastigheter over denne grensen kan medføre skade og unødvendig slitasje på turbinen. Som vist i likning 3 er vindhastigheten en viktig faktor i vindkraftproduksjon, så ved prosjektering av nye vindturbinparker er vindkart et nyttig verktøy for å kartlegge årsmiddelvind. Et slikt vindkart, utarbeidet av Kjeller Vindteknikk, er presentert i figur 17.

Det er verd å merke seg at dette vindkartet representerer årsmiddelvind i 80m høyde, så ved planlegging av småskala vindturbiner vil ikke dette vindkartet gi et korrekt bilde av vindforholdene. Ved oppføring av en småskala vindturbin tilknyttet en bolig må man nøye seg med de vindforholdene og tilgjengelig areal som er på eiendommen til plusskunden. En gård ytterst mot havet på vestlandet har som regel både tilgjengelig areal og vindforhold til å kunne installere en tårnmontert vindturbin, mens et leilighetskompleks i Oslo ikke nødvendigvis har denne muligheten.

Det eksisterer hovedsakelig to typer vindturbiner for småskala energiproduksjon. Den vanligste typen er horisontalakslede vindturbiner (HAWT) og er den typen vindturbin man ofte ser i store vindturbinparker. Horisontalakslede vindturbiner egner seg godt til installasjon på steder med relativt jevn vind fra én retning, men turbinen kan også dreie for å stå vendt mot vinden hvis det er nødvendig. Småskala HAWT kan monteres på bygninger, men denne typen vindturbin er primært egnet til tårnmontering. Derfor er HAWT et aktuelt alternativ for sluttbrukere som har tilgjengelig areal for tårnmontering.



Figur 18: Vertikalakslet vindturbin. [39]

Den andre hovedtypen, vertikalakslede vindturbiner (VAWT), blir også stadig vanligere. Fordelen med vertikalakslede vindturbiner er at disse kan ta inn vind fra alle retninger uten å måtte dreie. I tillegg kan denne vindturbin-typen produsere kraft selv ved lave vindhastigheter. Det hevdes også at en

vertikalakslet vindturbin er mer støysvak enn horisontalakslede turbiner. I motsetning til horisontalakslede vindturbiner reduseres ikke vindhastigheten bak vertikalakslede turbiner i like stor grad, noe som tillater at man kan samle flere turbiner på et mindre areal. Disse egenskapene gjør denne typen vindturbiner i utgangspunktet godt egnet til installasjon på bygninger i tettbebygde strøk.

Vertikalakslede vindturbiner har likevel noen ulemper i forhold til den mer tradisjonelle horisontalakslede. Blant annet har denne turbintypen en tendens til å stoppe opp, steile, i kastevinder. En annen ulempe med vertikalakslede vindturbiner er at hvert blad må dras tilbake mot vinden som reduserer virkningsgraden, og kraftproduksjonen, sammenliknet med horisontalakslede turbiner. En vertikalakslet vindturbin kan være så lavt som halvparten så effektiv, og samtidig ha den samme investeringskostnaden, som en horisontalakslet [40].

#### 3.2.3 Økonomi

Det er flere firma som leverer småskala vindturbiner i Norge. Ytelsen varierer fra komplette 1 *kW* vindturbinløsninger for hyttebruk og små hus, til større 20 *kW* løsninger som er mer egnet til gårder eller mindre bedrifter. Priser på disse anleggene varierer med den installerte kapasiteten, en 5 *kW* tårnmontert horisontalturbin koster fra 59 000 *NOK*, mens en 20 *kW* turbin har en kostnad på 230 000 *NOK*.

Som tidligere nevnt i kapittel 3.2.2 er vindturbinens kraftproduksjon sterkt avhengig av vindstyrke. Vindstyrken er igjen avhengig av lokaliseringen til turbinen. Dette gjør beregning av årlig energiproduksjon og lønnsomheten til en vindturbin utfordrende. Et pilotprosjekt i Nederland foretok en test av 12 småskala vindturbiner plassert på et vindutsatt og flatt område. Hensikten var å avdekke hvor stor produksjon man kan forvente i løpet av et år. Tabell 4 viser en oversikt over 9 av de testede turbinene, samt den målte energiproduksjonen med en gjennomsnittlig vindhastighet på 3,8 *m/s* i løpet av et år. Installasjonskostnadene er konvertert fra Euro til *NOK* med en vekslingskurs på 8 *NOK/EUR* (Des. 2011).

| Modell      | Merkeeffekt [kW] | Kost. [NOK] | Type | Prod. [kWh] |
|-------------|------------------|-------------|------|-------------|
| Energy Ball | 0,5 (17m/s)      | 33450       | HAWT | 73          |
| Ampair 600  | 0,6 (11m/s)      | 71000       | HAWT | 245         |
| Turby       | 2,5 (14m/s)      | 172000      | VAWT | 247         |
| Airdolphin  | 2,3 (20m/s)      | 140000      | HAWT | 393         |
| WRE 030     | 3,0 (14m/s)      | 236000      | VAWT | 404         |
| WRE 060     | 6,0 (14m/s)      | 300000      | VAWT | 485         |
| Passaat     | 1,4 (16m/s)      | 74000       | HAWT | 578         |
| Skystream   | 2,4 (13m/s)      | 86000       | HAWT | 2109        |
| Montana     | 5,8 (17m/s)      | 148000      | HAWT | 2691        |

Tabell 4: Sammenlikning av småskala vindturbiner [41]

Det er tydelig ut fra tabell 4 at vertikalakslede vindturbiner er dyrere og har en lavere energiproduksjon enn horisontalakslede. Generelt er den årlige energiproduksjonen for de minste turbinene veid opp mot investeringskostnadene oppsiktsvekkende lav. De største vindturbinene, Skystream og Montana, er de eneste som til en viss grad forsvaret investeringen med en årlig energiproduksjon over 2000 *kWh*. På den andre siden har også disse turbinene en vesentlig større rotordiameter enn de resterende, henholdsvis på 5m og 3,7m, og kan sveipe et større areal. Til sammenlikning har Energy ball og Ampair henholdsvis 1m og 1,7m i rotordiameter.

En konklusjon som kan trekkes ut i fra denne testen er at kraftproduksjonen fra de minste turbinene, designet til montasje på bygninger, ikke forsvaret installasjonskostnadene med dagens kraftpriser. Leverandørene av de ulike vindturbinene oppgir en levetid på mellom 20 og 25 år og ved å ta utgangspunkt i 20 års levetid, og verdiene fra tabell 4, kan man estimere en kostnad per *kWh* produsert. Resultatene presentert i tabell 5 tar ikke hensyn til kostnader assosiert med vedlikehold eller eventuelle utskiftninger av defekte komponenter. Tabellen har kun som hensikt å gi en skisse av kostnad per genererte *kWh*.

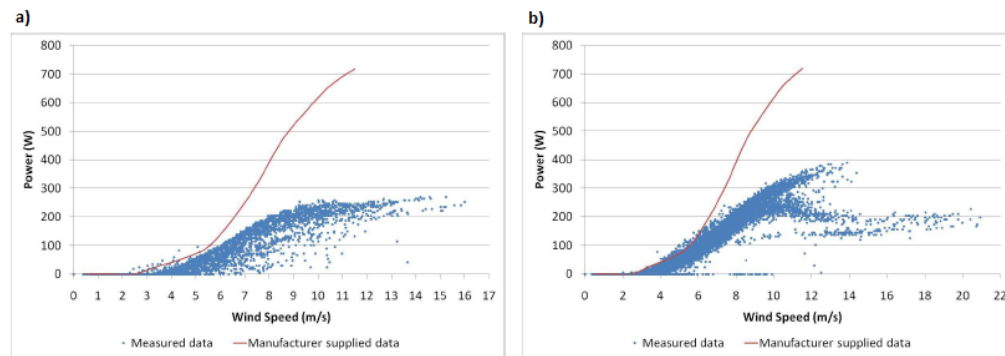
| Modell      | Investering [NOK] | Årsprod. [kWh] | Kost. [NOK/kWh] |
|-------------|-------------------|----------------|-----------------|
| Energy Ball | 33450             | 73             | 22,91           |
| Ampair 600  | 71000             | 245            | 14,48           |
| Turby       | 172000            | 247            | 34,81           |
| Airdolphin  | 140000            | 393            | 17,81           |
| WRE 030     | 236000            | 404            | 29,20           |
| WRE 060     | 300000            | 485            | 30,92           |
| Passaat     | 74000             | 578            | 6,40            |
| Skystream   | 86000             | 2109           | 2,03            |
| Montana     | 148000            | 2691           | 2,75            |

Tabell 5: Sammenlikning av småskala vindturbiner [41]

Flere av leverandørene av vindturbinene i tabell 5 har også gjennomført egne case-studier. Eksempelvis viser et case-studie gjort av produsenten av Ampair 600 i samarbeid med det uavhengige selskapet NaREC at turbinen hadde en årlig produksjon på 1100 *kWh* [42]. Denne verdien differensierer sterkt fra den målte produksjonen på 245 *kWh* vist i tabell 5. Over en levetid på 20 år innebærer den målte verdien i case-studiet at energikostnaden vil være 3,22 *NOK/kWh*. Fortis Wind Energy oppgir også en høyere energiproduksjon i produktbeskrivelsen av sin Passaat turbin. Med en gjennomsnittlig vindstyrke på 6 *m/s* oppgir produsenten en forventet årsproduksjon på 3200 *kWh*. Denne verdien medfører en energikostnad på 1,16 *NOK/kWh*, en vesentlig lavere kostnad enn vist i tabell 5.

Prosjektet "Encraft Warwick Wind Trials Project" utført i Storbritannia i 2009 utførte ytelsestester på 5 ulike vindturbiner. De testede vindturbinene var Ampair 600, Airdolphin, Windsave WS1000, Windsave WS1200 og StealthGen D400. I motsetning til prosjektet i Nederland ble vindturbinene i det britiske prosjektet undersøkt på 26 ulike bygninger med forskjellig lokalisering. Resultatet viste seg å samsvare relativt godt med resultatet fra det nederlandske prosjektet ved at den målte ytelsen i 16 av 26 tilfeller lå 40% under den oppgitte ytelsen fra produsent. Den gjennomsnittlige genererte energien per turbin per dag ble målt til å være 0,214 *kWh*, ekvivalent med et årlig gjennomsnitt på 78 *kWh*. Disse gjennomsnittsverdiene tok hensyn til driftstans som følge av vedlikehold eller feil. Hvis man ikke inkluderer tiden der turbinene stod stille, var gjennomsnittlig årsproduksjon på 230 *kWh*.

Området med turbinen som presterte best hadde en årlig produksjon på 869  $kWh$ , mens det dårligste området hadde en årsproduksjon på 15  $kWh$ . Området med den vindturbinen som presterte dårligst produserte mindre energi enn det den trakk fra nettet for å drive kraftelektroniske komponenter. Figur 19 viser effektkurver for Ampair 600 montert på to bygninger med ulik lokalisering. I figuren er den målte ytelsen vist i blått som en samling enkeltmålinger. Som man kan se ut i fra figuren blir differansen veldig fremtredende ved vindhastigheter over 6  $m/s$ .



Figur 19: Resultater for Ampair 600 i; a) Eden Court og b) Misty farm. [43]

Årsaken til denne differansen er forårsaket av ulike vindforhold og differansen blir spesielt fremtredende ved bygningsmontasje i tettbebygde områder. For en plusskunde vil denne differansen i energiproduksjon være avgjørende for om prosjektet vil bli lønnsomt eller ikke. Det er derfor essensielt at plusskunden foretar grundige målinger av den gjennomsnittlige vindstyrken før en eventuell investering finner sted. Pilotprosjektet rapporterte også at flere av vindturbinene som produserte like mye på en dag som flere av de andre produserte på et år, måtte stanses grunnet støyklager fra naboer. Dette viser at man også må ta hensyn til eventuell støy fra vindturbinen ved valg av produksjonsteknologi.

### 3.3 Småskala Vannkraft

Vann har på lik linje med vind blitt brukt som energikilde i lang tid og er den største elektriske energikilden i Norge per i dag. Vannkraftverk utnytter den potensielle energien til vannet ved å demme opp vassdrag eller utnytte



bevegelsesenergien i elver. Blant fordelene med vannkraft er at man kan lagre elektrisk energi i form av vann, samt at et vannkraftverk raskt kan tilby kraft ved etterspørsel. Grunnet den store inngripen i naturen det er å bygge et vannkraftverk, kan utbygging være et betent tema. Man har i Norge opplevd store demonstrasjoner, eksempelvis i forkant av utbyggingen av Altavassdraget som stod ferdigstilt 1981. I Kina har hele landsbyer og 1,5 millioner mennesker blitt tvangsflyttet på grunn av utbygging av Tre Kløfter. Småskala vannkraft er på den andre siden lang fra så monumental og kan være en god inntektskilde for grunneier. Småkraft kan være et godt alternativ for å sikre kraftforsyning til distriktene i stedet for å bygge ut nye overføringslinjer.

### 3.3.1 Utbredelse småkraft i Norge

Små vannkraftverk er en samlebetegnelse for kraftverk med en installert effekt mindre enn 10 MW. Små vannkraftverk deles inn i 3 kategorier:

- Småkraftverk: 1 - 10 MW
- Minikraftverk: 0,1 - 1 MW
- Mikrokraftverk: 0 - 100 kW

Interessen for småkraft har økt betydelig de siste årene og NVE får årlig over 100 konsesjonssøknader om utbygging av småkraft. Den økte interessen er blant annet et resultat av en forventning om økte energipriser.

I tillegg til konsesjonssøknaden må også grunneier søke det lokale nettselskapet om tilknytning, samt kontakte entreprenører og konsulenter. Dette kan være tidkrevende og demotiverende for mange personer som ønsker å bygge småkraft. I et marked med mer eller mindre seriøse aktører, ulike priser og kvalitet på utstyr kan det være vanskelig for en fremtidig småkrafteier å ta de rette valgene. Da hvert kraftverk er relativt unikt med tanke på vannføring, fallhøyde, grunnforhold og topografi har NVE gitt ut en generell veileder i planlegging, bygging og drift av små vannkraftverk. Veilederen trekker spesielt frem tre punkter som er avgjørende ved planlegging og bygging av små vannkraftverk [44]:

- Det er avgjørende at slike kraftverk får en god tilpasning for problemfri drift.

- At kraftverk får utstyr med god kvalitet slik at levetiden blir lang og drifts- og vedlikeholdsutgiftene blir lave.
- At utbygger får:
  - Full oversikt over de økonomiske forholdene før utbygging ved gode, detaljerte planer og økonomiske analyser.
  - Gode kontrakter for utbyggingen.
  - Gode avtaleforhold for kraftproduksjonen i driftsfasen.

NVE har kartlagt vannkraftressursene i Norge og slo fast i 2004 at potensialet for effektiv småkraft var  $25 TWh$  [45], men det ble også påpekt at kun 20% er realiserbart. Resultatet av analysen er et kart der det har blitt tatt hensyn til parametre som vannmengde, fall, samt infrastruktur som veier og kraftlinjer. I tillegg er områder som skal skånes av naturhensyn ekskludert fra kartet i [45].

### 3.3.2 Økonomi

For å foreta en investeringsbeslutning må man veie kraftverkets forventede inntekter opp mot utgifter. En plusskunde må ta hensyn til kostnader assosiert med utbygging, drift og vedlikehold, skatter og avgifter, samt nettariffer. Kraftverkets energiproduksjon, linjetilknytning og andel av produksjon som går til eget forbruk har stor betydning for inntekter og utgifter. Kraftverk med en ytelse under  $5500 kVA$  er for eksempel ikke pålagt å betale grunnrenteskatt eller naturressursskatt. Hvis kraftverket har en generatorytelse mindre enn  $100 kVA$  skal heller ikke forbrukeravgift betales. Grunnrenteskatt skal betales av virksomheter som unytter naturressurser, eksempelvis kraftproduksjon eller fiskeri. Hvis eget forbruk ikke går via lokalnettet, er det heller ikke utgifter til det lokale nettselskap involvert.

I kapittel 7.2 i NVEs veileder [44] er det satt opp en grov økonomisk analyse for valg av alternativ, investeringsgrenser og dimensjonering av småkraft. I veilederen påpeker NVE at grove analyser i startfasen er viktig for å luke ut uaktuelle alternativer og har satt opp en generell prosentvis fordeling av utbyggingskostnader.

| <b>Kostnadstype</b>                                     | <b>%</b> |
|---|----------|
| Adkomst til kraftstasjon og inntak                      | 1-5      |
| Kraftstasjonsbygning                                    | 2-5      |
| Fallrettigheter, eventuelt                              | 2-5      |
| Dam og inntak   | 5-10     |
| Adm., kontrakter, planlegging, detaljering, bygeledelse | 7-10     |
| Linjetilknytning  | 5-15     |
| Vannvei   | 10-50    |
| Generator, kontroll- og apparatanlegg, transformator    | 15-25    |
| Turbin, turbinstyring, ventil etc.                      | 20-30    |

Tabell 6: Prosentvis fordeling av utbyggingskostnader småkraft [44]

Som man kan se ut i fra tabell 6 er kostnadsbildet relativt unyansert da utbyggingskostnader er sterkt prosjektavhengig. Det man til en viss grad kan beregne er fremtidige inntekter fra kraftverket basert på forventet energipris. Dette er likevel ikke sikre tall, da fyllingsgraden i vannmagasinet kan variere sterkt fra tørrår til våtår. Hvis kraften hovedsakelig skal selges på kraftmarkedet vil en kraftpris på om lag 30 - 35 øre/kWh være styrende og NVE konkluderer videre at med en realrente på 5-7% kan en investeringskostnad på 4-4,5 *NOK/kWh* forsvares. Hvis kraften skal benyttes til eget forbruk og ikke distribueres over det lokale kraftnettet slipper plusskunde å betale merverdiavgift, skatter og avgifter, samt kostnader knyttet til kraftoverføring. Dette innebærer at utgiftene i forbindelse med utbygging, drift og vedlikehold trygt kan økes.

Det er et fåtall plusskunder som har anledning til å bygge et småskala kraftverk i tilknytning til boligen da et slik anlegg krever fallrettigheter. I tillegg kan lang avstand fra vannkraftverket til boligen medføre kostbare overføringslinjer. Et småkraftverk kan også falle utenfor NVEs generelle dispensasjon fra omsetningskonsesjon for plusskunder siden energiproduksjon i mange tilfeller kan overstige eget forbruk.

Da utbygging av småskala vannkraft relativt sett er dyrt, er det lite hensiktsmessig for en utbygger å begrense ytelsen til kraftverket kun for å havne innenfor NVEs dispensasjon fra omsetningskonsesjon. Det vil heller være mer lønnsomt å maksimere kraftproduksjonen for å raskest mulig tjene inn inves-

tert kapital. Kraftverket presentert i figur 20 har en årlig energiproduksjon på 5,5 *GWh*. Til sammenlikning var det gjennomsnittlige elektriske energiforbruket i en enebolig på 0,021 *GWh* (2009) ifølge statistisk sentralbyrå [47]. Dette innebærer følgelig at en kunde som eier et slik kraftverk ikke faller innenfor NVEs plusskundeordning. I ordningen er det også poengtert at en plusskunde ikke kan distribuere kraft direkte til andre sluttbrukere, så et mikronett mellom plusskundens naboer er også uaktuelt. Småskala vannkraft vil derfor i de fleste tilfeller, med unntak av de aller minste mikrokraftverkene, være et uaktuelt alternativ for plusskunder.



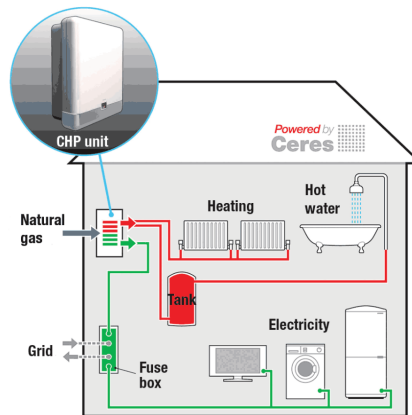
Figur 20: Kistafossen kraftverk med energiproduksjon på 5,5GWh [46]

### 3.4 Mikro ”Combined Heat and Power”

”Combined Heat and Power” (CHP), kombinert varme og kraft på norsk, tar utgangspunkt i et konvensjonelt kraftverk med forbrenning av ulike brensler. Fordelen med CHP er at et slikt anlegg i tillegg til elektrisk kraftproduksjon varmeveksler eksosgassen eller dampen fra turbinen. Ved å varmeveksle varmen med for eksempel et fjernvarmenett kan man øke virkningsgraden fra om lag 50% til området 60 – 80% [48]. Virkningsgraden vil være avhengig av turbin- og brenseltype. CHP teknologien kan benyttes i mange prosesser som innebærer kraftproduksjon, for eksempel i forbindelse med kull- og gasskraftverk. Mest relevant for denne oppgaven er mikro-CHP anlegg der biogass benyttes som brensel, forkortet mCHP. I motsetning til storskala

CHP er et mCHP anlegg primært ment som en kilde til varme med elektrisk kraftproduksjon som et biprodukt. Denne produksjonsteknologien ansees som fornybar da biogass er karbonnøytralt som betyr at gassen ikke tilfører ekstra  $CO_2$  i atmosfæren. mCHP som benytter biogass kvalifiserer også til grønne sertifikater, denne ordningen vil bli nærmere diskutert i kapittel 6.2.3.

For plusskunder kan mCHP være en relevant produksjonsteknologi. Rent fysisk er anlegget på størrelse med en vaskemaskin og defineres som et anlegg med effekt opp mot  $20 kW_t$ . Et mCHP anlegg kan driftes på to måter, enten primært for kraftproduksjon eller primært for å dekke et varmebehov. Når mCHP-anlegget primært kjøres for kraftproduksjon kan varme utnyttes når dette er mulig. Varmen kan blant annet benyttes til oppvarming av bolig om vinteren eller til tappevann om sommeren. Hvis den derimot kjøres primært for å dekke et varmebehov, kan den elektriske kraften enten utnyttes i boligen eller mates inn på nettet. Når et mCHP-anlegg kjøres for å dekke et varmebehov vil den også drives mest effektivt. Årsaken er at brenselet utnyttes maksimalt uavhengig av virkningsgraden på kraftproduksjonen. Dette gjør et mCHP-anlegg spesielt godt egnet i norske boliger da anlegget ved et høyt behov for oppvarming produserer maksimalt med elektrisk kraft. I veldig kalde perioder er oppvarmingsbehovet i norske boliger stort og det er på disse tidspunktene kraftnettet har høyest belastning. Et stort antall mCHP installert i norske hjem kan redusere denne belastningen, samt senke kraftprisene i disse såkalte høylastperiodene.



Figur 21: Prinsippskisse av mikro-CHP for plusskunder [49]

”Disenco HomePowerPlant” er et eksempel på et mikro-CHP anlegg tilpasset en husholdning [50]. Disencos løsning benytter en stirlingmotor og oppgir at anlegget har en levert effekt opp mot  $3 kW_e$  og  $15 kW_t$  med en virkningsgrad opp mot 90%. Levetiden oppgis til å være 15 år og leverandøren hevder at systemet behøver lite vedlikehold. Investeringskostnaden for dette systemet blir ikke oppgitt på Disencos hjemmeside. Derimot gir et internettsøk prisen på et annet mCHP anlegg levert fra Honda. Honda Ecowill har en noe lavere ytelse,  $1 kW_e$  og  $3 kW_t$ , og opererer med en kostnad på et ferdig installert anlegg på \$5600, tilnærmet 50 000 NOK.

De aller fleste mCHP benytter gass som brensel noe som innebærer at et slikt system er godt egnet i nasjoner der husholdninger er tilkoblet et gassnett. I Norge har derimot de færreste husholdningene denne tilgangen til gass som følgelig utgjør en barriere for denne produksjonsteknologien. På den andre siden er det mulig for gårder med stor tilgang til biologisk avfall å benytte seg av en anaerob råtnetank for å produsere egen biogass. Biogassen kan videre benyttes som brensel i et CHP anlegg.

Selskapet ”OkoFEN” testet i 2011 en pelletsfyrt mCHP på  $1 kW_e$  som de selv hevder er verdens første av sitt slag [51]. Anlegget benytter en stirlingmotor i kombinasjon med selskapets egenutviklede pelletsbrenner. Sterlingmotoren opererer i et hermetisk lukket system med Helium som medium. Selskapet er tilbakeholden med teknisk informasjon og skriver på sine hjemmesider at det fremdeles gjenstår en del testing før systemet er klart for kommersiell lansering.

### 3.5 Konklusjon produksjonsteknologier for plusskunder

For den videre analysen av plusskunders rammebetingelser i fremtidens distribusjonsnett er det på dette tidspunktet hensiktsmessig å foreta en reduksjon av alternative produksjonsteknologier. Dette for å kunne fokusere på produksjonsanleggets faktiske lønnsomhet, tilknytningsvilkår og andre nettrelaterte forhold.

De nevnte produksjonsteknologiene varierer en del i investerings- og vedlikeholdskostnader, ytelse og kompleksitet. En vanlig plusskunde uten fagkompetanse vil trolig være interessert å anskaffe et produksjonsanlegg som krever minimalt med oppfølging og vedlikehold.

Et småskala vannkraftverk er generelt kostbart å oppføre og vil i mange sammenhenger ha en ytelse som overstiger plusskundens årlige forbruk. Sett bort i fra de aller minste mikrokraftverkene vil oppføring av et vannkraftverk innebære at plusskunden faller på utsiden av NVEs dispensasjon om omsetningskonsesjon. For å kunne bygge et vannkraftverk må det søkes NVE om tillatelse som i mange tilfeller innebærer en lang søkeprosess. For i det hele tatt vurdere oppføring av et vannkraftverk må følgelig plusskunden ha fallrettigheter. I noen tilfeller må man også regne med ekstra kostnader forbundet med kraftoverføring da det ikke er gitt at kraftverket kan plasseres i umiddelbar nærhet av plusskundens bolig. Småskala vannkraft vil derfor være forbeholdt grunneiere som har fallrettigheter, og som ønsker å produsere kraft primært for salg og ikke til eget forbruk.

mCHP er en produksjonsteknologi som i utgangspunktet hadde vært godt egnet i Norge. Dette er en teknologi som hovedsakelig er ment for produksjon av varme, men har også elektrisk kraft som biprodukt. I driftsituasjoner med knapphet i kraftnettet, som oftest på kalde vinterdager, kan det forventes at et stort antall mCHP installert i norske hjem kan bedre denne situasjonen. mCHP anleggene vil produsere varme og minke effektuttaket til oppvarming. Samtidig vil plusskunden produsere elektrisk kraft til eget forbruk eller til innmating på nettet. Foreløpig baserer de aller fleste mCHP seg på gass som brensel. Da norske husholdninger i liten grad er tilknyttet et distribusjonsnett for gass, er dette en barriere for vekst i antall mCHP. Pelletsfyrte mCHP er foreløpig på forskningstadiet, men når denne teknologien er moden vil også mCHP være mer en mer aktuell produksjonsteknologi for norske plusskunder.

De produksjonsteknologiene som er mest relevante for norske plusskunder er vindturbiner og solcelleanlegg. Hvis plusskunden disponerer et landareal der vinden er relativt stabil er det hensiktsmessig å installere en tårnmontert horisontalturbin. For bygninger i eksempelvis bykjerner er det derimot mest hensiktsmessig å installere en vertikalakslet vindturbin. Fordelen med en vertikalakslet vindturbin er at den ikke er avhengig av å dreie etter vindretningen og er dermed godt egnet i områder der vinden endrer retning ofte. I tillegg hevder produsenter av denne typen vindturbiner at den er mindre støyende enn en horisontalakslet turbin. Det har i dette kapitlet blitt vist at årlig kraftproduksjon kan variere kraftig mellom ulike lokaliseringer. Som følge av dette er inntjeningstiden på investert kapital høyst usikker. Dette er følgelig

en barriere for denne produksjonsteknologien da de fleste plusskunder trolig mest av alt ønsker forutsigbarhet på investert kapital.

Ulempen med solcelleanlegg i Norge er at solvinkelen generelt er lav i forhold til sydligere nasjoner og er spesielt lav om vinteren. Resultatet av dette er mindre innstrålt energi og lavere kraftproduksjon. Følgen av dette er at nedbetalingstiden på investert kapital er lengre i Norge enn i andre nasjoner. Til tross for et relativt sparsommelig utgangspunkt for kraftproduksjon har norske forbrukere lang erfaring med bruk av solcelleanlegg, primært på installasjoner eller bygninger som ikke er tilkoblet kraftnettet. Teknologien er moden, blir stadig billigere og mer effektiv. Et annet aspekt er at bygningsmonterte solcelleanlegg krever lite vedlikehold, har relativt lang levetid og er ikke sjenerende med tanke på støy eller utseende. Det er spesielt de siste momentene som taler for at plusskunder vil velge kraftproduksjon ved bruk av solceller i stedet for vindturbiner. Eksemplene på eksisterende plusskunder i Norge, kapittel 2.2.2, underbygger denne påstanden da disse har valgt å installere solceller.



## 4 Nettrelaterte forhold

### 4.1 Avanserte Måle- og Styringssystemer

#### 4.1.1 Utvikling og Status i Norge

Avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) er på mange måter en moden teknologi. Flere nettselskap i Norge, der i blant Valdres Energi, har allerede initiert eller fullført installasjon av automatiske målere for sine kunder. I Valdres Energis tilfelle er de automatiske måleapparatene kun for fjernavlesning av sluttbrukerens forbruk og er ikke en komplett utrulling av AMS. I en pressemelding 1. juli 2011 annonserte Olje- og energidepartementet at NVE har vedtatt at samtlige nettselskap i Norge skal installere AMS hos sine respektive kunder. NVE har også satt opp flere tidsfrister for nettselskapene:

- 1. januar 2012: Plan for innkjøp og installasjon av AMS skal leveres NVE.
- 1. januar 2016: AMS skal være installert i minimum 80% av målepunktene.
- 1. januar 2017: AMS skal, med noen få unntak<sup>2</sup>, være installert hos samtlige sluttbrukere

24. juni 2011 ble det foretatt en rekke endringer i forskrift av 11. mars 1999 nr. 301 om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning av netjtjenester. Denne er herav referert til som forskriften i resten av delkapitlet. Blant annet ble det i kapittel 1, sjette ledd, tilført følgende tekst:

*”Reglene om avanserte måle- og styringssystemer (AMS) skal bidra til korrekt avregning, nødvendig informasjon til styring av eget forbruk og økt mulighet for nettselskapet til å effektivisere driften av nettet.”* [52]

Det vil være opp til det enkelte nettselskapet hvilken produsent av AMS de ønsker å benytte. En av fordelene med at nettselskap selv kan velge produsent er at nettselskapet kan utlyse en anbudsrunde for innkjøp av AMS. På den andre siden er utfordringen å sikre at ferdig installert AMS innehar

---

<sup>2</sup>NVE har i høringsforslaget uttalt at *”et generelt vilkår for å gjøre unntak er at kostnadene ved å installere AMS vurderes å være urimelig store i forhold til de gevinster som kan oppnås ved installasjon”* [52].

de nødvendige funksjonene og bygger på felles standarder. NVE har derfor laget et forslag til forskrift som har vært på høring i kraftbransjen. Forskriften spesifiserer en rekke funksjonskrav og i forskriftens § 4-2 er det vedtatt at AMS skal kunne:

- a) Lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter.
- b) Ha et standardisert grensesnitt som legger til rette for kommunikasjon med eksternt utstyr basert på åpne standarder.
- c) Tilknyttes og kommunisere med andre typer målere.
- d) Sikre at lagrede data ikke går tapt ved spenningsavbrudd.
- e) Bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg.
- f) Sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal.
- g) Gi sikkerhet mot misbruk av data og uønsket tilgang til styrefunksjoner.
- h) Registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

At registreringsfrekvensen, nevnt som funksjonskrav i punkt a, foreløpig er satt til 60 minutter er hensiktsmessig for å oppnå en god oppløsning av forbruksdata. En registreringsfrekvens på 60 minutter er foreløpig tilstrekkelig for å fange opp eventuelle variasjoner i kraftpris og energiforbruk. Men det kan i denne sammenhengen nevnes at flere land i Europa allerede benytter en registreringsfrekvens på 15 minutter. At NVE setter som krav at måleapparatene skal kunne omstilles til denne registreringsfrekvensen er fremtidsrettet. Det er forventet at en større andel energi fra eksempelvis vindkraft i fremtiden vil føre til hyppigere variasjoner i kraftpris, samt større behov for hyppigere bruk av effektreserve. Effektreserve, bedre kjent som regulerkraftmarkedet, er viktig virkemiddel for Statnett. Som systemansvarlig benytter Statnett dette markedet for å opprettholde momentan balanse mellom produksjon og forbruk i driftstimen. Aktive aktører på dette markedet er kraftprodusenter som på 15 minutters varsel kan regulere opp eller

ned produksjonen, samt større sluttbrukere som på samme tid kan koble ut forbruk. Regulerkraftprisen blir bestemt av systemansvarlig ved at denne vurderer behovet for opp- eller nedregulering i driftstimen. Ved å åpne for en registreringsfrekvens av forbruk med samme tidsintervall kan man gjøre dette markedet mer effektivt. På den andre siden mener Datatilsynet at 15 minutters registreringsfrekvens per i dag ansees som overskuddinformasjon og kan være i konflikt med personopplysningsloven.

Det å kunne strupe forbruket i enkelte målepunkt kan i enkelte driftsituasjoner bedre kraftbalansen, for eksempel ved behov for rasjonering. I situasjoner der driftsituasjonen blir ansett som stram eller svært anstrengt kan reduksjon av last være løsningen for å hindre utfall av linjer. I listen med funksjonskrav er et av punktene at måleren skal kunne bryte og begrense effektuttaket. Flere sluttbrukere kan eksempelvis ha avtale med sitt lokale nettselskap som går ut på at selskapet kan redusere sikringsstørrelsen til kunden, såkalte dynamiske sikringer. Denne utkoblingen må nødvendigvis innebære en viss kompensasjon fra nettselskapet, men kan være vesentlig billigere enn et lengre avbrudd eller i verste fall utfall av overføringslinjer. På den andre siden kan bryting, med andre ord frakobling av sluttbruker, slå uheldig ut for sluttbrukere i enkelte driftstilfeller. For en sluttbruker som utelukkende har elektrisk oppvarming vil en automatisk frakobling i perioder med ekstrem kulde utgjøre en helsefare. SINTEF foreslår i sin høringsuttalelse vedrørende endring av forskrift 11. mars 1999 nr. 301 at punktet om bryting og begrensnings av effektuttaket i tilknytningspunktet burde endres. SINTEF foreslår at teksten burde endres til ”bryting og begrensnings av enkeltkurser” [53]. SINTEF trekker frem at utkobling av trege varmelaster som varmekabler og varmtvannsberedere er en løsning som ikke har like stor innvirkning for sluttbruker. Samtidig kan et slikt tiltak være nok til å redusere problemer med knapphet i kraftsystemet og unngå rasjonering av kraft.

Punktet i funksjonskravene som er mest relevant for denne oppgaven, er det som omhandler registrering av aktiv og reaktiv effektflyt i begge retninger. Dette viser at NVE ønsker å legge til rette for lokal kraftproduksjon, samt gjøre det enklere for sluttbrukere å installere eget kraftproduksjonsanlegg og selge overskuddskraft til nettet.

### 4.1.2 utfordringer med AMS

Full utrulling og drift av AMS er forventet å bli en kostnadskrevenende affære. Det er forventet av innføringen vil koste mellom 5 og 6 milliarder kroner. I tillegg til dette forventes det at oppgradering av IKT-systemer vil føre til ytterligere kostnader [54]. Dette er en kostnad som hovedsakelig lempes over på sluttbruker via nettleien. En av utfordringene for norske nettselskap er derfor å ”selge” den nye måleteknologien til kunden. Blant annet er det viktig at nettselskap og kraftleverandører informerer sluttbruker hvilke fordeler AMS medfører. For eksempel at kunden kan installere et kundedisplay for å få oppdatert informasjon om eget forbruk, og dermed lettere kunne redusere energiforbruket.

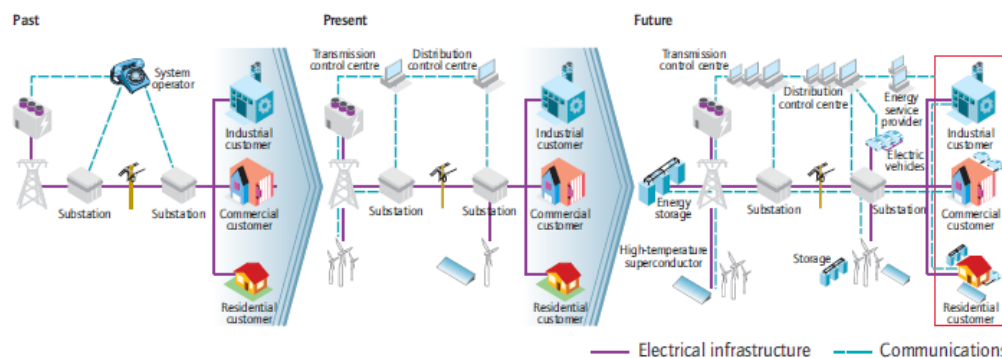
Det er mange som sammenlikner innføringen av AMS og smart grid med innføringen av Internett. AMS introduserer et kommunikasjonssystem med store datamengder som kunde, nettselskap, kraftleverandør og eventuelle tredjepartsaktører kan dra godt nytte av for å optimalisere driften av kraftsystemet. I internettets spede begynnelse var det få som så for seg hvor omfattende denne teknologien kom til å bli. Det er forventet at det i kjølvannet av AMS-innføringen oppstår tredjepartsaktører som på lik linje med Internett-aktører kan tilby kundene ulike tjenester. På samme måte som Internett er et unikt verktøy for å forenkle hverdagen, er det også en unik mulighet for kriminelle, terrorister, useriøse og uærlige aktører å skade systemet eller gjøre en rask profitt. Det er derfor viktig at man hindrer at denne typen aktører får tilgang til sluttbrukers måledata eller styrefunksjoner. Uredelige sluttbrukere med kompetanse innenfor IT kan i tillegg misbruke systemet ved å forsøke å endre personlige forbruksdata. At NVE har tatt høyde for denne utfordringen kan man se ved at blant funksjonskravene, listet opp i seksjon 4.1.1, er sikkerhet mot misbruk av data nevnt som et eget punkt.

## 4.2 Smartgrid

### 4.2.1 Definisjon og struktur

Smartgrid er på mange måter en samlebetegnelse som omfatter flere ulike løsninger for å modernisere det eksisterende kraftnett. Hovedformålet med smartgrid er å benytte kommunikasjon og kontrollteknologi til å sikre en bærekraftig og optimalisert kraftdistribusjon. Resultatet av denne økningen i kommunikasjon og kontrollteknologi er et moderne kraftnett som i mye større

grad enn det tradisjonelle nettet responderer intelligent til kraftprodusenter og sluttbrukeres adferd.



Figur 22: Smartgrid utvikling [60]

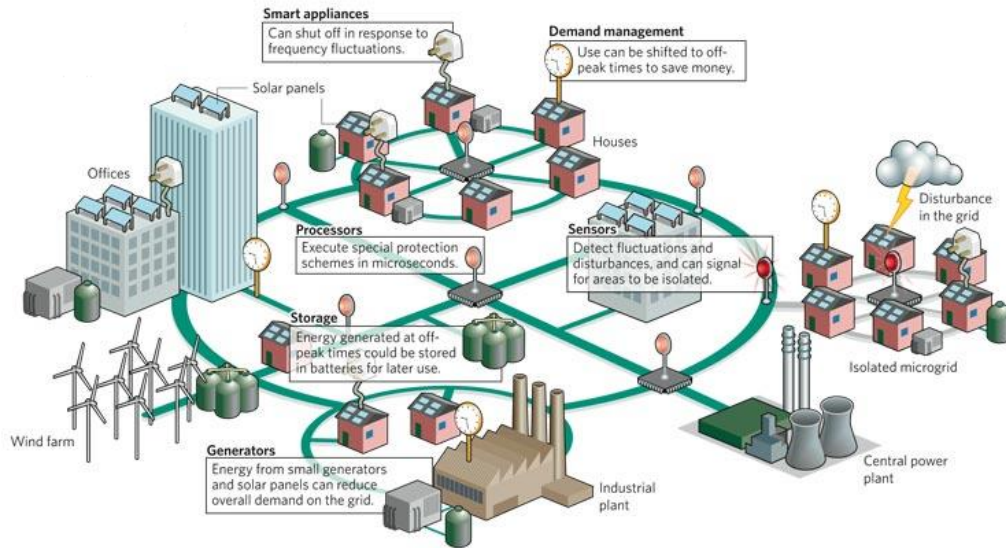
Som man kan se ut i fra figur 22 er både toveiskommunikasjon og energilagring viktige komponenter i et smartgrid. For å oppnå denne økte informasjonsflyten er AMS en viktig, men ikke en avgjørende, komponent i nettet. Ved hjelp av AMS legger smart grid blant annet til rette for større flyt av informasjon mellom kraftprodusent, sluttbruker, kraftleverandør og nettselskap. I tillegg legger smartgrid til rette for energilagring og optimalisert kraftdistribusjon.

Smartgrid er også en viktig oppgradering av dagens kraftnett da dette åpner for større implementasjon av fornybare energikilder. Flere nasjoner, der i blant Tyskland, har som mål å erstatte fossile kraftverk med fornybare energikilder. Utfordringen med de fleste fornybare energikilder er at disse i motsetning til atom-, kull- og gasskraftverk er væravhengige.

#### 4.2.2 Fornybare energikilder og energilagring

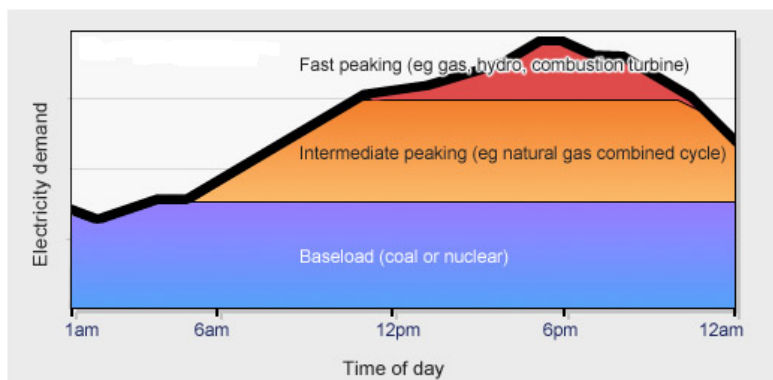
Fordelen med fornybare energikilder er at man ikke bruker opp jordens fossile energikilder, samt at man minimerer utslipp av skadelige klimagasser fra elektrisk kraftproduksjon. Ulempen med fornybare energikilder er at man produserer kraft på naturens premisser. Med dette menes at hvis det er vindstille i vindturbinparken, produseres det heller ikke kraft. Det samme gjelder hvis det er overskyet eller natt over et kraftverk som utnytter solenergi.

Vannkraft er også sesongavhengig, men her kan vannet lagres gitt at vannkraftverket har et vannmagasin. Elvekraftverk har ikke vannmagasin og kan følgelig ikke lagre vann. Små vannkraftverk har på sin side også begrenset med lagringsmuligheter.



Figur 23: Eksempel på Smartgrid [61]

Grunnen til at denne væravhengigheten er problematisk i forbindelse med kraftproduksjon er behovet for balanse mellom produksjon og forbruk, samt behovet for grunnlast i kraftnettet. Grunnlast defineres som det gjennomsnittlige etterspørselen etter kraft gjennom et år, altså en relativt konstant etterspørsel etter elektrisk kraft. Denne kraften er ofte produsert i tradisjonelle kull-, gass- og atomkraftverk som har en forholdsvis konstant drift. Denne kraftverkstypen har heller ikke anledning til å foreta raske endringer i kraftproduksjon. Mange fagpersoner mener at man er avhengig av de tradisjonelle kraftverkene for å opprettholde grunnlast, lave kraftpriser og stabil drift. Figur 24 gir en beskrivelse av hvordan etterspørsel etter kraft tradisjonelt deles inn.

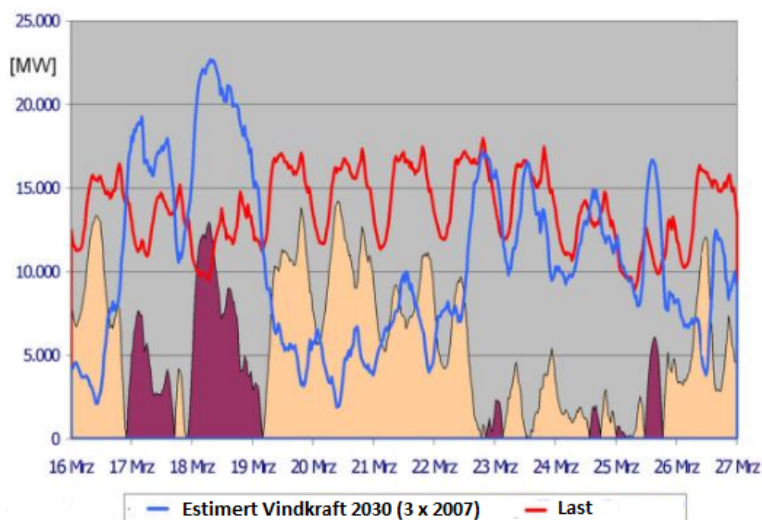


Figur 24: Etterspørsel etter kraft gjennom et døgn. [62]

I denne sammenhengen spiller smartgrid en sentral rolle da infrastrukturen tillater større grad av laststyring og lagring av elektrisk energi. Økt informasjon om forbruk og produksjon tillater også en større integrasjon av vindkraft og solkraft. En stor utfordring med kraftproduksjon fra vind og sol er deres stokastiske karakter, der en storstilt utbygging av disse teknologiene kan føre til store effektvariasjoner som må reguleres. For å opprettholde et stabilt kraftnett må produksjon og forbruk være i balanse. En reserve for å opprettholde denne balansen er derfor nødvendig hvis det blir vindstille eller overskyet. Norge er i denne sammenheng i en særstilling i og med at landets mange vannmagasin indirekte lagrer elektrisk energi. Større informasjonsflyt i et smartgrid åpner for et større samspill mellom vindkraft og vannkraft, der kraftproduksjon fra vann kan demme opp for effektvariasjoner fra vindkraft. På den andre siden er det usikkert om nordisk vannkraft har nok kapasitet til å kunne være et energilager for resten av Europa. Dette medfører at man må tenke ut alternative løsninger for energilagring. Figur 25 viser hvordan forventet vindkraftproduksjon og last kommer til å være i et av Tysklands energiregioner i 2030. Fra 19. mars til 23. mars ser man at det er underdekning på 734 *GWh*, mens det i dagene før er en overproduksjon. Dette visualiserer behovet for en omfattende energilagring i fremtiden.

Det er flere muligheter for å lagre elektrisk energi, der noen teknologier er litt mer utopiske og på forskningstadiet enn andre. I tillegg er lagring av elektrisk energi, i stedet for et umiddelbart forbruk, alltid forbundet med et tapsledd. Den formen for energilagring som per i dag forbindes med minst tap og størst lagring av energimengde er pumpekraftverk. Dette foregår ved

at man pumper vann tilbake i magasinet. Et pumpekraftverk kan enten være et konvensjonelt vannkraftverk eller et kunstig konstruert magasin. I bunnen av magasinet er det en turbin som kan drives begge veier, ved pumping virker derfor generatoren som motor. Det er mulig å gjenvinne mer enn 80% av energien i et pumpekraftverk, noe som gir denne teknologien et stort potensiale.



Figur 25: Estimert vindkraftproduksjon og last i Tyskland 2030 [63]

Problemet med pumpekraftverk er at det kun er en håndfull nasjoner som har anledning til å bygge denne formen for energilagring i stor skala. Norge har på sin side mer enn 50% av magasinkapasiteten i Europa [64]. For at Norge skal fungere som Europas "batteri" er forbedring av overføringskapasitet mellom Norge og resten av Europa nødvendig. I tillegg må man ta med tapskostnadene forbundet med store kraftoverføringer over lange avstander.

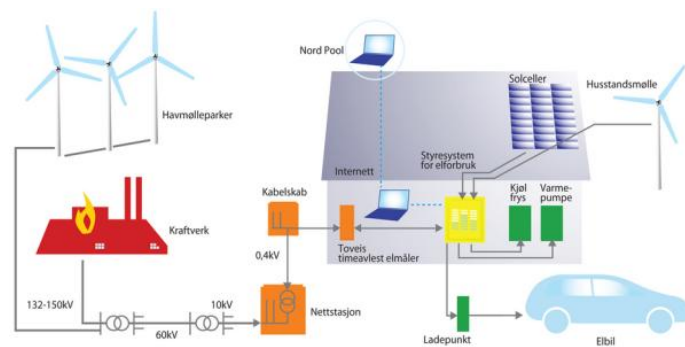
Man kan også benytte hydrogen som lagringsmedium. StatoilHydro har bygget og drifter et demonstrasjonsanlegg på Utsira der vindkraft produserer hydrogengass. Demonstrasjonsanlegget på Utsira forsyner 10 husstander med fornybar kraft. Energi kan også lagres i store kondensatorer og svinghjul, men disse er foreløpig på forskningstadiet.



### 4.2.3 Energilagring hos sluttbruker

Ved å benytte den økte informasjonsflyten og antall målepunkter som forbindes med smartgrid kan det i fremtiden være relevant for plusskunder å lagre energi. Slik plusskundesystemet virker per i dag blir plusskundens overskuddskraft automatisk matet inn på nettet og avregnet den aktuelle spotprisen. For å gjøre plusskunden til en aktiv kraftleverandør på lik linje med eksempelvis produsenter av vannkraft, kan plusskunden installere en batteribank. Med dagens kraftpriser er dette likevel en investering som trolig ikke vil lønne seg. Kostnad forbundet med installasjon og vedlikehold av batteriet kan forventes å overstige den ekstra gevinsten assosiert med å selge kraft når etterspørselen er høy. Hvis plusskunden derimot har en elbil kan bilens batteri benyttes til å lagre energi og åpner for at plusskunden til en viss grad kan velge tidspunkt for salg av kraft.

En ressursgruppe satt ned av Samferdselsdepartementet i 2009 har satt som mål at 10% av personbilparken skal være ladbare i 2020 [65]. Prosjektgruppen Grønn Bil har en overordnet målsetning at det i 2020 skal rulle 200 000 elbiler på norske veier. Dette kan utgjøre en betydelig lagringskapasitet for elektrisk energi da det antas at gjennomsnittlig 95% av personbilparken står parkert til en hver tid [66]. Ved hjelp av AMS og den økte kommunikasjonen i et smartgrid kan vanlige sluttbrukere levere energi fra batteriet, regulere ladetid og ladetidspunkt etter tilbud og etterspørsel. Dette systemet kalles "vehicle-to-grid" eller vanligvis forkortet til V2G.



Figur 26: Eksempel V2G for plusskunder [67]

Det er en del barrierer for at V2G kan være en balanserende komponent i kraftnettet. En av disse barrierene er redusert levetid på batteriet som re-

sultat av den slitasjen man påfører batteriet med oppladning og utladning. Batterier til elbiler er kostbart og det er usikkert om den inntjente differansen mellom kjøp og salg av kraft vil dekke sluttbrukers utgifter ved utskiftning av bilens batteripakke. Ved å bruke batteriene til elbiler må man også regne med et tapsledd på om lag 25% i forbindelse med oppladning, konvertering mellom AC og DC, samt utladning av batteriet [68].

V2G kan i fremtiden spille en viktig rolle for både vanlige sluttbrukere og plusskunder gitt at kostnaden på batterier synker og kraftprisen øker. Man kan få plusskunder som i mye større grad har anledning til å følge prisvariasjonene i kraftmarkedet og selge kraft på gunstige tidspunkt. Som vist i figur 26 kan V2G integreres som en del av plusskundens produksjonsanlegg. En slik bruk av elbilens batteri fordrer naturligvis en større automatisering av produksjonsanlegget for å sikre at anlegget driftes optimalt og følger kundens bruksmønstre. I den sammenheng vil et kundedisplay være et hensiktsmessig instrument med tanke på informasjon om endring i kraftpris, ladetidspunkter og elbilens batterikapasitet. Det er lite hensiktsmessig at bilen i tide og utide lader seg ut for å treffe pristoppene hvis dette fører til at plusskunden står med en delvis utladet bil. Hvordan dette kan løses ved bruk av et kundedisplay blir nærmere diskutert i kapittel 7.

## 4.3 Nettilknytning

### 4.3.1 Dagens tilknytningsvilkår

Forholdet mellom et nettselskap og eier av en elektrisk installasjon tilknyttet distribusjonsnettet reguleres av et standard tilknytningsvilkår. Et standard tilknytningsvilkår finner man ved å gå inn på hjemmesiden til nettselskapene og består av ti punkter [69]. For å gi et bilde av dagens tilknytningsvilkår blir de forskjellige punktene kort beskrevet i denne seksjonen.

- § 1 Generelt

Gir en generell innføring i hva standard tilknytningsvilkår regulerer.

- § 2 Bestilling og godkjenning av tilknytning.

Omhandler i hovedsak gangen i forbindelse med bestilling av en ny tilknytning til distribusjonsnettet, herunder tilknytningspunktets utforming, energi- og effektbudsjett, samt ansvar for drift og vedlikehold av stikkledning.

- § 3 Fremføring og plassering av distribusjonsnett.

Dette punktet regulerer forhold knyttet til nettrasé, stikkledning og plassering av nødvendig utstyr. Blant annet et av vilkårene at grunneier eller fester, uten erstatning eller vederlag, skal gi nettselskapet adgang til fremføring av nødvendig distribusjonsnett til egen installasjon. Grunneier og fester skal også gi nettselskapet uhindret adgang til eiendommen for drift og vedlikehold av nettet.

- § 4 Tilknytning.

Grensen for eiendomsforhold, samt ansvar for drift og vedlikehold av installasjonen markeres av tilknytningspunktet. Tilknytningspunktet kan enten defineres som det punktet i distribusjonsnettet hvor stikkledning er tilknyttet, eller tilkoblingsklemme på grunnmur eller husvegg for luftnett eller kabel.

- § 5 Anleggsbidrag.

Hvis nettselskapet for eksempel må forsterke nettet kan denne kreve anleggsbidrag for å dekke de ekstra kostnadene. Kostnader for nettselskapet inkluderer timeverk for personell, maskiner og utstyr. Nettselskapet skal på forhånd informere kunden om innkreving og beregningsgrunnlaget for anleggsbidraget.

- § 6 Målepunkt.

En elektrisk installasjon skal normalt ha 1. målepunkt og måleutstyrets plassering skal godkjennes av nettselskapet. Hovedsakelig skal måleutstyret plasseres så nært tilknytningspunktet som mulig og nettselskapet skal ha uhindret tilgang til apparatet ifm. avlesning. Nettselskapet eier måleutstyret, fastsetter apparattype og er ansvarlig for vedlikehold.

- § 7 Frakobling og tilkobling av installasjonen.

Nettselskapet kan foreta en frakobling uten nærmere varsel av den elektriske installasjonen. Dette gjøres hvis installasjonen enten behøver øyeblikkelig utbedring, ansees som farlig eller at bruk kan medføre skade eller ulemper for kunden, nettselskapet eller andre. Dersom nettselskapet skal foreta planlagte ettersyn, vedlikehold eller utvidelse av distribusjonsnettet skal kunden, så langt det lar seg gjøre, varsles. Frakoblinger kan kun gjennomføres av nettselskapet eller selskapets representant.

- § 8 Ansvarsforhold.

Hvis kunden mener det foreligger en mangel ved tjenesten kan denne kreve prisavslag, erstatning eller holde tilbake betalingen. Dette gjelder derimot ikke hvis feilen skyldes uaktsomhet fra kundens side eller forhold som er utenfor nettselskapets kontroll.

- § 9 Endring av tilknytningsvilkår.

Omhandler endringer i standard tilknytningsvilkår. Ved endringer skal installasjonseier varsles og endringene blir først gjort gjeldende når bestemmende organ har gjort et endelig vedtak og tidligst 14 dager etter varsling.

- § 10 Tvister.

Uenigheter om tilknytningsvilkår kan bringes inn til NVE som vil fatte vedtak i saken. Tvister kan også fremlegges Elklagenemnda eller domstolene.

#### 4.3.2 Tilknytningsvilkår plusskunde

I det øyeblikket en vanlig sluttbruker endrer status til plusskunde er det vanlig at nettselskapet setter opp flere nye tilknytningsvilkår. Større grad av distribuert kraftproduksjon medfører nye punkter i kraftnettet som nettselskapet må ha oversikt over for å sikre trygg krafttilførsel. At anlegget i tillegg eies og driftes av ufaglærte privatpersoner stiller større krav til teknologi og styring for å ivareta personsikkerhet og leveringskvalitet.

En av forutsetningene Fortum setter for å kjøpe overskuddskraften er at plusskunden er kunde i deres nett. Kunde i Fortums nett betyr i denne sammenhengen at plusskunden fysisk er tilknyttet Fortums distribusjonsnett, men plusskunden er ikke forpliktet til å kjøpe kraft fra Fortum. Fortum tilbyr å kjøpe kraften fra plusskunden til den aktuelle spotprisen hvis kraftproduksjonen er fornybar og  $CO_2$ -fri [70].

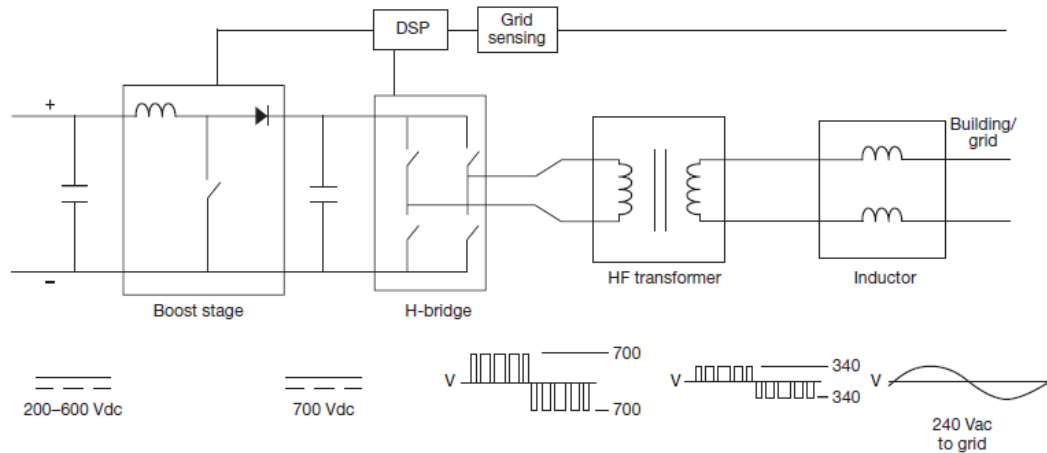
Nettselskapet Hafslund har derimot ingen krav om at overskuddskraften skal være fornybar, men setter opp noen nye tilknytningsvilkår for plusskunder. Blant annet er en av vilkårene at plusskundens anlegg ikke skal føre til redusert spenningskvalitet hos andre kunder i Hafslunds nett. Hafslund sikrer seg derfor retten til å koble ut anlegget til plusskunden i slike driftsituasjoner. Hafslund setter også som vilkår at kunden må ta hele kostnaden ved installasjon av produksjonsanlegget, samt kostnader ved at installatør må rapportere inn anlegget gjennom Elsmart, Hafslund Netts meldingshåndtering. Da Hafslund foreløpig ikke har fullført utrulling av AMS, krever de også at kunden må ta kostnaden ved installasjon av fjernavlest firekvadrantsmåler [8].

Et generelt krav fra begge nettselskapene er at kunden er innenfor NVEs definisjon av plusskunder. Det innebærer at produksjonsanlegget ikke leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere eller har kraftproduksjon som faller innenfor NVEs krav til omsetningskonsesjon.

## 4.4 Nettilknytning av produksjonsanlegg

### 4.4.1 Vekselretter og omformer

Småskala produksjonsteknologier vil i mange tilfeller generere DC-spenning, spesielt gjelder dette for solcelleanlegg, men kan også være tilfelle for småskala vindturbiner. For å kunne mate kraft inn på distribusjonsnettet fra en DC-kilde må det benyttes en vekselretter, på engelsk kalt en inverter. Vekselretteren benytter kraftelektroniske komponenter til omforme DC-spenningen fra produksjonsanlegget til AC med en frekvens på  $50\text{Hz}$ . Figur 27 viser prinsippet til en nettilknyttet, på engelsk "grid tie", vekselretter for eksempel tilknyttet et solcelleanlegg.

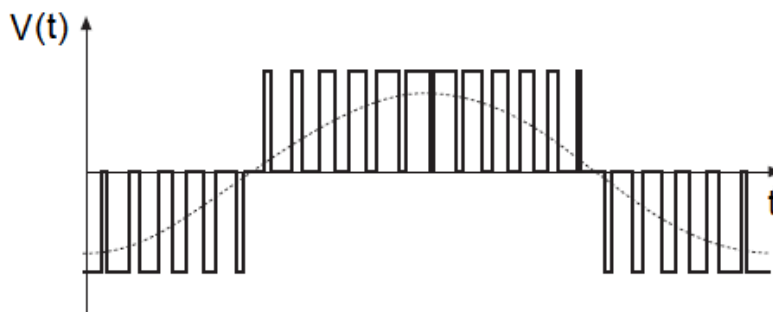


Figur 27: Prinsipp-skisse av en "grid-tie" vekselretter [71]

Den første delen av kretsen er en "boost converter" som har som oppgave å steppe opp spenningen fra kilden. Grunnen til at denne typen omformer benyttes er fordi inngangsspenningen er DC og man kan derfor ikke benytte en transformator som man vanligvis gjør i AC kretser for å transformere spenningen. Som det kommer frem av figuren aksepterer omformeren en varierende inngangsspenning mellom 200 - 600  $V_{DC}$  og omformer denne til en fast utgangsspenning på 700  $V_{DC}$ . Dette gjøres ved å åpne og lukke transistoren med en teknikk kalt pulsviddemodulering (PWM). Når transistoren er lukket går strømmen fra pluss, gjennom spolen og transistoren til minus. Når transistoren åpnes begynner dioden å lede strøm fra spolen til kondensatoren og spenningen økes.

Det neste steget består av et sett av transistorer og kalles en "H-bridge". Disse transistorene er elektroniske brytere som opereres slik at DC spenningen fra "boost"-steget omformes til en høyfrekvent AC spenning. Ved å operere transistorene med PWM genererer man en sinus med en frekvens lik nettets. Det neste steget er en høyfrekvent transformator som transformerer AC spenningen til den korrekte nettspenningen i tillegg til at den gir isolasjon. Det siste steget er et filter som filtrerer vekk de høyfrekvente syklusene for å lage en jevn sinusformet  $50Hz$  AC spenning.

Pulsviddemodulering har i dette kapitlet blitt trukket frem som en avgjørende teknikk for en vekselretters funksjon.



Figur 28: Pulsviddemodulering (PWM) [72]

Som vist i figur 28 starter pulsviddemodulatoren med pulser i et kort øyeblikk, økes så opp til et maksimumsnivå, for å igjen avta mot null. Etter nullgjennomgang endres polariteten og syklusen gjentas. Pulsvidden kan tilpasses nettfrekvensen ved å benytte en komparator og en kontrollsløyfe. Denne kontrollsløyfen endrer tiden pulsen er på, dette kalles duty cycle. Ved eksempelvis 50% duty cycle, som vist i figur 29, er spenningen på halve perioden.

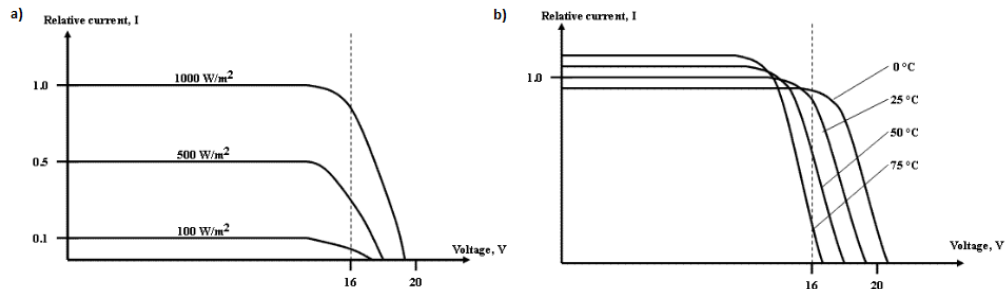


Figur 29: Eksempel på 50% duty cycle [73]

#### 4.4.2 Maximum Power Point Tracking

Innenfor solenergi benyttes uttrykket ”Maximum Power Point Tracking (MPPT)” om teknikken som optimaliserer kraftproduksjonen fra solcellene. MPPT må ikke forveksles med fysiske ”trackere” som posisjonerer solcellemodulene i forhold til innstrålingen. For å få en forståelse av hva MPPT utretter for å optimalisere utgangseffekten fra anlegget, er det hensiktsmessig å nærmere forklare solcellers strøm- og spenningskarakteristikk.

En solcelles kraftproduksjon er som tidligere nevnt avhengig ulike parametre. De parametrene som har størst innvirkning på solcellens forhold mellom strøm og spenning er driftstemperatur og innstråling. Dette gir et ulineært forhold mellom strøm og spenning, kjent som I-V kurven. I figur 31 er endring av en solcellemoduls I-V kurve presentert som resultat av henholdsvis endring i innstråling og temperatur.

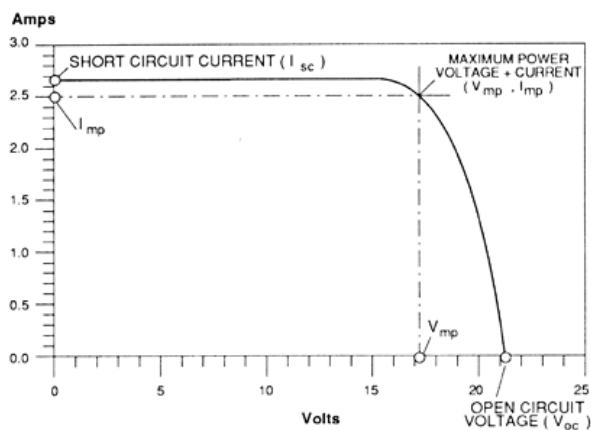


Figur 30: Endring av I-V kurve som følge av: a) Innstråling og b) Temperatur [74]

Da temperatur og innstråling varierer er det hensiktsmessig å finne det punktet på I-V kurven som til en hver tid maksimerer utgangseffekten. For å maksimere utgangseffekten benytter man MPPT for å til en hver tid finne



det optimale forholdet mellom strøm og spenning. Fysisk er MPPT basert på en DC/DC omformer som ved ulik last beregner den maksimale effekten fra solcellene.



Figur 31: "Maximum Power Point (MPP)" for et gitt driftstilfelle. [75]

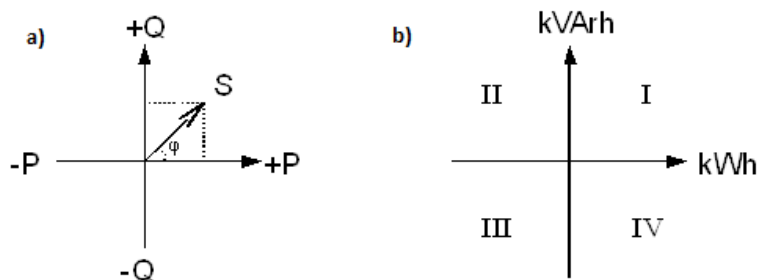
For å beregne ("tracke") MPP benytter man hovedsakelig en algoritme basert på følgende metode:

- **Perturb-and-observe (P&O)**

- Denne metoden er den vanligste og går ut på at cellespenningen økes så lenge utgangseffekten øker. Så fort utgangseffekten begynner å minke, reduseres spenningen igjen for å treffe MPP. Ulempen med denne teknikken er at utgangseffekten kan oscillere ved "steady state" drift.

#### 4.4.3 Firekvadrantsmåler

For at produksjon på sluttbrukernivå skal kunne mates inn på distribusjonsnettene må målerutstyret ha støtte for avlesning og rapportering av dette. I kapittel 4.1.1 om utvikling av AMS i Norge, ble det nevnt at et av funksjonskravene til AMS skal være registrering av aktiv og reaktiv effektflyt i begge retninger. Dette funksjonskravet innebærer teknisk at måleren er en såkalt firekvadrantsmåler. Sammenhengen mellom de fire kvadrantene er presentert i figur 32.

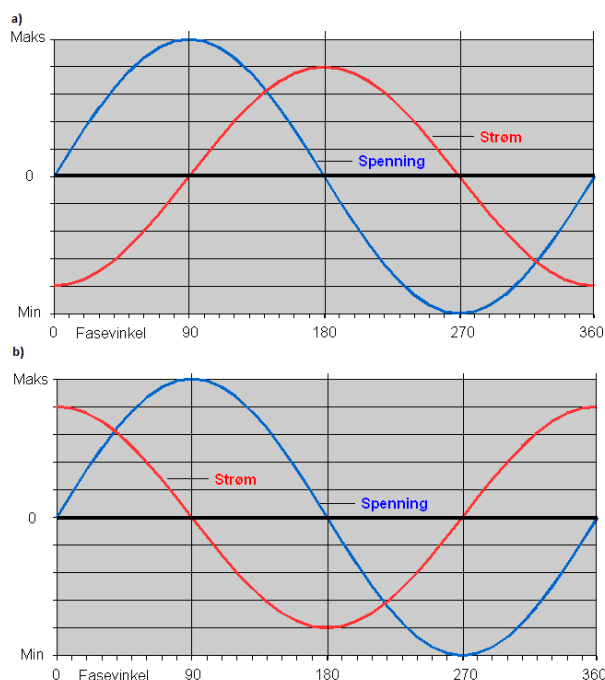


Figur 32: Oversikt over de fire kvadrantene [76]

Figur 32b viser hvordan firekvadrantsmåling overfører konseptet med effektflyt til registrering av energibruk. En gitt kraftflyt vil resultere i registrering av energi i den kvadranten som korresponderer med lokaliseringen av vektoren  $S$ . For eksempel innebærer kvadrant 1 at begge energiformene leveres til det elektriske anlegget, og kvadrant 3 at begge mottas nettet fra anlegget. For å få et bedre innblikk i betydningen av kvadrantene vist i figur 32 er det hensiktsmessig å presentere sammenhengen mellom aktiv og reaktiv effekt.

#### 4.4.4 Aktiv- og reaktiv effekt

Som vist i figur 32a er kompleks effekt en vektor  $S = P + jQ$ . Vektoren består av  $P$  og  $Q$  som henholdsvis er aktiv og reaktiv effekt. Aktiv effekt ( $W$ ) er nytteeffekten i en vekselstrømkrets, mens reaktiv effekt ( $VAr$ ) er en teoretisk effekt som oppstår som et resultat av induktive eller kapasitive laster i nettet. Eksempelvis vil en tilkoblet ideell spole medføre at strømmen ikke følger spenningen og på denne måten oppstår en negativ faseforskyvning. Ved innkobling av en ideell kondensator vil derimot det motsatte skje, strømmen vil nå sitt maksimum før spenningen, og en positiv faseforskyvning vil oppstå. Figur 33 viser strøm- og spenningskarakteristikk for henholdsvis induktiv og kapasitiv last.



Figur 33: a) Induktiv last b) Kapasativ last [77]

Faseforskyvning er vinkelen mellom strøm og spenningsretningen. En induktiv ("lagging") last som for eksempel en motor vil ha positivt fortegn og man sier at den "forbruker" reaktiv effekt. En kapasitiv ("leading") last har negativt fortegn og man sier at lasten "produserer" reaktiv effekt. Det er verdt å merke seg at induktanser og kapasitanser ikke forbruker eller produserer energi i ordets rette betydning, men er i stand til å lagre og gi fra seg energi.

Reaktiv effekt benyttes til å bygge opp magnetfelt for elektriske maskiner og andre apparater, og er på denne måten en nødvendighet i kraftsystemet. Utenom denne oppgaven er reaktiv effekt en belastning på kraftnettet ved at det tar opp ledig kapasitet i overføringen, samt fører til tap i maskiner og annet utstyr. Mange reaktive komponenter i kraftsystemet medfører som nevnt faseforskyvninger, og for å opprettholde spenningstabiliteten blir belastningen på kraftnettet større. For å kompensere for en faseforskyvning må det tilføres en større strøm enn det som hadde vært nødvendig hvis strøm og spenning var i fase. Høyere strøm medfører også høyere tap i kraftlinjene.

Spesielt ugunstig er faseforskyvninger langt ute i nettet, da man må summere tapet i motstander gjennom alle ledd fra kraftprodusent til sluttbruker.

Faseforskyvninger og andre påvirkninger på spenningskvaliteten langt ute radialen vil typisk være utfordringer med distribuert kraftproduksjon.

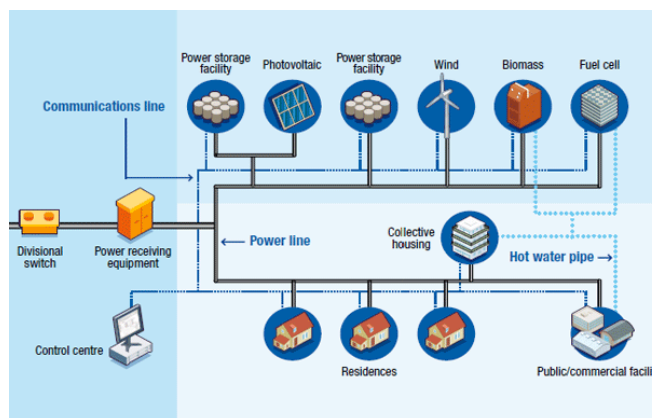
## 5 Distribuert kraftproduksjon

En større andel plusskunder og distribuert kraftproduksjon (DG) byr generelt på nye utfordringer i distribusjon av elektrisk kraft. En av utfordringene med denne typen kraftproduksjon er at kraftnettet i utgangspunktet er designet for enveis effektflyt. Kraftverk er normalt tilknyttet det høyspen- te sentral- eller regionalnettet, og leverer kraft til sluttbruker på det lavspen- te distribusjonsnettet. En annen egenskap med DG er at lokaliseringen av denne produksjonen sjelden eller aldri er planlagt ved nettutbygging. DG kan medføre endringer i effektflyten i kraftnettet som i verste fall kan resul- tere feilfunksjoner på eksempelvis kortslutningsvern og måleinstrumenter. I tillegg kan DG redusere effektivitet i overføringen og overoppheting av trans- formatorer.

Et større innslag av DG medfører at nettselskapene er nødt til å ta hen- syn til hvordan dette påvirker leveringskvalitet hos andre sluttbrukere, samt hvordan dette påvirker kraftdistribusjonen generelt. I kapittel 3 om produks- jonsteknologier ble det trukket frem flere mulige teknologier for kraftpro- duksjon, der i blant vannkraft, vindkraft, solcelleanlegg og mCHP. Det ble konkludert med at man kan forvente at de fleste plusskunder hovedsakelig vil benytte solceller og i enkelte tilfeller vindkraft. Det er derfor i de påfølgende seksjonene hovedsakelig lagt fokus på disse to teknologienes innvirkning i kraftnettet.

### 5.1 Mikronett og Øydrift

Et lavspenningsnett med både produksjon og last som har ett tilknytnings- punkt til det overliggende kraftnettet kalles et mikronett. Et mikronett kan være selvforsynt når det er koblet fra det overliggende nettet. Når mikronet- tet opererer på denne måten kalles dette for øydrift. En større andel pluss- kunder og distribuert kraftproduksjon i kombinasjon med smartgrid åpner for planlagt øydrift. Blant driverne for mikronett og øydrift er å reduse- re overføringstap, inkludere fornybare energikilder i større grad, samt sikre kraftforsyning til utsatte laster som for eksempel sykehus. Ved feil og av- brudd på det overliggende nettet kan mikronettet koble seg fra og fortsatt produsere og levere energi til lastene i mikronettet. I fremtidens kraftsystem kan en slik planlagt øydrift bli en normal del av nettdriften og vil innebære lav eller ingen økning i risiko for de involverte aktører på nettet.



Figur 34: Eksempel på mikronett. [78]

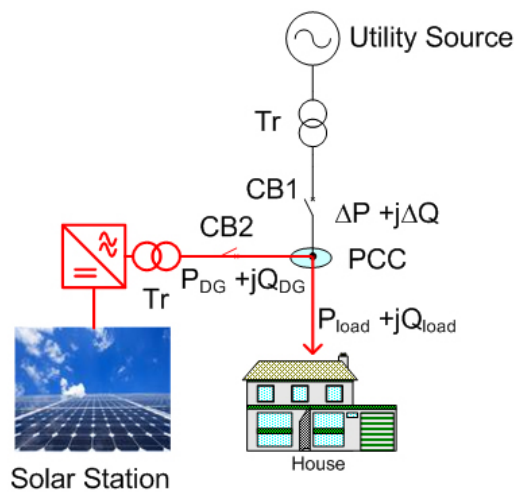
På den andre siden har man ønsket øydrift som kan utgjøre en stor fare for personer som vedlikeholder nettet, samt uønskede tilstander og hendelser i kraftnettet. En større andel distribuert kraftproduksjon øker risikoen for uønsket øydrift da produksjonsenhetene tilkoblet en del av kraftsystemet kan fortsette kraftproduksjon etter frakobling fra hovednettet. Slik kraftnettet er i dag er øydrift forbundet med driftsforstyrrelser og det er ønskelig at kilder til øydrift blir koblet ut raskest mulig. Årsaker til øydrift kan være:

- Funksjonfeil på vern og kontrollutsyr.
- Kortslutninger.
- Feilkoblinger.
- Splitting av nettet som følge av stor innmating (pendlingsproblemer).

Ved øydrift vil frekvens og spenning være avhengig av forholdet mellom produksjon og forbruk i øynet. Uforutsette endringer i spenning og frekvens er blant parametre som benyttes for å detektere øydrift. Man kan benytte et vanlig over- og underspenningsvern for å detektere spenningsvariasjoner som indikerer at øydrift har oppstått. Slike spenningsvariasjoner oppstår som regel som følge av en ubalanse i reaktiv effekt. Ved ubalanse i aktiv effektflyt vil også frekvensen endre seg og kan måles med et konvensjonelt over- og underfrekvensvern. Dette vernet detekterer frekvensen til kraftnettet ved å måle tidsdifferansen mellom nullgjennomgangene til spenningen.

Hvis frekvensen ligger over eller under gitte verdier blir produksjonsanlegget koblet fra. Ulempen med et frekvensvern er at denne i enkelte tilfeller trenger flere nullgjennomganger for å detektere øydrift som kan føre til forsinket utkobling av produksjonsenhet. Konsekvenser av uønsket øydrift kan være skader på utstyr både hos sluttbruker og kraftprodusent blant annet som følge av en kombinasjon av lav frekvens og høy spenning. Nettselskap kan også som følge av øydrift få skader på eget utstyr som for eksempel vern og kontrollapparater.

I forbindelse med øydrift av distribuert kraftproduksjon er ofte et solcelleanlegg benyttet som eksempel. Figur 35 beskriver den uønskede hendelsen hos en plusskunde som kan oppstå når produksjonsanlegget blir frakoblet kraftnettet. Vekselrettere kan oppdage en potensiell øydriftsituasjon med de tidligere nevnte teknologier og koble ut plusskundens produksjonsenhet fra distribusjonsnettet. Problemer kan derimot oppstå i disse tilfellene hvis produksjonsanlegget fortsetter å levere kraft til den lokale lasten. Dette er gitt at produksjon fra solcellene er i likevekt med forbruket. Det er i slike tilfeller vanskelig å detektere øydrift basert på de tidligere nevnte metodene, så produsenter av vekselrettere må derfor implementere tilleggsfunksjoner som ved siden av spenning- og frekvensmonitorering kan avdekke dette. Disse tilleggsfunksjonene innebærer som regel et sett av algoritmer for å hindre øydrift.



Figur 35: Eksempel på øydrift plusskunde. [79]

En rapport publisert av ”International Energy Agency” (IEA) konkluderer med at den eksisterende risikoen for personskade for nettselskapets ansatte og sluttbrukere er i størrelsesordenen  $10^{-6}$  per år. Videre konkluderer rapporten at risikoen for personskade ved øydrift av for eksempel solcelleanlegg utgjør mindre enn  $10^{-9}$  årlig. Det er derfor en relativt lav risiko for personskade ved denne typen hendelser, men rapporten slår fast at det er essensielt at både plusskunder og nettselskap er klar over hvilke farer som potensielt kan ligge i øydrift [80].

## 5.2   Leveringskvalitet og reaktiv effekt

I vilkårene satt av nettselskapene blir det poengtert at plusskundens kraftproduksjon ikke skal føre til redusert spenningskvalitet hos andre sluttbrukere. I denne sammenhengen er det sentralt å avdekke hvilke implikasjoner de ulike produksjonsteknologiene har på spenningskvalitet, samt forbruk eller produksjon av reaktiv effekt. I tillegg er det viktig å se hvordan de ulike fenomenene påvirker leveringskvaliteten og hvilke tiltak som kan gjøres for å begrense disse uønskede fenomenene.

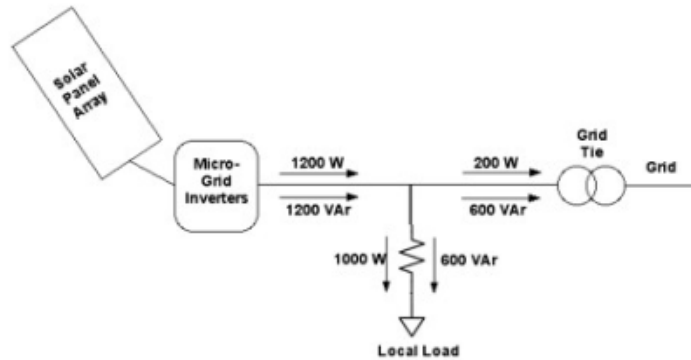
### 5.2.1   Reaktiv effekt

I kraftnettet er som oftest lastene induktive og som følge av dette vil en negativ faseforskyvning i nettet oppstå. Det blir derfor benyttet kapasitive komponenter med produksjon av reaktiv effekt for å kompensere for denne faseforskyvningen. Blant annet kan synkronmaskiner benyttes til å produsere reaktiv effekt. Ulempen er at synkronmaskinen kan være langt fra sluttbruker og som følge av dette vil den reaktive effekten ta opp plass i overføringen. Dette fører videre til tap i overføringen og lavere overføringskapasitet. Blant annet på grunn av dette blir kondensatorer ofte benyttet til å produsere reaktiv effekt. Et kondensatorbatteri kan plasseres nærmere sluttbruker og man unngår problemet med tap i overføringen som assosieres med bruk av synkronmaskin.

De induktive lastene man vanligvis finner hos en sluttbruker kan være husholdningsapparater med motorer, moderne fjernsyn og lysstoffrør. Derimot kan plusskunder, avhengig av produksjonsanlegget, avvike fra denne normen ved at anlegget produserer reaktiv effekt. Plusskunden i kapittel 2.2.2 oppgir at som følge av produksjonsanleggets egenskaper har denne omtrent en

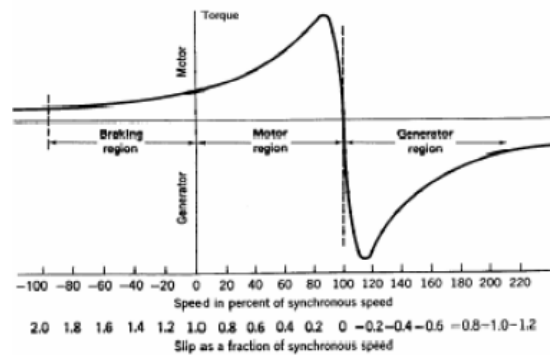


årlig reaktiv effektproduksjon på  $1000kVArh$ . Plusskunder som produserer reaktiv effekt kan derfor bidra med systemstøtte til andre sluttbrukere. En økning av plusskunder som leverer en begrenset andel reaktiv effekt kan være en gunstig utvikling for kraftnettet da det blir stadig flere induktive laster hos sluttbrukere som må fasekompenseres.



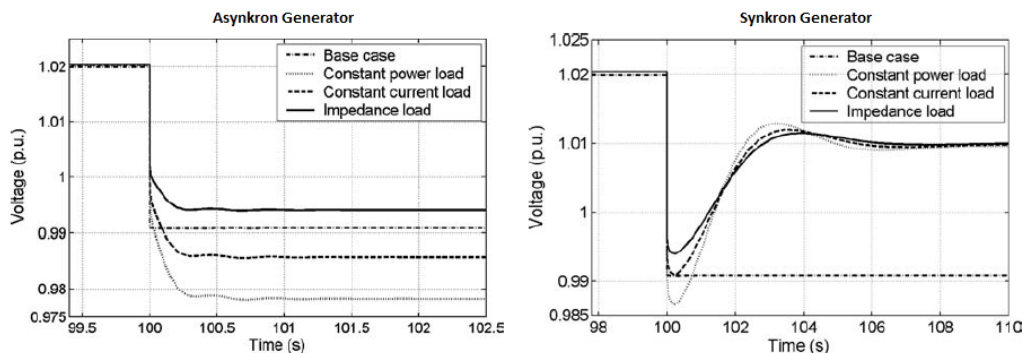
Figur 36: Eksempel på plusskundes produksjon, forbruk og innmating av aktiv og reaktiv effekt fra solcelleanlegg. [81]

Asynkronmaskiner blir vanligvis benyttet i vindturbiner grunnet maskinens relativt lave kostnad, robusthet og enkelhet. En asynkronmaskin kan benyttes som generator hvis den kjøres med oversynkron hastighet. Maskinen blir som følge av dette kjørt med negativ slakking ("slip") som vist i figur 37.



Figur 37: Moment-hastighet karakteristikk asynkronmaskin [82]

Grunnet asynkronmaskinens oppbygning vil denne alltid forbruke reaktiv effekt. Dette forbruket er spesielt stort under oppstart når maskinen magnetiseres. Det reaktive effektforbruket fører til et kortvarig spenningsfall på generatorklemmene som avhengig av generatorens størrelse kan gi et spenningsfall på samleskinnen. En plusskundes vindturbin forbruker følgelig vesentlig mindre reaktiv effekt ved oppstart enn en storskala vindturbinpark. Likevel kan oppstart av flere småskala vindturbiner samtidig få innvirkning på spenningskvaliteten til sluttbrukere i nærheten av slike plusskunder. Spenningsforløpet presentert i figur 38 er fra et case-studie som søker å finne påvirkningen på spenningskvalitet fra distribuert kraftproduksjon [83]. Figuren viser oppstart av henholdsvis tre asynkron- og synkrongeneratorer. Generatorene har en vesentlig større merkeeffekt enn en småskala vindturbin tilpasset plusskunder, men gir et bilde av hvordan oppstart av de to generatortypene påvirker nettspenningen. Det er også verd å merke seg at differansen i spenningsfallet mellom "base case", uten distribuert produksjon, og ved start av generatorene i dette tilfellet kun utgjør 1%. Spenningsstabiliteten blir derfor ikke påvirket signifikant.



Figur 38: Spenningsdip på nærmeste samleskinne som følge av oppstart av henholdsvis asynkron- og synkrongenerator med merkeeffekt på 1 MW [83].

### 5.2.2 Leveringskvalitet

Leveringskvalitet er et samlebegrep for kundeservice, leveringspålitelighet og spenningskvalitet i elkraftsystemet. Forskrift om leveringskvalitet (FOL) i kraftsystemet (FOR 2004-11-30 nr 1557) er hjemlet i energiloven og omhandler hvilke krav sluttbruker kan stille nettselskap knyttet til spenningskvalitet,

pålitelighet og gjenoppretting etter feil. Forskrift om leveringskvalitets § 1-1 definerer formålet med forskriften:

*”Forskriften skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”* [84]

Videre setter forskriften konkrete krav til:

- Spenningssprang.
- Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi.
- Variasjon i grunnharmonisk frekvens.
- Overharmoniske spenninger.
- Ubalanse i trefasesystemet.
- Flimmerintensitet.

**Spenningssprang:** Spenningssprang defineres som raske endringer i spenningens effektivverdi og kan forårsakes av feil og kortslutninger i nettet, samt store lastpåslag hos sluttbrukere. Eksempelvis kan store motorer i for svake nett forårsake spenningssprang hvis disse ikke er utstyrt med blant annet mykstartere eller frekvensomformere. Et spenningssprang oppfattes som variasjoner innenfor  $\pm 10\%$  av nominell spenning ( $U_n$ ). For 230 V i lavspenningsnettet innebærer dette et sprang mellom 207 V og 253 V. Tabell 7 viser grenser for hyppigheten til spenningssprang i lavspenningsnettet.

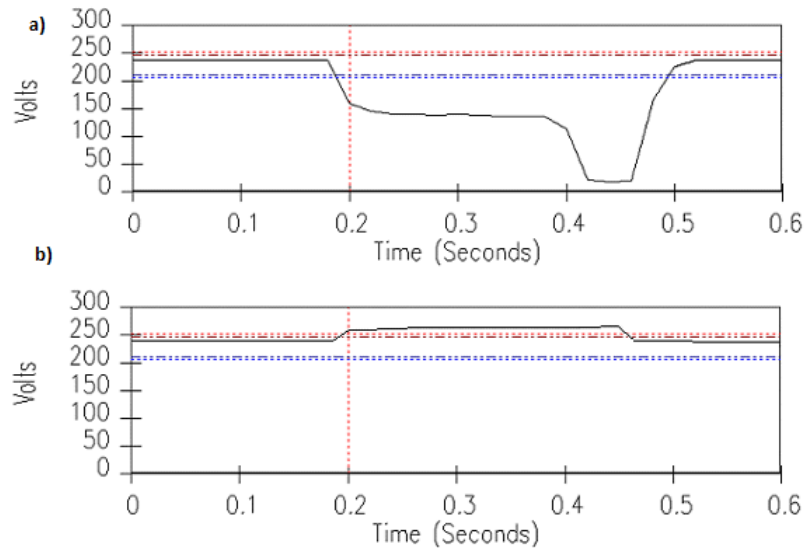
| Spenningssprang             | Maksimalt antall tillatt pr. døgn     |
|-----------------------------|---------------------------------------|
|                             | $230 \text{ V} < U_n < 35 \text{ kV}$ |
| $\Delta U_{stasj} \geq 3\%$ | 24                                    |
| $\Delta U_{maks} \geq 5\%$  | 24                                    |

Tabell 7: Tillatte spenningssprang i lavspenningsnettet [84]

Grensene i tabell 7 er grenser for når sprang skal telles med. Dette innebærer at det kan forekomme et ubegrenset antall små sprang under disse

grensene så lenge antallet sprang ikke overskrider flimmergerensene.

Ligger spenningsnivået utenfor den nevnte grensen på  $\pm 10\%$  av  $U_n=230\text{ V}$  blir hendelsen enten regnet som en spenningsdip eller en kortvarig overspenning. Med andre ord regnes hendelsen som en spenningsdip i lavspenningsnettet hvis spenningen faller under  $207\text{ V}$ , og som en kortvarig overspenning hvis spenningen overstiger  $253\text{ V}$ . En spenningsdip defineres derfor som en rask spenningsreduksjon, med varighet mellom  $10\text{ ms}$  til 1 minutt, innenfor 90% til 1% av avtalt spenningsnivå ( $U_c$ ). Spenninger under 1% av avtalt spenningsnivå regnes som avbrudd. Årsaken til spenningsdip er hovedsakelig kortslutninger, gjeninnkoblinger mot feil (GIK) og store lastpåslag i nettet. Det motsatte av spenningsdip, kortvarige overspenninger, er en hendelse som skjer mer sjelden. Hovedsakelig er en slik hendelse forårsaket av lastutfall fra svært store laster, men kan også skyldes feil trinning av transformator.



Figur 39: a) Spenningsdip. b) Kortvarig overspenning. [85]

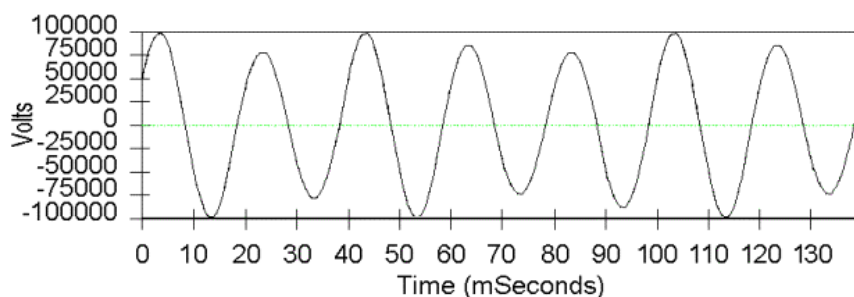
**Langsomme spenningsvariasjoner:** Nettselskapene er pålagt å sørge for at langsomme variasjoner i spenningsens effektivverdi holdes innenfor  $\pm 10\%$  av nominell spenning i tilknytningpunktet. Variasjon i belastning i et distribusjonsnett er ofte en årsak til langsomme spenningsvariasjoner og kan

forårsake havari, forkortet levetid på elektrisk utstyr, feilfunksjoner og utkobling. Som regel er det svært store spenningsvariasjoner eller et svakt dimensjonert nett som kan forårsake denne typen hendelser eller skader på utstyr.



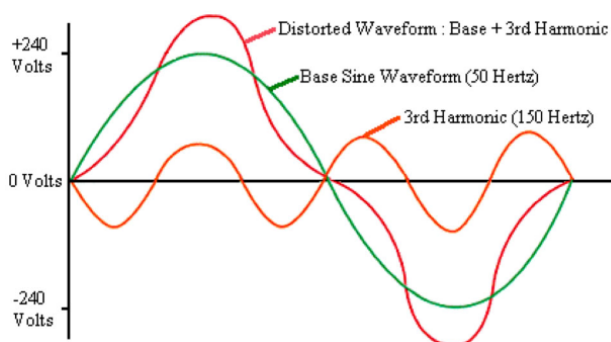
Figur 40: Eksempel på langsomme spenningsvariasjoner i et tilknytningspunkt målt over 3 uker. [85]

Hurtige spenningsvariasjoner som flimrer og overharmoniske skal i også holdes innenfor gitte grenser. Flimrer er hurtige spenningsvariasjoner der variasjonene ofte refereres til som spenningsfluktuasjoner. Dette gir variasjon i belysningsstyrke og kan gi synlig flimrer mange mennesker finner ubehagelig. Flimrer er spesielt synlig hvis frekvensen ligger i området  $5 - 15 Hz$ , men spenningsfluktuasjoner påfører sjelden skade eller havari på elektriske komponenter hos sluttbruker. Spenningsfluktuasjoner skyldes som regel lysbueovner, sveiseutstyr eller store lastvariasjoner. Vindturbiner med fast hastighet i et svakt nett kan også forårsake flimrer. En asynkronmaskin kan være en kilde til spenningsvariasjoner i kraftnettet da variasjoner i det mekaniske pådraget overføres direkte til generatoren. Dette blir spesielt et problem når en asynkronmaskin benyttes i vindturbiner siden vinden sjelden har en konstant styrke. Figur 41 viser et eksempel på spenningsfluktuasjoner og man kan i figuren se endringen i spenningsens maksimalverdi.



Figur 41: Eksempel på spenningsfluktuasjoner som forårsaker flimmer. [85]

**Harmoniske:** Apparater som ikke har et lineært forhold mellom strøm og spenning er kilde til et annet fenomen regulert i FoL, harmoniske spenninger. Hvis et slikt apparat påtrykkes en sinusformet spenning, vil ikke strømmen være sinusformet og det genereres overharmoniske strømmer. Hvis overharmoniske strømmer kombineres med store overharmoniske impedanser i kraftnettet oppstår det overharmoniske spenninger. Apparater som nyttiggjør seg kraftelektroniske omformere er gjerne kilder til harmoniske strømmer og spenninger. I tillegg forårsaker lysbueovner, sveiseutstyr og thyristorstyrte apparater harmoniske. For plusskunder med solcelleanlegg vil eksempelvis likeretteren være kilde til ulineær strøm og spenningskarakteristikk, og kan som følge av dette forårsake overharmoniske i nettet.



Figur 42: Eksempel på forvrengning av sinus som følge av 3. harmoniske. [86]

Harmoniske spenninger er sinusformede med en frekvens som er lik et multiplum av den grunnharmoniske frekvens til forsyningsspenningen. Resultatet er en forvrengt strøm og spenningskarakteristikk som fører til tap,

overoppheting, samt feilfunksjon på elektrisk utstyr og vern. Hos sluttbrukere vil typisk feilfunksjoner på datamaskiner være et resultat av harmoniske spenninger. Figur 42 viser hvordan summen av grunnharmoniske ( $50Hz$ ) og 3. harmoniske ( $150Hz$ ) forårsaker forvrengning av sinus.

Harmoniske strømmer og spenninger deles inn i to hovedklasser:

- **Overharmoniske:**

- Frekvens er et heltalls multiplum av grunnharmonisk frekvens,  $h * 50Hz$  med  $h = 2, 3, 4, \dots, n$ .

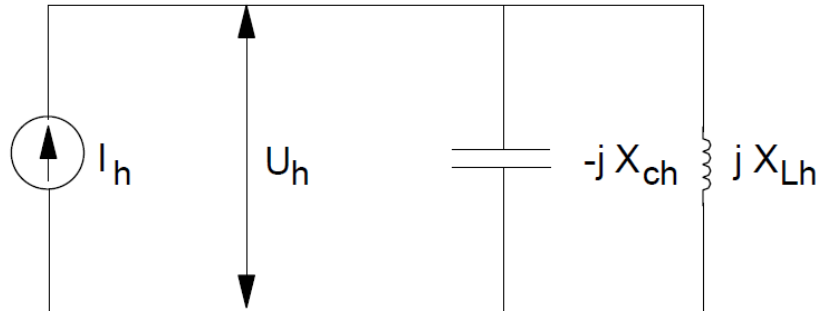
- **Interharmoniske:**

- Frekvens er **ikke** et heltalls multiplum av grunnharmonisk frekvens,  $\mu * 50Hz$  med  $\mu \neq 2, 3, 4, \dots, n$ .

Vanligvis oppstår det flere harmoniske komponenter og det er i den forbindelse sentralt å summere disse komponentene for å danne seg et bilde av hvor ”forurenset” nettet er. Total harmonisk forvrengning, forkortet *THD*, er summen av de aktuelle harmoniske komponentene av strøm eller spenning sammenliknet med den grunnharmoniske. Likning 4 er uttrykket for total harmonisk forvrengning av spenningen der  $U_1$  er den grunnharmoniske komponenten.  $U_h$  er en gitt harmonisk spenningskomponent der  $h$  betegner den harmoniske orden.

$$\%THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}}{U_1} * 100\% \quad (4)$$

I forbindelse med harmoniske er resonanser en vanlig og uønsket bieffekt i kraftnettet. Man deler disse inn i parallellresonans og serieresonans, også kalt henholdsvis strøm- og spenningsresonans. Figur 43 er et eksempel på en tapsfri parallellresonans, som vil si at det ikke er ohmske komponenter i kretsen.



Figur 43: Parallellresonans, også kalt strømresonans. [87]

Ved å regne ut den ekvivalente impedansen i kretsen for den aktuelle harmoniske orden, kan man beregne om det vil oppstå parallellresonans.

$$X_{Lh} = h * X_{L1} = h * \omega_1 * L \quad (5)$$

$$X_{Ch} = \frac{X_{C1}}{h} = \frac{1}{h * \omega_1 * C} \quad (6)$$

I likning 5 og 6 er  $\omega_1$  den grunnharmoniske vinkelfrekvensen ( $2\pi f_1$ ), samt  $X_{L1}$  og  $X_{C1}$  de grunnharmoniske impedansene. Ved å benytte likning 7 kan man beregne den ekvivalente harmoniske impedansen  $X_h$ .

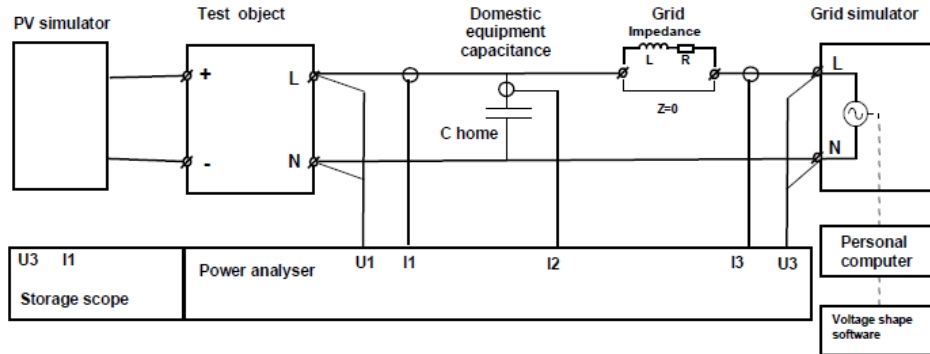
$$X_h = \frac{1}{\frac{1}{X_{Lh}} - \frac{1}{X_{Ch}}} = \frac{X_{Ch} * X_{Lh}}{X_{Ch} - X_{Lh}} \quad (7)$$

Ut i fra likning 7 kan man se at hvis  $X_{Ch} = X_{Lh}$  vil  $X_h$  bli uendelig stor. Siden  $I_h$  i dette tilfellet er en ideell strømkilde vil den harmoniske spenningen  $U_h$  gå mot uendelig. I virkeligheten vil det eksistere ohmske komponenter i kretsen som hindrer spenningen å gå mot uendelig. Hvis det oppstår strømresonans for en gitt harmonisk, vil en harmonisk strømkilde likevel gi en veldig stor harmonisk spenning med den samme harmoniske orden.

I et forsøk gjort av T&D consulting ble harmoniske fra ulike vekselrettere



som benyttes til solceller testet i et laboratorieforsøk for å estimere forventet harmonisk forstyrrelse av nettspenningen [88]. Forsøkene ble gjort med et 2000 W solcelleanlegg som opererte med maksimal utgangseffekt. Anlegget ble tilknyttet et nett som både var rent og forurenset av harmoniske, samt med og uten impedanser.



Figur 44: Testoppsett av harmonisk forstyrrelse vekselrettere [88]

Det forurensete nettet ble testet med en gjennomsnittlig forstyrrelse på 3%THD og en maksimal forstyrrelse på 8%THD. Induktansen til nettet ble satt til  $1\text{ mH}$ , så resultatet representerer i følge rapporten forventet harmoniske spenninger for 20 husstander tilkoblet distribusjonsnettet i parallell. Figur 44 viser testoppsettet, mens samtlige strøm- og spenningskarakteristikker fra de ulike testene ligger vedlagt i Vedlegg A. Som man kan se ut i fra resultatene i vedlegget er det klart at harmonisk strøm fra vekselrettere er avhengig av harmoniske spenninger på nettet. Rapporten konkluderer også med at den totale kapasitansen til vekselretteren, husholdningens kapasitans og kraftnettets reaktans danner en ekvivalent induktans som medfører resonans. I dette forsøket var den mest dominerende resonansfrekvensen  $1,68\text{ kHz}$  som tilsvarer 33 harmoniske.

Forskrift om leveringskvalitet § 3-7 setter spesifikke grenser for hva som kan aksepteres av overharmoniske spenninger. I tilknytningspunkt med nominell spenning fra  $230\text{ V}$  til og med  $35\text{ kV}$  skal nettselskap sørge for at total harmonisk forvrengning (%THD) av spenningens kurveform ikke overstiger 8% og 5%. Disse grensene er målt henholdsvis som gjennomsnittsverdi over ti minutter og en uke. I tillegg til grenser for THD skal også individuelle over-

harmoniske spenninger ( $U_h$ ) målt som gjennomsnitt over ti minutter, holdes innenfor verdiene i tabellen presentert i figur 45.

| <i>Odde harmoniske</i>     |       |                       |       | <i>Like harmoniske</i> |       |
|----------------------------|-------|-----------------------|-------|------------------------|-------|
| <i>Ikke multiplum av 3</i> |       | <i>Multiplum av 3</i> |       |                        |       |
| Orden h                    | $U_h$ | Orden h               | $U_h$ | Orden h                | $U_h$ |
| 5                          | 6,0%  | 3                     | 5,0%  | 2                      | 2,0%  |
| 7                          | 5,0%  | 9                     | 1,5%  | 4                      | 1,0%  |
| 11                         | 3,5%  | > 9                   | 0,5%  | > 4                    | 0,5%  |
| 13                         | 3,0%  |                       |       |                        |       |
| 17                         | 2,0%  |                       |       |                        |       |
| 19, 23, 25                 | 1,5%  |                       |       |                        |       |
| > 25                       | 1,0%  |                       |       |                        |       |

Figur 45: Grenser for individuelle overharmoniske spenninger i 230 V - 35 kV nett. [84]

Oppsummert kan distribuerte produksjonteknologier som vind og solceller med varierende og stokastisk utgangseffekt forårsake stokastiske variasjoner, samt flimrer, i spenningen med varighet fra sekunder og opp mot en time. Hvilken påvirkning en plusskundes produksjonsanlegg har på spenningskvalitet er avhengig av størrelse på anlegget, styrken og tilstanden til det overliggende nett. I enkelte regioner kan det være nødvendig å gjennomføre ekstra tiltak for å ivareta leveringskvalitet. Ved et stort innslag av distribuert kraftproduksjon kan det også være nødvendig at staten gir mer spesifikke føringer og krav til utstyr for å ivareta leveringskvalitet fra plusskunde.

### 5.2.3 Tiltak for å ivareta leveringskvalitet fra plusskunde

Det ble i forrige delkapittel (5.2.2) trukket frem at en rekke komponenter og hendelser kan påvirke spenningsstabilitet og leveringskvalitet. For at en plusskunde ikke skal bidra til redusert spenningsstabilitet er det viktig å se på hvilke tiltak et nettselskap kan pålegge plusskunden å utføre på produksjonsanlegget. I tillegg er det hensiktsmessig å se på hvilke tiltak nettselskapet kan gjøre for å unngå redusert spenningskvalitet, samt opprettholde leveringskvalitet.

En plusskundes vekselretter har blitt trukket frem som en kraftelektronisk komponent som kan forårsake harmoniske i kraftnettet. Da man ikke uten videre kan forby bruk av denne typen komponenter i kraftsystemet, må man

heller fatte tiltak for å redusere problemene overharmoniske kan medføre. Tiltak for å begrense og eliminere overharmoniske er:

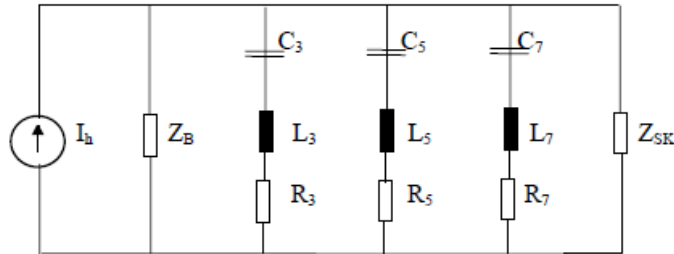
- Dimensjonering av kabler.
  - Dimensjonering av kabler for å redusere konsekvensen av harmoniske.
- Øke reaktanser.
  - For laster som trekker liten effekt kan en økning av reaktans i tilførselen til utstyret være et alternativ. Det er sentralt at denne reaktansen er tilpasset utstyret, da en feil størrelse kan føre til et stort spenningsstap over reaktansen.
- Nettoppdeling
  - Benytte en egen fordelingstransformator til forsyning av ulineære laster. Transformator og dennes reaktanser vil redusere harmoniske i resten av kraftnettet. Dette er ofte et kostbart tiltak.
- Filter
  - Aktivt eller passivt filter kan være et kostbart, men effektivt tiltak.

**Filter:** For å begrense mengden harmoniske strømmer kan man benytte et filter. Et filter plasseres gjerne nær støykilden slik at harmoniske strømmer reduseres og ikke fordeles ut på kraftnettet. Filtre deles inn i aktive og passive.

- Aktivt filter
  - Filterets oppgave er å sette opp motsatt rettede harmoniske for å utligne harmoniske strømmer fra lasten.
- Passivt filter
  - Slipper igjennom eller sperrer ulike frekvenser.

Et passivt shuntfilter plasseres i parallell med støykilden og har som oppgave å kortslutte de harmoniske strømmene. Filteret er designet slik at impedansene er lavere for de harmoniske man ønsker å fjerne enn for andre

frekvenser. Filteret vil på denne måten slippe igjennom disse harmoniske. For de høye harmoniske sørger et høypassfilter for at alle frekvenser slipper igjennom. På denne måten vil de harmoniske som slipper igjennom kortsluttes i filteret, og hindres i å forplante seg ut på kraftnettet. Figur 46 viser oppbygning av et shuntfilter som slipper igjennom 3-, 5- og 7-harmoniske.



Figur 46: Shuntfilter som slipper igjennom 3-, 5- og 7-harmoniske [89]

For minde apparater benyttes gjerne et passivt seriefilter. Et seriefilters oppgave er å sperre for harmoniske spenninger som kan forstyrre apparatets funksjon. Da spolen i filteret må dimensjoneres etter strømmen eigner denne typen filter seg ikke for apparater som trekker høy effekt. Høy effekt resulterer i en stor spole og et veldig kostbart filter.

Nettselskap benytter blant annet utstyr som SVR (step voltage regulators), FC (fixed capacitors) og SC (switchable capacitors) for å kontrollere operasjonen av kraftnettet i henhold til de verdier som er regulert av forskrift om leveringskvalitet. Dette utstyret er godt egnet i dagens kraftnett der endringer i produksjon og forbruk normalt er forutsigbare og relativt sett trege. Et større innslag av distribuert kraftproduksjon fra eksempelvis solcelleanlegg byr derimot på utfordringer i bruk av dette tradisjonelle utstyret. Et paper publisert fra Los Alamos National Laboratory indikerer at varierende innstråling på solcellepanel kan medføre raske spenningsvariasjoner. Paperet trekker også frem at transient skydekke kan medføre ramper i kraftproduksjonen på 15% i sekundet. Raske variasjoner i innstråling, kombinert med et stort antall solcelleanlegg, kan hurtig føre til reversert kraftflyt og tap av spenningsregulering grunnet treg respons fra eksisterende utstyr. Paperet trekker frem at vekselrettere i mye større grad enn i dag kan benyttes til spenningsregulering ved å la vekselretteren produsere eller forbruke reaktiv

effekt [90].

I Tyskland ble et solcelleanleggs vekselretter tilkoblet lavspentnettet regulert fra 1. januar 2012. Regulativet går under navnet VDE-AR-N 4105. Bakgrunnen til dette regulativet er den kraftige økningen i antall solcelleanlegg i distribusjonsnettet der et stort antall frakoblinger sterkt kan påvirke nettstabiliteten. I praksis innebærer regulativet føringer relatert til følgende punkter:

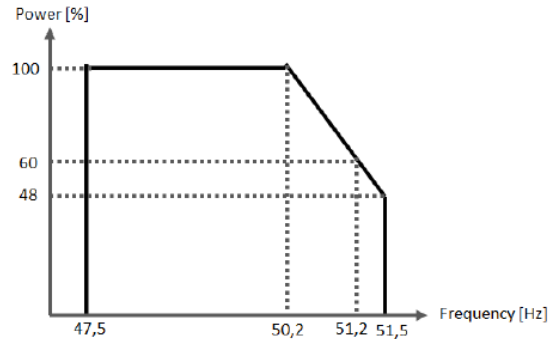
- Fasebalansering.
- Frekvensbasert effektregulering.
- Kontroll av reaktiv effekt.
- Gjeninnkobling av vekselretter.
- Kontroll av utgangseffekt.

Mange nasjoner har foreløpig satt som krav at effektfaktoren til solcelleanlegg skal være lik 1. Det nye regulativet i Tyskland gir derimot føringer for hvilken effektfaktor (pf) et anlegg skal ha og det er pålagt å følge de verdiene som er presentert i tabell 8.

| Størrelse på installasjon             | Konsekvens (pf = power factor) |
|---------------------------------------|--------------------------------|
| $< 3,68 \text{ kVA}$                  | pf = 1                         |
| $3,68 \text{ kVA} - 13,8 \text{ kVA}$ | pf = 0,95                      |
| $> 13,8 \text{ kVA}$                  | pf = 0,9                       |

Tabell 8: Krav til effektfaktor på solcelleanlegg i Tyskland. [92]

SolarEdge, en leverandør av vekselrettere, beskriver hvordan deres produkter skal tilpasse seg de nye føringene. Frekvensbasert effektreduksjon gjøres ved å la vekselretteren forbli aktiv ved frekvenser mellom 47,5 - 51,5 Hz. Ved frekvenser over 50,2 Hz vil vekselretteren som vist i figur 47 redusere effekten med 40% per Hz. Vekselretteren holder effekten lav inntil frekvensen er tilbake til 50,2 Hz og endrer så automatisk kraftproduksjonen tilbake til MPPT ("maximum power point tracking"). Tradisjonelt har praksisen vært at vekselrettere automatisk ble koblet fra nettet ved frekvenser over 50,2 Hz.



Figur 47: Effektregulering likeretter som respons på økt frekvens [91]

Det er også lagt føringer på når et produksjonsanlegg med vekselretter kan gjeninnkobles etter en feilsituasjon eller manuell frakobling. Etter en utkobling som følge av en feilsituasjon vil systemet til SolarEdge gjeninnkobles kun hvis nettspenningen ligger mellom 85 – 110% av nominell spenning og en frekvens mellom 47,5 – 50,5 Hz. Vekselretteren vil uansett ikke kobles inn det første minuttet og starter med 10% økning i levert effekt per minutt. Hvis vekselretteren derimot kobles ut manuelt vil den begynne med full effekt.

I hvilken grad et produksjonsanlegg vil få negative innvirkninger på leveringskvaliteten og spenningsstabiliteten til andre sluttbrukere er avhengig av flere faktorer. Blant disse er styrken på nettet, hvor i nettet produksjonsenheten befinner seg, størrelsen på produksjonsenheten, andre produksjonsenheter i nettet m.m. En plusskunde med et relativt stort produksjonsanlegg langt ute i distribusjonsnettet vil ha større påvirkning på spenningskvaliteten enn et mindre anlegg hos en plusskunde nærmere transformatorstasjonen. Det vil i mange tilfeller være en vurderingssak fra nettselskapets side i hvilken grad de eksempelvis kan kreve anleggsbidrag fra en plusskunde for å forsterke nettet jfr. standard tilknytningsvilkår nevnt i kapittel 4.3.2. Det vil være urettmessig å stille samme krav til alle størrelser og typer produksjonsanlegg. Kravet må stå i forhold til innvirkningen det aktuelle produksjonsanlegget har på spenningskvaliteten. Jfr. standard tilknytningsvilkår § 4 som definerer tilknytningspunktet, er det likevel plusskundens ansvar at anlegget designes og driftes etter retningslinjene gitt av forskrift om leveringskvalitet og det lokale nettselskap.

En stadig fremdrift i kraftelektronikk, kombinert med en økning i kommunikasjon mellom plusskunde og nettselskap ved hjelp av AMS og smartgrid, vil medføre at hendelser som negativt påvirker leveringskvaliteten og sikkerheten i kraftnettet kan minimeres eller unngås. Med et økende antall avanserte tekniske innretninger i en vanlig husstand som følge av lokal kraftproduksjon er det svært viktig at plusskunden har en kilde til driftsinformasjon. Denne informasjonen kan presenteres plusskunden ved hjelp av et kundedisplay.





## 6 Tariffer og fakturering av plusskunde

### 6.1 Gjeldende praksis for tariffing

At plusskunder får anledning til å mate inn overskuddskraft på en hensiktsmessig måte er sentralt, og den generelle dispensasjonen fra omsetningskonsesjon har gjort prosessen enklere. Det er også flere dispensasjoner fra kontrollforskriften NVE har gitt for å gjøre plusskundeordningen mer lønnsom. Fra kapittel 2.3 om plusskunder i utlandet kan man se at en rettferdig og lønnsom tariffing av plusskunders kraftproduksjon er et viktig verktøy for å øke andelen plusskunder.

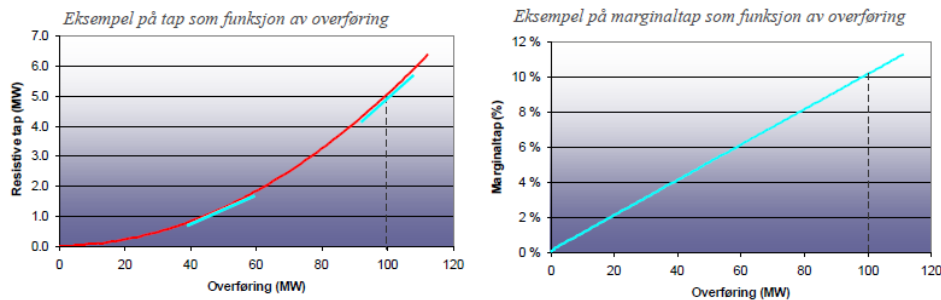
Det ble trukket frem i kapittel 2.2 at den nye ordningen for plusskunder innebærer at kunden kan selge kraften til det lokale nettselskapet. I det samme kapittelet ble det også poengtert at NVE i tillegg har gitt dispensasjon fra kontrollforskriftens § 16-2. Denne dispensasjonen gir plusskunder fritak fra tariffing av andre tariffledd ved innmating av kraft. I tillegg til at plusskunder får dispensasjonen fra andre tariffledd har NVE også foreslått at det lokale nettselskapet skal tariffere plusskunden netto energiledd. Begrunnelsen for forslaget er at NVE har vurdert det dit hen at energileddet skal refereres tilknytningspunktet. For å danne seg et bilde av hvordan plusskunder skal tariffes som resultat av de overnevnte dispensasjoner og forslag, er det hensiktsmessig å se på gjeldende praksis for tariffing av produsenter og forbrukere.

I gjeldende regelverk (FOR-1999-03-11-302) sier § 14-2 at uttakskunder skal tariffes et fastledd og et energiledd, allment kjent som nettleie [4]. Sluttbrukere som har effektavregning skal i tillegg betale et effektledd. Denne gruppen sluttbrukere er ofte næringskunder med større anlegg, men effektavregning kan også tilbys husholdningskunder med installert timesmåling. Nettselskapet Eidsiva opererer på sin side med effektavregning for kunder som har et anlegg større enn 250A/230V eller 145A/400V [93]. Denne kundetyper har et vesentlig høyere effektuttak enn en husholdningskunde og er der derfor pålagt timesmåling og effektavregning. Effektavregning er i mange tilfeller en tariff en vanlig plusskunde ikke trenger å ta hensyn til for øyeblikket, men når AMS er ferdig innført kan effektavregning av husholdningskunder bli mer vanlig.

Det fastleddet som tariffes sluttbruker varierer etter hvilket nett og nettnivå sluttbrukeren er tilkoblet. Eksempelvis kan kunder med ulikt nettselskap ha ulike fastledd selv om begge er tilknyttet distribusjonsnettet. Bakgrunnen for denne differansen er at fastleddet minimum skal dekke nettselskapets kundekostnader. Sluttbrukere med samme nettselskap, men som er tilkoblet ulike nettnivåer, vil på samme måte tariffes ulikt. NVE har slått fast at plusskunder som har uttak fra distribusjonsnettet skal tariffes fastledd på lik linje med vanlige sluttbrukere i samme nettområde og nettnivå.

I tillegg til fastleddet kommer energileddet, som i motsetning til fastleddet et bruksavhengig tariffledd avhengig av sluttbrukerens uttak av energi. Prisen på energileddet skal gjenspeile den marginale tapskostnaden som nettaktører påfører kraftnettet. Energileddet gir på denne måten nettaktører informasjon om hva det koster å benytte nettet, slik at aktøren kan tilpasse produksjon eller uttak av kraft. Energileddet skal som hovedregel tidsdifferensieres, differensieres geografisk, samt representere variasjon i tap i kraftnettet etter endring av last i et samlet kraftnett. I distribusjonsnettet vil disse målingene føre til urimelig store kostnader, NVE aksepterer derfor at tapsprosenten fastsettes på bakgrunn av de gjennomsnittlige marginale tapskostnader i nettområdet. Energileddet skal først og fremst dekke tapskostnader i nettet, men kan også dekke andre kostnader som ikke kreves inn gjennom det tidligere nevnte fastleddet.

Marginaltapet er den deriverte av tapet og øker proporsjonalt med overføringen. Figur 48 viser et eksempel på hvordan marginaltapssatsen for en gitt overføring fastsettes. Overføringstapene vil være avhengig av overført mengde og impedans. Impedansen er igjen avhengig av blant annet linjetype og linjelengde.



Figur 48: Eksempel på fastsetting av marginaltap av overføring [94]

## 6 TARIFFER OG FAKTURERING AV PLUSSKUNDE

---

Likning 8 viser hvordan energileddet fastsettes på bakgrunn av marginaltapssats, systempris og utveksling.

$$\text{Energiledd}(NOK) = \text{Marginaltapssats}(\%) * \text{Systempris}(NOK/MWh) * \text{Utteksling}(MWh) \quad (8)$$

At en plusskunde skal tariffes netto energiledd menes i praksis at ved uttak i tilknytningspunktet avregnes plusskunden et energiledd som vanlig sluttbruker. Derimot ved tidspunkter der det foretas innmating av kraft i det samme tilknytningspunktet skal det avregnes et eget energiledd. BKK lanserte i januar 2012 en egen "nettleie" for plusskunder. Dette er et forsøk på å følge NVEs retningslinjer for utarbeidelse av innmatingstariff. Prinsippet bak den nye nettleien for plusskunder er ervervet ved henvendelse til BKK og er vist i tabell 9.

|            | Forbruk  | Produksjon                             |
|------------|--|--|
| Fastledd   | Årlige faste ledd som andre kunder på samme nivå | -                                      |
| Energiledd | Energiledd pr. kWh                               | Varierer med marginaltap og områdepris |
| Avgifter   | Ordinær forbruksavgift                           | -                                      |
| Kraftpris  | -  | Nord Pools områdepris                  |

Tabell 9: Prinsipp for tariffing av plusskunder i BKKs nett.

Marginaltapssatsen benyttet i likning 8 for beregning av energiledd ved innmating blir fastsatt på bakgrunn av verdiene i tabell 10.

|                  | Vinter dag | Vinter natt/helg | Sommer |
|------------------|------------|------------------|--------|
| Marginaltapssats | 7%         | 6%               | 4%     |

Tabell 10: Marginaltapssatser for plusskunder i BKKs nett.

Som man kan se ut i fra tabell 9 og 10 vil energileddet ved innmating variere med områdepris på kraft og tidspunkt for innmating. Når plusskunden skal faktureres blir det opptjente energileddet ved innmating trukket fra energileddet ved uttak. På denne måten blir plusskunde fakturert netto

energiledd.

På den andre siden sier NVEs vedtak om plusskunder ingen ting om hvordan man skal håndtere plusskunders produksjon av reaktiv effekt. Som tidligere nevnt leverer plusskunden i Hafslunds nett 1000 *kVArh* "reaktiv energi" som plusskunden selv hevder utgjør en systemstøtte for om lag 40 husstander. Foreløpig inngår ikke leveranse av reaktiv effekt inn i avregningen. Dette innebærer at en eventuell gevinst av plusskundens reaktive effektproduksjon kun tilfaller nettselskapet.

Da man med AMS både kan måle effektfaktor og reaktiv effektflyt er det ikke et hinder rent teknisk å fastsette en plusskundes reaktive effektproduksjon. Problemet ligger i at verdien av reaktiv effektproduksjon ikke direkte kan sammenliknes med verdien av aktiv effektproduksjon. Med dette menes at innmating av reaktiv effekt i en gitt periode kan være gunstig for nettselskapet, men det kan også være ugunstig i en annen. Eksempelvis vil innmating av reaktiv effekt i driftsituasjoner der spenningen er høy være ugunstig da dette kan gi for høye spenninger i lavlast. Hvis derimot spenningen i nettet er lav, kan innmating av reaktiv effekt være gunstig da dette hever spenningen og medfører bedre spenningskvalitet og reduserte tap i overføringen.

I kapittel 4.4.4 ble det trukket frem at for mye reaktiv effekt er en belastning for kraftnettet. Derfor ønsker nettselskap generelt at sluttbrukere ikke tar ut for mye reaktiv effekt. Slik systemet er i dag er det stort sett større kraftkunder med effektavregning som blir avregnet for uttak av reaktivt effekt. Om reaktiv effekt slår forskrift om økonomisk og teknisk rapportering (FOR 1999-03-11 nr 302) § 17-3 fast følgende [4]:

*"Nettselskapene har enerett på salg av reaktiv effekt fra sitt nett."*

*"Prisen på reaktiv effekt skal baseres på de kostnader uttak av reaktiv effekt fra nettet påfører nettselskapet."*

*"Nettselskapene kan sette en grense for maksimalt tillatt uttak av reaktiv effekt. Kostnader for uttak under denne grense skal inngå i de generelle tariffene. Uttak over denne grense avregnes etter en egen tariff for reaktiv effekt."*

Et annet moment i tariffing av plusskundens reaktiv effektproduksjon er

fremgangsmåten for tariffing av reaktiv effektforbruk. Uttak av reaktiv effekt avregnes på en annen måte enn hvordan en vanlig sluttbruker avregnes uttak av aktiv effekt. Måling av ”Reaktiv energi”, reaktiv effekt over tid, er ikke en relevant måte å avregne en sluttbrukers forbruk eller produksjon av reaktiv effekt. For å få et bilde av hvordan en plusskundes produksjon av reaktiv effekt eventuelt kan prissettes, er det hensiktsmessig å se på hvordan forbruk faktureres. Ved avregning av reaktiv effekt legger nettselskapet anleggets maksimale effekttime til grunn. I denne timen trekkes det fra den reaktive effekten kunden kan ta ut, som eksempelvis for kunder i Eidsiva Energis nett er  $\cos\phi > 0,95$ , og multipliserer restverdien med gjeldende tariff som vist i tabell 11.

| Nettnivå       | Effektgrense [kW] | Ekskl. avg. [NOK/kVAr] | Inkl. mva [NOK/kVAr] |
|----------------|-------------------|------------------------|----------------------|
| Lavspent uttak | 200               | 220                    | 275                  |
| Høyspent uttak | 500               | 140                    | 175                  |

Tabell 11: Tariffer reaktiv effekt Eidsiva Energi [93]

Det kommer på denne måten klart frem at en plusskundes reaktive effektproduksjon ikke direkte kan tariffes kvartalsvis med en gitt sats per  $kVArh$  levert ”reaktiv energi”.

## 6.2 Fremtidig tariffing

### 6.2.1 Reaktiv effekt

I forrige seksjon (6.1) ble det påpekt at man ikke kan verdisette en plusskunders leverte reaktiv effekt på lik linje som levert aktiv effekt. Likevel kan en plusskundes innmating av reaktiv effekt bidra til systemstøtte og forbedret spenningskvalitet ved enkelte driftstilfeller. I slike perioder vil det være heldig for lønnsomheten til plusskundeordningen at plusskunde og nettselskap blir enige om en verdi av denne støtten. Inntil NVE legger føringer for nettselskapene hvordan innmating av reaktiv effekt fra plusskunder skal prissettes, må en slik avtale være frivillig for begge parter. Ved henvendelse til BKK i anledning denne oppgaven, informerte nettselskapet at de ikke forholder seg til innmating av reaktiv effekt fra plusskunder.

Utfordringen med rettferdig tariffing av reaktiv effekt ligger i å avgjøre

i hvilke driftsilfeller plusskunden faktisk bidrar med systemstøtte. AMS i kombinasjon med smartgrid åpner for større kommunikasjon mellom nettselskapet og plusskundens måleenhet. Denne teknologien vil trolig gjøre det enklere for nettselskapet å foreta en korrekt verdsetting av plusskundens innmating av reaktiv effekt.

### 6.2.2 Innmatingstariffer

I kapitlet om plusskunder i utlandet kan man se at andre nasjoner har innført gunstige innmatingstariffer for å øke andelen fornybar energi, spesielt i småskalasjiktet. Disse tariffordningene har medført en kraftig økning i andel fornybar energiproduksjon og grunnen er trolig at en vanlig sluttbruker i disse nasjonene innser at det kan være en god investering å bli plusskunde. I Norge er det foreløpig få plusskunder og det er nærliggende å anta, basert på inntjeningstiden på investert kapital, at eksisterende plusskunder og bedrifter har foretatt denne investeringen av ideologiske grunner eller for å oppnå en viss profilering. Det vil være hensiktsmessig også i Norge å stimulere til økning i antallet plusskunder ved hjelp av en tariffordning. En slik tariffordning må i mye større grad belønne produksjon av distribuert fornybar energi enn det NVE foreløpig har foreslått i sin plusskundeordning.

I prosjektoppgaven ”Bruk av kundedisplay for økt bevissthet på energiefektivisering” [57] utført i forkant av denne oppgaven ble det trukket frem at man ved hjelp av et kundedisplay kan få sluttbrukere til å redusere eller flytte last under høylast. Ved å øke prisene markant i driftstimene der situasjonen i kraftsystemet ansees som stram, kan man bedre situasjonen i kraftnettet betydelig hvis et høyt antall sluttbrukere reduserer last som følge av pris-signalet. For å gjøre plusskundeordningen mer lønnsom kan man utvide en slik høylasttariff til å gjelde også ved innmating av kraft. Dette kan gi en plusskunde insentiv til å redusere last og heller mate inn kraft til en høyere kraftpris. En slik høylasttariff har på den andre siden sine begrensninger for enkelte plusskunder da knapphet gjerne oppstår i de kaldeste og mørkeste delene av året. En plusskunde som utelukkende produserer kraft fra solceller har lav eller ingen kraftproduksjon under høylast i disse månedene, da høylast gjerne forekommer mellom 08.00 - 10.00 og 16.00 - 18.00. I januar og til dels februar er innstrålingen, og følgelig kraftproduksjonen, svært lav i disse tidspunktene på dagen hvis plusskunden ikke har installert utstyr for lagring av energi. En plusskunde som har mCHP eller vindturbin er ikke

avhengig av innstråling og kan derimot øke inntjeningen og samtidig redusere energiforbruket med en slik tariff. Kombinasjonen av vanlige sluttbrukere som kutter last, og plusskunder som mater inn kraft, kan bidra til å forbedre driften av kraftnettet under høylast.

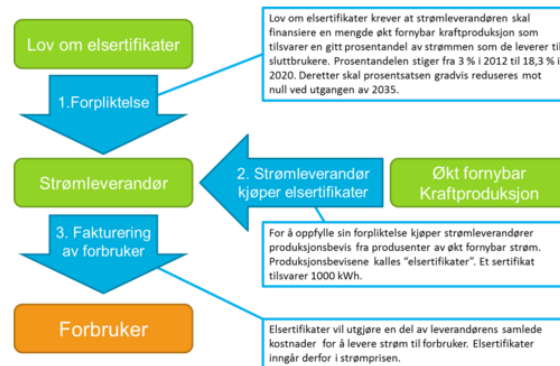
En annen løsning er følgelig å adoptere den tidligere nevnte tariffordningen FITs. Fordelen med FITs er at støtteordningen differensierer mellom produksjonsteknologier og anleggstørrelse. Dette gir staten et godt instrument til å styre utviklingen av fornybar kraftproduksjon. Denne kontrollen styrkes ytterligere ved at staten årlig kan endre satsene for anlegg installert etter en gitt dato. For anlegg installert før denne datoen har FITs 20 års garantert indeksert støtte som gir plusskunder en forutsigbarhet og et godt insentiv til å foreta investeringen. Det er verd å merke seg at enkelte nasjoner ikke har fått den forventede økningen av distribuert fornybar kraftproduksjon som følge av for lave satser i tariffsystemet.

En metode for tariffing av plusskunder som ikke er like komplisert som tariffsystemene FITs og EEG, er et flatt ”energiledd” ved innmating av overskuddskraft. Denne flate tariffen kan komme i tillegg til områdeprisen på kraft og eksempelvis utgjøre 1  $NOK/kWh$ . Dette nye ”energileddet” for plusskunder vil erstatte det nåværende energileddet ved innmating. Et slikt ”energiledd” på 1  $NOK/kWh$  vil nødvendigvis ligge over de marginale tapskostnadene til nettselskapet. For at et nettselskap skal gå med på en slik løsning er det sentralt at staten tar på seg den overskytende kostnaden med en slik tariff.

### 6.2.3 Elsertifikater

Et teknologinøytralt insentivsystem for å øke produksjon fra fornybare energikilder er allerede initiert i Norge og går under betegnelsen elsertifikater. I Sverige har det siden 2003 eksistert et sertifikatsystem som har som formål å gjøre det mer lønnsomt å produsere kraft fra fornybare energikilder. I 2010 underskrev Norge og Sverige på en avtale om et felles elsertifikatsystem, også kalt grønne sertifikater. Målet med elsertifikatmarkedet er å øke andelen fornybar energi med til sammen 26,4  $TWh$  fra 1.1.2012 til 3.12.2020 [95]. De grønne sertifikatene er verdipapirer som beviser at det er produsert en viss mengde kraft fra fornybare energikilder, der 1  $MWh$  fornybar energi utgjør ett sertifikat. Fordelen med de grønne sertifikatene er at de kan omsettes og

derfor gi ekstraintekter til produsenter av fornybar energi. Inntjeningen for en kraftprodusent blir derfor strømprisen pluss gevinst ved salg av sertifikatene på markedet.



Figur 49: Prinsipp bak elsertifikatordningen [95]

For å skape et marked blir sluttbrukere som vist i figur 49 tvunget til å kjøpe elsertifikater. I praksis skal dette gjennomføres ved at kraftleverandørene plikter å kjøpe elsertifikater tilsvarende en prosentandel av levert kraft. Kraftleverandørene legger så på et prispåslag ved fakturering av sluttbruker. Den ekstra inntekten som følge av økt kraftpris for kraftleverandørens kunder føres på denne måten tilbake til kraftprodusenten. EnergiNorge estimerer elsertifikatene medfører en ekstra kostnad i 2012 på om lag 150 *NOK* for en husholdning med et årlig energiforbruk på 20 000 *kWh* [95]. Dette er basert på en pris per sertifikat på 150 *NOK* og en elsertifikatkvote på 3%. Kostnad for sluttbruker er forventet å stige til 900 *NOK* i 2020 da det er vedtatt at prosentandelen skal stige til 18,3% i 2020.

Det er foreløpig ikke lagt spesielle føringer på hvordan dette skal løses for plusskunder. Det er klart at en plusskunde som benytter egenprodusert kraft og på denne måten ikke kjøper kraft fra nettet, reduserer utgifter forbundet med elsertifikater. Ulempen er at plusskunden på denne måten ikke får mulighet til å selge sertifikatene på markedet og kan miste en viktig inntektskilde. I de driftstilfellene de mater overskuddskraft inn på distribusjonsnettet vil denne være en produsent av fornybar kraft og bør også være kvalifisert til å motta inntekter fra sertifikatene. Kraftverk som har krav på elsertifikater må være oppført i samsvar med vilkår for konsesjon eller et eventuelt fritak fra



konsesjon. Ifølge NVEs informasjonsside bør derfor plusskunder kvalifisere til sertifikatordningen da følgende kraftverk har krav på elsertifikater [96]:

- *Kraftverk basert på fornybare energikilder med byggestart etter 7. september 2009.*
- *Eksisterende kraftverk som varig øker sin kraftproduksjon med byggestart etter 7. september 2009.*
- *Vannkraftverk med installert effekt inntil 1 MW som hadde byggestart etter 1. januar 2004.*

## 6 TARIFFER OG FAKTURERING AV PLUSSKUNDE

---

## 7 Kundedisplay for plusskunder

Et kundedisplay kan i utgangspunktet være et sentralt verktøy for sluttbruker å innhente forbruksinformasjon. En plusskunde vil på sin side trolig være interessert i å følge prisutvikling, samt balanse mellom forbruk og produksjon. Majoriteten av den norske befolkningen har ikke kompetanse innen kraftdistribusjon og kraftmarkedet, det er derfor essensielt at informasjon presenteres på en enkel og oversiktlig måte slik sluttbruker ikke forvirres. Utfordringen for utviklere av kundedisplay ment for plusskunder vil være å bestemme hvilken informasjon kunden kommer til å finne interessant og hva som kan regnes som overflødig informasjon.

### 7.1 Energi- og kostnadsbesparelser

En av de store fordelene med AMS er at sluttbruker i mye større grad kan bli en aktiv part i kraftmarkedet. For å oppnå dette er det viktig at sluttbruker får tilbakemelding på forbruksvaner og kraftpris. Denne tilbakemeldingen deles gjerne inn i direkte og indirekte tilbakemelding. Indirekte tilbakemelding går ut på at kunden eksempelvis kan logge seg inn på en internettportal og bli oppdatert på eget forbruk. Direkte tilbakemelding krever derimot et kundedisplay som presenterer sanntidsinformasjon om forbruk og kraftpris. Figur 50 viser *PowerPlayer*<sup>TM</sup>, et kundedisplay utviklet for sluttbrukere i Nederland.



Figur 50: Eksempel på kundedisplay [55]

I Norge har det vært noe uenighet i hvordan forbruksinformasjon skal

presenteres sluttbruker. NVE har slått fast at for å nå målsettingen om effektivitet i kraftproduksjon, er det sentralt at sluttbruker får rask informasjon om omsetning og forbruk av elektrisk kraft. Forbrukerrådet har også påpekt at indirekte tilbakemelding i form av en nettside eller en mobilapplikasjon ikke er et fullverdig alternativ. På den andre siden mener flertallet av nettselskapene i NVEs høring i [52] at det ikke er deres oppgave å tilby kundedisplay. Nettselskapene mener at tredjepartsaktører og markedet bør få tilby sluttbrukere dette produktet. I utgangspunktet er det en fordel at uavhengige aktører skal kunne tilby display, da sluttbruker kan velge en displaytype etter design, ønsket funksjonalitet og pris.

At NVE har besluttet at sluttbruker selv må gå til innkjøp av kundedisplay, kan på den andre siden også føre til at sluttbruker ikke går til anskaffelse av display. Resultatet kan bli et mindre antall kundedisplay og som følge av dette en lavere samlet energibesparelse. Det er derfor sentralt at bransjen informerer hvilke gevinster et display kan gi sluttbruker i form av reduksjon av eget og nasjonalt energiforbruk. For å få sluttbrukere til å investere i display er en mulig løsning at nettselskapene på sine nettsider eller i nyhetsbrev gir anbefalinger av forskjellige display. Anbefalingene kan være basert på erfaringer med display med ulik funksjonalitet og pris.

|           | Antall kunder | Tilbakemelding | Frafall [%] |
|-----------|---------------|----------------|-------------|
| NSTAR     | 3100          | Direkte        | 33          |
| Hydro One | 500           | Direkte        | 35          |
| BC Hydro  | 79000         | Indirekte      | 47          |

Tabell 12: Frafall av sluttbrukere i pilotprosjekter i Nord-Amerika. [56]

Det har blitt foretatt undersøkelser i sammenheng med pilotprosjekter i Nord-Amerika i hvilken grad sluttbrukere benytter kundedisplayet. I tabell 12 kommer det tydelig frem at frafallet er signifikant. Man kan også se at de to pilotprosjektene som benyttet direkte tilbakemelding hadde et mindre frafall enn pilotprosjektet som benyttet indirekte tilbakemelding. Dette støtter Forbrukerrådets anbefaling om direkte tilbakemelding. Antallet pilotprosjekter undersøkt i denne studien er ikke nok til å verifisere at dette frafallet er tendensen. Likevel gir det en indikasjon på at man kan forvente at mange sluttbrukere slutter å benytte seg av tjenesten. Det er mange

grunner til at sluttbrukere sluttet å benytte seg av tilbakemeldingstjenesten. Årsakene spenner fra at de ikke byttet batteri i displayet, til at de ikke lenger interesserte seg i de presenterte måleverdiene. Studien i [56] indikerer også at sluttbrukere generelt var skeptiske til å investere i et kundedisplay da de var usikre på om investeringen kom til å lønne seg.

Et kundedisplay som støtter dynamiske priser er forventet å gjøre sluttbruker en aktiv part i kraftmarkedet, og som resultat, et mer effektivt marked. En studie gjort ved "University of Cambridge" påpeker at kraftmarkedet til dags dato har vært tilnærmet uelastisk. I denne sammenheng betyr uelastisk at tilbyder av kraft stort sett har vært den aktive part [59]. Elastisitet i kraftmarkedet defineres som endring i etterspørsel som følge av endring i kraftpris. NVE benytter seg av en priselastisitet på  $-0,05$  i sine prognosetabeller, dette innebærer at en prisøkning på 1% medfører en reduksjon i etterspørsel på 0,05%. Priselastisitet er et viktig verktøy for å avdekke hvordan sluttbruker reagerer på endringer i kraftpris. Ved å bruke et kundedisplay som gjør prisvariasjonene mer tydelige for sluttbruker er det forventet at kraftmarkedet blir mer elastisk ved at forbruket blir mer prisfølsomt.

Et kundedisplay som støtter dynamiske priser og aktivt bruk av prissignaler, eksempelvis tidsvariabel nettariff, kan gi sluttbruker insentiver til å redusere energiforbruket. Tabell 13 gir et sammendrag av årlige kostnadsbesparelser ved bruk av kundedisplay for ulike sluttbrukere. Tabellen tar for seg tradisjonelle norske sluttbrukere som benytter elektrisk energi til både oppvarming av rom og tappevann. I tillegg er sluttbrukere som for eksempel er tilknyttet et fjernvarmeanlegg og som ikke benytter strøm til dette formålet tatt med. Den siste typen sluttbruker i tabellen, med energiforbruk til tappevann, kan være sluttbrukere med pelletsovn eller oljefyring.

| Energibruk                   | Besparelse | Energi [kWh] | Kostnad [NOK] |
|------------------------------|------------|--------------|---------------|
| Kun til varmtvann            | 16%        | 2763         | 1141          |
| Ikke til oppvarming rom/vann | 5%         | 863          | 357           |
| Både oppvarming rom/vann     | 1%         | 173          | 71            |

Tabell 13: Energibesparelse ved bruk av kundedisplay. [57]

Tabell 14 viser årlige energibesparelser ved at sluttbruker reduserer last med 1  $kW$  som resultat av den naturlige økningen av spotpris i høylasttimer. Tabellen tar også for seg sluttbrukere som flytter 1  $kW$  last to timer frem som følge av økte kraftpriser under høylast. Ny tariff i tabellen innebærer en dobling av spotpris under høylast. Den nye tariffen skal virke som et eksempel på hvordan en tidsvariabel nettartiff kan gi sluttbruker insentiv til reduksjon eller flytting av last. For mer utdypende argumentasjon og grunnlaget for de presenterte verdiene henvises det til prosjektoppgaven ”Bruk av kundedisplay for økt bevissthet på energieffektivisering” utført i forkant av denne oppgaven [57].

| Respons                         | Besparelse | Energi [kWh] | Kostnad [NOK] |
|---------------------------------|------------|--------------|---------------|
| Økt spotpris under høylast      | 0,98%      | 302          | 149           |
| Økt spotpris høylast; ny tariff | 0,98%      | 302          | 298           |
| Flytting av last                | 0%         | 0            | 13            |
| Flytting av last; ny tariff     | 0%         | 0            | 187           |

Tabell 14: Energi og kostnadsbesparelser som resultat av prissignal. [57]

Reduksjon av energiforbruket, som et resultat at sluttbruker blir mer oppmerksom på eget energiforbruk, er en av flere funksjoner et kundedisplay kan tilføre kraftmarkedet og kraftnettet. AMS kan i seg selv være et godt instrument for nettselskap til å monitorere ulike tilstander i nettet. Nettselskap kan også avdekke feil og lokalisere feilen ved et tidligere tidspunkt. Men et kundedisplay i kombinasjon med AMS kan bedre kommunikasjonen mellom nettselskap, kunde og kraftleverandør. Nettselskap kan lettere informere kunder om planlagte utkoblinger og sluttbruker kan gjøres mer oppmerksom på leveringskvalitet. Kraftleverandør kan få tilgang til forbruksdata og informere kunde om endring i kraftpris og eventuell utfall av produksjon. Et kundedisplay vil også være en sentral kilde til informasjon for sluttbrukere som ønsker å produsere og selge kraft. Et kundedisplays rolle på dette feltet vil bli diskutert senere i dette kapitlet.

## 7.2 Presentasjon av forbruksdata

Presentasjon av historikk er en viktig displayfunksjon. I likhet med sann-tidsinformasjon kan forbrukshistorikk gjøre plusskunden mer oppmerksom

på eget forbruksmønster og føre til reduksjon av energiforbruket. Historikk bør følgelig inneholde husholdningens energiforbruk, men det er også viktig at displayet støtter dynamiske priser slik at relaterte forbrukskostnader blir presentert plusskunden.

Et pilotprosjekt utført i Storbritannia hadde som hensikt å kartlegge hvordan sluttbrukere ønsket å få presentert forbruksdata [58]. Prosjektet bestod av en gruppe på 40 personer fra fem ulike sosiale grupper som møttes to ganger. Etter det første møtet fikk de med seg hvert sitt display hjem. Deltakerne ble bedt om å skrive en logg om erfaringer og innspill til forbedring av displayet. Etter 8 dager ble gruppen samlet igjen for å diskutere erfaringer og forslag til forbedring av tilbakemeldingsmetodene. Konklusjonen fra pilotprosjektet var at hovedandelen ønsket å få presentert sanntidsforbruket som en analog klokke som tidligere vist på displayet i figur 50. Det ble videre foreslått at historiske data skulle presenteres som forbruk siste syv dagene, månedsvis og kvartalsvis.

### 7.3 Displayapplikasjoner

Et kundedisplay basert på åpne standarder gir tredjepartsaktører anledning til å utvikle displayapplikasjoner. I tillegg kan eksempelvis leverandøren av produksjonsanlegget tilby plusskunden utvidet informasjon om tilstanden til anlegget og kundens kraftproduksjon. Dette kan være informasjon som er mer spesifikk enn informasjon om forbrukshistorikk og netto innmating som nettselskapet kan tilby plusskunden.

Innenfor lokal energilagring vil et display være en god kilde til informasjon for plusskunden. Det ble i kapittel 4.2.3 indikert at man i fremtiden kan benytte elbilens batteri til å lagre energi. Hensikten med denne energilagringen er å selge kraften i driftstimer med høyere kraftpris. En slik funksjon krever følgelig at kunden enkelt kan monitorere batteriprosenten eller overstyre en forhåndsinnstilt innmating av kraft fra bilen. Med en tilpasset displayapplikasjon kan plusskunden sette et tidspunkt der denne planlegger å benytte bilen, dette for å forsikre seg om at kjøretøyet har en tilfredsstillende batteriprosent. Utover dette kan plusskunden overlate lagring og salg av egenprodusert kraft til displayapplikasjonen. En slik applikasjon må følgelig ha funksjoner som gir plusskunden en god oversikt over hvilken gevinst denne har hatt som følge av energilagring.

En mulig kundedisplayfunksjon for plusskunder er en applikasjon som estimerer fremtidig kraftproduksjon. Ved å innhente værdata fra metrologisk institutt (MET), og data om produksjonskapasiteten til anlegget, kan plusskunden til en viss grad forutse egen kraftproduksjon. En plusskunde med solcelleanlegg kan eksempelvis se på displayet at det påfølgende dag er meldt sol en viss periode midt på dagen. Hvis plusskundens husholdningsapparater kommuniserer med displayet kan kunden blant annet programmere vaskemaskinen til å foreta vasken i dette tidsrommet. Fra kapittel 6 om tariffing av plusskunder kom det frem at nettleien består av et fastledd og et bruksavhengig energiledd. Plusskunden kan med en slik applikasjon benytte egenproduert kraft istedet for å selge det på markedet. På denne måten behøver ikke plusskunden ta ut kraft senere på dagen for å drifte apparatet og reduserer det energiavhengige leddet i nettarriffen. Dette vil føre til en reduksjon av kostnader da energileddet ved uttak ligger over energileddet ved innmating.

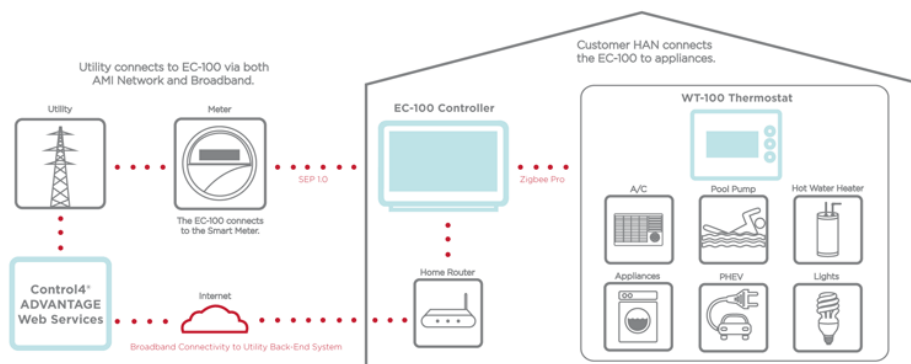
Styring av forbruk kan videre utvides til å gjelde flytting av annen last, for eksempel energiforbruk til oppvarming av tappevann og rom. Dette er følgelig displayapplikasjoner som ikke bare vil være aktuelle for plusskunder. Denne typen displayfunksjoner krever nødvendigvis et tilleggssystem til displayet. Et system som har den utvidede funksjonaliteten nødvendig for å kunne styre spesifikke laster i hjemmet er Control4. Med dette systemet kan kunden kontrollere og monitorere alt fra alarmsystem, TV og musikkanlegg til temperatur, belysning og energiforbruk.



Figur 51: Control4 sitt EC-100 kundedisplay. [97]



Kundedisplayet presentert i figur 51 støtter et system Control4 kaller ”Advantage software”. Dette programmet støtter som vist i figur 52 kommunikasjon og automasjon mellom AMS og en rekke husholdningsartikler.



Figur 52: Hjemmeautomasjon med systemet til Control4. [97]

Ved å inkludere støtte for monitorering og styring av egenprodusert kraft vil et system som Control4 være et godt instrument for energibesparelse. Systemet vil også føre til kostnadseffektiv bruk av egenprodusert kraft som også er meget kortreist.

## 7.4 Feil- og driftsmeldinger

Et kundedisplay er i tillegg godt egnet til å informere kunde i situasjoner der det har oppstått feil i kraftforsyningen. Disse feilmeldingene kan være relatert til tilstander i produksjonsanlegget til plusskunden eller driftsmeldinger fra nettselskap. Hvis det av en eller annen grunn oppstår en feil i produksjonsanlegget, kan dette raskt og enkelt presenteres plusskunden og dermed eliminere en kilde til frustrasjon og i verste fall personskader. Videre kan det også implementeres en ”send feilmelding til reparatør” funksjon som sender informasjon om feilen til en forhåndsinnlagt autorisert reparatør.

Det vil også være hensiktsmessig hvis anlegget kan detektere hendelser som reduserer produksjonen. For solcelleanlegg vil skygge eller tildekking av panelene som resultat av blader og snø medføre en drastisk reduksjon av kraftproduksjon. Ved langvarig og unormal lav produksjon for årstiden kan displayet foreslå at plusskunden bør kontrollere at panelene ikke er tildekket. Ved bruk

av vindturbiner kan stans i kraftproduksjon som følge av for lite eller for mye vind presenteres kunden. Da en vindturbin i motsetning til et solcelleanlegg består av bevegelige deler er vedlikehold sentralt for å sikre effektiv drift og lang levetid. Kundedisplayet kan derfor brukes til å informere plusskunden om antall driftstimer igjen til neste anbefalte service på anlegget.

I noen driftsituasjoner vil nettselskapet ønske å koble ut anlegget til plusskunden. Utkoblinger kan som tidligere nevnt i kapittel 5 være i forbindelse med vedlikehold eller feilsituasjoner i distribusjonsnettet. I de tilfellene plusskunden kan selge kraft har denne et kraftoverskudd og er følgelig selvforsynt. Strømstans kan i disse tilfellene være vanskelig for kunde å oppdage hvis det oppstår øydrift. Vanlige sluttbrukere blir vanligvis klar over strømstans når alt lys i husstanden slukker. Informasjon om øydrift og en påfølgende utkobling av produksjonsenheten kan presenteres som er en driftsmelding på displayet. Meldingen kan inneholde grunnen til driftstans og et forventet tidspunkt for gjeninnkobling. Dette krever følgelig at displayet er batteridrevet og at kommunikasjon kan foregå ved strømbrudd. Kommunikasjon kan i slike tilfeller foregå over mobilnettet ved at et SIM-kort er montert i displayet.

I seksjon 4.3.2 ble tilknytningsvilkår for plusskunder presentert. Et av kravene til nettselskapet Hafslund er at plusskundens kraftproduksjon ikke skal føre til redusert spenningskvalitet for andre kunder. Hvis plusskundens produksjon i enkelte tilfeller medfører forstyrrelser og forringet spenningskvalitet kobler nettselskapet ut anlegget. Dette må nødvendigvis informeres plusskunden og melding om utkobling kan inneholde informasjon om hvorfor kunden er koblet ut. Ved vedvarende utkobling kan nettselskapet gi en anbefaling om reparasjon eller vedlikehold av anlegget.

## 8 Barrierer Plusskunder

Selv om det i 2011 i mye større grad ble lagt rette for å etablere seg som plusskunde, er denne kundegruppen fremdeles ikke veldig markant i Norge. Det samme gjelder oppføring av plusshus. Hvis det hadde vært svært lønnsomt å både bygge og drifte et plusshus hadde man sett en større oppblomstring av denne typen bygninger i Norge. Dette viser at det fremdeles er en rekke barrierer for denne bygnings- og kundetypen. For å beskrive, samt finne løsninger på barrierene, er det hensiktsmessig å dele disse opp i tekniske, økonomiske og politiske barrierer.

### 8.1 Byggtekniske Barrierer

Norge er en av nasjonene i verden med høyest energiforbruk i bygninger. Man kan argumentere med at man i Norge har gjennomsnittlig kaldere klima enn mange andre nasjoner, samt at norske husholdninger hovedsakelig benytter elektrisk kraft til oppvarming. I og med at norske husholdninger er i verdenstoppen med tanke på energibruk i bygninger, er det også forventet at man med større fokus på energieffektive bygg sterkt kan redusere dette energiforbruket. Som tidligere nevnt er plusshus, spesielt i Norge, avhengig av å være svært energieffektive. For å tilegne seg kunnskap i forbindelse med energieffektive bygg, samt promotere bygningstypen, er man avhengig at det bygges flere plusshus i Norge.

I følge miljøorganisasjonen Zero er en av barrierene i byggenæringen spredning av kunnskap om bygging av plusshus. Zero peker på at byggenæringen i Norge består av mange små bedrifter. Det kan være vanskelig for et lite byggefirma å sende ansatte på lange kurs om energieffektive bygg og integrering av fornybare energikilder. Grunnen til at dette kan være problematisk er at resultatet av grundig kursing trolig blir byggestopp mens de ansatte er borte. I tillegg er byggenæringen, i likhet med andre bransjer avhengig av å bygge hus det er etterspørsel etter. Siden etterspørselen etter private plusshus fremdeles er lav, utvikles det lite kompetanse om bygging av denne typen hus.

Dette bildet har til en viss grad endret seg noe de siste årene. Det bygges stadig flere energieffektive bygg, men disse er hovedsakelig statlige eller næringsbygg. Det har blitt en trend at store selskap ønsker å profilere seg som miljøbevisste og bygger følgelig energieffektive kontorbygg. At store fir-

ma og staten går i spissen og oppfører plusshus, kan gi en god signaleffekt og større forståelse for private utbyggere. Resultatet kan være en økning i etterspørselen etter private plusshus, som videre fører til større konkurranse innen pris og energieffektivitet i byggenæringen.

## 8.2 Barrierer nettilknytning og kraftproduksjon

Antall leverandører av bygningsintegrert produksjonsteknologi er relativt få i Norge. Leverandører av solcelleløsninger har et stort marked med tanke på lavvoltage-løsninger i fritidshus, men det er fremdeles få som spesifikt tilbyr integrering av solceller til plusshus. Ved et raskt internettsøk er det hovedsakelig leverandører av mindre solcelleanlegg til hytter som kommer opp som alternativer. Et uønsket resultat av dette er mindre konkurranse på tilbuds-siden som igjen medfører at prisene anlegg vil holde seg relativt høye.

Inntil 2011 var innmating og nøyaktig registrering av overskuddskraft en barriere. NVEs krav om at AMS skal kunne registrere aktiv og reaktiv flyt i begge retninger har gjort mye for å fjerne denne barrieren. Det faktum at samtlige norske husstander skal ha installert AMS med denne funksjonen innen 2017 legger det bedre til rette for å etablere seg som plusskunde. Endringen i energiloven som fastsetter hvordan innmating av overskuddskraft skal tariffes har gjort mye for å redusere også denne barrieren. Selv om den nylige endringen av energiloven pålegger nettselskapene å motta overskuddskraft, er det derimot ingen som er forpliktet til å kjøpe kraften. Derfor må plusskunden gjøre en spesifikk avtale med sitt nettselskap for salg av overskuddskraft. Dette innfører et usikkerhetsmoment for en potensiell plusskunde og kan virke som en barriere.

Som nevnt i kapittel 5 eksisterer det fremdeles utfordringer knyttet til større produksjon av kraft i distribusjonsnett. Et svakt nett har eksempelvis ikke anledning til å "ta i mot" strømmen fra plusskunden. Et nettselskap kan i enkelte tilfeller nekte å motta kraft fra plusskunden hvis dette innebærer ekstra investeringer forbundet med forsterkning distribusjonsnett. Dette er foreløpig et minimalt problem da antallet plusskunder foreløpig er relativt lavt, men kan bli et problem i fremtiden hvis det viser seg at plusskunder blir mer utbredt.

Foreløpig er det kun tre nettselskap som tydelig annonserer på sine hjemme-

sider at de ønsker å betale for innmatet overskuddskraft, samt gi informasjon om hvordan man kan bli en plusskunde. Tabell 15 gir en oversikt over de 10 største nettselskapene i Norge, basert på antall kunder, og hvilke av disse som informerer kunden om en mulig plusskundeordning på internett.

| <b>Netteier</b>  | Distrikt                  | Kunder  | Informasjon |
|------------------|---------------------------|---------|-------------|
| Hafslund         | Oslo, Akershus, Østfold   | 515 152 | JA          |
| Agder Energi     | Vest og Aust-Agder        | 188 588 | NEI         |
| Skagerak Nett    | Telemark, Vestfold        | 178 000 | NEI         |
| BKK              | Hordaland, S&F            | 171 952 | JA          |
| Lyse Nett        | Rogaland                  | 113 100 | NEI         |
| Eidsiva          | Hedmark, Oppland          | 102 995 | NEI         |
| Fortum           | Østfold, Hedmark, Oppland | 95 308  | JA          |
| Trønder Energi   | Trondheim                 | 90 762  | NEI         |
| NTE              | Nord Trøndelag            | 77 572  | NEI         |
| Troms Kraft Nett | Troms                     | 62 247  | NEI         |

Tabell 15: Informasjon om plusskundeordning blant nettselskap (Februar 2012).

Internett har blitt en viktig kilde til informasjon. En sluttbruker som er nysgjerrig på hvordan denne kan bli plusskunde vil sannsynligvis søke på hjemmesiden til sitt nettselskap om plusskundeløsninger. Det er sluttbrukerens nettselskap som setter tilknytningsvilkårene, samt avgjør om nettet er sterkt nok til at de ønsker å kjøpe kraft fra kunden. Tilknytning og øvrige vilkår kan også variere mellom de ulike nettselskapene. For en sluttbruker i Rogaland tilknyttet Lyse Nett er ikke Hafslunds tilknytningsvilkår for plusskunder aktuelle. Ved henvendelse i forbindelse med denne oppgaven informerte Fortum at de foreløpig ikke har plusskunder i sitt nett, men har gitt 25 interessenter informasjon om produksjonsteknologier og tilknytningsvilkår. Mangel på lett tilgjengelig informasjon fra øvrige nettselskap kan derfor også ansees som en barriere for videre utvikling av plusskundeordninger. Så lenge sluttbrukere ikke enkelt kan innhente informasjon vil man trolig ikke se en økning av etterspørsel etter aktuelle produksjonsteknologier, energieffektive hus og følgelig antall plusskunder.

For å løse dette må nettselskapene gjøre informasjon om plusskundeløsninger

lettere tilgjengelig for sluttbrukere. Informasjonen bør inneholde restriksjoner, priser og kontaktinformasjon til profesjonelle leverandører av fornybar produksjonsteknologi. Disse leverandørene kan gjerne være aktører nettselskapet har gode erfaringer eller gunstige avtaler med. I tillegg bør det også i fremtiden presenteres eksempler på eksisterende plusskunder. Eksemplene bør inneholde informasjon om årlige besparelser veiet opp mot kostnader assosiert med utbygging og vedlikehold.

### 8.3 Politiske Barrierer

For en sluttbruker kan det være et langt lerret å bleke å gå over til å bli plusskunde. Sluttbrukeren må velge mellom flere produksjonsteknologier i tillegg til eventuell energieffektivisering av bygningen, samt sikre seg avtale om salg av overskuddskraft. På toppen av dette må også den potensielle plusskunden beregne om det i fremtiden vil bli lønnsomt å produsere og selge overskuddskraft. For sluttbrukere som ikke har kompetanse på dette feltet kan alle disse faktorene være avskrekkende, og sluttbruker må kanskje ty til kostbar innleie av konsulenter. Slike beslutninger kan bli både rimeligere og enklere hvis staten tilbyr gode støtteordninger og veiledning. I tillegg gir det kanskje sluttbrukere, som på forhånd har bestemt seg for at det å bli plusskunde ikke er lønnsomt, insentiver til å vurdere teknologien. At staten tilbyr gode støtteordninger gir også inntrykk av at de ser et potensiale i plusskunder og ønsker å satse på denne kundegruppen i fremtiden. For å avgjøre om det eksisterer politiske barrierer er det hensiktsmessig å se på hva staten har gjort for å forenkle prosessen, hva som fremdeles mangler og hva som må gjøres i fremtiden.

Den generelle dispensasjonen for plusskunder fra omsetningskonsesjonen gitt av NVE var et steg i riktig retning, men det er fremdeles en del politiske barrierer som hindrer økningen av antall plusskunder. En av de større politiske barrierene er for lav fokus på effektive støtteordninger til utbygging av produksjonsteknologier relevant for plusskunder. Enova har delvis en støtteordning for solenergi i Norge. Ordningen gjelder for husholdninger som integrerer solvarmeanlegg i boligens tappevannsanlegg. Disse tilbys støtte på 20% av dokumenterte kostnader, maksimum 10 000 NOK, i forbindelse med prosjektet [98]. Enova indikerer på sine hjemmesider at som følge av tilskuddsordninger har spesielt antall installerte varmepumper økt kraftig de siste årene. Dette viser at støtteordninger er et godt insitament for å få pri-

vatpersoner til å investere i energieffektivisering.

Det er derimot ingen spesifiserte støtteordninger for kraftproduksjon fra solcelleanlegg eller småskala vindturbiner. Dette kan antas å være en barriere for økningen av antall plusskunder da mange fremtidige plusskunder kanskje ser på disse to teknologiene som de mest aktuelle. Det er ikke bare mangel på økonomisk støtte som kan være en barriere. Signalene staten gir sluttbrukere ved å ikke tilby støtte til denne typen småskala kraftproduksjon vil også legge en demper på veksten i antall plusskunder. Til sammenlikning proklamerer tyske og britiske myndigheter sterkt at de ønsker å satse på småskala fornybare produksjonsteknologier. Dette gjør de ved hjelp av gunstige garanterte støtteordninger med et tidsperspektiv på 20 år. Det kan være nettopp en slik statlig støtteordning som får flere norske sluttbrukere til å satse på egenprodusert kraft.

Det kommer også frem i løpet av arbeidet med denne oppgaven at nettselskapet BKK er misfornøyde med rammene NVE har satt for tariffing av plusskunder. Ved henvendelse kommer det frem at BKK tilbyr tariffing av plusskunder kun for å ivareta NVEs forskrift, men oppgir selv at systemet er lite kundevennlig. Med lite kundevennlig mener trolig BKK at gevinsten for plusskunde ved innmating av kraft er alt for lav. BKK signaliserte også at de heller ønsker å jobbe for å endre forskriften, primært for å bedre vilkårene for tariffing av plusskunder, enn å utfordre NVE. Det er viktig å poengtere at dette er en uttalelse fra ett nettselskap, det er ikke gitt at alle landets nettselskap er av samme oppfatning. Likevel er en slik uenighet på dette feltet mellom nettselskap og staten uheldig for den videre utviklingen av plusskundeordningen. Dette viser at det fremdeles er uenighet i hvordan plusskunder skal håndteres. For en potensiell plusskunde innebærer denne uenigheten usikkerhet, og kan medføre at denne avstår fra investeringen.

## 8.4 Økonomiske Barrierer

For privatpersoner uten et spesielt ønske om å profilere seg som energieffektiv, står en mulig gevinst i form av kroner og øre mest sentralt. Det er derfor viktig å gi støtte og insentiver til utbygging av produksjonsteknologier til sluttbrukere som ønsker å gå over til å bli plusskunde. Videre er det helt sentralt at langsiktige inntekter fra salg av overskuddskraft og besparelser overstiger investering- og vedlikeholdskostnader.

En annen barriere som først og fremst er økonomisk, men som på mange måter også kan ansees som både politisk og teknisk, er tildeling av grønne sertifikater til plusskunder. Som tidligere nevnt i denne oppgaven tilsvarer ett elsertifikat 1 *MWh*. Denne energimengden kan for enkelte plusskunder med små anlegg være vanskelig å oppnå gjennom et år og medfører at plusskunden ikke kvalifiserer til noe elsertifikat. Det foreløpige utkastet om elsertifikater inneholder også teknisk kompliserte og byråkratiske tilordningsprosesser. Dette kan medføre at plusskunder enten ikke oppfatter at eget anlegg kvalifiserer til sertifikatordningen, eller at denne hverken har ressurser eller kompetanse til å gjennomføre tilordningsprosessen. Forslaget til forskrift om elsertifikater utarbeider av Olje og Energidepartementet bærer også preg av å ha en tradisjonell produsent/sluttbruker arkitektur. Blant annet kommer dette tydelig frem i forskriftens § 16, første ledd, om bestemmelse av måledata og korreksjonsfaktor. Paragrafen sier at elsertifikater skal utstedes på grunnlag av måledata for netto produksjon. Netto produksjon menes i denne sammenheng brutto produksjon målt på generatorklemmene i kraftverket, minus eventuelt forbruk til hjelpeutstyr, tap i hovedtransformatoren og energi fra hjelpegenerator. Måleverdier for plusskundens netto produksjon vil være på kundens side av tilknytningspunktet og vil derfor være utilgjengelig for det tilhørende nettselskap. Denne nettoverdier må ikke forveksles med måling av plusskundens netto energiledd ved bruk av AMS. AMS registrerer kun kraftflyten mellom plusskunde og distribusjonsnett og vil ikke gi et riktig bilde av plusskundens netto produksjon i henhold til forskriften. Hvis nettproduksjon for plusskunder derimot skal refereres tilknytningspunktet, vil det som tidligere nevnt være plusskunder som ikke kvalifiserer til elsertifikat. Dette vil være tilfelle for den tidligere nevnte plusskunden i BKKs nett, da denne kundens registrerte innmating og salg av kraft utgjorde 0,8 *MWh* i 2011.

Det har foreløpig ikke kommet noen forslag til løsninger fra NVEs side på hvordan en plusskunde skal få rapportert inn måleverdiene fra netto produksjon. En løsning kan være at plusskunde sender inn måleverdier via en egen internettportal. Dette byr på den andre siden på utfordringer med en eventuell kontroll av at plusskunden rapporterer inn korrekte verdier. Grunnen er at det foreløpig ikke er et krav at måleinstrumentet som registrerer netto produksjon skal være tilgjengelig for nettselskapet.



Det ble tidligere i denne oppgaven konkludert med at solceller er den mest aktuelle produksjonsteknologien per i dag. Bakgrunnen til denne konklusjonen er at teknologien, i forhold til vindturbiner, er relativt vedlikeholdsfritt og egner seg på denne måten godt til private aktører. På den andre siden viser det seg at nedbetalingstiden på både småskala vindkraft og solcelleanlegg er relativt lang. I Zero-rapporten "Plusshus" [99] slår organisasjonen fast at det kan bli lønnsomt å installere solfangere til oppvarming for å spare energiutgifter, men at kraftproduksjon fra solceller ikke vil lønne seg med dagens kraftpris.

En økonomisk barriere er at prisen på salg av egenprodusert kraft skal reflektere markedsprisen på kraft. Grunnen til at dette er en barriere er at spotprisen i Norge foreløpig ligger godt under en plusskundes kostnad per  $kWh$  egenprodusert energi. For vindturbinene fra testanlegget i Nederland nevnt tidligere i denne oppgaven er den laveste kostnaden for egenprodusert energi på  $2,75 \text{ NOK}/kWh$ . Denne kostnaden inkluderer ikke utgifter forbundet med vedlikehold eller utskiftning av komponenter. For solcelleanlegg har det tidligere i denne oppgaven blitt presentert en kostnad per  $kWh$  på mellom  $3,33 - 5 \text{ NOK}$  basert på studier utført av SINTEF og NVE.

Den tidligere nevnte plusskunden i BKKs nett oppgir at av total kraftproduksjon på  $4500 \text{ kWh}$  har kunden årlig matet inn om lag  $800 \text{ kWh}$  i nettet. Prisen per  $kWh$  for plusskunden blir derfor todelt. Den energimengden kunden selv benytter, i dette tilfellet  $3700 \text{ kWh}$ , må sammenliknes med den kostnaden kunden ville hatt ved uttak som en vanlig sluttbruker. Prisen per  $kWh$  egenprodusert kraft blir for denne energimengden kundens gjeldende kraftpris pluss det forbruksavhengige energileddet. Statistisk sentralbyrå (SSB) oppgir at den gjennomsnittlige spotprisen på kraft for husholdninger i 2011 var på  $44,1 \text{ øre}/kWh$ . BKK opererer med et energiledd på  $34,5 \text{ øre}/kWh$ . For plusskunden i BKKs nett blir derfor besparelsen på om lag  $79 \text{ øre}/kWh$  som følge av forbruk av egenprodusert kraft, gitt en spotprisavtale på kjøp. Årlige besparelser for denne plusskunden blir med denne energiprisen på om lag  $3000 \text{ NOK}$ .

Inntekter som følge av innmating av  $800 \text{ kWh}$  blir tariffert med en egen plusskunde-nettleie. Det er ikke gitt at det lokale nettselskapet ønsker å kompensere plusskunder for denne kraften, men i dette tilfellet har BKK annonsert at de vil betale for innmatet overskuddskraft. Ved å benytte inn-

matingsstariffene til BKK, presentert i tabellene 9 og 10 i kapittel 6, kan man foreta et estimat av inntekten til plusskunden ved innmating. I estimatet benyttes en gjennomsnittlig spotpris på 44,1 øre/*kWh*, og en marginaltapssats på 4%. Valget av marginaltapssats er gjort på bakgrunn av at innmating av overskuddskraft hovedsakelig kan forventes i sommerhalvåret. Ved å benytte likning 8 i kapittel 6 estimeres plusskundens totale energiledd ved innmating til å utgjøre 14 *NOK*. Hvis all innmating hadde forekommet i vinterhalvåret, hadde ikke regnestykket endret seg nevneverdig da energileddet ved innmating hadde utgjort rundt 25 *NOK*. Inntekt på salg av 800 *kWh*, med en gjennomsnittlig spotpris på 44,1 øre/*kWh*, estimeres til å utgjøre 352 *NOK* årlig. Totalt blir derfor plusskundens inntekt ved salg av overskuddskraft på 364 *NOK* årlig.

Hvis man legger sammen plusskundens årlige besparelse ved forbruk av egenprodusert kraft og inntekt ved salg av overskuddskraft blir denne summen totalt 3364 *NOK*. Selv uten å ta hensyn til nåverdi av fremtidig inntekt og besparelse kan man se at kundens investering ikke er lønnsom. Et grovt estimat tilsier at denne plusskundens anlegg i beste fall vil begynne å gi avkastning etter 50 års drift slik tariffsystemet og kraftprisen er per 2012. Man kan derfor med stor sannsynlighet konkludere med at i løpet av installasjonens antatte levetid på 25 år, vil ikke anlegget tjene inn den investerte kapitalen på 200 000 *NOK*. Et overslag tilsier at anlegget vil gi plusskunden inntekter og besparelser mellom 80 - 90 000 *NOK* over 25 år. Da er ikke eventuelle vedlikeholdskostnader og utskiftning av deler tatt med i beregningen.

Da støtteordningene for plusskunder foreløpig er fraværende, er det per i dag ikke lønnsomt å installere verken solceller eller vindkraft for plusskunder. Småskala vannkraft er på sin side i de fleste tilfeller lønnsomt. Hovedsakelig er dette et resultat av at et slikt anlegg er vesentlig større enn småskala produksjonsteknologier egnet til kraftproduksjon for plusskunder. Da det foreløpig er sparsommelig med informasjon om kostnad per *kWh* for pelletsfyrte mCHP, foreligger det ikke et godt nok grunnlag for å konkludere med lønnsomheten til denne teknologien.

## 9 Konklusjon

Det har i denne oppgaven blitt vist at til tross for at NVE har forenklet prosessen, samt gitt føringer på hvordan overskuddskraft fra plusskunder skal håndteres, er ikke antallet plusskunder i Norge spesielt stort. Dette skyldes at det fremdeles gjenstår flere barrierer for plusskundeordningen, og spesielt er den økonomiske barrieren dominerende. At det eksisterer en økonomisk barriere skyldes en kombinasjon av lave kraftpriser, fravær av støtteordninger og lite gunstige vilkår for innmating av overskuddskraft for plusskunder. Produksjonsteknologier aktuelle for plusskunder er modne, men såpass kostbare at investeringen i de fleste tilfeller ikke kan forsvares.

Småskala vindturbiner myntet på bygningsintegrasjon viste seg fra et testprosjekt i Nederland å ha en høy kostnad per  $kWh$ . Energy Ball, den minste vindturbinen i testen, ble estimert til å ha en kostnad per  $kWh$  på 22,91 *NOK*. Skystream, den største turbinen i testen med en rotordiameter på 5m, kom best ut med en kostnad per  $kWh$  på 2,03 *NOK*. Generelt lå kostnaden for kraftproduksjon fra samtlige vindturbiner i testen over det det koster å kjøpe kraft fra nettet i Norge. I tillegg viste et pilotprosjekt i Storbritannia at produsentenes oppgitte ytelse på små bygningsmonterte vindturbiner avvike sterkt fra målte verdier. Den målte ytelsen lå i 16 av 26 testtilfeller 40% under produsentens oppgitte ytelse. Dette avviket skyldes ulike testforhold og spesielt synker småskala vindturbiners ytelse mye ved bygningsmontering i tettbebygde områder. Resultatene fra disse to pilotene betyr ikke at produsentene bevisst fører kunder bak lyset ved å overvurdere ytelsen til de ulike turbinene. Problemet ligger heller i at det er vanskelig å tilby nøyaktige ytelsesdata ved montering av turbinene i tettbebygde områder. Dette skyldes at vindforhold i stor grad påvirkes av bygninger og kan derfor variere sterkt. Den generelt lave ytelsen til småskala bygningsmonterte vindturbiner presentert i denne oppgaven gjør denne produksjonsteknologien lite attraktiv for plusskunder i bebygde områder. Derimot kan større vindturbiner være et aktuelt alternativ for plusskunder som disponerer åpne landarealer, som for eksempel bønder.

Vannkraft har også blitt trukket frem som en alternativ produksjonsteknologi. Da NVEs definisjon av en plusskunde innebærer at årlig produksjon ikke kan overstige forbruket, er vannkraft i mange tilfeller uaktuelt. Søknadsprosessen for å få oppført et vannkraftverk er lang og selve oppføringen

er kostnadskrevende. Det er derfor mer aktuelt for en utbygger med fallrettigheter å maksimere kraftproduksjonen for salg på kraftnettet, enn å nedskalere produksjonen for å passe eget forbruk. Det kan i noen få tilfeller eksistere plusskunder med veldig små fall på eiendommen og i disse tilfellene kan vannkraft være aktuelt.

Solceller er den produksjonsteknologien som per dags dato er mest aktuell for de aller fleste plusskunder. Bakgrunnen for denne konklusjonen er at solcelleanlegg ikke er sjenerende i form av støy eller utseende og er forholdsvis vedlikeholdsfrie. I tillegg foreligger det historiske værdata som gjør at man til en viss grad kan forutse fremtidig kraftproduksjon. For en plusskunde kan dette gjøre investeringsbeslutningen enklere. I motsetning til vindkraft behøver ikke plusskunden å foreta spesifikke og tidkrevende målinger på eiendommen for å avgjøre potensialet for kraftproduksjon. Det er verd å merke seg at man ved oppføring av et solcelleanlegg likevel må ta hensyn til anleggsspesifikke faktorer som tilstøtende bygninger og trær som kan skygge for modulene.

Selv om solceller per i dag er den mest aktuelle teknologien for plusskunder er kraftproduksjonen i Norge relativt sparsommelig. Dette skyldes at innstrålingen fra solen er lavere i Norge sammenliknet med sydligere nasjoner. Det har i denne oppgaven blitt referert til en studie utført av SINTEF som estimerer at et solcelleanlegg i sørlige halvdel av Norge vil gi omtrent  $800 \text{ kWh}/W_p$  årlig. På bakgrunn av dette er en fremtidig elkostnad beregnet til å ligge mellom  $3,33 - 3,75 \text{ NOK}/\text{kWh}$ . En rapport fra NVE slår fast at en forventet fremtidig kostnad for solceller vil ligge på  $5 \text{ NOK}/\text{kWh}$ .

På bakgrunn av kostnadstallene for kraftproduksjon fra både vind og sol, er det klart at det i Norge er behov for bedre støtteordninger og tariffsystemer. Det har i denne oppgaven blitt trukket frem hvordan nasjoner som Tyskland og Storbritannia har etablert gunstige tariffsystemer for innmating av overskuddskraft. Tariffsystemene er teknologispesifikke og gir plusskunden en garantert støtte i 20 år. Britiske Energy Saving Trust estimerer at en plusskunde med et typisk solcelleanlegg på  $2,9 \text{ kW}_p$  kan forvente årlige inntekter og besparelser opp mot  $11\,000 \text{ NOK}$ . Over levetiden til installasjonen estimeres det videre at plusskunden kan forvente besparelser og inntekter opp mot  $280\,000 \text{ NOK}$ . Disse verdiene står i sterk kontrast til hva en norsk plusskunde kan forvente av besparelser og inntekter. Fra kapittel 8.4 er det-

te grovt estimert til å utgjøre mellom 80 og 90 000 *NOK* over anleggets forventede levetid. En løsning kan være å adoptere det tyske eller britiske tariffsystemet, og tilpasse systemet til å belønne norske produsenter av fornybar distribuert kraft. Man kan også innføre et ”energiledd” eksklusivt for plusskunder. Dette ”energileddet” kan eksempelvis være konstant på 1 *NOK* per innmatet *kWh*. Dette er et tiltak som vil gjøre det vesentlig mer lønnsomt å bli plusskunde. En slik tariff er avhengig av at staten bidrar med støtte for at nettselskap skal være villig til å tariffere plusskunden denne summen.

I oppgaven har det blitt diskutert at distribuert kraftproduksjon introduserer utfordringer knyttet til leveringskvalitet og spenningsstabilitet. Økningen i kraftproduksjon fra solceller har medført at det tyske energidepartementet har stilt spesifikke krav til innmating av reaktiv effekt fra vekselrettere. Tyske myndigheter har også kommet med krav om at vekselrettere skal støtte frekvensbasert effektreduksjon. Hvis man får den samme veksten i installerte solcelleanlegg i Norge kan et liknende tiltak også være aktuelt for å opprettholde spenningsstabilitet. Et produksjonsanleggs vekselretter er i tillegg en kilde til harmoniske som kan føre til feilfunksjon på ulike komponenter i kraftnettet. Det er derfor sentralt at anlegget kan filtrere bort harmoniske før disse sprer seg ut i kraftnettet.

I fremtidens kraftsystem kan plusskunder være normalen, men det gjenstår en rekke barrierer før produksjonsanlegg for egenprodusert kraft blir allemannseie. Mye har blitt gjort for å forsøke å eliminere barrierer i avtaleverk, fysiske nettilkobling av produksjonsanlegg og håndtering av overskuddskraft. Derimot er den økonomiske barrieren fremdeles dominerende, det å bli plusskunde er per dags dato ikke lønnsomt. For at Norge skal opprettholde sitt rykte som en nasjon der fornybar kraftproduksjon blir satt i høysetet, er det essensielt at det etableres bedre støtteordninger og innmatingstariffer for plusskunder.



## 10 Forslag til videre arbeid

Videre arbeid vil være å foreta målinger på en plusskundes produksjonsanlegg eller få tilgang til en plusskundes produksjons- og forbruksdata. Dette for å avdekke variasjonen i kraftproduksjon og sammenlikne denne variasjonen med kundens energiforbruk. Et forslag er å sammenlikne lastprofilen til en vanlig sluttbruker, en sluttbruker med display og en plusskunde med display. Hensikten er å se om man etter full utrulling av AMS kan etablere en tariffordning for plusskunder som både gir incentiver til energisparing og som gjør ordningen mer lønnsom. Her vil det være spesielt interessant å se om plusskunden forsøker å få en bedre pris på innmatet kraft i høylastperioder ved å redusere egen last.

Videre arbeid kan også være å foreta målinger på en plusskundes anlegg for å avdekke hvilken innvirkning kraftproduksjonen har på spenningskvaliteten til sluttbrukere i umiddelbar nærhet.

Innen produksjonsteknologi kan videre arbeid være en studie av potensialet til pelletsfyrte mCHP i det norske kraftnettet. Denne analysen kan omhandle hvilken innvirkning et stort antall installerte mCHP kan ha for kraftbalansen i situasjoner med knapphet i kraftsystemet.





---

## 11 Referanser

- [1] European Space Agency (ESA)  
*Første drivhusgass-animasjon produsert med data fra Envisat SCIAMACHY.*  
[http://www.esa.int/esaCP/SEMP9RS4LZE\\_Norway\\_0.html](http://www.esa.int/esaCP/SEMP9RS4LZE_Norway_0.html)  
2011.
- [2] Kommunal- og Regionaldepartementet  
*Miljøvennlige boliger og bygg.*  
[http://www.regjeringen.no/nb/dep/krd/tema/bolig-\\_og\\_bygningspolitikk/byggeskikk-miljo-og-universell-utforming/miljovennlige-boliger-og-bygg.html?id=512582](http://www.regjeringen.no/nb/dep/krd/tema/bolig-_og_bygningspolitikk/byggeskikk-miljo-og-universell-utforming/miljovennlige-boliger-og-bygg.html?id=512582)  
2011.
- [3] Norges Vassdrags- og energidepartement (NVE)  
*Håndtering av plusskunder og vedtak om dispensasjon fra forskrift 302 om økonomisk og teknisk rapportering m.v.*  
<http://www.nve.no/PageFiles/9733/Plusskunder.pdf>  
2010.
- [4] Lovdata  
*FOR 1999-03-11 nr 302: Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen.*  
<http://www.lovdata.no/for/sf/oe/xs-19990311-0302.html>  
2012.
- [5] Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)  
*Plusskunder.*  
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Nettleie-produksjon/Plusskunder/>  
2008.
- [6] Bellona  
*Plusshus er fremtida.*  
<http://www.bellona.no>  
2011.

- 
- [7] Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)  
*Omsetningskonesjonstyper.*  
<http://www.nve.no/no/Konesjoner/Hvordan-soke-om-omsetningskonesjon/Omsetningskonesjoner/>  
2011.
- [8] Hafslund Nett  
*Spørsmål og svar om plusskunde-ordningen.*  
<http://www.hafslund.no>  
2011.
- [9] Kjell Eikland  
*Høringsuttalelse-Forskrift om elsertifikater i brev fra OED av 14.09.2011.*  
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/hoeringer/hoeringsdok/2011/horing-forskrift-om-elsertifikater-/horingsuttalelser.html?id=654525>  
2011.
- [10] BKK  
*Ei solskinnshistorie frå Sædalen i Bergen.*  
[http://www.bkk.no/om\\_oss/media/Nyheter\\_og\\_pressemeldinger/article32661.ece](http://www.bkk.no/om_oss/media/Nyheter_og_pressemeldinger/article32661.ece)  
2011.
- [11] Norske Arkitekters Landsforbund  
*Miljøtiltaksbank, Vurdering av lønnsomhet og miljønytte.*  
<http://www.byggemiljo.no/getfile.php/Filer/Milj%F8tiltaksbank-151206.pdf>  
2006.
- [12] Entra  
*Fremtidens bygg: Powerhouse.*  
<http://www.enova.no/file.axd?fileDataID=53ccab5a-31f6-49b6-886c-829ce8a03cfc>  
2012.
- [13] Skanska  
*Powerhouse One, en status for Norges første plusshus.*  
*Marit Tyholt, Seniorrådgiver energi*  
<http://naring.enova.no/file.axd?fileDataID=fa991d65-75ae-4905-8303-ffde85462dab>  
2011.

- 
- [14] Renewables International  
*Germany installs 7.5 GW of PV in 2011.*  
<http://www.renewablesinternational.net/germany-installs-75-gw-of-pv-in-2011/150/510/32787>  
2006.
- [15] Renewable Energy World  
*Germany To Raise Solar Target for 2010 & Adjust Tariffs.*  
<http://www.renewableenergyworld.com>  
2010.
- [16] German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety  
*EEG - The renewable Energy Sources Act.*  
[http://www.folkecenter.dk/mediafiles/folkecenter/pdf/eeg\\_success\\_brochure\\_engl.pdf](http://www.folkecenter.dk/mediafiles/folkecenter/pdf/eeg_success_brochure_engl.pdf)  
2010.
- [17] German Energy Blog  
*German Feed-in Tariffs 2011.*  
[http://www.germanenergyblog.de/?page\\_id=4984](http://www.germanenergyblog.de/?page_id=4984)  
2011.
- [18] German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety  
*Tariffs, depression and sample calculations pursuant to the new Renewable Energy Sources Act of 4 August 2011.*  
<http://erneuerbare-energien.de>  
2011.
- [19] Energy Saving Trust  
*Generate your own energy.*  
<http://www.energysavingtrust.org.uk/Generate-your-own-energy/About-microgeneration>  
2011.
- [20] Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM)  
*FIT Payment Rate Table.*  
<http://www.ofgem.gov.uk>  
2011.

- 
- [21] MB solar  
*Multi- and Monocrystalline Solar Cell.*  
<http://www.mbsolar.kr>  
2011.
- [22] Nanosolar  
*Technology Platform.*  
<http://www.nanosolar.com>  
2011.
- [23] European Photovoltaic Industry Association (EPIA)  
*Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015.*  
<http://www.epia.org>  
2011.
- [24] REN21  
*Renewables 2011, Global Status Report.*  
<http://www.ren21.net>  
2011.
- [25] SciLogs  
*The sunniest and Darkest Places on Earth.*  
<http://www.scilogseu>  
2011.
- [26] Norsk solcelleforening  
*Operahuset i Oslo.*  
<http://www.solenergi.no>  
2011.
- [27] Go Solar California  
*List of Eligible Inverters per SB1 Guidelines.*  
<http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/equipment/inverters.php>  
2005.
- [28] Solar Energy Systems  
*Consumer solution.*  
<http://www.solar-energy-systems.eu>  
2011.

- 
- [29] National Renewable Energy Laboratory (NREL)  
*Derate Factors for AC Power Rating at STC.*  
[http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing\\_parameters.html#dc\\_rating](http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/changing_parameters.html#dc_rating)  
2011.
- [30] SINTEF  
*Mulighetsstudie, Solenergi i Norge.*  
<http://www.sintef.no/>  
2011.
- [31] Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)  
*Kostnader ved produksjon av kraft og varme.*  
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/H%C3%A5ndbok%202011/h%C3%A5ndbok1-11.pdf>  
2011.
- [32] Renewable Energy World  
*BTM Forecasts 340-GW of Wind Energy by 2013.*  
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/03/btm-forecasts-340-gw-of-wind-by-2013?src=rss>  
2009.
- [33] Global Wind Energy Council  
*Global Eind Report, Annual Marked Update 2010.*  
[www.gwec.net](http://www.gwec.net)  
2010.
- [34] WWEA  
*World Wind Energy Report 2010.*  
[www.wwindea.org](http://www.wwindea.org)  
2010.
- [35] Trehugger  
*Small-Scale Wind Turbine Potential Great, Limited By Installation & Electricity Costs: New Report Finds.*  
<http://www.trehugger.com/files/2008/08/small-scale-wind-energy-has-great-potential-limited-by-costs.php>  
2008.

- 
- [36] Renewable Energy World v/David Appleyard  
*Small-scale Wind Power in the UK*.  
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/07/small-scale-wind-power-in-the-uk>  
2009.
- [37] Store Norske Leksikon  
*Vindkraftverk*.  
<http://www.snl.no>  
2011.
- [38] Kjeller Vindteknikk  
*Vindkart over Norge*.  
<http://www.vindteknikk.no>  
2009.
- [39] Vind Turbine Zone  
*Vertical Wind Turbine*.  
<http://www.windturbinezone.com>  
2011.
- [40] Biofuels Watch  
*VAWT - Pros and Cons*.  
<http://www.biofuelswatch.com/vawt-pros-and-cons/>  
2011.
- [41] Low-tech Magazine  
*Small windmills put to the test*.  
<http://www.lowtechmagazine.com/2009/04/small-windmills-test-results.html>  
2009.
- [42] Ampair  
*Ampair 600 at Myres Hill wind turbine test centre*.  
<http://www.ampair.com/downloads/Ampair%20case%20study%20-%20Ampair%20600%20-%20Myres%20Hill.pdf>  
2009.

- 
- [43] Warwick Wind Trials  
*Final Report.*  
<http://www.warwickwindtrials.org.uk/resources/Warwick+Wind+Trials+Final+Report+.pdf>  
2009.
- [44] Norges Vassdrags- og Energidepartement (NVE)  
*Veileder i planlegging, bygging og drift av små vannkraftverk.*  
[www.nve.no](http://www.nve.no)  
2010.
- [45] Geodata  
*NVE: drivkraft for vind- og vannkraft.*  
<http://www.geodata.no/Nyheter/Klima-Drivkraft-for-vind-og-vannkraft/>
- [46] Statkraft  
*Kraftsalgsavtaler for småkrafteiere.*  
[www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)  
2010.
- [47] Statistisk Sentralbyrå  
*Energibruk per husholdning 2009.*  
<http://www.ssb.no/husenergi/main.html>  
2011.
- [48] U.S. Environmental Protection Agency  
*Combined Heat and Power Partnership, Efficiency Benefits.*  
<http://www.epa.gov/chp/basic/efficiency.html>  
2011.
- [49] Cogeneration & On-site Power Production  
*Residential-scale fuel cell CHP a better match for domestic loads.*  
<http://www.cospp.com/articles/print/volume-9/issue-3/features/residential-scale-fuel-cell-chp-a-better-match-for-domestic-loads.html>  
2008.

- 
- [50] Disenco  
*m-CHP Appliances.*  
<http://www.disenco.com/html/mchp.htm>  
2008.
- [51] OkoFEN  
*OkoFEN<sub>e</sub>: The first OkoFEN pellet boiler incorporating a Stirling engine.*  
<http://www.okofen-e.com/en/okofen-e.html>  
2011.
- [52] Norges Vassdrags- og Energidepartement (NVE)  
*Avanserte måle- og styringssystemer, Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst.*  
<http://www.nve.no/PageFiles/808/dokument1-11-oppsummering.pdf>  
2011.
- [53] SINTEF  
*Høringsuttalelse vedrørende "Forslag til endring i forskrift 11. mars 1999 nr. 301".*  
<http://skjema.nve.no/NVE-saksdokument/200701944-229-804888.PDF>  
2011.
- [54] Energibransjen.no  
*Krevende AMS-utfordring.*  
<http://www.elektronett.no/default.asp?menu=2&id=2134>  
2011.
- [55] ESMA  
*Smart Metering Guide, Energy Saving and the Costumer.*  
2010.
- [56] Franklin Energy  
*Residential Energy Use Behaviour Change Pilot.*  
2009.
- [57] Masterstudent Hans Thomas Biørnstad  
*Bruk av kundedisplay for økt bevissthet på energieffektivisering.*  
<http://www.sintef.no/Projectweb/M-AMS/Publikasjoner/>  
2010.



- 
- [58] Energy Saving Trust  
*The smart way to display.*  
2009.
- [59] University of Cambridge  
*Smart Metering and Electricity Demand.*  
2009.
- [60] International Energy Agency (IEA)  
*Technology Roadmap, Smart Grids.*  
[www.iea.org](http://www.iea.org)  
2011.
- [61] Consumer Energy Report  
*US Invests in Smart Grid Training.*  
[www.consumerenergyreport.com](http://www.consumerenergyreport.com)  
2011.
- [62] ABC Science  
*Busting the baseload power myth.*  
[www.abc.net.au](http://www.abc.net.au)  
2011.
- [63] Teknisk Ukeblad  
*Lagring av energi fra fornybare energikilder.*  
<http://www.tu.no/innsikt/energi/article212860.ece>  
2009.
- [64] Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE)  
*Kan vannkraft bidra til at Norges forpliktelser i Fornybardirektivet innfris.*  
<http://www.nve.no/Global/Seminar%20og%20foredrag/Energidagene%202009/Sesjon%2010/Energidagene-Foredrag-kest.pdf>  
2009.
- [65] Regjeringen v/ Samferdselsdepartementet  
*Handlingsplan for elektrifisering av veitransport.*  
<http://www.regjeringen.no>  
2009.

- 
- [66] Science Daily  
*Car Prototype Generates Electricity, Aand Cash.*  
<http://www.sciencedaily.com/releases/2007/12/071203133532.htm>  
2007.
- [67] Teknisk Ukeblad  
*Norge vil ha smartnett, illustrasjon.*  
<http://www.tu.no>  
2011.
- [68] University of Delaware v/ Willett Kempton & Amardeep Dhanju  
*Electric Vehicles with V2G, Storage for Large-Scale Wind Power*  
<http://www.wwindea.org>  
2006.
- [69] Forbrukerombudet  
*Standard Tilknytningsvilkår*  
[http://www.forbrukerombudet.no/asset/2472/1/2472\\_1.pdf](http://www.forbrukerombudet.no/asset/2472/1/2472_1.pdf)  
2012.
- [70] Fortum Nett  
*Hjemmeside: Småskala kraftproduksjon.*  
<http://www.fortumnett.no/no/Nett-og-nettleie/Smaskala-kraftproduksjon/>  
2011.
- [71] Solar Panels Pluss  
*How Inverters Work.*  
<http://www.solarpanelsplus.com/solar-inverters/How-Solar-Inverters-Work-With-Solar-Panels.pdf>  
2009.
- [72] Lazar's Solar Energy Guide  
*A grid tie inverter for solar systems.*  
<http://solar.smeps.us/grid-tie-inverter-schematic.html>  
2011

- 
- [73] Arduino  
*PWM.*  
<http://arduino.cc/it/Tutorial/PWM>
- [74] Solar Fast Track  
*Solar Modules: Chapter 5.*  
<http://www.solarfasttrack.com/English/chap5/chap5d.htm>
- [75] The encyclopedi of Alternative Energy and Sustainable Living  
*I-V curve (of a photovoltaic device).*  
[http://www.daviddarling.info/encyclopedia/I/AE\\_I-V\\_curve.html](http://www.daviddarling.info/encyclopedia/I/AE_I-V_curve.html)
- [76] International Electrotechnical Commission (IEC)  
*Four-quadrant metering.*  
<http://std.iec.ch/terms/terms.nsf/3385f156e728849bc1256e8c00278ad2/57729bc6f1abad96c125787f00246517?OpenDocument>  
2011.
- [77] Elektrofag  
*Belastningstyper.*  
<http://w3.elektrofag.info/elektroteknikk/belastningstyper>  
2012.
- [78] Electrical Engineering Portal (EEP)  
*The challenge of protecting microgrids - Alstom.*  
<http://electrical-engineering-portal.com/the-challenge-of-protecting-microgrids-alstom>  
2011.
- [79] Greenergy Research Group Lab, Department of Electrical Engineering  
KMUTNB  
<http://www.ee.kmutnb.ac.th/power-e-groups/grg/>

- 
- [80] International Energy Agency  
*Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks.*  
2002.
- [81] Scientific American  
*Solar at Home.*  
<http://blogs.scientificamerican.com/solar-at-home/2010/06/01/how-home-solar-arrays-can-help-to-stabilize-the-grid-part-2-of-2/>  
2010.
- [82] Høyskolen i Telemark (HiT)  
*Vind-teknikk.*  
<http://home.hit.no/trondc/Vind-teknikk.pdf>
- [83] Wiley  
*Distributed Generation and Power Quality - Case study*  
<http://www.wiley.com/legacy/wileychi/powerquality/supp/case16.pdf>
- [84] Lovdata  
*Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR-2004-11-30-1557).*  
<http://www.lovdato.no/for/sf/oe/xe-20041130-1557.html#map001f>
- [85] SINTEF  
*Håndbok Spenningskvalitet*  
<http://www.sintef.no/Projectweb/Handbok.Spenningskvalitet/Kort-innforing/>
- [86] Selectricity  
*Harmonic Distortion Analysis*  
<http://www.selectricity.com/harmonicdistortionanalysis.html>

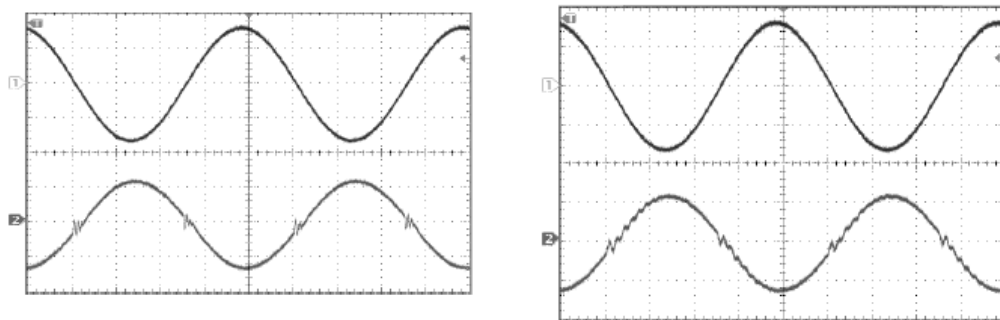
- 
- [87] SINTEF v/Kjell Sand  
*Spenningskvalitet - fenomen for fenomen*  
[http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Grunnlegg %20innforing%20spkv/02%20Fenomenbeskrivelse.pdf](http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2008/Grunnlegg%20innforing%20spkv/02%20Fenomenbeskrivelse.pdf)
- [88] KEMA, T&D Consulting, Arnheim v/P.J.M Heskes & J.H.R Enslin  
*Power Quality Behaviour of Different Photovoltaic Inverter Topologies.*  
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/rx03056.pdf>  
2003.
- [89] FoU-prosjekt  
*Elektrisk støy i yrkesbygg.*  
2001
- [90] Los Alamos National Laboratory  
*Distributed Control of Reactive Power Flow in a Radial Distribution Circuit With High Photovoltaic Penetration.*  
<http://permalink.lanl.gov/object/tr?what=info:lanl-repo/lareport/LA-UR-09-07993>
- [91] Solar Edge  
*SolarEdge Inverter Compliance with New German Grid Code.*  
<http://www.solaredge.com/files/pdfs/products/inverters/se-inverter%20compliance%20with%20LVGC.pdf>  
2011
- [92] Mastervolt  
*Info Bulletin Solar, Reactive power.*  
<http://images.mastervolt.nl/files/IBreactivepowerv10.pdf>
- [93] Eidsiva Energi  
*Nettariff i Distribusjonsnett.*  
<http://www.eidsivaenergi.no/Documents/tariffer%20n%C3%A6ring.pdf>  
2010.

- 
- [94] Statnett  
*Marginaltap.*  
<http://www.statnett.no/Documents/Kundeportal/Kurs%20grunnleggende%20kraftsystemforst%C3%A5else%202011/Modul%204%20-%20Marginaltap.pdf>  
2011.
- [95] EnergiNorge  
*Bakgrunn og formål med elsertifikater.*  
<http://www.energinorge.no/temaer/elsertifikater/bakgrunn-og-formaal-med-elsertifikater-article8858-599.html>  
2011.
- [96] Norges Vassdrags- og Energidepartement (NVE)  
*Elsertifikater.*  
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Elsertifikater/Kraftprodusenter/>  
2011.
- [97] Control4  
*Home Automation and Smart Home Control.*  
<http://control4.com/>
- [98] Enova  
*Tilskuddsordningen: Kriterier for tildeling..*  
<http://hjemme.enova.no/sitepageview.aspx?articleID=3295>  
2011.
- [99] ZERO  
*Plusshus.*  
[www.zero.no](http://www.zero.no)  
2009.

## Vedlegg A: Harmoniske forstyrrelser vekselrettere

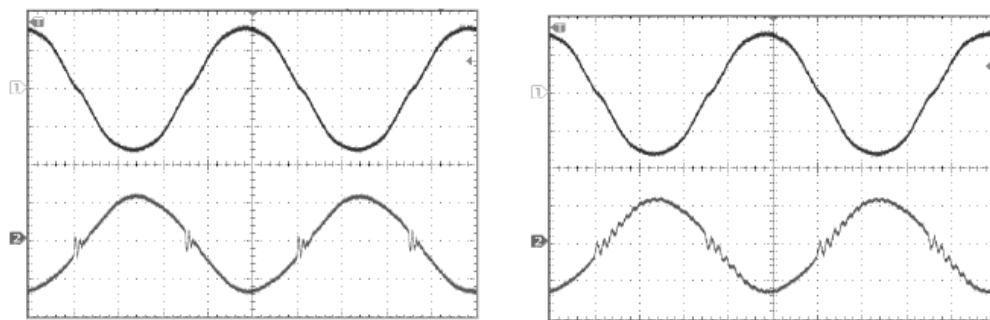
Dette vedlegget viser resultater fra T&D consultings forsøk om harmoniske forstyrrelser fra vekselrettere.

Spenning- (1) og strømforløp (2) fra simulering av harmoniske i et rent kraftnett er vist i figur 53. Det venstre forløpet er kraftnett uten impedanser, mens det høyre er med impedanser.



Figur 53: Hamoniske i rent kraftnett med og uten impedanser som følge av vekselretter. [88]

Figur 54 viser forvrengning av sinus i et kraftnett med  $3\%THD$ . I likhet med figur 53 er den høyre figuren med impedanser.

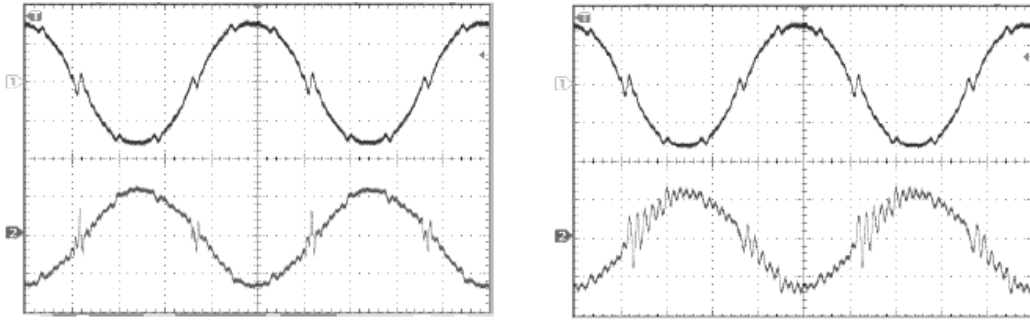


Figur 54: Hamoniske i kraftnett med  $3\%THD$  som følge av vekselretter. [88]

## VEDLEGG A: HARMONISKE FORSTYRRELSER VEKSELRETTERE

---

Figur 58 viser forvrengning i kraftnett med  $8\%THD$ , høyre figur er med impedanser.



Figur 55: Hamoniske i kraftnett med  $8\%THD$  som følge av vekselretter. [88]



## Vedlegg B: EEG satser produksjonsteknologi

Figurene i dette vedlegget er tariffsystemet for EEG gjeldende i 2011 for produksjonsteknologier aktuelle for plusskunder.

| <b>Hydropower (§ 23 EEG)</b>  | <b>Ct/kwh</b> | <b>Solar radiation (§§ 32, 33 EEG)</b>   | <b>Ct/kwh</b> |
|---|---------------|--|---------------|
| <i>Facilities of up to 5 MW</i>   |               | <i>Roof-mounted facilities</i>   |               |
| Share of capacity   |               | Capacity   |               |
| Up to 500 kW  | 12.67         | Up to 30 kW  | 28.74         |
| Up to 2 MW  | 8.65          | Up to 100 kW   | 27.33         |
| Up to 5 MW  | 7.65          | Up to 1 MW   | 25.86         |
| <i>Facilities of up to 5 MW – modernised/revitalised</i>  |               | Over 1 MW  | 21.56         |
| Share of capacity   |               | If generated electricity is consumed within immediate vicinity of building/facility by operator or third parties for installations up to 500 kW: Payment of feed-in tariffs for consumed electricity, but the applicable feed-in tariffs will be reduced by EUR 0.1638 for up to 30 percent of the generated power and by EUR 0.12 for the remaining power |               |
| Up to 500 kW  | 11.67         | <i>Freestanding facilities</i>   |               |
| Up to 5 MW  | 8.65          | Conversion/Sealed Areas  | 22.07         |
| <i>Facilities over 5 MW</i>   |               | Other Qualified Areas (additional requirements apply)  | 21.11         |
| Increase in capacity  |               |  |               |
| Up to 500 kW  | 7.14          |  |               |
| Up to 10 MW   | 6.19          |  |               |
| Up to 20 MW   | 5.68          |  |               |
| Up to 50 MW   | 4.25          |  |               |
| Over 50 MW  | 3.43          |  |               |
| Yearly degression for hydropower plants over 5 MW commissioned as of 1 January 2010 (degression for 2011 already included in above figures) |               | 1.0%   |               |

Figur 56: EEG tariffer for henholdsvis vannkraft og solceller i 2011. [17]

## VEDLEGG B: EEG SATSER PRODUKSJONSTEKNOLOGI

| <b>Landfill gas, sewage gas and mine gas</b>  | <b>Ct/kwh</b> | <b>Biomass (§ 27 EEG)</b>   | <b>Ct/kwh</b> |
|---|---------------|---|---------------|
| <i>Landfill gas (§ 24 EEG)</i>  |               | <i>Basic fees</i>   |               |
| Share of capacity   |               | Share of capacity   |               |
| Up to 500 kW  | 8.73          | Up to 150 kW  | 11.44         |
| Up to 5 MW  | 5.98          | Up to 500 kW  | 9.00          |
| <i>Sewage gas (§ 25 EEG)</i>  |               | Up to 5 MW  | 8.09          |
| Share of capacity   |               | Up to 20 MW   | 7.63          |
| Up to 500 kW  | 6.90          | <i>Bonuses for Biomass</i>  |               |
| Up to 5 MW  | 5.98          | 1.) Technology bonus for facilities of up to 5 MW with innovative plant technology pursuant to Annex 1 EEG                                    |               |
| <i>Mine gas (§ 26 EEG)</i>  |               | 2) "Nawaro bonus": A complex system of bonuses for the use of renewable raw materials applies (bonuses pursuant to Annex 2 EEG)               |               |
| Share of capacity   |               | 3) Combined heat and power (CHP) bonus pursuant to Annex 3 EEG applies under certain conditions for facilities with a capacity of up to 20 MW |               |
| Up to 1 MW  | 6.95          | Yearly degression for biomass power plants commissioned as of 1 January 2010  |               |
| Up to 5 MW  | 5.01          | (applicable for basic fees and bonuses)   |               |
| Over 5 MW   | 4.04          | 1.0%  |               |
| <i>Bonuses for landfill gas, sewage gas, mine gas</i>   |               |   |               |
| a) Technology bonus for facilities of up to 5 MW with innovative plant technology   |               | 2.00  |               |
| b) Technology bonus for facilities of up to 5 MW with special gas processing facilities   |               |   |               |
| aa) up to a maximum of 350 m <sup>3</sup> /hour   |               | 1.94  |               |
| bb) up to a maximum of 700 m <sup>3</sup> /hour   |               | 0.97  |               |
| Yearly degression for landfill gas, sewage gas, mine gas power plants commissioned as of 1 January 2010 (applicable for basic fees and bonuses) |               | 1.5%  |               |

Figur 57: EEG tariffer for biogass og biomasse i 2011. [17]

## VEDLEGG B: EEG SATSER PRODUKSJONSTEKNOLOGI

---

| <b>Onshore wind (§§ 29, 30 EEG)</b>  | <b>Ct/kwh</b> | <b>Geothermal (§ 28 EEG)</b>  | <b>Ct/kwh</b> |
|--|---------------|---|---------------|
| <i>Basic Fees</i>  |               | <i>Basic Fees</i>   |               |
| Initial fee (first 5 years from start of operation; plus extension formula time)   | 9.02          | Share of capacity   | EEG 2009      |
| Base fee   | 4.92          | Up to 10 MW   | 15.86         |
| <i>System service bonus:</i>   |               | From 10 MW  | 10.29         |
| Payments for system services provided by onshore wind turbine generators   |               | For installations operating prior to 1.1.2016 the basic fee is raised by  | 4.00          |
| Initial fee rises by   | 0.49          | <i>Bonuses</i>  |               |
| for facilities commissioned before 1.1.2014 that fulfill certain requirements laid down in the Ordinance on System Services by Wind Power Plants | 0.50          | 1) Heat use bonus   | 2.94          |
| Yearly degression for wind power plants commissioned as of 1 January 2010 on (applicable on all fees and bonuses)                                | 1.0%          | 2) For facilities with petrothermal technology  | 3.92          |
|  |               | Yearly degression for geothermal power plants commissioned as of 1 January 2010 (applicable for basic fees and bonuses) | 1.0%          |

Repowering bonus: Under certain conditions the initial fee rises by 0.50 for plants that replace older plants.

Figur 58: EEG tariffer for vind og geotermisk kraft i 2011. [17]