



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp

Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Hvordan påvirker effektbaserte nettariffer lønnsomheten til mellomstore solcelleanlegg for næringsbygg i Norge?

How will capacity-based grid tariffs affect the profitability of medium sized PV installations for commercial buildings in Norway?

Vebjørn Hagen Lindland

Fornybar energi

Forord

Denne masteroppgaven avslutter mine studier ved Fakultetet for miljøvitenskap og naturforvaltning (MINA) ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet i Ås for høsten 2022. Oppgaven er avslutningen på mastergrad i Fornybar energi og har et omfang på 30 studiepoeng.

Temaet for masteroppgaven er solceller og nettariffer. Det har vært veldig interessant gå i dybden på disse temaene, særlig solenergi som blir en stadig større del av den norske kraftbalansen.

Tiden på Ås har vært lærerik og preget av personlig og akademisk utvikling. Å få arbeide med en så stor oppgave alene har vært utfordrende men samtidig veldig lærerikt. Gjennom arbeidsperioden har jeg meg tilegnet kunnskap om solenergi, tariffstrukturer og næringslivets utfordringer.

Tusen takk til min veileder Thomas Martinsen for god veiledning og for tiden du har satt av til å hjelpe meg gjennom hele prosessen. En stor takk til Erik Schou og Ellen Kathrine Lie i OneCo for hjelp til innsamling av produksjonsdata til solcelleanlegget på Romsås senter. Tusen takk også til Trond Harald Lindhagen i NewSec for hjelp til innsamling av forbrukerdata og for befaring på Romsås senter. Jeg er svært takknemlig for all hjelpen jeg har fått av dere som gjorde det mulig å skrive en case-spesifikk oppgave.

Sammendrag

Den stadig økende andelen solkraft og andre variable energikilder til den Norske kraftbalansen gjør at det er et økende behov for utbygging og vedlikehold av kraftnettet. I juni 2022 endret Norges vassdrag og energidirektorat (NVE) tariffstrukturen for nettleien med mål om å få forbrukere til å kutte effekttoppene sine og fordele strømforbruket utover døgnet. Reduserte effekttopper og jevnere strømbruk bidrar til å legge mindre press på strømmettet. Denne endringen hadde som formål å holde kostnadene til strømmettet nede og gjøre strømmettet mer rustet for fremtidens energibalanse, hvor stadig flere bruker elektrisitet og produksjonen er mer tidsvariabel.

Denne masteroppgaven undersøker hvordan lønnsomheten til et middels stort solcelleanlegg installert på et typisk næringsbygg blir påvirket av ulike typer effektbaserte nettartariffstrukturer. For å undersøke dette blir et planlagt 115,18 kWp solcelleanlegg på Romsås senter i Oslo brukt som case-studie. Solcelleanlegget kommer til å ha en årsproduksjon på 86 388 kWh/år og vil bruke all produsert energi til eget bruk. Oppgaven undersøker hvordan lønnsomheten til solcelleanlegget vil endre seg under fire forskjellige tariffstrukturer med ulike kostnadsberegninger. Besparelsen kommer av unngåtte nettartariffer som følge av at solcelleanlegget erstattet deler av forbruket. Denne strømmen trenger forbruker ikke å betale nettartariff på fordi den ikke kommer fra nettet, men forbruker selv. *Målt effektartariff*, *Målt effektartariff med døgnvariasjon*, *Kapasitetsledd*, og *Critical Peak Pricing (CPP)* vil årlige besparte el-kostnader være mellom 10 641 – 22 343 kr per år. *Målt effektartariff* er det nye tariffsystemet vedtatt for bedrifter med årsforbruk på over 100 000 kWh/år. For *Målt effektartariff* vil den årlige besparelsen være på 10 641 kr/år. *Målt effektartariff med døgnvariasjon* bygger på *Målt effektartariff* ved å analysere forskjellige kostnadsledd basert på sesong og tid på døgnet. For *Målt effektartariff med døgnvariasjon* vil den årlige besparelsen være på 15 192 kr/år. *Kapasitetsledd* deler hele forbruket inn i 3 kategorier basert på uttak i stedet for en formelbasert kostnad og har den høyeste årlige besparelsen på 22 343 kr/år. *Critical Peak Pricing* deler forbruket inn i peak- og off-peak- perioder hvor tariffen gjelder når forbruket overstiger CPP-grensen ca. 20 % av årets timer. For *Critical Peak Pricing* vil den årlige besparelsen være på 13 069 kr/år.

Med dagens økonomiske antagelser og estimert strømpris vil solcelleanlegget ha en netto nåverdi på kr -306 191 for *Målt effektartariff*, -227 496 kr for *Målt effektartariff med*

døgnvariasjon, -103 844 kr for *Kapasitetsledd*, og -264 212 kr for *Critical Peak Pricing*.

Dette er med et avkastningskrav på 4 %. Solcelleanlegget er derfor ikke en lønnsom investering uavhengig av tariffstruktur. Den spesifikke energikostnaden til solcelleanlegget er 0,812 kr/kWh. Dette er gitt en gjennomsnittlig strømpris på 0,375 kr/kWh over solcelleanleggets 30 års levetid. De mest følsomme variablene for solcelleanleggets lønnsomhet er investeringskostnad og strømpris. Prosjektertes netto nåverdi vil være lik null dersom strømprisen under prosjektets levetid er mellom 0,45-0,59 kr/kWh, avhengig av tariffstruktur.

Ved høyere nettariffer vil solcelleanleggets lønnsomhet øke for alle nettariffstrukturer. De årlige besparelsene fra unngåtte tariffkostander må øke med mellom 53 - 157 % for at prosjektets nåverdi skal bli null. For videre forskning ville det vært interessant å undersøke om større storskala solcelleanlegg vil ha innvirkning på kraftbalansen til Norge og om andre forbrukerkurver vil endre graden av besparte tariffkostander. I tillegg ville det vært interessant å se på hvordan lønnsomheten til forskjellige næringsbygg endrer seg ut ifra type yrkesbygg, ettersom denne oppgaven har sett på et kjøpesenter.

Konklusjonen til denne oppgaven er at mellomstore solcelleanlegg i Norge ikke er lønnsomme med dagens avkastningskrav på 4 %. Resultatet for hvilken nettariff som er mest lønnsom endrer seg ut ifra forbrukermønster og når effektuttaket er høyest.

Abstract

The increasing share of solar power and other variable energy resources to the Norwegian energy mix means there is an increasing need for expansion and maintenance of the power grid. In June 2022 the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) changed how network tariffs are structured. This aimed to make consumers reduce their power consumption in peak periods and distribute electricity consumption more evenly throughout the day. The purpose for this change was to keep network congestion costs down and make the power grid more equipped to handle future energy demands where more people use electricity and production is more time-sensitive.

This master's thesis examines how the profitability of a medium-sized solar plant installed on a typical commercial building is affected by different types of capacity-based network tariffs. To investigate this, a planned 115,18 kWp solar plant at Romsås senter in Oslo is used as a case study. This analysis investigates how the profitability of the solar plant will change depending on four different structures of network tariffs. The solar plant will have an annual energy production of 86 388 kWh and will use all the energy produced for self-consumption. The analysis investigates how the profitability of the solar plant will change under four different capacity-based network-tariffs with different cost calculations. The saved electricity costs come from avoided network tariffs. This is because the solar plant replaces some of the electricity from the grid with electricity produced by the consumer itself. By changing the network tariffs between *Measured capacity*, *Measured capacity with diurnal variation*, *Capacity level*, and *Critical peak pricing*, annual saved tariffs-costs are between 10 641 NOK and 22 343 NOK per year. *Measured capacity* is the new tariff system adopted by distribution companies for commercial consumers with a yearly annual consumption of more than 100 000 kWh. For *Measured capacity* the annual savings will be 10 641 NOK. For *Measured capacity with diurnal variation* the annual savings will be 15 192 NOK. For *Capacity level* the annual savings will be 22 343 NOK. Lastly, for *Critical peak pricing* the annual savings will be 13 069 NOK.

With today's economic assumptions and estimated electricity price, the solar plant will have an estimated net present value of – 306 191 NOK for *Measured capacity*, - 227 496 NOK for *Measured capacity Tariff with diurnal variation*, - 103 844 NOK for *Capacity level*, and – 264 212 NOK for *Critical peak pricing*. This is with a of 4 % required return on investment.

The solar plant is therefore not a profitable investment despite saved costs from avoided network tariffs. The plant's levelized cost of energy (LCOE) is estimated to be 0.812/kWh NOK. This is given an average electricity price of 0.375 NOK/kWh over the solar plant's 30-year lifetime.

The most sensitive variables for the solar plant's profitability are investment cost and electricity price. The project's net present value will be equal to zero if the average electricity price during the project's lifetime is between NOK 0,45 - 0,59/kWh, depending on the tariff structure. With higher grid tariffs, the solar system's profitability will increase for all types of grid tariffs discussed in this paper. The annual savings from avoided tariffs must increase by 53 – 157 % for the project's net present value to be zero.

For further research, it would be interesting to analyse how a larger scale solar plant might have an impact on the power balance of Norway, and how power consumption changes the energy balance. In addition, it would be interesting to see how the profitability of different commercial buildings changes based on type of commercial buildings as this thesis has analysed a shopping centre. The conclusion of this thesis is that medium-sized solar plants in Norway are not profitable with required 4% return on investment despite saved costs from avoided grid tariffs. The result for what kind network tariff is most profitable changes based on consumer patterns and when the power consumption is highest.

1 Innholdsfortegnelse

2	Innledning.....	1
3	Case	3
4	Kraftproduksjon fra solceller.....	4
4.1	Systemtap	5
4.2	Solcelleanleggets økonomiske forutsetninger	9
4.3	Energiforbruk	12
5	Solkraft i Norge	14
5.1	Solkraft som variabel energiressurs.....	14
5.2	Solkraftens bidrag til kraftbalansen og energimarkedet	15
5.3	Teknisk potensial for næringsbygg i Norge	18
5.4	Solkraft og næringslivet	19
6	Regulering av nettariffer i Norge	22
6.1	Nettselskapene.....	22
6.2	Rammeverk	23
6.3	Solceller og nettariffer.....	24
7	Strømnettet	26
7.1	Utfordringer ved effektiv utnyttelse av strømnettet	27
7.1.1	Strømprisen	27
7.1.2	Flaskehalsen	28
7.1.3	Integrering av solkraft i strømnettet	31
8	Metode.....	35
8.1	Produksjonskurve	36
8.2	Netto el-forbruk.....	37
8.3	Tariffkostnader	37
8.3.1	Målt effekttariff	38
8.3.2	Målt effekttariff med døgnvariasjon.....	39
8.3.3	Kapasitetsledd	40
8.3.4	Critical Peak Pricing.....	41
8.3.5	Sammendrag.....	43
8.3.6	Forutsetninger.....	44
8.3.7	Effekt	44
8.4	Totale årskostnader.....	44
8.5	Lønnsomhet	45
8.5.1	Spesifikke energikostnader (LCOE).....	45
8.5.2	Netto nåverdi (NPV).....	46
9	Resultater.....	47

9.1	Solcelleproduksjon	47
9.2	Netto forbrukerprofil	49
9.3	Årskostnad med solcelleanlegg og endret tariffstruktur	51
9.4	Nåverdi	52
9.5	Spesifikke energikostnader (LCOE).....	53
10	Følsomhetsanalyse.....	54
10.1	Forutsetninger for analysen	54
10.2	NPV	55
10.3	LCOE.....	57
10.4	Tolkning av følsomhetsanalysen	61
11	Diskusjon.....	62
11.1	Sammendrag av resultatene	62
11.2	Produksjon.....	63
11.3	Forbrukerkurve	66
11.4	Strømpris	67
11.5	Klimaet påvirkning og temperatur.....	68
11.6	Nettariffstrukturer	70
12	Metodisk evaluering og videre forskning	71
13	Konklusjon	72
14	Litteraturliste	74
15	Vedlegg	78

Figurliste:

- Figur 1:** Flyfoto av Romsås senter. Gult område viser planlagte solceller på tak og fasade. (Side 4)
- Figur 2:** Produsert energi for analyseperioden. (Side 4)
- Figur 3:** Forholdet mellom modultemperatur og energiproduksjon. (Side 7)
- Figur 4:** Panelplassering av 128 paneler på taket til Romsås senter. (Side 7)
- Figur 5:** Illustrasjon av solinnstrålingens påvirkning på energiproduksjon hvor maksimal effektivitet ved 90 graders helling og sesongvariasjon. Side 8)
- Figur 6:** Antatt strømpris under solcelleanleggets levetid. (Side 12)
- Figur 7:** Brutto- og nettoforbruket til Romsås senter 2020-2021 (Side 13)
- Figur 8:** LCOE for ulike energiteknologier (Side 15)
- Figur 9:** Sesongvariert produksjon for vind-, vann-, og solkraft (Side 16)
- Figur 10:** Forholdet mellom vind- og solkraftproduksjon for Tyskland 2021. (Side 17)
- Figur 11:** Verdikjede for solenergibransjen med vekt på kjerneproduktene til den norske solnæringen (Side 21)
- Figur 12:** Spotpriser i NOK/MWh september 2018 - september 2022 fordelt på kraftsoner (Side 27)
- Figur 13:** Inndeling av Norges strømsoner. (Side 28)
- Figur 14:** Forholdet mellom overføringskapasitet og nettkostnad (Side 30)
- Figur 15:** Utviklingen til Californias daglige fullastkurve 2012-2017 etter stor økning andel solkraft lagt til i energimiksen. (Side 31)
- Figur 16:** Nett-tekniske utfordringer for integrering av solkraft i en nasjonal energibalanse (Side 34)
- Figur 17:** Metode for beregning av lønnsomhet for solcelleanlegget. (Side 36)
- Figur 18:** Grafisk fremstilling av CPP-grensen. (Side 41)
- Figur 19:** Solcelleproduksjon fordelt på måned. Totale produksjon er 86 388 kWh. (Side 47)
- Figur 20:** Månedlig produksjon fordelt på døgnets energiproduksjonstime. (Side 48)
- Figur 21:** Brutto-, og nettoforbruket sammen med solcelleproduksjonen for 2020-2021. (Side 49)
- Figur 22:** Endring fra brutto- til nettoforbruk fordelt på døgnets timer. (Side 50)
- Figur 23:** Grafisk fremvisning av nåverdiene basert på tariffstruktur. (Side 55)
- Figur 24:** Grafisk fremvisning av spesifikke energikostnader med og uten støtte fra full støtte fra Oslo kommune. (Side 53)
- Figur 25:** Følsomhetsanalyse av investeringskostnad, vedlikeholdskostnader, og solcelleproduksjon for de spesifikke energikostnadene. (Side 57)
- Figur 26:** Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "*Målt effekttariff*" (Side 59)
- Figur 27:** Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "*Målt effekttariff med døgnvariasjon*" (Side 59)

Figur 28: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "*Kapasitetsledd*". (Side 60)

Figur 29: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "*Critical Peak Pricing*". (Side 60)

Figur 30: Systemtap for solcelleanlegget på Romsås senter fordelt på seksjon. Det totale systemtapet er 15,4 %. (Side 64)

Figur 31: Gjennomsnittlige spotpris for 01-30 november for N01 (Oslo). (Side 71)

Tabell-liste:

Tabell 1: Solcelleproduksjon fordelt på måned. (Side 5)

Tabell 2: Systemtap for solcelleproduksjonen. (Side 5)

Tabell 3: Solcelleproduksjon fordelt på systemtap for tak og fasade. (Side 6)

Tabell 4: Vinkling og plassering for solcellepanelene. (Side 8)

Tabell 5: Oppsummering av økonomiske antagelser for solcelleanlegget gitt i 2022-kroner. (Side 12)

Tabell 6: Brutto- og nettoforbruk for Romsås senter for 2020-2021 (Side 13)

Tabell 7: Tabelloversikt over nøkkelinformasjon om strømmettet i Norge (Side 26)

Tabell 8: Flaskehalsinntekter for Nordiske land 2007-2022. (Side 29)

Tabell 9: Andel plusskunder i Norge fordelt på energiteknologi. (Side 32)

Tabell 10: Tariffkostnad for Målt effekttariff med energiledd, effektledd, og fastledd under sommer og vinter. (Side 38)

Tabell 11: Tariffkostnad for Målt effekttariff med energiledd, effektledd, og fastledd under sommer og vinter. (Side 39)

Tabell 12: Tariffkostnader for Kapasitetsledd med energiledd, effektledd, og fastledd for 3 trinn basert på effektuttak. (Side 40)

Tabell 13: Tariffkostnader for CPP med energiledd, effektledd, og fastledd for effektuttak i peak og off-peak perioder. (Side 42)

Tabell 14: Oppsummering av tariffstrukturene med energiledd, effektledd og fastledd. (Side 43)

Tabell 15: Solcelleproduksjon fordelt på måned. (Side 48)

Tabell 16: Relativ endring fra bruttoforbruk til nettoforbruk. (Side 49)

Tabell 17: Endring fra brutto til nettoproduksjon med hensyn til tid. (Side 50)

Tabell 18: Tariffkostnader og besparelse for alle tariffstrukturene brukt til å beregne lønnsomhet. (Side 51)

Tabell 19: Netto nåverdi etter 30 år med 4 % kalkulasjonsrente for alle tariffstrukturene (Side 52)

Tabell 20: Spesifikke energikostnader med og uten full støtte fra Oslo kommune. (Side 53)

Vedleggliste:

Vedlegg 1: *Følsomhetsanalyse for Målt effekttariff*. (side 78)

Vedlegg 2: *Følsomhetsanalyse for Målt effektuttak med døgnvariasjon.* (side 78)

Vedlegg 3: *Følsomhetsanalyse for Kapasitetsledd.* (side 78)

Vedlegg 4: *Følsomhetsanalyse for Critical peak pricing.* (side 78)

Vedlegg 5: *Netto effektuttak for Romsås senter* (Side 79-82)

Forkortelser:

kWh = Kilowatt timer

kW = Kilowatt

kWp = Kilowatt peak

VER = Variable energy resources

NPV = Netto nåverdi

LCOE = Levelized cost of energy (spesifikke energikostnader)

CCP = Critical Peak Pricing

PV = PhotoVoltaics

NVE = Norges vassdrag og energidirektorat

RME = Reguleringsmyndigheten for energi

2 Innledning

Interessen for solcellepaneler har økt de siste årene. Høye strømpriser har gjort næringsdrivende og privatpersoner mer interessert i forsyningssikkerhet og lokal strømproduksjon. Selskaper som leverer solcelleanlegg melder om lang leveringstid grunnet stor etterspørsel og mangel på komponenter. Solcelleanlegg appellerer til mange som disponerer bygg eller husholdninger fordi det er relativt enkel energiteknologi å installere og har ingen bevegelige deler som forstyrrer omgivelsene. Dette gjør det ideelt å installere på egen eiendom, særlig tak som er rettet mot sola, og i mange tilfeller er et ubrukt areal. Monokrystallinske silisiumpaneler står i dag for 85-95 % av alle installerte paneler og mer enn 90 % av all solcelleproduksjon er tilkoblet nettet (Hernández-Moro & Duarte, 2012).

Solceller har nytt godt av høy læringsrate på ~18-20 % (Mauleón, 2016). Dette har senket kostnadene betydelig og flere ser nå på solceller som et lønnsomt energiprojekt. NVE forventer at kostnadene for solkraft fortsatt kommer til å falle videre mot 2040 (Birkelund et al., 2021). I 2020 ble det installert 40 MW solkraft i Norge (NVE, 2021). Det betyr at den totale solkraftkapasiteten økte med nesten 40 % i løpet av 2020.

Det er også mange bedrifter som er interessert i å installere solceller på næringsbyggene de disponerer. Tradisjonelt har små-skala solcelleanlegg blitt installert hos privatpersoner som ønsker å investere i energiproduksjon til eget bruk, men de siste årene er det også flere bedrifter som ønsker å bruke tilgjengelige areal til energiproduksjon. I Norge egner mange næringsbygg seg godt til solcelleproduksjon og det kan være en lønnsom investering for bedriften på lang sikt. De høye strømprisene i 2020 og 2021 kan også ha forsterket denne interessen. Bedrifter som holder til i næringsbygg disponerer ofte større tak og fasader enn privatpersoner. Dette gjør at de kan investere i større anlegg og øke inntekspotensialet. Større energiprojekter har større inntekspotensial. Bedrifter som disponerer næringsbygg har også ofte bedre rutiner for tekniske vedlikehold enn en privatperson som kun ser på solcelleproduksjon som et fritidsprosjekt. Næringsbygg har normalt bedre rutiner for internkontroll, bedre ladeinfrastruktur og er generelt bedre rustet til å integrere store mengder el-produksjon i allerede eksisterende el-systemer. Det er derfor interessant å undersøke solcelleproduksjon fra et næringsbyggs perspektiv.

Nettselskaper har i dag utgifter tilknyttet vedlikehold og utbygging av nettkapasitet. Når elektrifiseringen av samfunnet øker, vil samtidig stadig flere bruke mer strøm på samme tidspunkt. Dersom samfunnet som helhet utnytter strømmettet bedre ved å fordele uttaket jevnt over døgnet kan vi unngå å bygge ut mer nett enn nødvendig, og dermed spare samfunnsøkonomiske kostnader som overføres på forbrukerne. Nettselskapene skal få dekket sine kostnader til drift og vedlikehold av nettet, og samtidig få en rimelig avkastning på sin investerte kapital. Det er derfor rimelige å anta at med fremtidige økte kostnader relatert til drift av nettselskapene, vil nettariffene til kundene også øke. Nettselskaper bruker ulike nettariffstrukturer for å ta betalt for nettdriften. Firmaer og andre næringsdrivende vil alltid være interessert i å ha best mulig forutsigbarhet og lønnsomhet i solcelleanleggene på kort og lang sikt. Hvis tariffen til nettselskapet endrer seg vil dette medfører økte kostnader, og muligens gjøre solcelleanlegget ulønnsomt. Dagens og fremtidens energimarked i Norge og Europa er blitt mer usikkert på kort og lang sikt. Et eksempel på dette er prisøkningen på 500 % i perioden 2020-2022.

Tidligere masteroppgaver har sett på påvirkningen nettariffer har på lønnsomheten til spesifikke anlegg hos privatpersoner. Denne masteroppgaven ønsker å bygge på denne problemstillingen ved å undersøke sensitiviteten til flere variabler med næringsbygg som utgangspunkt for analysen. En analyse av det norske tariffsystemet for store bedrifter vil også være et steg videre for å oppnå en mer effektiv utnyttelse av høylasttimer.

Nettariffer er et omdiskutert tema i kraftmiljøet i Norge. NVE har lenge ønsket å endre regelverket for kraftsystemet for å gjøre det nasjonale strømforbruket mer effektivt. Nye produkter og bruksområder tilsier at forbruksmønsteret endrer seg til å bli mer effektkrevende. Elektrifiseringen av transportsystemet er et eksempel på dette hvor mange lader bilene sine på de samme tidspunktene. Det er blitt et større samfunnsmessig problem at forbruket varierer stort over tid, med høyt forbruk i korte tidsrom. Dette har ført til at noen forbrukere bidrar i mindre grad til å dekke felleskostnadene av nettet slik at de resterende kostnadene blir dyttet over på andre forbrukere. NVE ønsker med andre ord å sette fokus på *når (kW)* det brukes strøm, ikke kun *hvor mye (kWh)* det brukes. Samtidig som det skjer forandringer på forbrukersiden av nettsystemet, er også produksjonssiden i endringer grunnet en stadig økende andel av fornybar energi til el-balansen. Solenergi kan i liten grad justeres etter perioder med høye effektuttak. Dette er derfor et samfunnsproblem fra både tilbuds- og etterspørselssiden siden begge forsterker utfordringen. I juli 2022 innførte NVE en ny effektbasert nettleieordning for alle nettselskaper i Norge. Grunnlaget for endringen var at

regelverket skulle forbedres for uttakskunder i distribusjonsnettet som følge av de pågående endringene i kraftsystemet. En strukturendring vil påvirke kostnadene til solcelleprosjekter fra innkjøps- og salgssiden av produksjonen.

Denne oppgaven vil ta for seg hvordan nye effektbaserte nettariffer påvirker lønnsomheten til næringsbygg med solcelleinstallasjon.

Hovedproblemstillingen til denne oppgaven er å analysere hvordan effektbaserte tariffer vil påvirke lønnsomheten til mellomstor solcelleproduksjon på næringsbygg.

Delproblemstillingene kan oppsummeres som følge:

1. Hvordan påvirker installasjon av et solcelleanlegg netto forbrukerprofil til næringsbygget?
2. Hvordan vil effektbaserte nettariffer påvirke lønnsomheten til næringsbyggets solcelleproduksjon?
3. Hvilke eksterne faktorer påvirker lønnsomheten til solcelleanlegget?

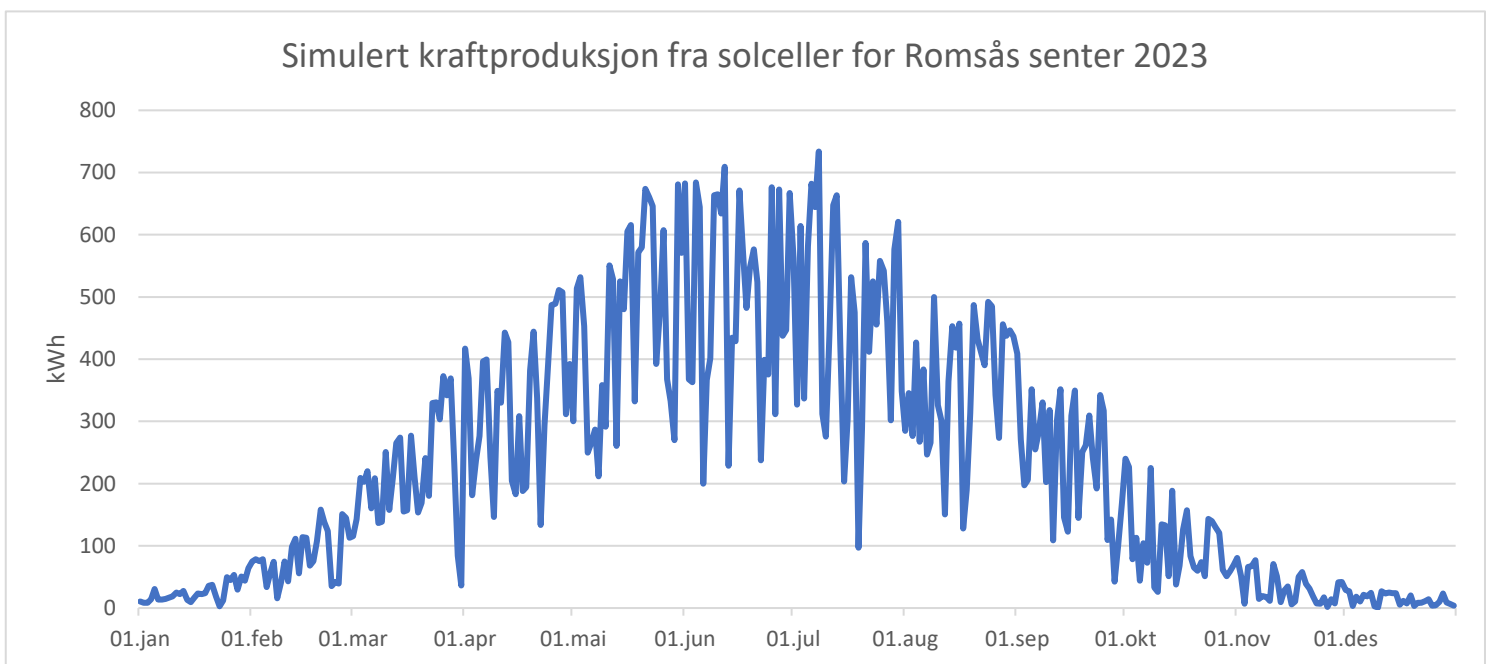
3 Case

Analysen tar utgangspunkt et planlagt solcelleanlegg på Romsås Senter på Grorud i Oslo, se figur 1. Senteret ligger i bydel Grorud, nord i Oslo, og er fra 1975. Anlegget er ment å representere et typisk næringsbygg med et installert solcelleanlegg. Produksjonen er delt inn i 2 seksjoner, tak og fasade. Grunnen for 2 forskjellige simuleringer er at de to seksjonene har forskjellige paneltyper, plassering og systemtap. Forbruket til senteret er ca. 5 600 000 kWh/år. Fordelt på senterets areal er dette 244 kWh/m². Ifølge data fra SSB, NVE, og Enova ligger det gjennomsnittlige spesifikke energibruket for kjøpesenteret på 226-285 kWh/m² (Bøhn et al., 2014). Romsås senter er derfor en god representant for denne næringsbyggkategorien.



Figur 1: Flyfoto av Romsås senter. Gult område viser planlagte solceller på tak og fasade.

4 Kraftproduksjon fra solceller



Figur 2: Produsert energi for analyseperioden

Solcelleanleggets installerte effekt er 115,18 kWp fordelt over 2 seksjonsområder på byggets tak og fasade. Tak-seksjonen står for 93,07 % av produksjonen og vil være mesteparten av solcellene er plassert. Anleggsområdet er 195 m² av senterets totale tak-areal på ca. 5000 m².

Installasjonen er orientert i retning øst/vest og panelene har 10 graders helling. I tillegg til solcellepanelene vil anlegget bestå av et komplett arbeid på DC- og AC-siden.

Årsproduksjonen er estimert til 86 388 kWh/år, som vist i figur 2. Kraft produsert fra solcelleanlegget fordelt på kalendermåned er vist i tabell 1. Dette er summen av

årsproduksjon fra tak-seksjonen på 79 749 kWh og fasade-seksjonen på 6640 kWh. Solcellepanelene har en virkningsgrad på 84,3 %. Solcelleproduksjonen er høyest på sommerhalvåret og lavest på vinterhalvåret. Måned med høyest produksjon er juni med 15 072 kWh og 17,45 % av den totale produksjonen. Måned med lavest produksjon er desember med kun 420 kWh og 0,5 % av den totale produksjonen.

Måned	Solcelleproduksjon (kWh)	Prosent
Januar	775	0,90 %
Februar	2 333	2,70 %
Mars	6 635	7,68 %
April	9 973	11,54 %
Mai	14 194	16,43 %
Juni	15 072	17,45 %
Juli	14 529	16,82 %
August	11 188	12,95 %
September	7 137	8,26 %
Oktober	3 167	3,67 %
November	958	1,11 %
Desember	430	0,50 %
Total	86 389	100,00 %

Tabell 1: Solcelleproduksjon fordelt på måned

4.1 Systemtap

System	Beskrivelse	Tap for tak (%)	Tap for fasade (%)
AC systemer	Vekselstrøm til forbruk	0,5	0,5
Vekselretter (DC til AC)	Konverterer likestrøm til vekselstrøm	1,9	3,8
Beskjæring	For høy produksjon for vekselrettere	0	0
Ledninger	Tap i elektriske ledninger	0,3	0,1
Skyggelegging	Skygge på solcellene	0,2	0
Refleksjon	Refleksjon fra panelene	5,2	4,7
Tilsmussing	Sand, støv, snø, blader, mm	2	2
Bestråling	Reduksjon i bestråling	2,2	1,7
Ikke identifisert	Diverse tap ikke identifisert av system	5,3	2,6

Tabell 2: Systemtap for solcelleproduksjonen. Det totale systemtapedet for tak-seksjonen 17,6 % og fasade-seksjonen 15,4 %.

Systemtap er energi som går tapt i systemet grunnet overføringstap i de forskjellige komponentene til solcelleanlegget. Tabell 2 viser systemtapedet til tak-, og fasadeseksjonen. Tak-seksjonen har et systemtap på 17,6 % og fasade-seksjonen har et tap på 15,4 %. Dette gir et energitap på 8569 kWh/år, som vist i tabell 3. Dette er tapet for hele systemet fra panel til

kabling. For å få produksjon for år 1 må vi trekke fra systemtap til tilhørende produksjonsfaktor. Dette gir oss en fullstendig produksjon fra solcellepanelene til forbruk.

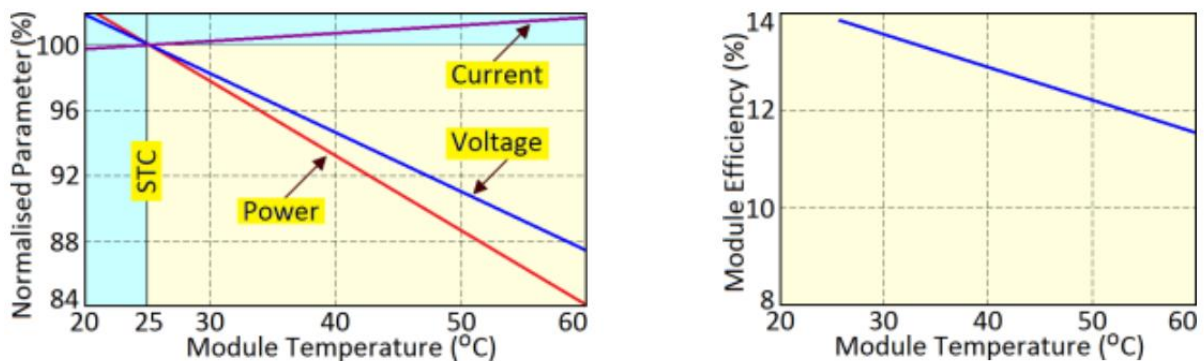
Årlig produksjon	Beskrivelse	Ytelse (Tak)	% Δ (Tak)	Ytelse (Fasade)	% Δ (Fasade)
Bestråling (kWh/m ²)	Årlig global horisontal bestråling	884,7		884,7	
	POA-bestråling	882,4	-0,30 %	969	9,50 %
	Skyggelagt bestråling	880,7	-0,20 %	969	0 %
	Bestråling etter refleksjon	835,2	-5,20 %	923,5	-4,70 %
	Bestråling etter tilsmussing	818,5	-2,00 %	905,1	-2 %
	Total samlerbestråling	818,5	0 %	818,5	0 %
Energi (kWh)	Navneskilt	87734,1		7223,5	
	Utgang på bestrålingsverdier	85809,1	-2,20 %	7100,5	-1,70 %
	Utgang ved celledtemperaturavredelse	86560,7	0,90 %	7135,9	0,50 %
	Utdata etter manglende samsvar	81934,4	-5,30 %	6946,9	-2,60 %
	Optimal DC-utgang	81709,1	-0,30 %	6938,4	-0,10 %
	Begrenset DC utgang	81702,4	0 %	6938,3	0 %
	Inverter utgang	80150,1	-1,90 %	6939,6	-3,80 %
	Energi til nett	79749,3	-0,50 %	6639,6	-0,50 %
Sum tak og fasade (kWh)	Total produksjon	86388,9			

Tabell 3: Solcelleproduksjon fordelt på systemtap for tak og fasade

Klima og temperatur

I produksjonsanalysen er det tatt utgangspunkt i Romsås senters vær og klima for å simulere årsproduksjonen. Gjennomsnittlig døgnmiddeltemperatur er satt til 13,9 °C over hele året og representerer Romsås' gjennomsnittstemperatur i periodene solcellesystemet er aktivt. Den gjennomsnittlige driftscelletemperaturen er estimert til 9,3 °C. Driftscelletemperaturen beskriver hvor varmt selve cellene i solcellepanelet er. Det norske klimaet er fra et temperaturperspektiv godt egnet grunnet sin lave gjennomsnittstemperatur. Lavere omgivelsestemperatur gir mer effektive solceller. Vidyanandan (2017) undersøkte hvilke faktorer som påvirker effektiviteten til PV solceller, herunder gjennomsnittlig driftscelletemperatur. Driftscelletemperaturen til solcellepaneler øker med høye utendørstemperaturer og solinnstråling, og reduseres av høye vindhastigheter. Videre reduseres effektiviteten til et solcellepanel ved høy temperatur, se figur 3. På varme dager med stor solinnstråling kan solcellepaneler nå temperaturer opptil 65 °C. For å illustrere dette kan vi bruke en normal sommerdag på Romsås som eksempel. Ved 25 °C utetemperatur vil solcellepanelene ha stabile verdier av strøm, spenning og effekt. Hvis temperaturen øker over

25 °C vil strømmen i panelet ha en liten økning, men spenningsnivået vil ha en stor reduksjon. Hvis temperaturen faller under 25 °C, vil derimot strømmen i panelet reduseres, men spenningen og effekten øker. For hver gradsøkning over 25 °C vil solcelleproduksjonen reduseres med 0,5 %.



Figur 3: Forholdet mellom modultemperatur og energiproduksjon. Vidyanandan (2017)

Vinkel og plassering

Plasseringen til solcellepanelene på Romsås senter vises i figur 4. Vinkelen og plasseringen til solcellene er avgjørende for å oppnå best mulig produksjon. Solstrålene har høyest energiinnhold ved 90° innstrålingsvinkel. Siden sola beveger seg over himmelen og ligger lavere på vinterhalvåret er det umulig å orientere et stasjonært solcellepanel slik at det har 90° innfallsvinkel i alle årets dager. På den nordlige halvkule bør solcellepanelene orienteres mot sør for å optimalisere solinnstrålingen. Et solcellepanel orientert mot nord vil store deler av døgnet være i skygge. Solintensiteten er størst midt på dagen når sola står på sitt høyeste. Andre perioder vil solinnstrålingen treffe panelene i en vinkel som er større eller mindre enn 90°. Generelt vil en solinnstråling på 45° redusere effektiviteten til solcellepanelet med 40 % sammenlignet med en perfekt solinnstråling på 90° (Vidyanandan, 2017).



Figur 4: Panelplassering av 128 paneler på taket til Romsås senter.

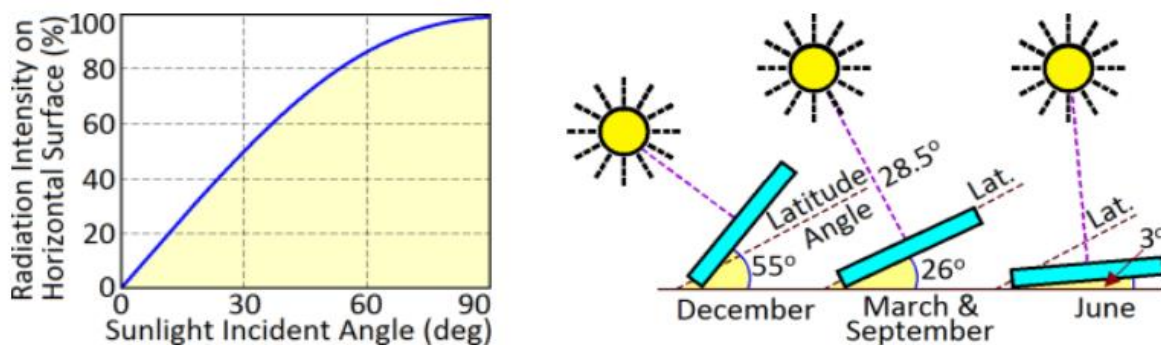
Avanserte solparker kan bruke roterende installasjoner som følger solens dags- og sesongvariasjoner for best mulig innstråling. For mindre installasjoner, som Romsås senter, er ikke dette en aktuell løsning. Det antas derfor at solcelleanlegget er fast montert både på tak- og fasadeseksjonen.

Felt	Orientering	Helning	Asimuttvinkel	Intrarow-avstand	Panelstørrelse	Antall-moduler	Effekt (kW)
Tak	Horisontal	10°	180°	0,6 m	1 × 1 m	282	107
Fasade	Vertikal	10°	180°	0,6 m	1 × 1 m	21	7,78

Tabell 4: Vinkling og plassering for solcellepanelene.

I tillegg til vinkel er helningen til solcellepanelet også sentralt for produksjonen. Helning er vinkelen mellom solcellepanelene og den horisontale overflaten. For å optimalisere helningen blir det ofte brukt matematiske modeller som regner ut best mulig vinkel for gitte årstider. De fleste solcellepaneler har en helning på 15-20°. Shariah (2002) brukte modellen TRNSYS (Transient System Simulation) for å finne den gunstige helningen på solfangere. Resultatene viste at den helningen som ga størst solinnstråling var mellom 0-20°. En generell regel er at panelene skal orienteres $\Phi \pm 15^\circ$, der Φ er breddegradsvinkelen, «+» er vinter og «-» er sommer. Med andre ord bør panelene ligge flatere om sommeren enn vinteren. Dette er illustrert i figur 5.

En utfordring for solcellepaneler i Norge er at solinnstrålingen er relativt lav sammenlignet med andre land i Europa. Den gjennomsnittlige daglige solinnstrålingen i Norge er 2,64 kWh/m² sammenlignet med 3,2 kWh/m² i Tyskland (Hagos et al., 2014). Norge har ikke bare mindre solinnstråling, men også større sesongvariasjon. Verdiene i Norge ligger på 0,1 – 0,35 kWh/m² om vinteren og 4,0 – 5,5 kWh/m² om sommeren.



Figur 5: Illustrasjon av solinnstrålingens påvirkning på energiproduksjon hvor maksimal effektivitet er ved 90 graders helling og sesongvariasjon

Skygge

En grunnleggende faktor i solkraft er skyggedekking. Jo mer skygge, desto mindre solinnstråling. Når en celle dekkes til av skygge reduseres strømmen fra solcellepaneler betydelig. I produksjonen til Romsås senter står skyggelegging for 0,2 % av årlig produksjonstap. Dette er et lite tap sammenlignet med andre solcelleprosjekter. Tapet er lite fordi det ikke er bygninger eller annen forstyrrende geografi i nærheten som kan skygge for senterets tak eller fasade. I sentrum av Oslo er dette ofte ikke tilfellet og skyggetapet er høyere grunnet nærliggende bygninger som skygger for solen.

Good et al. (2014) undersøkte ulike optimaliseringsfaktorer for solcelleproduksjon på et 200 m² næringsbygg i Trondheim. En av faktorene som viste seg å hindre produksjon var skygge fra omliggende bygninger. Innstrålingen kan bli redusert opptil 28 % grunnet skygge fra omliggende bygninger. Dette er ikke tilfellet på Romsås hvor det ikke er noen omliggende bygninger som skygger for taket eller fasaden på senteret. Noe skyggelegging er unngåelig, skyggelegging vil stå for en liten del av det totale systemtapet til solcelleanlegget.

Paneler

Solcellepanelene er levert av Jolywood Solar Technology. Panelene på tak-seksjonen er av typen Jolywood, JD-D72N 380 (380 W), og panelene på fasade-seksjonen er Jolywood, JW-HD120N-380 (380 W). Panelene vil med videlikehold ha en økonomisk levetid på 30 år. Ytelsesgarantien etter 30 år er 87,4 %. Det årlige effekttapet vil bli tatt med i beregningen av solcelleanleggets lønnsomhet. I denne analysen forutsettes det at det årlige effekttapet er lineært. Årlig effekttap blir dermed 0,42 %/år. For denne analysen er det antatt at den årlige degresjonsraten til Romsås senter antas å være 14,1 % per år, og at degresjonen starter i år null.

4.2 Solcelleanleggets økonomiske forutsetninger

Investerings- og vedlikeholdskostnader

Investeringskostnadene for solcelleanlegget er satt til 1 228 571 kr. Dette er den totale kostnaden for montering av solcellepaneler og en komplett installasjon av AC- og DC

installasjoner som kablingssystem, jording og merking av anlegget, vekselrettere og monteringsystem.

Solcelletilskuddet fra Oslo kommune er tatt med i analysen av solcelleanleggets lønnsomhet. Solcelletilskuddet er en støtteordning Oslo kommune har for alle som ønsker å installere solceller i borettslag, sameier eller yrkesbygg. Hvor stor andel som gis i støtte har økt siden støtteordningen ble startet, men per november 2022 er det mulig å få dekket 30 % av godkjente investeringskostnader. Vi antar at solcelleanlegget på Romsås har godkjent søknad for dekning av 30 % av investeringskostnadene. Det vil si at investeringskostnaden reduseres fra 1 228 571 kr til 860 000 kr.

Vedlikeholdskostnadene ligger på 9480 kr/år. Vedlikeholdsarbeidet blir gjennomført hvert år av OneCo og inkluderer kontroll av alle 303 solcellepaneler og 3 stringinvertere (konverterer DC til AC) lokalisert på taket. I tillegg gjennomføres tekniske kontroller som kontroll av solcellens mekaniske frekvenser og produksjonsytelse. El-komponenter som kabler, el-tavler og invertere blir også rengjort. Til slutt blir tekniske avvik og produksjonstans samlet i en rapport som leveres til kunden.

Økonomisk levetid

Levetiden til solcelleanlegget er satt til 30 år. Produktgarantien er på 15 år, men det er forventet at solcellene vil være operative lenger enn det garantien tilsier. Levetiden til solceller ligger i dag på 25-30 år. En over snittet høy økonomisk levetid for solcelleanlegget er positivt for lønnsomheten siden det vil gi en lengre inntjeningsperiode. Merk at solceller produserer mindre for hvert år de er i drift grunnet slitasje. Dette vil bli tatt hensyn til i lønnsomhetsberegningen.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrente er avkastningskravet til prosjektet. I Norge benyttes 4 % kalkulasjonsrente på samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger. Kalkulasjonsrenten bør inneholde en risikofri realrente og et påslag som blant annet skal gjenspeile tiltakets systematiske risiko, altså graden av konjunkturfølsomhet i etterspørselen (Singsaas, 2018). I prosjekter med

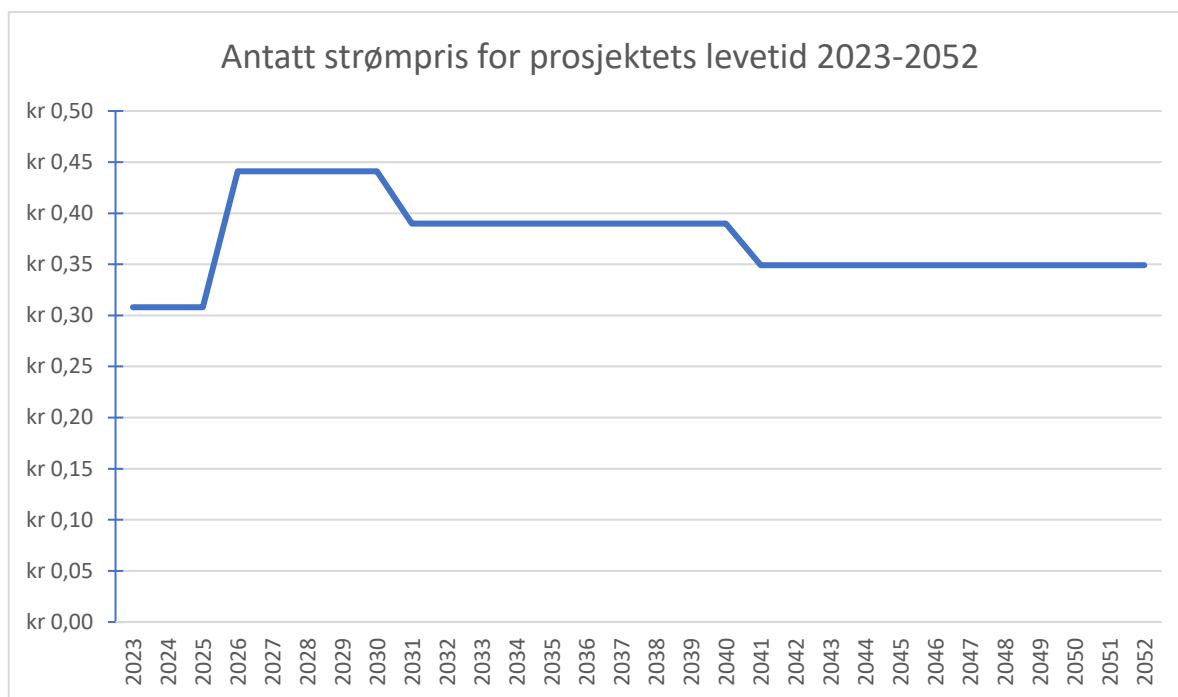
økonomisk levetid mindre enn 40 år blir kalkulasjonsrente på 4 % brukt. Hvis levetiden er mellom 40 – 70 år blir kalkulasjonsrente på 3 % brukt. Hvis levetiden er over 70 år, er kalkulasjonsrenten 2 %. Den fallende kalkulasjonsrenten gir uttrykk for usikkerheten av fremtidige avkastninger. For private aktører i konkurranseutsatte markeder anbefaler Direktoratet for økonomistyring et tilsvarende oppsett. Siden den økonomiske levetiden for dette prosjektet er 30 år, vil kalkulasjonsrenten settes til 4 % i samsvar med disse anbefalingene.

Inntekt

Solcelleanleggets årlige omsetning er spotprisen for det gjeldende året ganger årlig produksjon. Inntekten til solcelleanlegget er besparelsen av nettariffer som blir unngått ved å ikke kjøpe kraft fra strømmettet. Strøm produsert av solcelleanlegget er derfor i denne analysen referert til som «inntekt» eller «besparelse», selv om det i praksis betyr det samme for lønnsomhetsanalysen.

Kraftpris

Kraftprisen er sammen med produksjonen den avgjørende faktoren for solcelleanleggets lønnsomhet. Solcelleanleggets kontantstrøm er et produkt av produksjonen og kraftprisen over de neste 30 årene. Det er knyttet store usikkerheter til fremtidige kraftpriser og det er vanskelig å utelukke at lønnsomheten fra år til år vil ha store variasjoner. Det er også svært utfordrende å estimere langsiktige strømpriser fordi mange eksterne faktorer, som ikke nødvendigvis er markedsstyrte også påvirker prisen, som f. eks CO₂-prisen satt av myndigheter, eller internasjonale hendelser som naturkatastrofer eller lignende. Strømprisen i denne analysen tar utgangspunkt i Statnetts langsiktige kraftanalyse fra 2020. I basisscenarioet til denne markedsanalysen vil kraftprisene i Sør-Norge ligge i intervallet 0,359-0,421 kr/kWh i perioden 2030 til 2040 (Statnett, 2020). For prisutviklingen mot 2040-2050 har Statnett ikke et nordisk datasett å bruke i sin langsiktige kraftanalyse. Mye tyder på at prisbildet vil ligne det man har i 2040, men med en prisnedgang på 0,041 kr/kWh. Dette er forutsetningene som er brukt som for å beregne kontantstrøm per år for solcelleanlegget. Den gjennomsnittlige strømprisen for referanseperioden er dermed satt til 0,375 kr/kWh. Strømprisen over prosjektets levetid er vist i figur 6. Hvor stort utslag kraftprisen har for lønnsomhet vil bli diskutert senere.



Figur 6: Antatt strømpris under solcelleanleggets levetid.

Sammendrag av økonomiske forutsetninger

Økonomisk antagelse	Enhet	Verdi
Investeringskostnader	kr	1 228 571
Vedlikeholdskostnader/år	kr	9480
Kalkulasjonsrente	%	4 %
Økonomisk levetid	År	30 år
Årlig produksjon/år	kWh	86 388
Årlig gjennomsnittlig inntekt/år	kWh	32 419
Degresjonsrate/år	%	0,42 %
Gjennomsnittlig strømpris/år	Kr/kWh	0,375 kr/kWh

Tabell 5: Oppsummering av økonomiske antagelser for solcelleanlegget gitt i 2022-kroner.

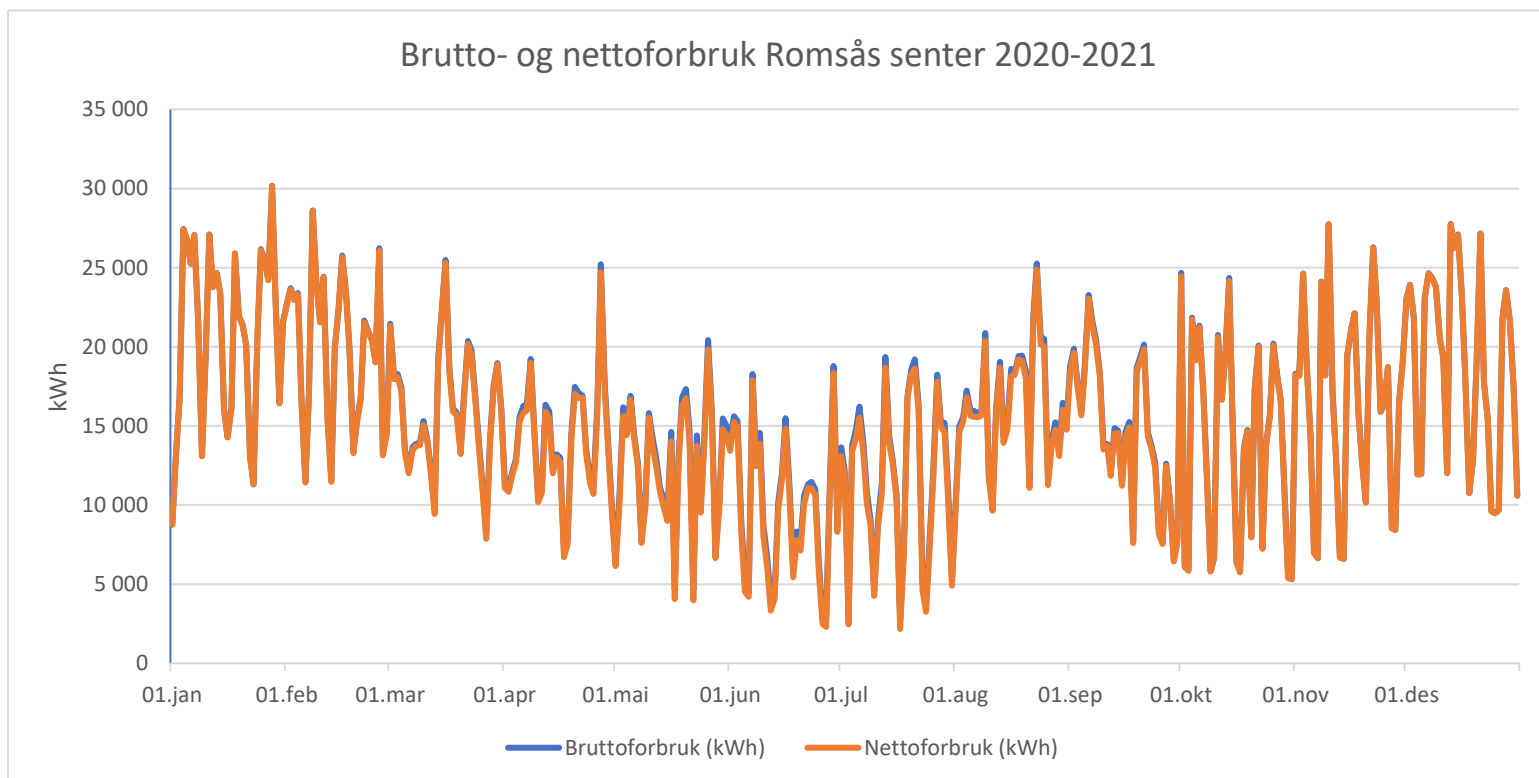
4.3 Energiforbruk

El-forbruket til Romsås senter er totalt på 5 659 292 kWh/år. Dette er brutto-forbruket og representerer forbruket før solcelleanlegget er installert. Forbruket er høyest på vinteren og

lavest på sommeren. Nedgangen i el-forbruket er størst om sommeren når solcellene produserer energi. Nettoforbruket brukes for å regne ut hvordan tariffkostnaden vil endre seg fra bruttoforbruket. Nettoforbruket er definert som differansen mellom solcelleproduksjonen for hver time og forbruket for tilhørende time.

Måned	Bruttoforbruk (kWh)	Prosent	Måned	Nettoforbruk (kWh)	Prosent
Januar	646 016	11,42 %	Januar	645 241	11,58 %
Februar	557 090	9,84 %	Februar	554 757	9,95 %
Mars	499 420	8,82 %	Mars	492 785	8,84 %
April	422 398	7,46 %	April	412 425	7,40 %
Mai	392 085	6,93 %	Mai	377 891	6,78 %
Juni	299 870	5,30 %	Juni	284 798	5,11 %
Juli	364 790	6,45 %	Juli	350 261	6,29 %
August	508 931	8,99 %	August	497 744	8,93 %
September	445 836	7,88 %	September	438 699	7,87 %
Oktober	437 232	7,73 %	Oktober	434 065	7,79 %
November	496 319	8,77 %	November	495 361	8,89 %
Desember	589 305	10,41 %	Desember	588 875	10,57 %
Total	5 659 292	100,00 %	Total	5 572 903	100,00 %

Tabell 6: Brutto- og nettoforbruk for Romsås senter for 2020-2021.



Figur 7: Brutto- og nettoforbruket til Romsås senter 2020-2021. Bruttoforbruket representerer forbruk fra strømmettet før installert solcelleanlegg. Nettoforbruk er forbruket fra strømmettet etter solcelleanlegget er installert. Differansen er størst på sommerhalvåret når solcelleproduksjonen er høyest.

5 Solkraft i Norge

5.1 Solkraft som variabel energiressurs

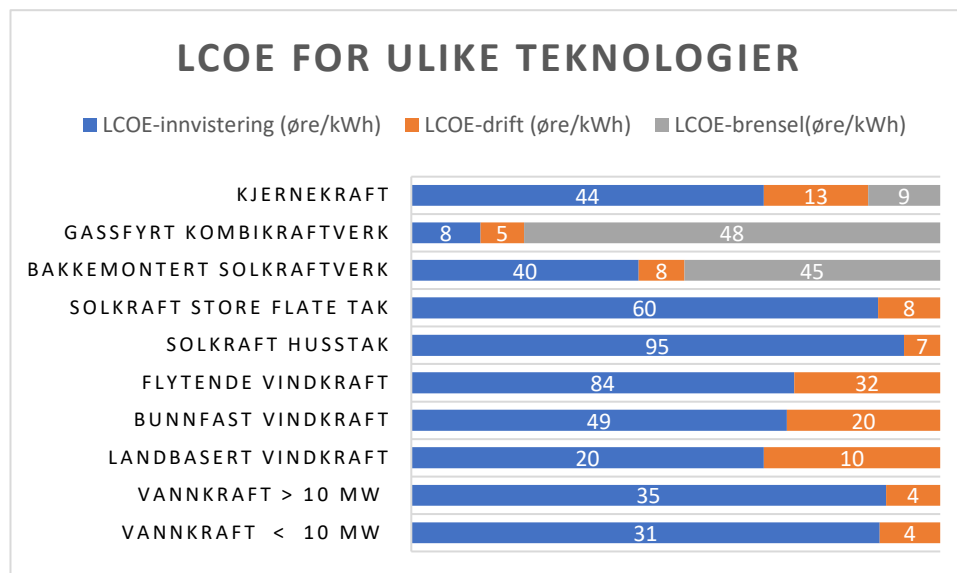
Før vi tar for oss hvordan en økning av solcelleenergi kan påvirke systembalansen til Norges nettutbygging må vi først redegjøre for hva som skiller den fra konvensjonell ikke-variabel energiproduksjon.

Cretí og Fontini (2019) beskriver 5 kjennetegn som skiller solenergi og andre variable energikilder (VER) fra konvensjonelle energikilder som olje, kull og gass. Dette er at produksjonen er variabel, usikker, lokasjonsspesifikk, modulær, og har lave vedlikeholdskostnader.

- *Variabel:* Energiproduksjon fra VER varierer ut ifra hvor mye av den fornybare energikilden som er tilgjengelig. Solcellers produksjon er bestemt av hvor sterk solinnstrålingen er på anlegget. I tillegg produserer variable energikilder energi uavhengig av hvor stor etterspørselen er, eller hvor mye innmating systemet kommer til å ha i fremtiden. Energiproduksjon fra VER kan ikke blir kontrollert eller aktivert av en systemoperatører basert på økonomiske kriterier, for eksempel for å produsere når prisen er høy eller for å lagre energien for senere salg når prisen er lav. Det er ikke mulig å senke eller øke produksjonen time for time ut ifra økonomiske prinsipper og/eller samfunnssikkerhet (Joskow, 2011). Teknologien er kontrollerbar ved at en systemoperatør kan stramme inn utgående produksjon, men naturressursene som står for produksjonen, kan i seg selv ikke kontrolleres. Unntaket er pumpekraftverk, som kan lagre vann i magasiner ved å benytte timer der etterspørselen er lav til å pumpe vann tilbake i vannmagasinet.
- *Usikkert:* Hvor mye energi et solcellepanel produserer er 100 % avhengig av vær og klima. Fordi det er utfordrende å forutsi hvordan været kommer til å bli i fremtiden er det vanskelig å forutse fremtidig produksjon. Konvensjonell energiproduksjon er ikke like avhengig av vær eller klima, og har derfor ikke dette usikkerhetsmomentet.
- *Lokasjonsspesifikk:* Variable energikilder kan ikke produsere energi hvor som helst. Vindturbiner må plasseres i åpne områder med høye vindverdier og solcelleanlegg må plasseres i områder med en gunstig kombinasjon av lave middeltemperaturer og et høyt antall soltimer/år. Med et lokasjonsbestemt produksjonsanlegg må andre deler av

nødvendig infrastruktur tilpasses, som for eksempel strømmettet eller transformatorstasjoner.

- *Lave drifts- og vedlikeholdskostnader:* Når produksjonsanlegget er bygget vil det ha svært lave drifts- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med konvensjonelle produksjonsanlegg. Konvensjonell energiproduksjon som kullkraft har lave investeringskostnader, men høye drift- og vedlikeholdskostnader. I tillegg kommer brenselkosten som driver produksjonen. Variable energikilder har ikke brenselpriser fordi energikilden er gratis. Dette gjør at VER har svært lave marginale systemkostnader. Dersom en systemoperatør disponerer alle tilgjengelige energiteknologier, både konvensjonelle og VER, vil det alltid være økonomisk gunstig å først aktivere den variable energiproduksjonen som solkraft grunnet de lave driftskostnadene per kWh produsert. Se figur 8.

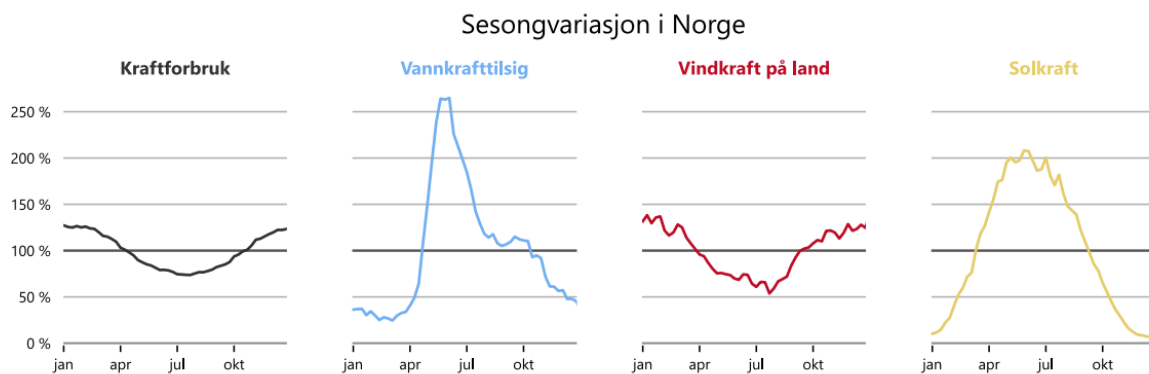


Figur 8: LCOE for ulike energiteknologier. Solkraft for store flate tak har 0,67 kr/kWh. (Buvik, 2021)

5.2 Solkraftens bidrag til kraftbalansen og energimarkedet

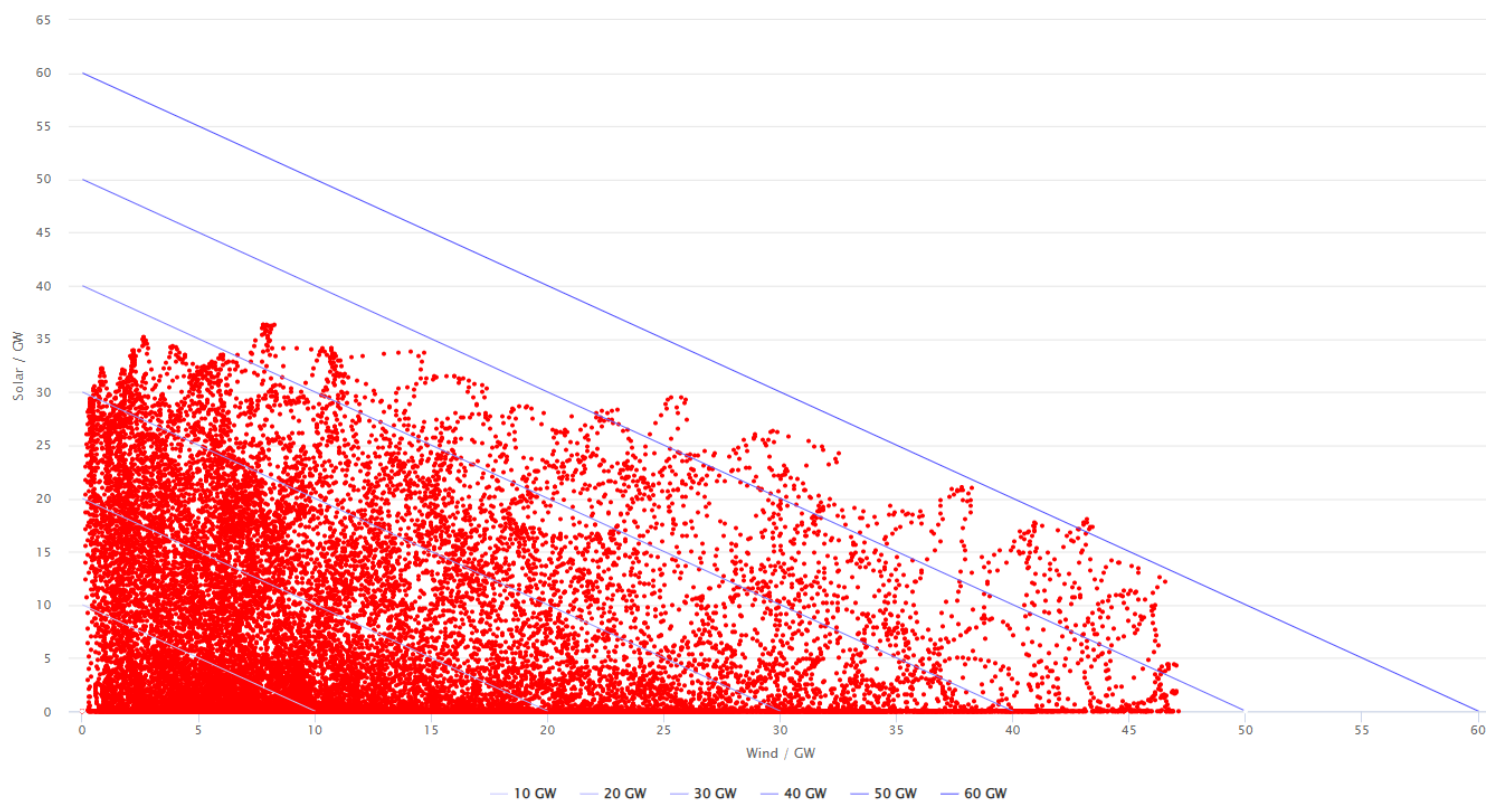
Solkraft er en variabel energikilde hvor energiproduksjonen varierer avhengig av solinnstrålingen for gitte tidspunkter. Solinnstrålingen har en effekttopp om sommeren når solen er oppe flest timer og har best innstrålingsvinkel. Innmatingen til nettet kan reguleres ned om nødvendig, men maksproduksjonen avhenger av solinnstrålingen. Solkraftens bidrag til kraftbalansen har likhetstegn med vann- og vindkraft som også har varierende tilførsel av sine energikilder. For vannkraft er vanntilsiget størst på våren når snøen som la seg forrige vinteren smelter. Ved vindkraftverk blåser det mest om vinteren. Lite solinnstråling i de

nordlige breddegrader gjør at store mengder varmeenergi flytter seg nordover i form av vind. Det som er spesielt med solkraft er at formen på den døgnbaserte produksjonsprofil kan påvirkes ved å endre orientering og helning på solcellepanelene (Koestler et al., 2020). Det er derfor nødvendig å se på samspillet mellom solenergi og andre energikilder for å sikre energiproduksjon over et helt år. Solkraft kan ha et positivt samspill med vindkraft i det norske kraftsystemet. Vindkraft har en produksjonsprofil med høyere produksjon i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret, mens solenergiproduksjonen er høyest i sommerhalvåret. I perioder med samme værtype i Nord-Europa vil vindfattige perioder typisk føre til høyere etterspørsel etter annen type kraftproduksjon som solkraft (Buvik et al., 2022). Dette er fordi høytrykk gir lite nedbør og vind, samt mindre skyer. På denne måten kan det være gunstig å kombinere solenergiproduksjon med vindkraftproduksjonen. Produksjonsdata fra Tyskland viser dette samspillet. Data fra sol- og vindenergiproduksjon hvert 15-minutt viser at de to teknologiene sjelden har høy energiproduksjon samtidig (Burger, 2022). Se figur 9. Vi antar at dette samspillet er overførbart til den norske energibalansen. I Norge og resten av Norden forventes at det maksimale effektbehovet vil øke mer enn tilgjengelig produksjonseffekt, og at vi dermed går mot et effektunderskudd i 2030 (Buvik et al., 2022). Siden det også er forventet at mesteparten av kraftproduksjon økningen fram mot 2030 vil komme i form av ny solkraft og regulerbar vannkraft, vil sesongvariasjonen av energiproduksjon bli enda viktigere å håndtere i den fremtidige kraftbalansen.



Figur 9: Sesongvarierte produksjon for vind-, vann-, og solkraft. Solkraft er unikt ved at effektuttaket er høyest midt på sommeren i en parabel. (Koestler et al., 2020)

Solar vs. wind in Germany in 2021



Figur 10: Forholdet mellom vind- og solkraftproduksjon for Tyskland 2021. Hvert datapunkt er 15-minutters produksjonsintervall. X-aksen viser vindkraftproduksjon i GW og Y-aksen solkraftproduksjon i GW.

Det at det er likhet i værmønstrene i landene i Nord-Europa skaper også problemer for integrering av solenergi i energibalansen. En viktig antagelse for det europeiske kraftmarkedet er at det alltid vil være regioner med både lav og høy etterspørsel av elektrisitet samtidig. Dersom solkraft blir en større del av den totale fremtidige europeiske energibalansen kan det bli vanskeligere å oppnå markedsbalanse mellom tilbud og etterspørsel. I dag kan norske kraftprodusenter regulere produksjonen ved å spare opp vann i reservoarene når det er stor tilgang på nedbør. Når det regner lite i Norge blir strømmen dyr, men blåser det mye i Nederland eller Danmark blir den tilsvarende billigere. Hernández-Moro og Duart (2012) mener det er uunngåelig at variable energikilder som solkraft ikke blir et ustabil element i fremtidens kraftmarked, og at det er svært viktig at korrekte markedsmodeller blir unyttet for å unngå store prisvariasjoner. Dette er særlig tilfellet for netto-eksport land som Norge og Sverige, som Hernández-Moro og Duart mener er blant de landene i Europa som vil ha høyest markedsvolatilitet i det fremtidige kraftmarkedet. Lindström et al. (2014) brukte en statistisk modell for å undersøke hvilke variabler som er best egnet for å modellere et kraftmarked med stor andel variabel energiproduksjon. Resultatene viste at spotprisen vil bli mer ustabil med flere energikriser grunnet større andel variabel energiproduksjon til strømbalansen.

Resultatene viste også at det er nødvendig for kraftbørsen Nord Pool å endre markedsmodellen sin til en mer forbruksorientert modell, siden forbruk er den mest forutsigbare variabelen å modellere spotpris etter.

Hirth (2012) har tatt utgangspunkt i resultatene i 30 vitenskapelige studier som tar for seg en ustabil energiproduksjons påvirkning på spotprisen. Hirth sammenlignet resultatene og lagde en verdifaktor for sol- og vindkraft. Verdifaktoren er forholdet mellom markedets årlige gjennomsnittlige spotpris og marginalprisen til den fornybare teknologien gitt i €/MWh. Hvis for eksempel systemkostnaden til teknologien er €54/MWh, og spotprisen er € 90/MWh, er verdifaktoren 0,6. Resultatene viste at, for solenergi, er verdifaktoren 0,7-0,5 når solenergi står for 10-15 % av energibalansen. Jo mer solenergi som mates inn på nettet, desto lavere blir marginalprisen.

5.3 Teknisk potensial for næringsbygg i Norge

I Norge blir de aller fleste solcellepaneler installert på tak og fasade på bygninger. Dette er en populær løsning fordi den utnytter areal som ofte ikke er brukt. Store solcelleparker på mark er praktiske fra et teknisk perspektiv, men tar opp areal som kunne vært brukt til andre formål. Arealendringer er også den største trusselen mot rødlistede arter i Norge, hvor 9 av 10 arter på rødliste har arealendringer som hovedtrussel. Dette er arter som har en risiko for å dø ut i Norge. Det er derfor mest relevant å se på det tekniske potensialet på tak og fasade.

Ifølge teoretiske beregninger kan et solcelleanlegg med areal på $50 \times 50 \text{ km}^2$ som er lokalisert i Sør-Norge produsere like mye energi som den årlige totale vannkraftproduksjonen på 120 TWh (Midtgard et al., 2009). Dette er gitt en gjennomsnittlig innstråling på $7,6 \text{ kWh/m}^2$, $13,1 \text{ kWh/m}^2$, $10,6 \text{ kWh/m}^2$, og $3,5 \text{ kWh/m}^2$ for hver sesong. Arealforutsetningene er at hver 1 m^2 solcellepanel bruker 2 m^2 areal.

Multiconsult analyserte det tekniske solcelleproduksjonspotensialet for tak og fasade for alle næringsbygg i Norge i 2022. Antagelsene for beregningen var at alle næringsbygg hadde flatt tak, og at 20 % av veggarealet ikke kunne brukes grunnet omrammeringer av vinduer, solskjermingsløsninger, firmalogoer/reklame, tekniske installasjoner eller små/ukurante arealer. Analysen viste at det totale realistiske tekniske potensialet for solkraft i Norge for næringsbygg som industribygninger, lagerbygninger, forretningsbygninger og kontorbygninger, er $12,1 \text{ TWh/år}$. Dette tilsvarer en gjennomsnittsproduksjon på 106 MWh

per bygg. Dette er en grov antagelse som kun ser på det teoretiske potensialet. Analysen tar for eksempel ikke hensyn til at det ofte ikke er gitt at hele det tilgjengelige arealet på et næringsbygg kan utnyttes. Den tar heller ikke hensyn til at de fleste solcelleanlegg ikke dimensjoneres etter maks produksjonspotensial, men bygningens forbruk. Det faktiske potensialet er mye mindre.

5.4 Solkraft og næringslivet

Selv om solkraft har et stort teknisk potensial i Norge, er det identifisert en rekke utfordringer for å få næringslivet til å i større grad ta i bruk solkraft. I dagens nyhetsbilde kan man få inntrykk av at alle i det norske samfunnet ser på solkraft og annen fornybar energiproduksjon som en enkel løsning for den stadig økende energietterspørselen og klimaendringer.

Realiteten er at det fremdeles er utfordringer for å få aksjonærer i næringslivet til å se på solcelleanlegg som et reelt investeringsobjekt til næringsbyggene sine. (Xue et al., 2021) analyserer disse utfordringene ved å dele aktørene inn i interessegrupper og identifisere spesifikke utfordringer for privatpersoner, næringsdrivende og offentlig sektor. Disse utfordringene er det viktig å fremheve siden de representerer den faktiske upåvirkede oppfatningen til flere ledende aktører innen den norske solkraftindustrien. Utfordringene for næringsdrivende er som følger:

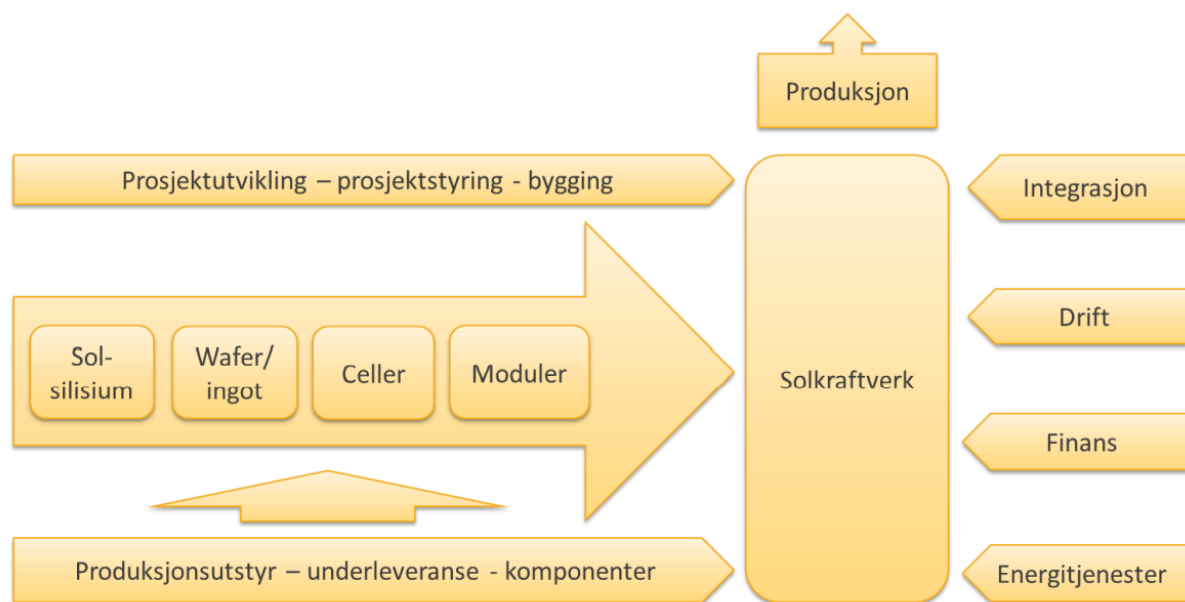
1. *Begrenset tilgang på kapital.* I 2016 gjennomførte Multiconsult, etter oppdrag fra Energi21, 17 intervjuer med private aktører i de mest sentrale leddene av solenergis næringskjede. Flere intervjuobjekter peker på utfordringen med å skaffe investorer til prosjektene sine. For det første blir mangel på tilgang til risikovillig kapital og kompetente investorer trukket frem som et hinder av teknologibedriftene. Investorene mener på sin side mener at de ikke finner gode nok investeringsobjekter, det finnes ikke gode nok exit-muligheter og man ender opp med mindre lønnsomme prosjekter enn først antatt (Person, 2018). Klimavennlig energiteknologi, bortsett fra software, har lav attraktivitet hos investorene. Det er i dag en oljefokusert investeringssektor. Investorer foretrekker prosjekter som gir høy avkastning. Det er vanskeligere å finne fornybare prosjekter som tilfredsstillende slike avkastninger. I den årlige stortingshøringen om Statens pensjonsfond utland oppsummerer oljefondets leder Nicolai Tangen problemet slik om hvorfor det er utfordrende for oljefondet å finne

gode fornybare energiprosjekter: «Erfaringen vår så langt er at mange investorer ser etter slike investeringer, og at prisingen derfor ikke alltid er like attraktiv for oss. Vi skal gjennomføre disse investeringene med de samme krav til avkastning og risiko som øvrige investeringer. På kort sikt kan det være krevende å finne prosjekter som oppfyller disse kravene (Norges Bank, 2020).

2. *Begrenset tilgang til vellykkede referanse-prosjekter:* Norge har en liten andel storskala solcelleanlegg som kan brukes som verdifull *learn-by-doing* erfaring. De fleste aktører påpeker at det finnes få kommersielle referanseprosjekter for solenergi i norsk bygg- og eiendomssektor. Få tidligere prosjekter å sammenligne med gjør at usikkerheten blir større og man mangler en solid erfaring som kommer av å lære av tidligere feil. De bedriftene som bygger store solcelleanlegg gjør det hovedsakelig for å få disse erfaringene selv, til tross for usikkerheten (Thorud, 2014). Data fra tidligere PV produksjon, investeringskostnader, prosjekthorisont, eller uventede utfordringer er svært verdifulle for private selskap som vil investere i solenergi. Dersom fremtidige investeringer skal virke attraktivt for forbrukere og investorer er det vanskelig å forsvare investering i solcelleanlegg uten større erfaringsgrunnlag.

3. *Usikkerhet knyttet til risiko:* De fleste forbrukere og investorer er opptatt av ett enkelt spørsmål: Hva er kostnaden i kr/kWh? For å svare på dette spørsmålet må alle prosjektets kostnader og totale produksjon være redegjort for før konstruksjon. Usikkerheten knyttet til prosjektets risiko kan deles inn i intern og ekstern usikkerhet. Intern usikkerhet innebærer endringer i f. eks produksjon, kostnad og organisasjon, mål, kontrakter eller HMS. Utgangspunktet er at en risikabel kontantstrøm alltid vil være mindre verdt enn en risikofri kontantstrøm siden investorer misliker usikkerhet og liker sikkerhet. Den interne usikkerheten kan håndteres og kontrolleres, men vil være unike for hvert enkelt prosjekt. Ekstern usikkerhet er usikkerhet skapt av omgivelsene som påvirker prosjektet. Disse usikkerhetene kan det være vanskelig å gjøre noe med når de først inntreffer. Det er derfor viktig å tenke proaktivt. Denne typen usikkerhet kan være klima, vær, offentlige støtteordninger, energimarkedet, valuta, kultur, teknologiinnovasjon eller kunder.

4. *Mangel på kommunikasjon mellom aktører i næringskjeden:* Næringskjeden til solkraftindustrien er delt mellom materialprodusenter og selskaper som er involvert i solenergiprojekter fra oppstart til ferdig produkt. Materialprodusenter, prosjektutviklere, leverandører, energirådgivere, finansielle institusjoner, forskningsentre og bransje- og nettverksorganisasjoner er avhengig av en forutsigbar og fleksibel næringskjede for å levere kvalitetsprodukter til forbrukere. Det er dessverre ikke alltid tilfellet. Figur 11 illustrerer næringskjeden og forholdet mellom aktørene. Det er de siste årene også blitt betydelig mer forskning innenfor solkraft i Norge, men forskningen er ofte ikke tilstrekkelig markedsorientert. Det er lite kontakt med kunder i forskningsstadiet, som fører til at teknologi og produkter som skal kommersialiseres ikke er godt nok tilpasset faktisk markedsetterspørsmål. Dette fører til en kultur som ikke er tilstrekkelig markeds- eller forbrukerorientert. I dag har bare halvparten av bedriftene kontakt med kundene på forskningsstadiet (Jarstein, 2016). I tillegg til lite kontakt opplever mange av aktørene også lite pågang fra leverandører som vil selge produktene sine. Dette er også en årsak til at flere aktører ikke har god oversikt over hvilke produkter og løsninger som faktisk er tilgjengelige på det norske markedet, eller hva de koster. Fragmentert eierstruktur i norsk kraftbransje begrenser også incentiver til innovasjon.



Figur 11: Verdikjede for solenergiindustrien med vekt på kjerneproduktene til den norske solnæringen. (Person, 2018)

6 Regulering av nettariffer i Norge

6.1 Nettselskapene

Reguleringen av nettselskapene stammer fra dereguleringen av det norske kraftmarkedet i Energiloven av 1991. Hovedmålene for denne dereguleringen var å få en bedre balanse mellom kraftproduksjon og tilbud, samt øke effektiviteten hos produsentene og redusere de regionale kraftprisene. Økt konkurranse mellom leverandørene førte til at prisene ble presset ned og forbrukeren fikk større frihet til å velge strømvtaler som var best tilpasset sitt behov.

For nettselskapene, som distribuerer, strøm er markedet fremdeles et naturlig monopol. Et naturlig monopol kjennetegnes av en situasjon hvor det er så høye faste kostnader, og så små marginale kostnader at det ikke vil være lønnsomt for flere enn én aktør å tilby en vare eller tjeneste. I markedsøkonomien er naturlige monopoler sett på som en nødvendighet for å sikre tilstrekkelig tilgang til et kritisk gode, og for å unngå markedssvikt som følge av ineffektiv konkurranse og utnyttelse av ressurser (Johansen, 2021). En deregulering av overføringsnettet ville ikke ført til en redusert kostnad for forbrukere, men derimot en økning. Det ville blitt svært kostbart for aktører som ønsker å bygge ut strømmettet, noe som hadde blitt reflektert i forbrukernes økte tariffkostander som er en del av strømrregningen. Det er derfor bestemt at nettselskapene i sine respektive områder ikke skal konkurrere med andre nettleverandører for å holde el-forbruket så lavt som mulig.

Hovedmålene for nettselskapene kan deles inn i 3 delpunkter:

1. Sikre strømforsyning til nettkundene med minst mulig avbrudd.
2. Knytte ny strømproduksjon og forbrukere til strømmettet
3. Sørge for eksisterende kunders effektbehov ved å minimere flaskehalser i nettet.

Nettariffen består av et fastledd, et energiledd, de statlige avgiftene og et effektledd. Fastleddet er en fast avgift som kunden betaler for tilgang til strøm. Denne avgiften er for å dekke kostnadene for tilknyttingen til strømmettet. Energileddet er en variabel kostnad og blir beregnet ut ifra hvor mye strøm kunden bruker. Effektleddet er en avgift som hovedsakelig var pålagt bedriftskunder ettersom de hadde den største effektbruken. Siden endringen i tariffstrukturen fra juni 2022 er effektleddet i dag pålagt alle forbrukere av strømmettet, ikke kun bedriftskunder. Effektleddet gjelder for alle kunder med anlegg med hovedsikring på over 125 A ved 230 V nett eller alle anlegg over 80 A og 400 V nett. Hvor stor effekttariffen er

avhenger av forbruket til kunden. Nettselskapene i dag skiller mellom forbrukere med et årsforbruk på under eller over 100 000 kWh. Hvis en kunde har årlig energiforbruk på over 100 000 kWh vil man bli behandlet som en bedriftskunde. Avgiften beregnes etter det kundens høyeste effektuttak per kalendermåned (kW). Elvia, Norges største nettleverandør, har for eksempel nettarriffen strukturert med effektledd på i perioden 120 kr/kW/mnd i november til mars og 22 kr/kW/mnd i april til oktober(Elvia, 2022a). Dette er dagens tariffmodell for næringskunder i Innlandet, Viken, og Oslo.

Inntekten til nettselskapene blir hvert år overvåket av Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) som sjekker at den ikke overstiger deres tillatte inntekt. Grunnlaget for dette er regulert i «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen» av 1999. Dersom et selskap har hatt høyere faktisk inntekt enn tillatt inntekt, har de hatt en merinntekt. Merinntekt, inkludert renter, skal betales tilbake til kundene i form av redusert nettleie senere år. Dersom et selskap har hatt lavere faktisk inntekt enn tillatt inntekt, har de hatt en mindreinntekt. Mindreinntekt kan hentes inn fra kundene i form av høyere nettleie senere år (NVE, 2022b). Hvordan den årlige tillatte inntekten blir består av flere kompliserte variabler med egne variabler for det forrige året, som for eksempel eiendomsskatt, kostnader tilknyttet forskning og utvikling, kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Nettselskapene hadde i 2021 en samlet inntektsramme på 29,2 milliarder kr. Dette er en høyere inntektsramme enn normalt. Dette kommer hovedsakelig av de høye kraftprisene. Elvia, det største nettselskapet i Norge, som også er nettselskapet til Romsås senter, stod for ca. 4,8 milliarder av denne totalen.

6.2 Rammeverk

Standardvilkårene for nettleie og tilknytning for næringskunder er regulert av myndighetene. Reguleringsmyndigheten for Energi (RME), Olje- og energidepartementet (OED), Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), og Justervesenet står til ansvar for å ivareta fremtidige endringer i regelverket (Energi Norge, 2021). Avtalefriheten mellom næringskunden og nettselskapet er svært begrenset for begge parter. Næringskunden har betalingsplikt for alle tjenester som selskapet yter og kan pålegges sikkerhet i betalingsforpliktelsen i inntil 4 måneders nettleie dersom kunden har tidligere mislighold.

Informasjon om nettariffene skal ligge på nettselskapets hjemmesider. Alle nettselskaper er ansvarlige for at nettariffene utarbeides etter bestemmelsene som er nedfelt i energiloven av 1991. Nærmere bestemmelser er nedfelt i «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen, del 5, kapittel 13. Denne forskriften beskriver hvordan nettselskapet skal utforme tariffene. Alle nettselskapene er ansvarlige for at det utarbeides tariffen som er punktbaserte og følger følgende bestemmelser: Det må gis adgang til hele nettsystemet og kraftmarkedet, og vilkårene skal ikke være diskriminerende. Tariffene skal utarbeides slik at de gir uttrykk for maksimal utnyttelse av strømmettet.

Tariffen skal dekke nettselskapets kostnader innenfor tildelt inntektsramme, kostnader i overliggende nett, innbetalt eiendomsskatt og lovpålagt innbetaling til energifond (Lovdata, 1999). Informasjonsplikten har hjemmel i Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffen av 1999, kapittel 13, § 13-5. Alle nettselskapene har plikt til å oppgi informasjon om egne tariffen til kunder og andre nettselskaper. Tariffene skal være skriftlige og tilgjengelig elektronisk. Eventuelle endringer i nettariffene skal varsles i rimelig tid før endringen trer i kraft. Informasjonen må også ha grunnlag i kriteriene nevnt i kapittel 13 av samme forskrift. Når nettariffene er i bruk skal kunder få tilstrekkelig informasjon slik at de kan rette seg inn etter prissvingningene i tariffen.

6.3 Solceller og nettariffen

Senatla og Mushwana (2017) sammenlignet Sør-afrikanske nettkostnader med kostnadene for installerte PV solceller. I 2017 var den gjennomsnittlige nettvirksomhets tariffen for strømmettet 0,46 kr/kWh mens kostnadsestimatet for PV solceller var 0,35 kr/kWh. Det er forventet at de fremtidige nettvirksomhets tariffene i Sør-Afrika vil fortsette å øke, mens kostnadene for PV solceller vil reduseres. Dette betyr at solkraft kommer til å få en mer konkurransedyktig posisjon for kommersielle energiprojekter i fremtiden. Analysen bruker energimodellen PLEXOS på et kommersielt bygg i Gauteng med en kapasitet på 6MW. Resultatene i modellen viser at det å investere i en optimal PV-kapasitet innen 2030 vil redusere nettkostnader med 11 %. I tillegg vil utbyggingen dekke 44 % av energibehovet sitt og føre til en 14 % reduksjon på strømprisen.

(Schittekatte et al., 2018) undersøkte hvordan 3 ulike tariffstrukturer påvirker produsenter av PV solceller under 4 forskjellige fremtidige teknologistadier for PV og batterier.

Tariffstrukturene som ble brukt i modellen var:

1. Energiledd med nettinmating.
2. Energiledd uten nettinmating. Det vil si at produsenten betaler nettkostnader for strøm inn og ut av nettet.
3. Målt effekttariff. Det vil si at tariffkostnadene baserer seg på høyeste effektuttak eller effektinntak til nettet over en satt periode (hver time eller kvarter)

Den vitenskapelige artikkelen hadde som formål å svare på 2 problemstillinger. Den første problemstillingen er om målt effekttariff i noen grad løser effektivitetsutfordringene til dagens nettarter med energiledd og nettinmating. Den andre problemstillingen er om innføringen av effekttariffer vil gjøre det mulig for produsenter som investerer i solceller og batterier å flytte nettkostnadene over på passive konsumenter. Konklusjonen på den første problemstillingen er at med den forventede fremtidige teknologiske kostnadsreduksjon for PV solceller og batterier, og hvor en stadig større andel av konsumenter er koblet til lavspennings distribusjonsnettverk med prisvariasjon, vil energileddstrukturer med «nettet out» tariffkostnader ikke være den riktige nettverksstrukturen. Modellen observerte også at å avskaffe «net-metering» og innføre en såkalt «bi-directional volumetric charges», kan være en bedre modell for å dekke kostnadene i strømmettet. Denne tariffstrukturen er også bedre for å håndtere ugunstige effekter som kan komme fra ikke-kooperative handlinger fra konsumenter. I tillegg vil strukturen sørge for at konsumenter forsetter å investere i PV solceller og batterier når det er økonomisk lønnsomt.

Resultatene til den andre problemstillingen viste at ved energiledd med nettinmating og effektledd, vil reaktive (ikke-passive) konsumenter gjøre ugunstige investeringer for å dytte nettkostnadene over på hverandre. Dette kan føre til en overinvestering i desentraliserte energisystemer som PV solceller, noe som kan føre til at energiproduksjonen bli mindre lønnsom. Resultatene viser at disse lønnsomhetsproblemerkene også vil være fremtredende under tariffen med nettinmating. Modellen observerte også en situasjon under effekttariff hvor både reaktive og passive konsumenter endte opp med å betale mer enn i en situasjon hvor ingen investerer i desentralisert energiproduksjon som PV solceller. I dette scenarioet førte det store konkurransepresset mellom de reaktive konsumentene til at de irreversible kostnadene (sunk cost) økte. Denne effekten oppstod i et spill uten samarbeid mellom konsumentene.

7 Strømnettet

Det norske strømnettet er delt inn i sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet (Adaramola, 2019). Sentralnettet, også kalt for transmisjonsnettet, er kraftsystemets motorveier. Det forbinder produsentene til distribusjonsnettet og omfatter også overføringsledninger til utlandet. Sentralnettet har en spenning på 300 – 420 kV og har en total lengde på om lag 11 000 km. 40 % av sentralnettet er kabler i bakken.

Regionalnettet er mellomleddet mellom det nasjonale sentralnettet og det lokale distribusjonsnettet. Regionalnettet har en spenning på 33 – 132 kV og utgjør om lag 19 000 km. Ca. 7 % av regionalnettet er kabler i bakken.

Distribusjonsnettet er nettsystemet som forsyner sluttbrukere. Distribusjonsnettet er delt inn i høyspent og lavspennet distribusjonsnett. Skillet ligger på om lag 1 kV. Ca. 59 % av distribusjonsnettet er lavspennnett på 230 eller 400 V. Total lengde er om lag 170 000 km, hvorav 61 000 km er 11-22 kV distribusjonsnett og 110 000 km er lavspennnett. Ca. 3 % av distribusjonsnettet er kabler i bakken, se tabell 7.

Nettnivå	Spenningsnivå (kV)	Funksjon	Tap (%)	Lengde (km)	Kabel (%)
Sentralnett	420 300 (132)	Overføring	2,0	11 000	40
Regionalnett	132 33	Hovedfordeling	3,2	19 000	7
Distribusjonsnett	22 11	Høyspennfordeling Lavspennfordeling	7,3	170 000	3

Tabell 7: Tabelloversikt over nøkkelinformasjon om strømnettet i Norge (Adaramola, 2019).

I juli 2022 ble en ny nettleiemodell for nettselskapene innført. Formålet med den nye modellen var å bedre insentiver til effektiv nettutnyttelse. Dette vil over tid bidra til lavere nettkostnader og mindre naturinngrep som følge av utvidelse eller oppgradering av eksisterende nett (Regjeringen, 2022a). Sammen med den nye modellen ble det innført krav om at energileddet maksimalt skal utgjøre 50 % av inntektene til nettselskapet. Etter at forslaget ble sendt ut på høring kom forbrukerorganisasjoner, nettselskaper, miljøverninteresser, energirådgivere, utviklere, entreprenører og leverandører med et samlet

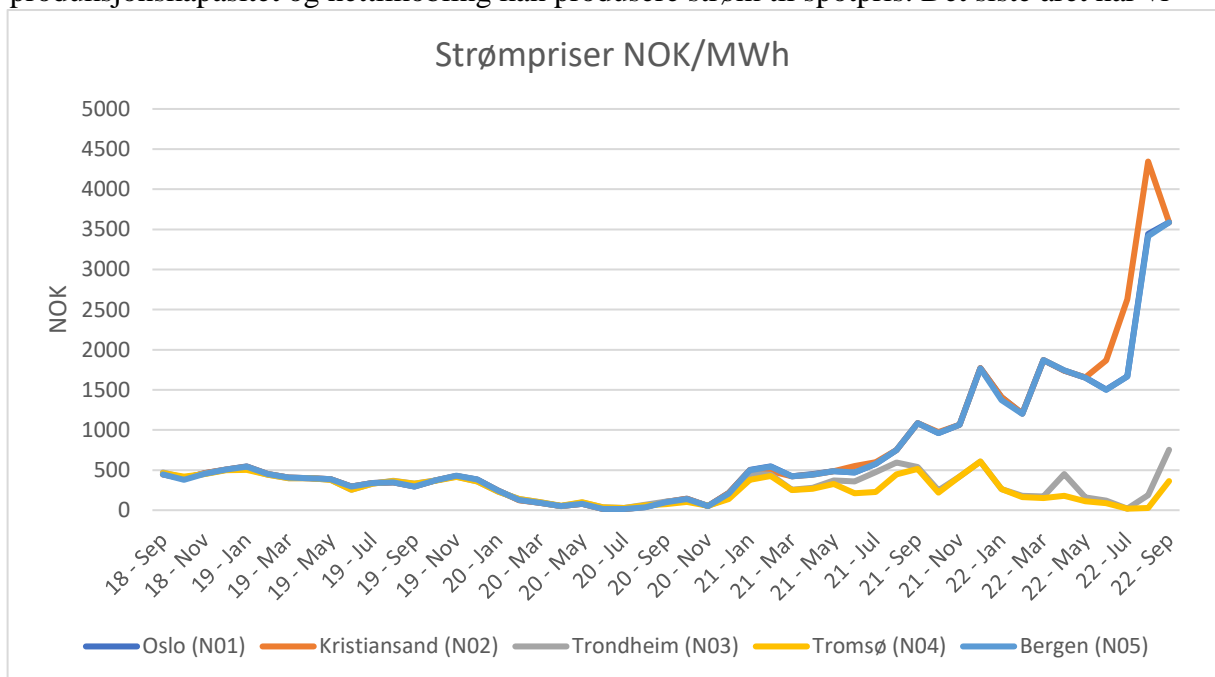
innspill der de var enige i forslaget til endringen av nettleiemodell, men at en overgangsperiode på to år var nødvendig. Formålet med overgangsperioden er å vurdere om det vil være hensiktsmessig å justere nettleiestrukturen på en slik måte at interessentenes ulike behov og prioriteringer kan bli ivaretatt på en enda bedre måte (Naturvernforbundet, 2022).

7.1 utfordringer ved effektiv utnyttelse av strømmettet

Stabilitet og forutsigbarhet er nødvendig for forsyningssikkerheten til det norske strømmettet. I Hurdalsplattformen understreket regjeringen at de skal arbeide med kraftforsyning for å sørge for at tariffmodellene for overføring av kraft ivaretar norsk industri på en bedre måte enn i dag, og at rimelig og ren norsk kraft gjør det attraktivt å etablere ny kraftforedlende industri i hele Norge (Regjeringen, 2021). I tillegg skal kapasiteten forsterkes, og det skal bli lettere for bedrifter å etablere kraftforedlende industri. Dette er hovedgrunnen til at den nye effekttariffen er innført som prøveordning. Det er derfor relevant å se på hva som er hovedutfordringene til regjeringens visjon for strømmettet.

7.1.1 Strømprisen

Det norske kraftmarkedet har siden dereguleringen i 1991 vært et fritt marked hvor alle med produksjonskapasitet og nettilkobling kan produsere strøm til spotpris. Det siste året har vi



Figur 12: Spotpriser i NOK/MWh september 2018 - september 2022 fordelt på kraftsoner. Kilde: Nord Pool markedsdata

sett en ustabil og uventet prisøkning på kraft i Norge, som vist i figur 12. Aller størst har økningen vært i Sør-Norge hvor flaskehalsene er størst. I dag er Norge en del av den europeiske kraftbørsen Nord Pool. Dette er markedsplassen hvor kraft blir kjøpt og solgt på auksjoner. Norge er påvirket av både internasjonale og intranasjonale priser. Disse prisene blir uttrykt i sonepriser. Mange land som for eksempel Tyskland, Frankrike og Polen har en sone for hele landet, mens Norge har fem budsoner internt i landet. Mye tyder på at kraftprisene vil ligge på et høyt nivå de kommende årene, men usikkerheten er stor (Regjeringen, 2022b). Dette kan bli et problem ettersom Norge blir mer og mer elektrifisert for hvert år som går. Det er derfor utfordrende å estimere den fremtidige kraftprisen, spesielt for de enkelte sonene.

7.1.2 Flaskehals

Flaskehals oppstår når en budsoner har overskudd av strøm og overføringskapasiteten i strømmettet er begrenset. En budsoner er et geografisk område som har egen strømpris. Siden det ikke er tilstrekkelig med kapasitet i strømmettet til å utjevne disse forskjellene, har vi fem budsoner med ulike strømpriser. Budsonene overfører kapasitet mellom hverandre for å utjevne kraftbalansen. Det er ikke alltid at strøm produseres der den trengs, og da må den transporteres på strømmettet. Budsonene er nødvendig for å håndtere flaskehalsene og er geografisk inndelt etter hvor det er langvarig begrenset overføringskapasitet. Dersom det ikke hadde vært noen begrensninger i overføringskapasiteten, hadde hele landet hatt samme områdepris. Alle systemoperatører i samme sone har samme kraftpris (Skaar, 2022). For å beregne strømprisene blir det i dag brukt nettmodeller der budsonene behandles som en node¹, og individuelle overføringslinjer aggregeres opp til et fiktivt nett mellom sonene. Strømmen produseres og forbrukes ulike steder i landet, og produksjon og forbruk må kobles sammen. De store prisforskjellene observert siden våren 2021 en delvis grunnet denne soneinndelingen. Overføringskapasiteten mellom



Figur 13: Inndeling av Norges strømsoner.

¹ En node er et punkt i en elektrisk krets der to eller flere kretselementer kobles sammen.

budområdene er varierende, og kraften kan ikke flyte fritt innad i landet. Det innebærer at strømmen må flyte fra et område til et annet, men vi har ikke et strømnnett med kapasitet til at strømmen kan flyte helt fritt i enhver situasjon. Dermed kan områder med både overskudd og underskudd av strøm oppstå (Langum, 2022). Resultatet av dette er at markedsløsningen ikke kan realiseres og at det oppstår store flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntekter er differansen mellom pris for kjøp og salg i utvekslende soner, og er et signal om at nettet kan ha for liten kapasitet. Flaskehalsinntektene til et strømnnett bør derfor være begrenset om nettet er riktig dimensjonert. Trenden viser en sterk økning av interne og eksterne flaskehalsinntekter de siste 16 årene, se tabell 8.

År	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Norge internt	40	71	32	524	94	99	32	73	120	558	230	258	-8	-9	1190
Sverige	74	131	60	116	118	140	126	219	161	214	252	133	142	853	702
Danmark	122	214	98	155	266	225	158	171	265	228	276	313	330	949	1288
Nederland	0	468	195	98	290	412	261	346	522	171	272	257	123	589	807
Tyskland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	873
England	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	799

Tabell 8: Flaskehalsinntekter for Nordiske land 2007-2022. Norge internt er flaskehalsinntekter mellom norske strømsoner.

Å fastsette overføringskapasitet mellom sonene er viktig for å ivareta forsyningssikkerheten. Statnett har derfor er rekke tiltak som de planlegger, eller er i gang med å gjennomføre, for å begrense flaskehals for intern soneoverføring og ekstern handel med andre nasjoner.

Metoden Statnett benytter for å beregne overføringskapasitet er ATC-modellen (Available Transmission Capacity), se formel 1. Systemoperatørene bruker opplysninger fra produksjons- og forbruksenheter i modellen, og de kan dermed få prognoser om hvor det vil oppstå flaskehals. ATC er definert som den totale overføringskapasiteten (Total Transfer Capacity) minus sikkerhetsmarginen til systemet (TRM) og pluss summen av nødvendig kapasitet for drift av systemet (Capacity benefit margin) og eksisterende overføringsavtaler (Existing Transmission Capacity) (Cretí & Fontini, 2019).

Kapasitetsgrensene blir så publisert i forkant av *intraday*-auksjonene til Nord Pool, som er markedsauksjonene for elektrisitet som foregår samme dag som strømmen leveres. Dette betyr at de største produsentene vet i forkant hvor det vil bli flaskehals og kan derfor agere strategisk (Vik, 2012).

$$ATC = (TTC - TRM) + CBM + ETC \quad (1)$$

ATC = Ledig overføringskapasitet

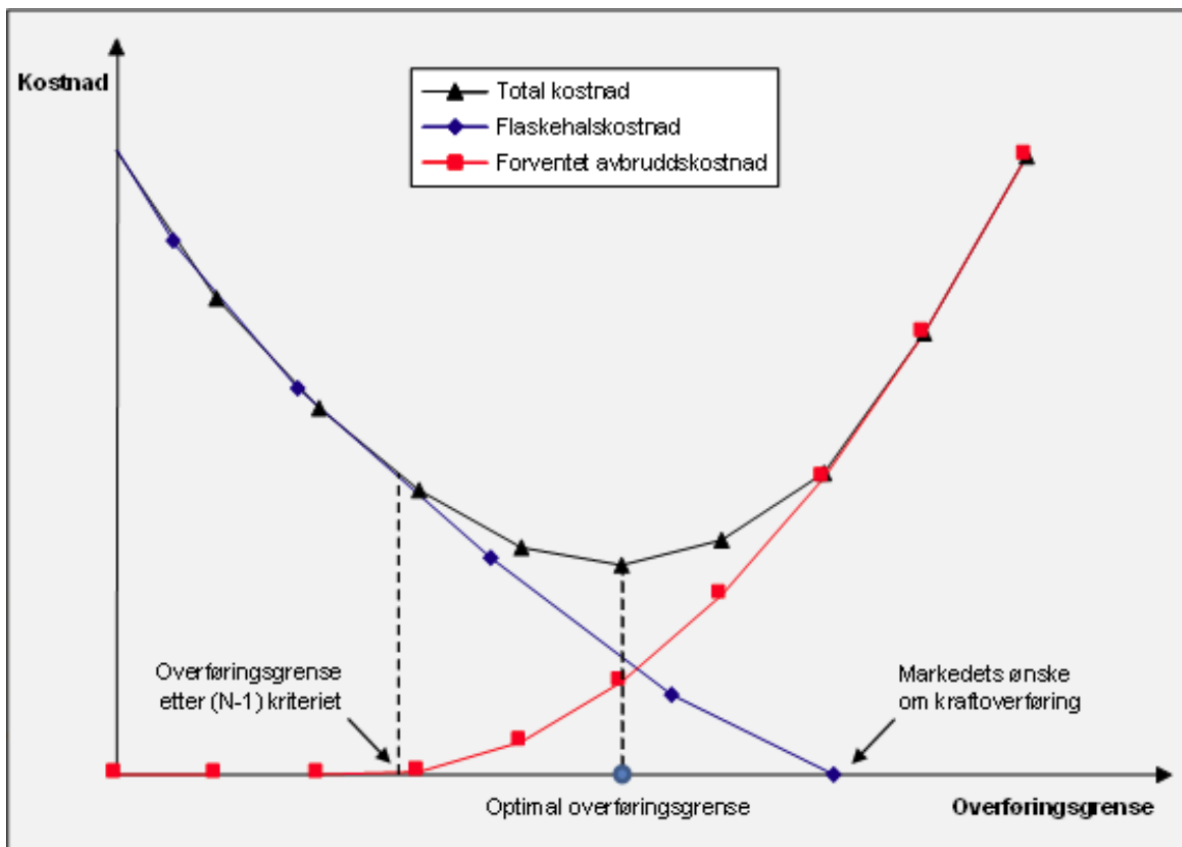
TTC = Total overføringskapasitet

TRM = Systemets sikkerhetsmargin

CBM = Nødvendig driftskapasitet

ETC = Eksisterende overføringsavtaler

Et problem med ATC-modellen som Statnett ønsker å løse er at både systemoperatøren (Statnett) og produsenten agerer for å tjene mest mulig på flaskehalsene ved å holde tilbake kapasitet og produksjon. Incentivene til Statnett er driftssikkerhet og inntjening av flaskehalsinntekter. Dersom kapasiteten stiger øker også sannsynligheten for strømbrudd, men ved å holde tilbake kapasitetsgrensen vil systemoperatøren tjene mer på flaskehalsinntektene. Dette problemet er illustrert i grafen figur 14 (Vik, 2012).



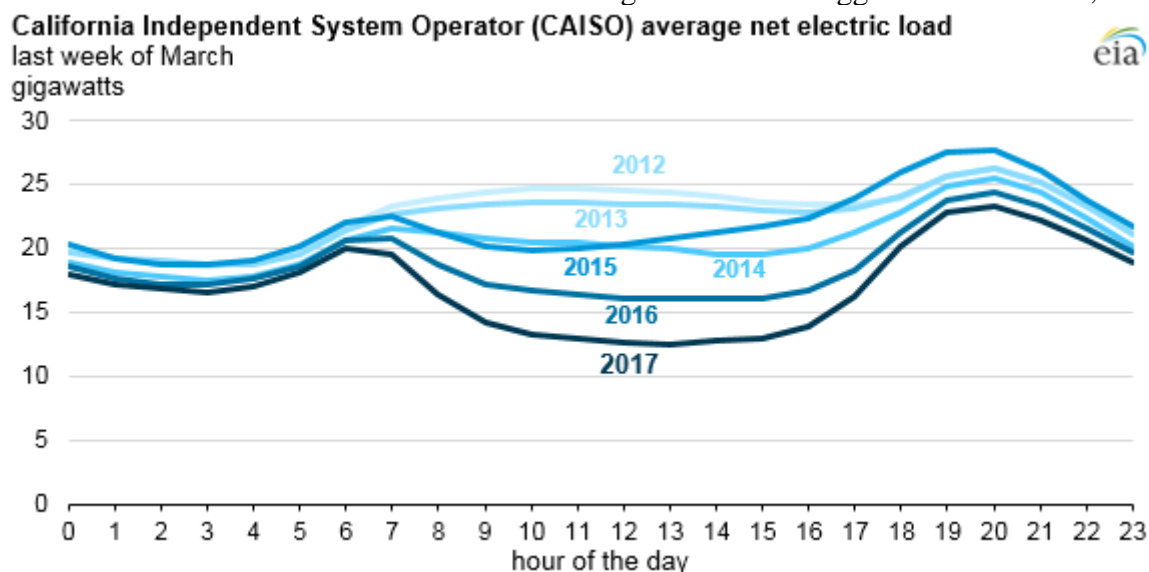
Figur 14: Forholdet mellom overføringskapasitet og nettkostnad. Desto nærmere overføringsgrensen, desto høyere er kostnaden med å drive nettet. (Vik, 2012)

Denne modellen skal nå erstattes med FMK-modellen (Flytbasert markedstilkobling) de kommende årene. Denne modellen regnes som mer effektiv og fleksibel. I tillegg til å regne ut kapasitet ved grensene, som ATC-modellen gjør, vil FMK-modellen definere på forhånd kritiske deler av nettet hvor det kan oppstå flaskehals. Den gjør også at det er mulig å endre kapasitetsgrensen dersom flaskehalsene forandrer seg som følge av tilbuds- eller etterspørselsendringer i markedet. Dette verktøyet kalles for «Generation Shift Keys». Flytbasert markedstilkobling introduseres som ny løsning for intraday-markedet tidlig i 2023. Hagspiel et al. (2013) påpeker at det er store fordeler med å innføre en flytbasert markedstilkobling til resten av det europeiske kraftmarkedet. Ved å innføre modellen for hele det europeiske kraftmarkedet vil transmisjonstapene reduseres med inntil 591 milliarder Euro innen 2050.

7.1.3 Integrering av solkraft i strømmettet

I dag er solenergi en liten del av den norske energibalansen med installert effekt på 205 MW (Berentsen, 2022). Hvis vi ekskluderer frittstående anlegg til hytter og liknende, og bare regner med anleggene som er knyttet til strømmettet, er installert effekt på 186 MW. I 2021 tilsvarte dette en kraftproduksjon på 0,15 TWh. Dette er ca. én promille av den totale årlige produksjonen.

Hvordan store mengder solkraft vil kunne integreres i det norske strømmettet er vanskelig å forutsi. California i USA har installert store mengder solcelleanlegg de siste 10 årene, fra 7



Figur 15: Utviklingen til Californias daglige fullastkurve 2012-2017 etter stor økning andel solkraft lagt til i energimiksen. (Cabral et al., 2017)

MWp installert effekt i 1999 til 34 950 MWp i 2021 (Solar Energy Industries Association, 2022). I dag er 25,29 % statens totale energiproduksjon fra solkraft. Figur 15 illustrerer døgnlastkurven fra 2012 til 2017. Mer solenergi i energibalansen til et område førte til lavere fullastkurve når solen var opp og solcellene produserte strøm (Cabral et al., 2017). På morgenen ble konvensjonell energiproduksjon benyttet når solen ikke er oppe. På dagen tar solcelleanleggene over produksjonen frem til kvelden. En økning av variabel kraftproduksjon kunne ha en lik påvirkning på Norges fullastkurve. Dersom den lokale solcelleproduksjonen i stor grad overstiger det lokale forbruket, kan det føre til utfordringer med å balansere nettet. Områder med høy konsentrasjon av solcelleanlegg er spesielt utsatt for disse problemene.

I dag er solkraft en liten del av energisystemet i Norge og mesteparten av kapasiteten, 90,7 %, er knyttet til nettet. Dette tilsvarer 186,5 MW og 150-160 GWh i produksjon (NVE, 2022a). Selv om dette er en høy andel nett-tilkoblede solcelleprodusenter er andelen plusskunder liten. I juni 2022 var det 11 773 plusskunder i Norge, hvorav 1747 var næringskunder. Plusskunder må betale nettleie på strøm de kjøper fra en kraftleverandør, men ikke for strømmen de sender ut på nettet. Det er derfor i plusskundens egen økonomiske interesse å dekke størst mulig del av sitt eget forbruk for å unngå lavest mulig tariffkostnader. Den resterende strømmen blir sendt ut på nettet. For husholdninger var gjennomsnittlig installert effekt i solcelleanlegget på om lag 9 kW og et gjennomsnittlig månedlig salg av strøm til nettet mellom tilnærmet null og 500 kW, med tilbakeslag kun om sommeren (Dalen et al., 2022). For næringsvirksomhet er forskjellene enda større. I 2021 var den totale netto innmatingen til strømmettet på landsbasis - 459 895 MWh. Dette viser at selv om det er store mengder plusskunder i Norge blir det meste brukt til å dekke eget forbruk. Det var kun 4 nettselskap som rapporterte et netto positivt

Teknologi	Husholdning (MWh)	Næring (MWh)	Total (MWh)	Andel (%)
Solenergi	57 265	38 069	95 334	88,27 %
Vannkraft	2 672	7 720	10 392	9,62 %
Annet	785	1 095	1 880	1,74 %
Vindkraft	0	377	377	0,35 %
Termisk/Geo	16	0	16	0,01 %
Total	60 738	47 261	108 000	100,00 %
Område	Innmating (MWh)	Uttak (MWh)	Netto (MWh)	
ELVIA AS	7 272	172 267	-164 995	
Norge total	34 056	493 950	-459 895	

Tabell 9: Andel plusskunder i Norge fordelt på energiteknologi (Jamil & Bratlie, 2022).

innmating fra næringsdrivende plusskunder, med 207 MWh produsert tilbake til nettet (Jamil & Bratlie, 2022).

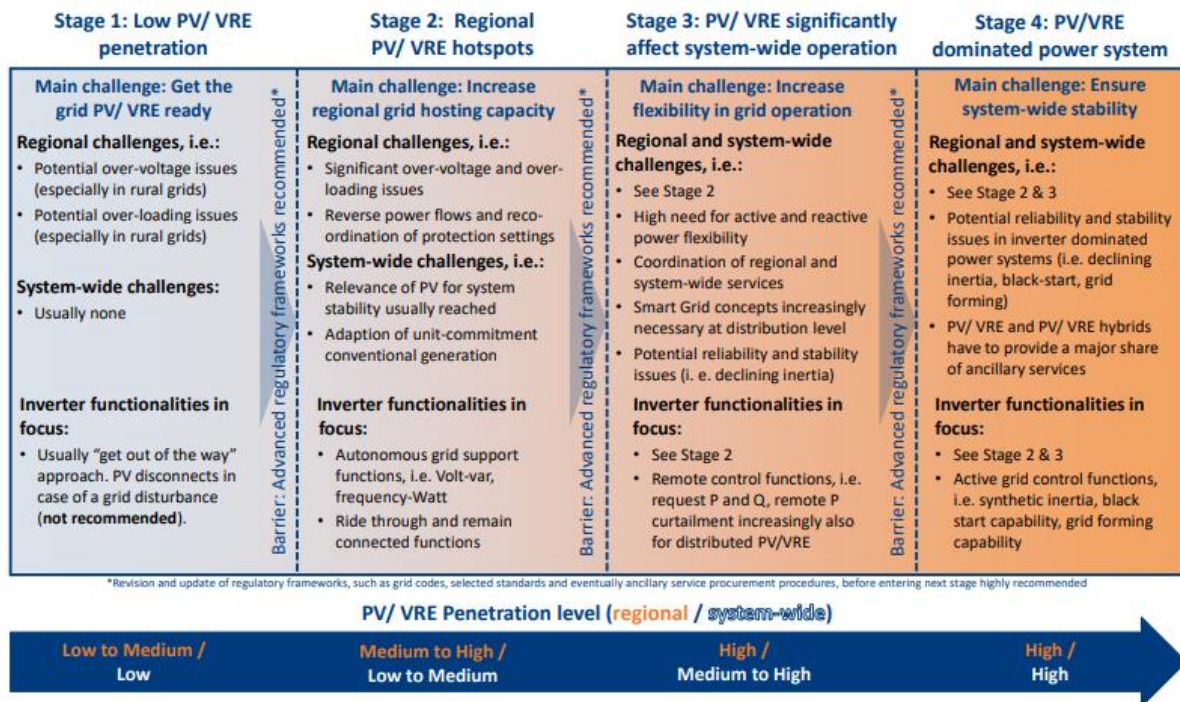
Enslin (2010) beskriver flere distribusjonsutfordringer knyttet til implementering av store mengder solkraft (mer enn 20% av den totale energibalansen):

1. *Energikonsentrasjon:* Det må sørges for å at nettet og kraftledninger ikke blir overbelastet fordi all strømmen produseres på samme lokasjon. Reaktiv strømproduksjon som solenergi må produseres der den brukes. Hvis all solkraft utbygges samme område vil det skape en forsterkende effekt av overproduksjon som spesielt på sommeren vil mates ut på nettet. Solkraft og andre reaktive energikilder har en høy «ramp rate» på 1 MW/sek. Dette er et mål på hvor rask energiproduksjonen kan aktiveres. En løsning er derfor å plassere produksjonen der den forbrukes slik at den belaster nettet minst mulig og drar nytte av egenskapen til å aktiveres raskt. Dersom potensialet for storskala solkraft skal utnyttes til sitt fulle potensial vil en generell planlegging for distribuert kraftproduksjon med nødvendige kapasitetsforbedringer i nettet være nødvendig i fremtiden.
2. *Systemstabilitet:* Det er viktig å være forberedt på systemfeil, uvanlige lastkurver eller andre uforutsette hendelser som kan påvirke negativt den operative evnen til solcelleanlegget. Konsekvensene av midlertidig produksjonsstopp kan være svært negativt for variabel energiproduksjon som solenergi hvis produksjonen er en kritisk del av forbruket. Variabel energiproduksjon har en tendens til å være en større påkjenning på byggets egne elektriske system enn konvensjonell strømproduksjon. En systemoperatør må være forberedt å reagere raskt dersom produksjonen stopper.
3. *Manglende kontroll:* Fordi solcelleproduksjonen varierer fra time til time er det nødvendig å balansere nettet med annen mer kontrollerbar energiproduksjon som vannkraft eller gassverk. Dette må gjøres for å forsikre forsynings sikkerheten og for å hindre store prishopp i markedet. En slik garanti vil medføre store investerings- og driftskostnader, og vil bli større jo mer av den totale energimiksen som består av variabel energiproduksjon.

Det er få problemer knyttet til større andel solenergikapasitet til kraftnettet i dag, men det kan bli et større problem i fremtiden. Noen av nett-utfordringene knyttet til høy grad av

solkraftproduksjon kan imidlertid løses ved aktiv bruk og styring av vekselrettere² (Berentsen, 2022). Generelt bør det innføres klare veiledere og prosesser for utviklere av storskala solkraft knyttet til blant annet konsesjonsprosessen og nettilknytning for å unngå slike problemer i fremtiden.

The International Energy Agency (IEA) publiserte i 2021 sin rapport om de generelle nett-tekniske utfordringene for integrering av solkraft i en nasjons kraftsystem. Utfordringene varierer ut ifra hvor stor den eksisterende solenergiproduksjonen er og tetthetsgraden for



Figur 16: Nett-tekniske utfordringer for integrering av solkraft i en nasjonal energibalanse. Utfordringene varierer ut ifra eksisterende solenergiproduksjon (PV Penetration level) og geografisk tetthetsgrad. Norge befinner seg i dag på nivå 1(Stage 1)(International Energy Agency, 2021)

gjeldene produksjon. I rapporten blir Norge rangert som «stage 1», se figur 16, med lav til medium grad av solcelleproduksjon og lav grad av tetthetsgrad. Utfordringene til dette stadiet er overbelastning av hovedsakelig distribusjonsnettet i ikke-urbane områder(International Energy Agency, 2021). Videre forhåndsregler og teknisk oppgradering av nettet må foretas dersom Norge vil øke andel solkraft i den nasjonale energimiksen.

Maciejowska (2020) brukte en statistisk regresjonsmodell for å analysere hvordan vind- og solenergi vil påvirke spotprisene til Tysklands energimarked. Modellen viste at variabel vind- og solkraft vil ha en langsiktig negativ innvirkning på strømprisen, men samtidig gjøre prisen

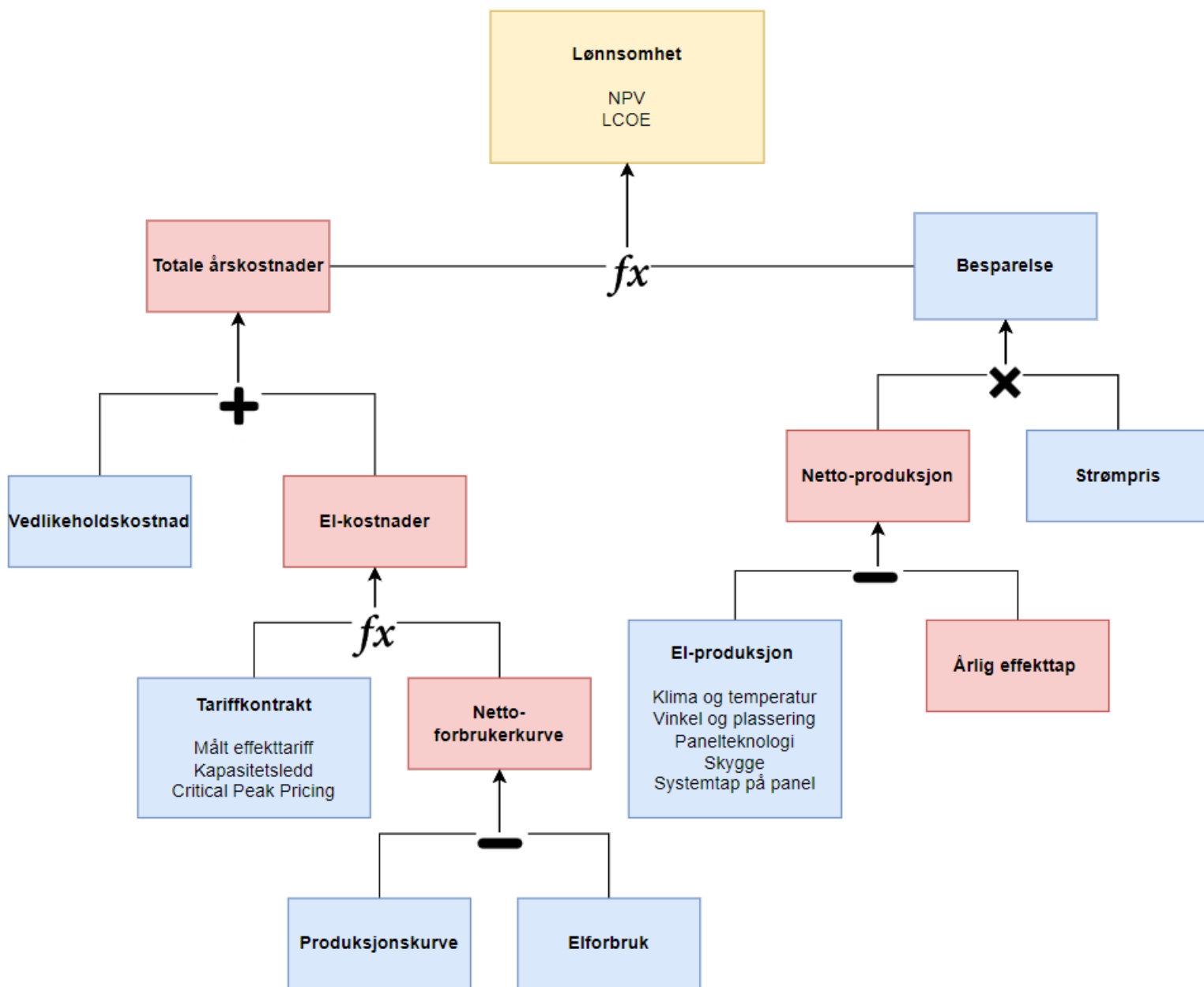
² En vekselretter konverterer likestrøm (DC) som solceller produserer til vekselstrøm (AC) som driver elektronikken i hjemmene våre. En vekselretter for solcellepaneler brukes hovedsakelig i solcelleanlegg koblet til nett

mer variabel. Solenergi er bedre på å redusere de positive prissvingningene, men reduserer ikke strømprisen like mye som vindkraft. Den beste løsningen for å oppnå en lav og stabil strømpris er å finne en balanse mellom flere fornybare energikilder.

Gianfreda et al. (2016) modellerte hvordan en implementering ulike fornybare energiteknologier vil påvirke spotprisene for Italias energimarked. Modellen analyserte forholdet mellom strømprisforskjeller og mengden vind, sol, vann, og geotermisk energiproduksjon. Resultatene viste at geotermisk energiproduksjon har positiv stabiliserende effekt på spotprisen, mens vindkraft har en negativ stabiliserende effekt. For solenergi var resultatene inklusive, hvor stabiliseringseffekten kunne være negativ eller positiv ut ifra tid og sted til solcelleproduksjonen. Resultatene viste også at implementering at slike teknologier vil ha en positiv effekt på strømprisen, men prisvariasjonen vil være høyere. Clò et al. (2015) tok for seg samme problemstilling for hvordan en økende andel solcelleproduksjon vil påvirke priser og volatilitet i det italienske kraftmarkedet. Her viste resultatene at for perioden 2006-2013 vil en 1 GWh økning i solenergi redusere den timesbaserte spotprisen med 0,043 kr/kWh, men markedsvolatilitet vil samtidig øke. Videre viste modellen at graden av påvirkning VER har på spotprisen synker jo større den totale produksjonen er.

8 Metode

Analysen tar utgangspunkt i et solcelleanlegg på Romsås senter over et år. Formålet med metoden er å beregne lønnsomhet for solcelleanlegget med fire forskjellige tariffstrukturer. Lønnsomheten for hvert år er differansen av besparelse og total årskostnad. Besparelsen er lik produktet av netto-produksjon og strømpris, hvor netto-produksjonen er differansen av produksjonsbetingelsene og årlig driftstap. På den andre siden er de totale årskostnadene til anlegget summen av vedlikeholdskostnadene og el-kostnadene, hvor el-kostnadene blir bestemt av hvilken tariffkontrakt som tilhører forbrukerens netto-forbrukerkurve. Netto-forbrukerkurve er differansen mellom produksjonskurven og elforbruket over hele analyseperioden. Figur 17 viser fremgangen i metoden. Blå bokser inneholder metodens eksogene forutsetninger redegjort for tidligere i analysen, og røde bokser er endogen metode. Den gule boksen er resultatet av analysen.



Figur 17: Metode for beregning av lønnsomhet for solcelleanlegget. Blå bokser er eksogene forutsetninger, røde bokser er endogene metoder, og den gule boksen er resultat av analysen. Målet med analysen er å finne lønnsomheten i form av LCOE og NPV. Dette finnes ved å finne årlig besparelse av produsert strøm og totale årskostnader for solcelleanlegget. De totale årskostnadene er summen av årlige vedlikeholdskostnader og el-kostnader. El-kostnader er tariffkostnadene som kommer fra å tilpasse netto-forbrukerkurven til en av 4 tariffstrukturer. Netto forbrukerkurve er regnet ut ved å ta elforbruket og trekke fra solcelleproduksjonen for hver time. Besparelse er netto-produksjonen fra solcelleanlegget ganger strømprisen for anlegget. Netto-produksjonen regnes ut ved å ta el-produksjonen fra solcelleanlegget og trekke fra det årlige effekttapet.

8.1 Produksjonskurve

Netto produksjonskurve er definert som differansen mellom den årlige produksjonen og årlig effekttap som følge av panelslitasje. Som nevnt i forutsetningene vil solcelleanlegget ha en 85,9 % effektivitet etter 30 år. Vi antar at dette systemtapet er lineært for hvert år systemet produserer. Det årlige effektivitetstapet for hvert år er dermed 0,47 % per år.

$$\sum_{t=1}^{n=30} (Pr)_t - (Et)_t \quad (2)$$

$(Pr)_t = \text{Årsproduksjon for år } t$

$(Et)_t = \text{Effektivitetstap (0,47 \%)}$

$n = \text{Antall år i analyseperioden (30 år)}$

8.2 Netto el-forbruk

Netto el-forbruk er definert som summen av forbruk per time minus produksjon per time for alle årets 8760 timer. Netto elforbruk i analysen forteller oss hvor mye mindre forbruket fra nettet blir etter innstallering av solcelleanlegget. Nettoforbruket kan uttrykkes i følgende formel:

$$\sum_{t=1}^{n=8760} (F)_t - (P)_t \quad (3)$$

$(F)_t = \text{Forbruk i time } t$

$(P)_t = \text{Produksjon i time } t$

$n = \text{Antall timer i analyseperioden (år)}$

8.3 Tariffkostnader

I denne delen av metoden blir det redegjort for de fire tariffstrukturene som vil inngå i analysen. Tariffkostandene er *Målt effekttariff*, *Målt effekttariff med døgnvariasjon*, *Kapasitetsledd*, og *Critical Peak Pricing*.

8.3.1 Målt effekttariff

Periode	Dato	Energiledd kr/kWh/mnd.	Effektledd kr/kW/mnd.	Fastledd kr/mnd.
Sommer	1. April - 31. Oktober	0,06	40	340
Vinter	November - 31. Mars	0,085	90	340

Tabell 10: Tariffkostnad for Målt effekttariff med energiledd, effektledd, og fastledd under sommer og vinter.

Målt effekttariff er en tariffstruktur hvor marginalkostnaden energi- og effektledd er lineær. Energileddet beregnes etter det totale energiuttaket per måned ganget med kostnadene for energileddet i perioden. Effektleddet beregnes etter den timen med høyest gjennomsnittseffekt per kalendermåned ganger kostnaden for effektleddet i perioden. Den høyeste timesverdien (forbruket per klokke) i hver måned defineres som makseffekt og brukes som grunnlag for avregning av effektleddet i nettleien for den aktuelle måneden. Abonnementet inneholder sesongvariasjon. Denne variasjonen er 40 kr/kW/mnd_{max} på sommerhalvåret og 90 kr/kW/mnd_{max}. Modellen er basert på Elvias tariffmodell for bedriftskunder på over 100 000 kWh/år (Elvia, 2022b).

$$\text{Målt effekttariff} = \sum_{n=1}^{n=12} (Efl) * (Ef, max)_n + (Enl * En, tot)_n + (Fl)_n \quad (4)$$

$(Ef, max) = \text{Effekttopp for perioden}$

$(Efl) = \text{Effektledd for perioden}$

$(Enl) = \text{Energiledd for perioden}$

$(En, tot) = \text{Totalt energiforbruk for perioden}$

$n = \text{Periode (måned)}$

$(Fl) = \text{Fastledd for perioden}$

8.3.2 Målt effekttariff med døgnvariasjon

Målt effekttariff med døgnvariasjon har den samme lineære marginalkostnaden som *Målt effekttariff*, men med en døgnvariasjon i tillegg til sesongvariasjon. På dagen er energileddet høyere enn om natten. Effektleddet vil ikke være påvirket av denne døgnvariasjonen siden effektleddet beregnes etter det høyeste timesuttaket for kalendermåneden. Dag er definert som kl. 06-22 og natt er definert som kl. 22-06. Dette gjelder for alle årets dager. Denne energitariffen ganger den døgn-spesifikke kostnaden for perioden med det døgn-spesifikke energiforbruket. Energileddet til dag (kl. 06-22) er i denne analysen satt til å være dobbelt så høyt som energileddet til *Målt effekttariff* og energileddet for natt (kl. 22-06) er satt til å være halvparten av *Målt effekttariff*. Effektleddet er endret på samme måte. Effektleddet er sesongjustert med samme prosentforhold. Effektleddet på sommerhalvåret er dobbelt så høyt som effektleddet til *Målt effekttariff*, og effektleddet på vinterhalvåret er halvparten av *Målt effekttariff*.

Energileddet for sommer (dag) er 0,12 kr/kWh og sommer (natt) 0,03 kr/kWh. Energileddet til vinter (dag) er 0,017 kr/kWh og vinter (natt) 0,046 kr/kWh. Effektleddet for sommer(dag) og sommer (natt) er 20 kr/kWh. Vinter (dag) og vinter (natt) er satt til 180 kr/kWh

Periode	Dato	Energiledd kr/kWh/mnd.	Effektledd kr/kWh/mnd.	Fastledd kr/mnd.
Sommer (Dag)	1. April - 31. Oktober kl. 06-22	0,12	20	340
Sommer (Natt)	1. April - 31. Oktober kl. 22-06	0,03	20	340
Vinter (Dag)	1. November - 31. Mars kl. 06-22	0,17	180	340
Vinter (Natt)	1. November - 31. Mars kl. 22-06	0,046	180	340

Tabell 11: Tariffkostnader for *Målt effekttariff med døgnvariasjon* med energiledd, effektledd, og fastledd

$$\text{Målt effekttariff, døgn} = \sum_{n=1}^{n=12} (Efl * Ef, max)_n + (Enl * En, tot)_n + (Fl)_n \quad (5)$$

$(Ef, max) = \text{Effekttopp for perioden}$

$(Efl) = \text{Effektledd for perioden}$

$(Enl) = \text{Energiledd for perioden}$

$(En, tot) = \text{Totalt energiforbruk for perioden}$

$$n = \text{Periode (måned)}$$

$$(Fl) = \text{Fastledd for perioden}$$

8.3.3 Kapasitetsledd

Kapasitetsledd deler energiforbruket til forbrukeren inn i prisklasser basert på det maksimale effektuttaket hver kalendermåned. Kapasitetsleddene er delt inn i 3 trinn. Høyere trinn gir høyere månedlige kostnader. Hvis periodens effektuttak er under 400 kWp/mnd, er effektleddet 43kr/kW/mnd. Dersom effektuttaket er større enn 400 kWp eller mindre enn 1000 kWp, er effektleddet 34 kr/kW/mnd. Dersom effektuttaket er større eller lik 1000 kW, er effektleddet 43 kr/kW/mnd. Dette er en mer komplisert inndeling, men tar ikke hensyn til sesong- eller døgnvariasjon. Effektgrensen beregnes etter høyeste effektuttak hver kalendermåned(Asker Nett, 2022). Energi- og fastleddet er beregnet etter samme trinnsystem.

Kapasitetsledd	Effektgrense	Energiledd kr/kWh/mnd.	Effektledd kr/kW/mnd.	Fastledd kr/mnd.
Trinn 1	≤400	0,113	31	375
Trinn 2	>400<1000	0,083	34	833
Trinn 3	≤1000	0,083	43	833

Tabell 12: Tariffkostnader for Kapasitetsledd med energiledd, effektledd, og fastledd for 3 trinn basert på effektuttak

$$\text{Kapasitetsledd} = \sum_{n=1}^{n=12} (Efl * Ef, max)_n + (Enl * En, tot)_n + (Fl)_n \quad (6)$$

$$(Ef, max) = \text{Effekttopp for perioden}$$

$$(Efl) = \text{Effektledd for perioden}$$

$$(Enl) = \text{Energiledd for perioden}$$

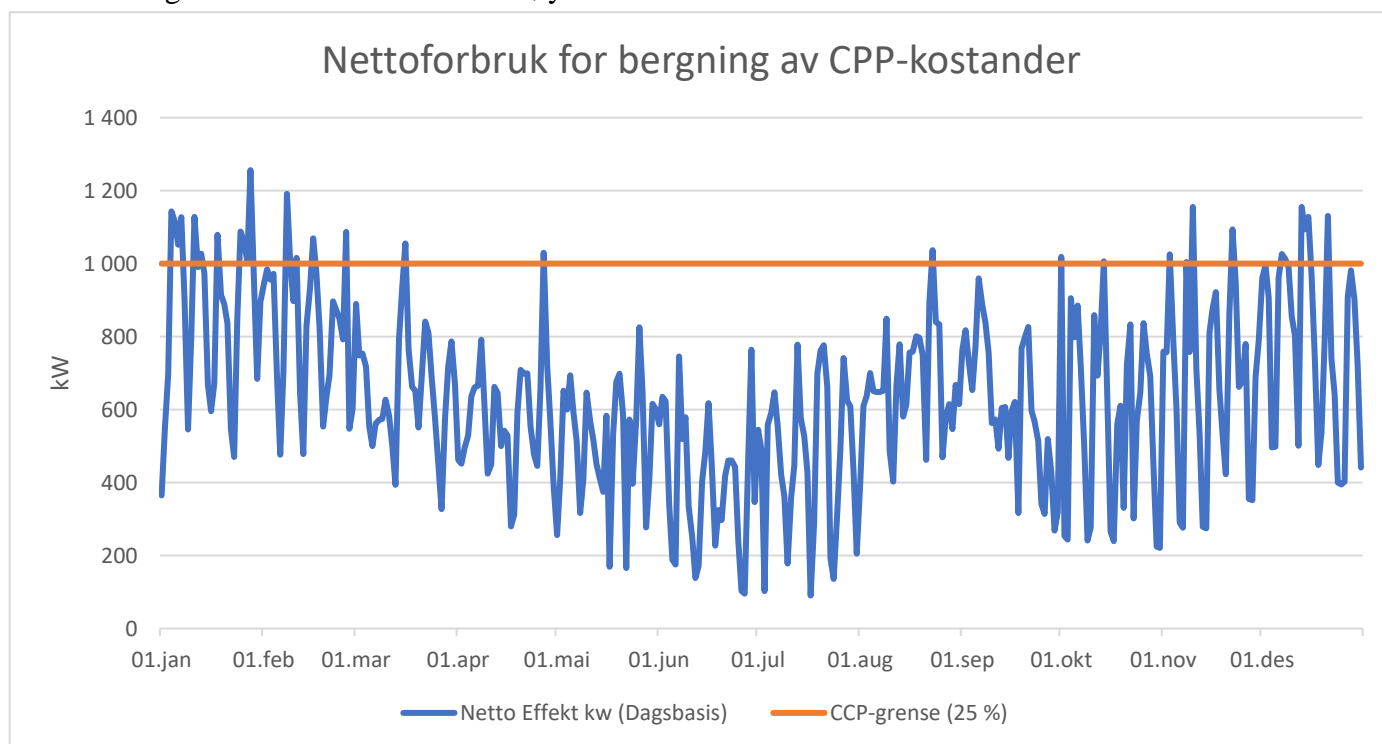
$$(En, tot) = \text{Totalt energiforbruk for perioden}$$

$$n = \text{Periode (måned)}$$

$(Fl) = \text{Fastledd for perioden}$

8.3.4 Critical Peak Pricing

Critical Peak Pricing er en tariffmodell som slår inn når nettet har høy belastning. Forskjellen mellom CPP og tidligere nevnte tariffer er at CPP er en mer fleksibel modell som kun slår inn for timene hvor effekten er høyest. Periodene med høyt effektuttak er vanligvis definert som de 5 % av årets timer hvor effektuttaket er høyest (Kirkerud et al., 2016). En antagelse i denne analysen er at CPP-grensen beregnes ut ifra forbrukerens effekttopper, ikke strømmnettets belastning. Effektuttaket kan derfor deles inn i to perioder for høyt og lavt uttak. Så lenge effektuttaket er under CPP-grensen vil el-kostnaden være lavere. Når den er over grensen, vil den bli vesentlig høyere. Dersom effektuttaket på et tidspunkt i kalendermåneden er over CPP-grensen på 20 %, vil hele måneden få denne ekstra kostnaden. I denne analysen vil grensen bli satt til 20 % for å oppnå flere timer hvor *CPP* er aktiv. Tidspunktet med høyest effektuttak avgjør månedens effektkostnad. *CCP* har ofte høyere kostnader av høyt effektuttak sammenlignet med andre tariffmodeller. For å forenkle modellen vil denne analysen bruke kW/dag i stedet for kW/time. Det høyeste effektuttaket for Romsås senter 2020-2021 var



Figur 18: Grafisk fremstilling av CPP-grensen. Effekttopp for hele året er ca. 1250 kW. CPP grensen er satt til topp 20% av årlig effektuttak. Forbruk over CPP-grensen vil medføre ekstra høyt effektledd for hele perioden.

1256 kW. Vi antar at energileddet er det samme som *Målt effekttariff*, men uten sesongvariasjonene. Energileddet er derfor satt til 0,045 kr/kWh.

Periode	Effektuttak kW/mnd.	Energiledd kr/kWh/mnd.	Effektledd kr/kW/mnd.	Fastledd kr/mnd.
Off-peak	<1000	0,045	50	340
Peak	≥1000	0,045	100	340

Tabell 13: Tariffkostnader for CPP med energiledd, effektledd, og fastledd for effektuttak i peak og off-peak perioder.

$$CPP = \sum_{n=1}^{n=12} (Efl) * (Ef, peak)_n + (Efl) * (Ef, off, peak)_n + (Enl * En, tot)_n + (Fl)_n \quad (7)$$

$(Ef, peak) =$ Effektperiode over CPPgrense på 20 %

$(Ef, off, peak) =$ Effektperiode under CPPgrense på 20 %

$(Efl) =$ Effektledd for perioden

$(Enl) =$ Energiledd for perioden

$(En, tot) =$ Totalt energiforbruk for perioden

$n =$ Periode (måned)

$(Fl) =$ Fastledd for perioden

8.3.5 Sammendrag

I tabell 14 under vises de forskjellige tariffstrukturene med energiledd, effektledd, fastledd, og beskrivelse.

Tariffstruktur	Energiledd	Effektledd	Beskrivelse
Målt effekttariff	0,06 kr/kWh sommer 0,085 kr/kWh vinter	40 kr/kW sommer 90 kr/kW vinter	Effekttariffen gjelder for det høyeste uttaket per måned
Målt effekttariff med døgnvariasjon	0,12 kr/kWh Sommer(dag) 0,03 kr/kWh Sommer(natt) 0,17 kr/kWh Vinter(dag) 0,046 kr/kWh Vinter(natt)	20 kr/kW sommer 180 kr/kW vinter	Energileddet varierer ut ifra sommerhalvåret (apr-okt) og vinterhalvåret (nov-mar). I tillegg til dag (06-22) og natt (22-06). Effektleddet er kun sesongvarierte.
Kapasitetsledd	T1: 0,113 kr/kWh T2: 0,083 kr/kWh T3: 0,083 kr/kWh	<400 kW: 43 kr/mnd/kW 400-1000 kW: 34 kr/mnd/kW >1000 kW: 31 kr/mnd/kW	Energileddet og kapasitetsleddet endrer seg basert på pristrinn
CPP	0,045 kr/kWh	50 kr/kW/mnd under 1000 kW 100 kr/kW/mnd over 1000 kW	Perioder med effektuttak over 1000 kW gjelder effekttariffen for hele perioden.

Tabell 14: Oppsummering av tariffstrukturene med energiledd, effektledd og fastledd.

8.3.6 Forutsetninger

Alle nettselskaper i Norge har egne priser for næringsbygg med årlig forbruk på over 100 000 kWh. Større forbruk vil medføre høye effekttopper og belaste nettet mer enn et mindre forbruk. Tariffmodellene brukt i analysen er derfor modellert etter gjeldende tariffer for store bedrifter. Tariffmodellene er ikke inkludert MVA på 25 %.

Plusskunder får betalt av nettselskapet sitt for all overproduksjon som sendes ut på nettet fordi overskuddsstrøm er med på å redusere energitapet i nettet samt senke belastningen på nettet. Prisen på denne overskuddsstrømmen blir i denne analysen antatt å være spotprisen til de gitte tilbakesalgstimene, på samme måte som kostnaden for forbruk

8.3.7 Effekt

For å beregne effektuttak for de aktuelle periodene brukt i tariffsystemene, blir timesforbruket fra årets 8760 timer brukt som grunnlag. Vi antar at forbruket hver time er konstant slik at det kan brukes for å beregne effektuttaket for de aktuelle periodene. Følgende formel vil benyttes:

$$\text{Effektuttak per time (kW)} = \left(\frac{\text{Forbruk pr time (kWh)}}{\text{time (h)}} \right) \quad (8)$$

8.4 Totale årskostnader

De totale årskostnadene for solcelleanlegget er summen av tariffkostnadene og de årlige vedlikeholdskostnadene. Tariffkostnadene er kontraktspesifikke og vil variere ut ifra tariffstrukturen. Vedlikeholdskostnadene er faste og er kostnaden med å vedlikeholde solcelleanlegget slik at anlegget ikke forfaller.

$$\text{Totale årskostnader} = \sum_{m=1}^{n=12} (V)_n + (T)_n \quad (9)$$

$(V)_t = \text{Vedlikeholdskostnad for måned } n$

$(T)_m = \text{Tariffkostnad for måned } n$

$n = \text{Antall måneder i analyseperioden (12 år)}$

8.5 Lønnsomhet

Lønnsomheten til solcelleanlegget beregnes for perioden 01.01.20 – 01.01.21. Kombinasjonen av forbruk, produksjon og tariffene vil avgjøre årskostnaden. Forbruket av energi med gjennomsnittlig effekt per time vil bli brukt som grunnlag. Kostnadene blir beregnet for hver dag og summeres opp til en årskostnad. Dette gjøres for hver av tariffmodellene. Beregningene vil gjøres med og uten solcelleanlegg. Totalt vil lønnsomhetsanalysen bestå av fire netto nåverdier og fire spesifikke energikostnader for hvert av tariffstrukturene.

8.5.1 Spesifikke energikostnader (LCOE)

Lønnsomheten for solcelleanlegget er den spesifikke energikostnaden (LCOE). LCOE er en vanlig kostnadsberegning brukt for strømproduksjon på tvers av teknologier. Den beskriver hvilken gjennomsnittlig strømpris solcelleanlegget må ha gjennom anleggets levetid for å være lønnsomt. Et prosjekt med høy LCOE vil ha store investerings- eller vedlikeholdskostnader og krever en høy strømpris for å være lønnsomt.

$$LCOE = \sum_{t=0}^n \left(\frac{(I)_t}{(1+r)^t} + \frac{(DK)_t}{(1+r)^t} + \frac{(BK)_t}{(1+r)^t} \right) / \sum_{t=0}^n \left(\frac{(E)_t}{(1+r)^t} \right) \quad (10)$$

$(I)_t = \text{Investeringskostnad} =$

$(DK)_t = \text{Drift – og vedlikeholdskostnader}$

$(BK)_t = \text{Energi og brenselskostnader}$

$r = \text{Kalkulasjonsrente}$

$n = \text{Økonomisk levetid i år}$

$(E)_t = \text{Energi produsert i år } t$

8.5.2 Netto nåverdi (NPV)

Netto nåverdi (NPV) blir brukt til å vise hele lønnsomheten til prosjektet. NPV summerer alle inn- og utbetalinger over prosjektets levetid. Hvis et prosjekt har en nåverdi over null er det lønnsomt, og hvis den er under null er det, ulønnsomt. Ved NPV lik null er lønnsomheten lik avkastningskravet. Netto nåverdi er dagens verdi av alle de verdsatte nytte- og kostnadsvirkningene ved et tiltak (Finansdepartementet, 2004). I resultatet vil internrente også bli brukt for å beregne lønnsomhet. Internrente er den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm en nåverdi lik null (Bøhren & Gjørnum, 2019). Den mest direkte tolkningen av internrente er at den måler den prosentvise avkastning på kapitalen som til enhver tid er bundet i prosjektet.

$$NVV = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{n_t - k_t}{(1 - r)^t} \quad (11)$$

$NVV = \text{Nåverdi}$

$-I_0 = \text{Investeringskostnad i år 0}$

$n_t = \text{Inntekt i år } t$

$r = \text{Kalkulasjonsrente}$

$n = \text{Økonomisk levetid i år}$

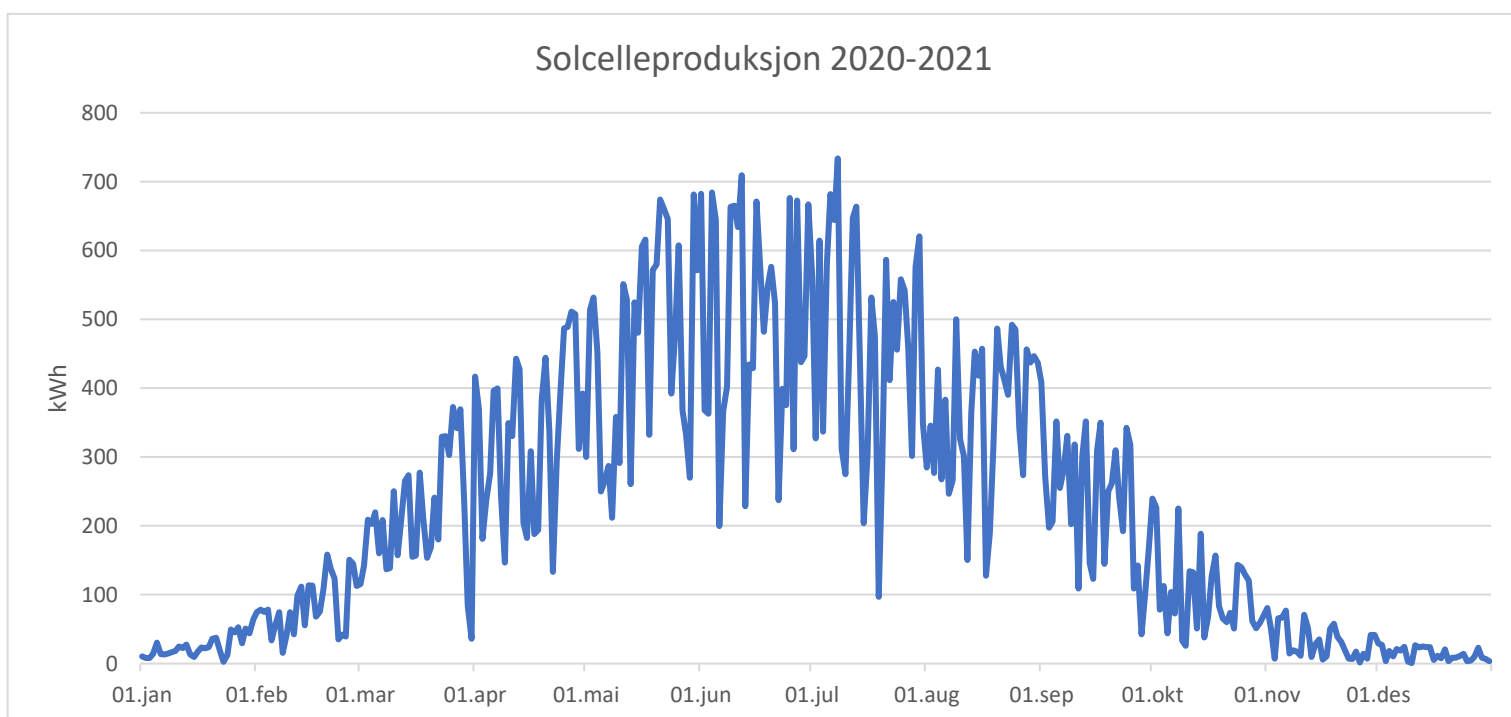
$k_t = \text{Kostnad i år } t$

$t = \text{år}$

9 Resultater

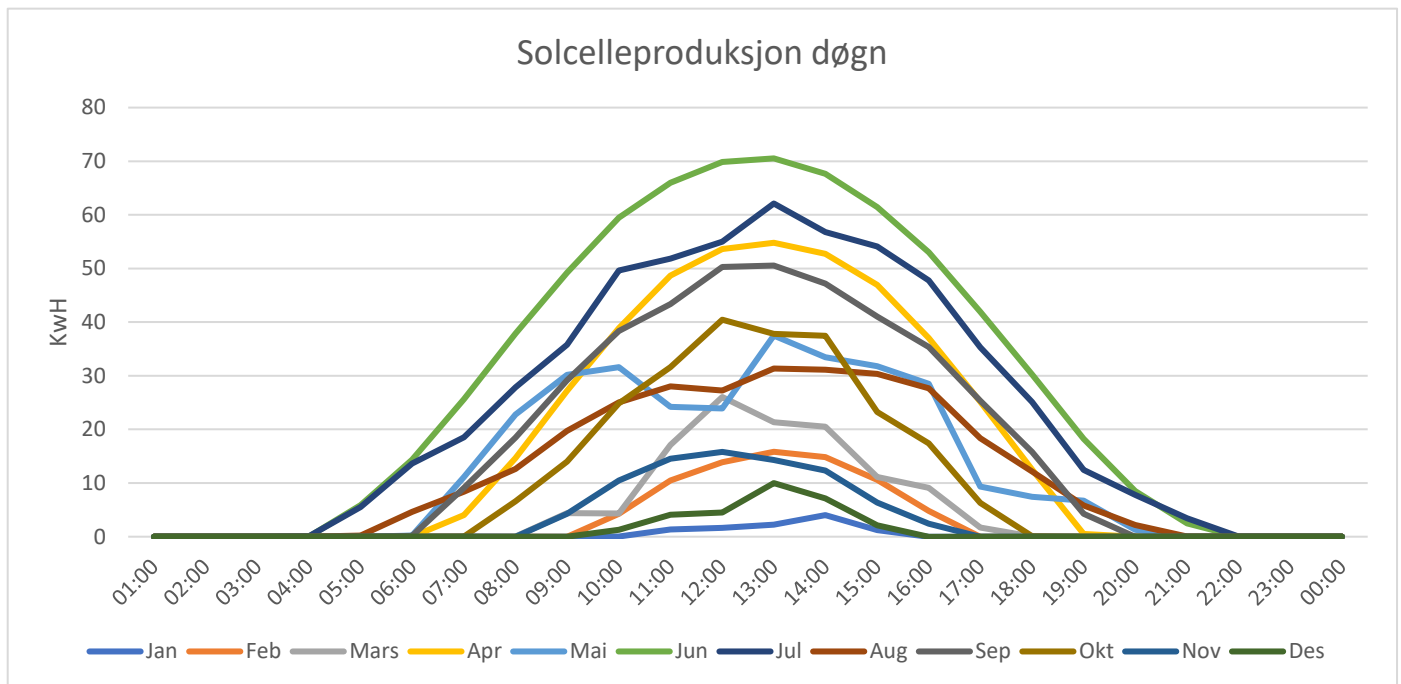
9.1 Solcelleproduksjon

I referanseperioden januar 2020 - desember 2020 er årsproduksjonen til solcelleanlegget 86 388 kWh. Årsproduksjonen er svært påvirket av sesong, som redegjort for tidligere i oppgaven. Dagen med lavest produksjon er 10. desember med en produksjon på 0,71 kWh og dagen med høyest produksjon er 8. juli med 734 kWh. Gjennomsnittsproduksjonen over hele året er 237 kWh. Måneden med høyest gjennomsnittsproduksjon er juli, og måneden med lavest gjennomsnittsproduksjon er desember.



Figur 19: Solcelleproduksjon fordelt på måned. Totale produksjon er 86 388 kWh

Produksjonen viser at solcelleanlegget på Romsås har en brukstid på 750 timer/år. Ifølge NVEs egne beregninger for solcelleanlegg i Sør-Norge ligger gjennomsnittlig brukstid på ca. 745 timer/år. Større anlegg vil ha et høyere antall brukstimer. Dette viser at solcelleanlegget på Romsås har en effektivitet som er sammenlignbar med andre solcelleanlegg av samme størrelse.



Figur 20: Månedlig produksjon fordelt på døgnet energiproduksjonstid.

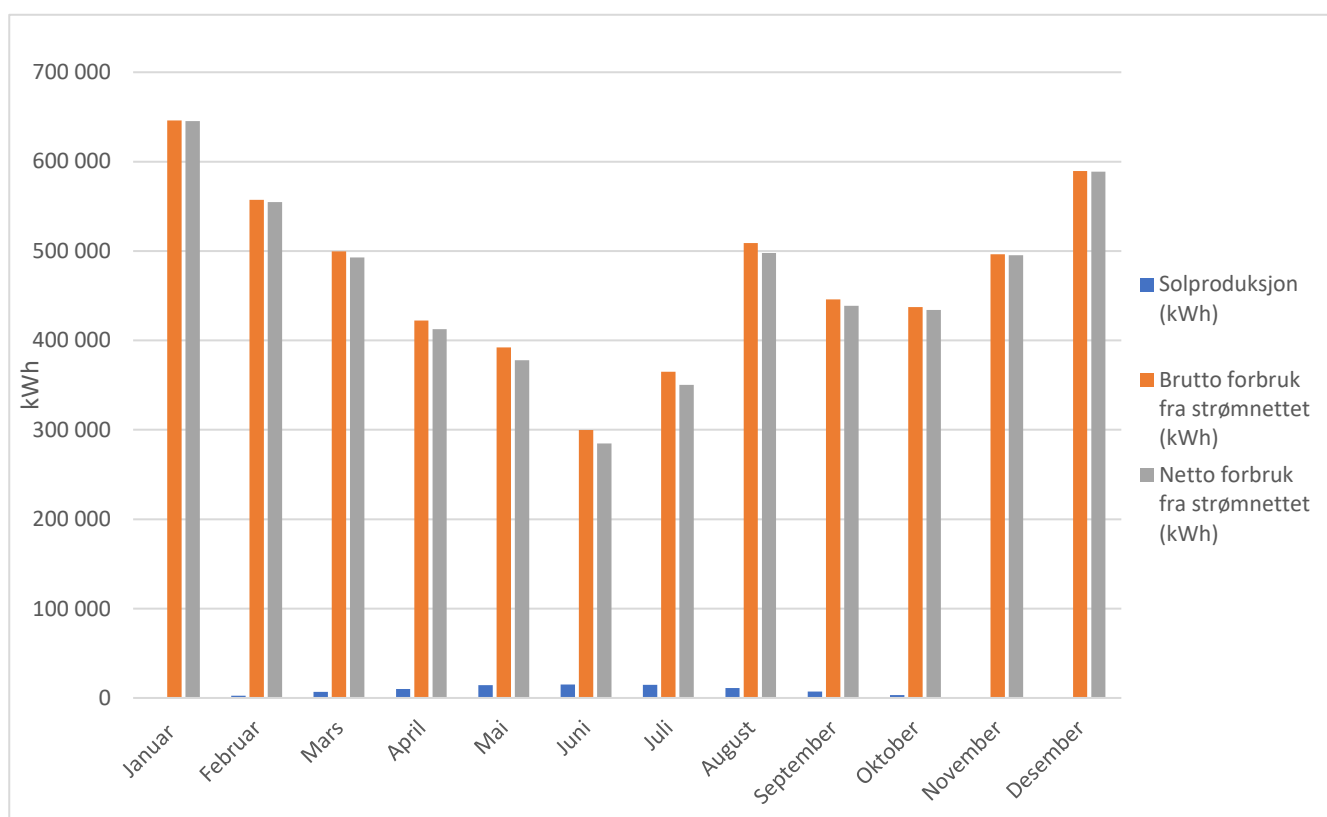
Det høyeste effektuttaket over en time er 24. mai kl. 10:00 hvor effekttoppen nådde 77 kW. Det vil si at på det meste nådde solcelleanlegget 66 % av installert effekt. Siden alle de resterende dagene har mindre solinnstråling enn denne dagen er det årlige gjennomsnittet langt lavere. Gjennomsnittseffekten for alle timene med solinnstråling i året er 16 kW, eller 14 % av installert effekt. Tabellen viser den totale energiproduksjonen fordelt på per kalendermåned. Sommermånedene april-oktober står for 82,78 % av årsproduksjonen, mens vintermånedene september-februar står for 17,22 % av årsproduksjonen.

Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Tot
755	2223	6535	9973	14194	15072	14529	10751	7137	3167	958	430	86388

Tabell 15: Solcelleproduksjon fordelt på måned.

9.2 Netto forbrukerprofil

Etter solcelleanleggets installasjon vil produksjonen hovedsakelig redusere forbruket fra strømmettet i sommerhalvåret. Figur 21 viser hvordan solcelleproduksjonen påvirker brutto- og nettoforbruket. I juni dekker produksjonen mest av bruttoforbruket, og reduserer dermed nettoforbruket mest. Energiproduksjonen i juni reduserer forbruket fra nettet med 3,98 %. Måneden med lavest innvirkning på nettoforbruket er desember med 0,12 %. Det er ikke tatt hensyn til overproduksjon i denne fremstillingen siden svært lite av produsert energi vil bli solgt tilbake til nettet. Den totale overproduksjonen for hele året er 0 kWh. Tabellen viser prosentvis reduksjon av nettoforbruket etter energiproduksjon fra solcellene.

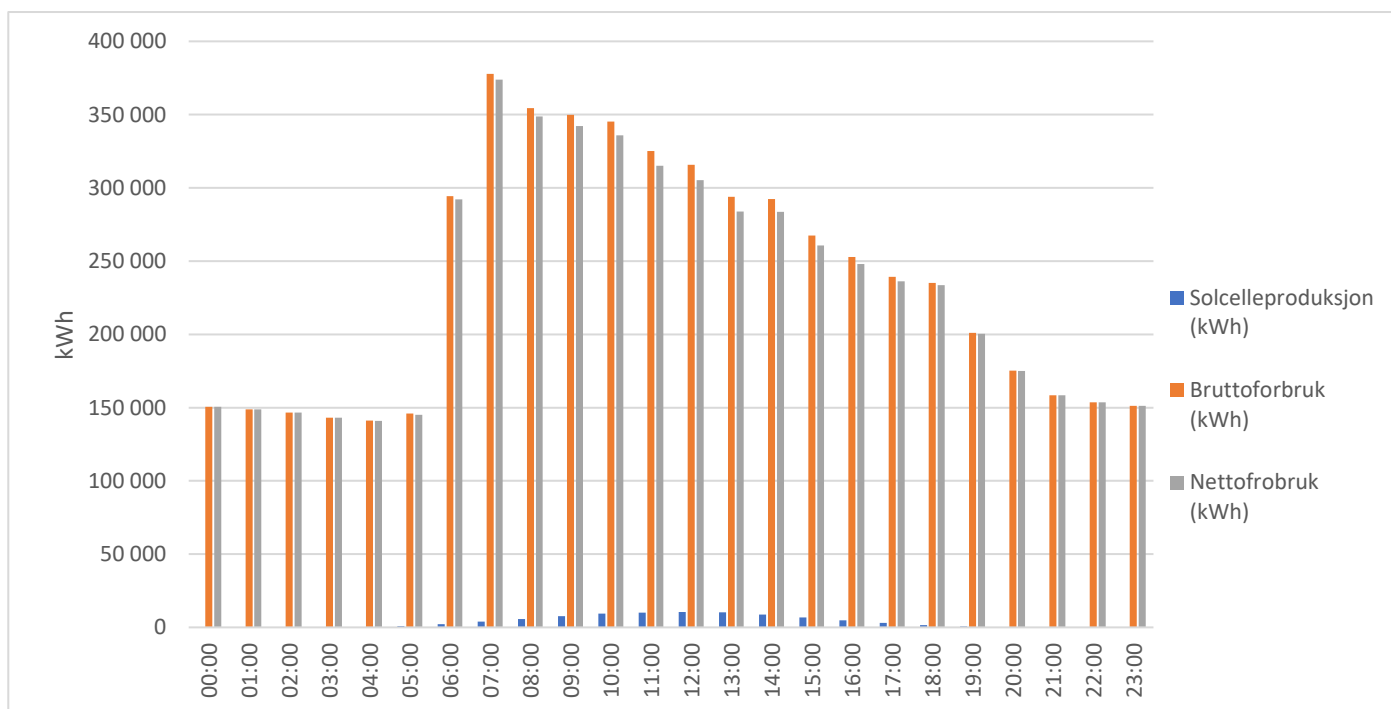


Figur 21: Brutto-, og nettoforbruket sammen med solcelleproduksjonen for 2020-2021.

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
$\Delta\%$	0,42	1,33	2,36	3,62	5,03	3,98	2,20	1,60	0,72	0,19	0,07	0,12

Tabell 16: Relativ endring fra bruttoforbruk til nettoforbruk. Endringen er høyest i mai når forbruket er relativt lite og produksjonen er på vei inn i sommerhalvåret

Resultatene av døgnvariasjonene viser at reduksjon i nettoforbruket korrelerer med solinnstrålingen. For alle årets timer er det kl. 12:00 størst solinnstråling og reduksjon av nettoforbruket fra strømmettet. Den gjennomsnittlige reduksjonen er på dette tidspunktet 12,1 %. For timene uten solinnstråling er reduksjonen 0 %. Tabell 17 viser prosentvis endring i netto forbruk fra strømmettet med utgangspunkt i timer. For timene 22:00-02:00 er det ingen timer i året med solcelleproduksjon, og derfor ingen endring i nettoforbruket. Fordi forbruket til Romsås senter er svært høy på sommerhalvåret vil de sesongreduserte tariffkostnadene om sommeren ha en positiv økonomisk innvirkning på den årlige kostnaden. Ifølge forbrukerdataen er det timesbaserte forbruket relativt normalt og 98,6 % av forbruket er på dagtid (06:00-22:22). Solcelleproduksjonen gjør at senteret reduserer effekttoppene med totalt 3400 kW, fordelt over hele året.



Figur 22: Endring fra brutto- til nettoforbruk fordelt på døgnetts timer. Solcelleproduksjonen er størst 12:00 - 13:00 og vil redusere forbruket mest i denne produksjonen.

Tid	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00
% Δ	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,32 %	1,08 %	2,46 %	4,46 %	6,61 %	8,86 %	10,81 %	11,72 %
Tid	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
% Δ	12,13 %	11,76 %	10,13 %	7,87 %	5,57 %	3,50 %	1,83 %	0,71 %	0,17 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Tabell 17: Endring fra brutto til nettoproduksjon med hensyn til tid. Tidspunktet med størst endring i forbruk er 12:00-13:00 med 12,13 % reduksjon etter installert solcelleanlegg.

9.3 Årskostnad med solcelleanlegg og endret tariffstruktur

	Med solcelleanlegg			
Uten solcelleanlegg	Målt effekttariff	Målt effekttariff m/ døgnvariasjon	Kapasitetsledd	CPP
Energiledd	408 357	691 358	469 721	253 990
Effektledd	785 786	1 179 089	531 698	1 066 031
Fastledd	4 080	4 080	9 996	4 080
Total årlig kostnad u/ solcelleanlegg	1 198 223	1 874 527	1 011 415	1 324 101
Med solcelleanlegg				
Energiledd	403 800	680 547	462 551	250 781
Effektledd	779 703	1 174 709	516 526	1 056 172
Fastledd	4 080	4 080	9 996	4 080
Total årlig kostnad m/ solcelleanlegg	1 187 582	1 859 335	989 072	1 311 032
Reduksjon i energiledd	4 557	10 812	7 170	3 209
Reduksjon i effektledd	6 084	4 380	15 172	9 859
Reduksjon i fastledd	0	0	0	0
Differanse med og uten solceller	10 641	15 192	22 343	13 069
Prosentvis reduksjon i kostnad	0,89 %	0,81 %	2,21 %	0,99 %
Kr/kWh produsert	0,12	0,18	0,26	0,15

Tabell 18: Tariffkostnader og besparelse for alle tariffstrukturene brukt til å beregne lønnsomhet.

For alle tariffstrukturene vil et 115,18 kWp solcelleanlegg gi en total kostnadsreduksjon på over 10 000 kr/år. Tariffstrukturen som gir lavest besparing er *Målt effekttariff* med 10 641 kr/år. *CPP* har en høyere kostnadsreduksjon på 13 069 kr/år. For *Målt effekttariff med døgnvariasjon* er den årlige kostanden på 15 192 kr/år. Tariffstrukturen som har høyest besparelse er *Kapasitetsledd* med 22 343 kr/år. Årskostnadene før og etter innstallering av solceller er beskrevet i tabell 18 sammen med differansen og årlig besparelse.

Differansen mellom *Målt effekttariff* og *Målt effekttariff med døgnvariasjon* er 4551 kr/år. At *Målt effekttariff med døgnvariasjon* har en større besparelse enn *Målt effekttariff* viser at solcelleanlegget nyter godt av en tariffstruktur som insentiverer forbruk i off-peak timer.

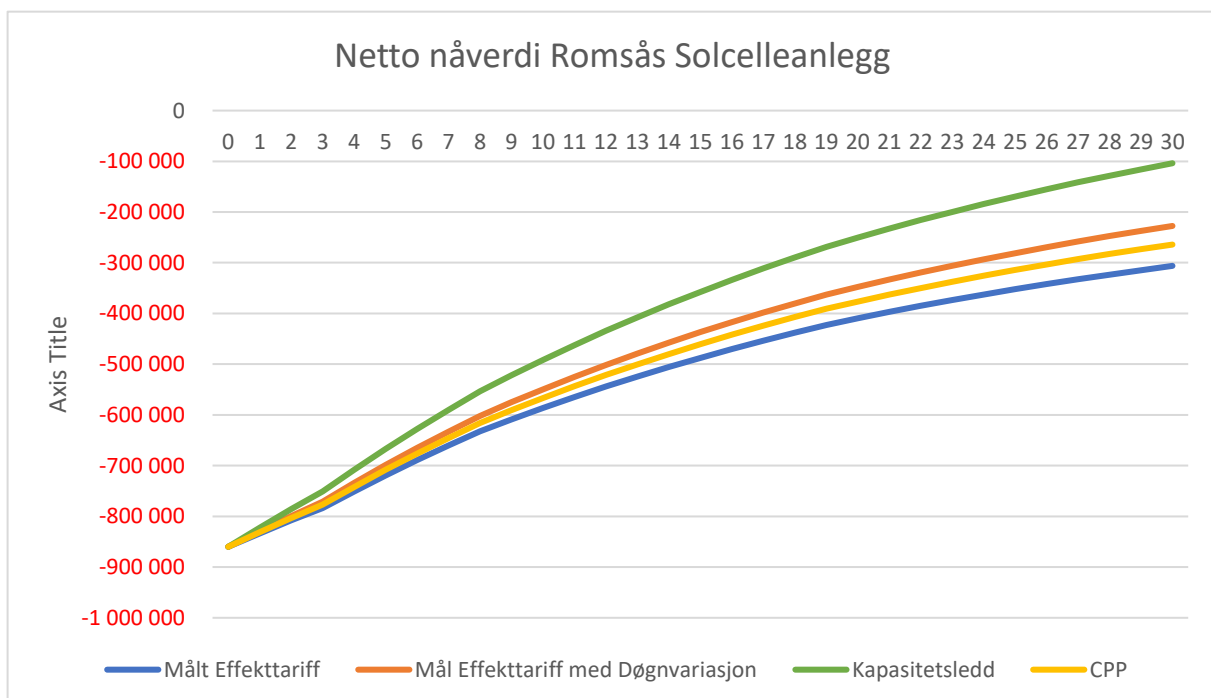
Reduksjon i årskostnaden fordelt på solcelleproduksjon varierer mellom 0,12 kr/kWh – 0,26 kr/kWh, som vist i tabell 19. Dette er den gjennomsnittlige kostnadsreduksjonen per produserte enhet for anlegget. For den mest besparende tariffstrukturen, Kapasitetsledd, vil hver kWh produsert av solcelleanlegget føre til en tariffkostnadsreduksjon på 0,26 kr. Siden forholdet mellom kroner spart og kWh produsert ikke er lineært, kan ikke disse verdiene brukes utenfor dette spesifikke nettoforbruket.

Tariffstruktur	Målt effekttariff	Målt effekttariff m/ døgnvariasjon	Kapasitetsledd	CPP
Nåverdi (30 år) med støtte	-kr 306 191	-kr 227 496	-kr 103 844	-kr 264 212
Internrente med støtte	0,61 %	1,58 %	2,95 %	1,14 %
Nåverdi (30 år) uten støtte	-kr 674 762	-kr 596 067	-kr 472 415	-kr 632 783
Internrente uten støtte	-1,71 %	-0,86 %	0,34 %	-1,65 %

Tabell 19: Netto nåverdi etter 30 år med 4 % kalkulasjonsrente for alle tariffstrukturene.

9.4 Nåverdi

For alle tariffstrukturene er nåverdien etter 30 år negativ med 4 % kalkulasjonsrente. Den mest lønnsomme tariffstrukturen for reduksjon av el-kostnader er *Kapasitetsledd*, med en netto nåverdi på - 103 844 kr over 30 år. Den minst lønnsomme tariffstrukturen er *Målt effekttariff*, med 306 191 kr over 30 år. Disse netto nåverdiberegningene er inkludert med full støtte fra Oslo kommunes solcelletilskudd som dekker 30 % av investeringskostnaden. Internrenten for

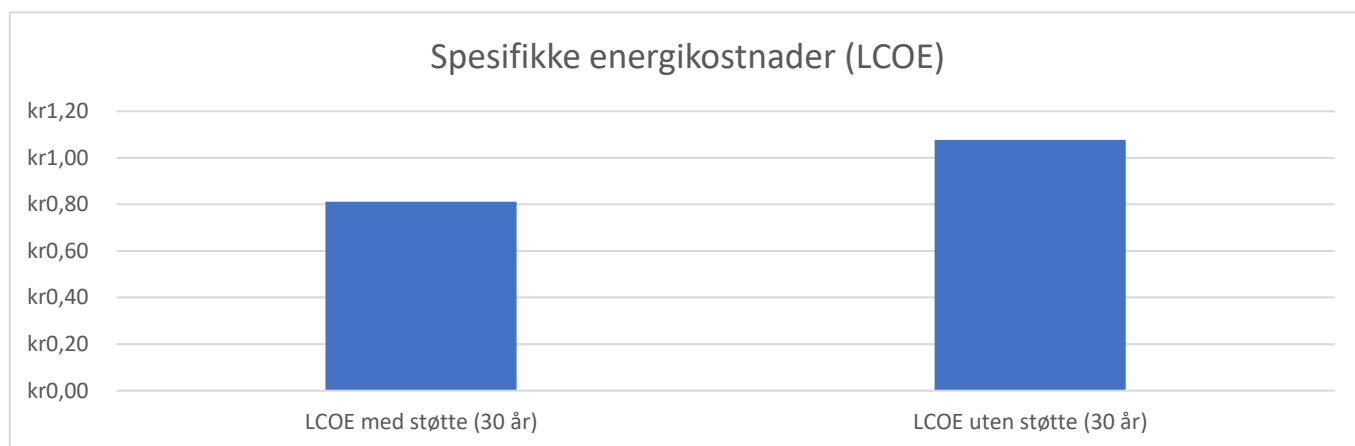


Figur 24: Grafisk fremvisning av nåverdiene basert på tariffstruktur. Merk at alle nåverdiene er under null etter prosjektets levetid.

nåverdiene er også beregnet. Internrenten for den mest lønnsomme tariffstrukturen, *Kapasitetsledd*, er 2,95 %. Internrenten til den minst lønnsomme tariffstrukturen, *Målt effekttariff*, er 0,61 %. Uten støtte har alle nåverdiene negativ netto nåverdi om avkastningskravet er 4 %.

9.5 Spesifikke energikostnader (LCOE)

Solcelleanleggets spesifikke energikostnad er beregnet med utgangspunkt i investeringskostnad, vedlikeholdskostnad, el-kostnader, diskonteringsrente og produksjon. Den spesifikke energikostnaden til solcelleanlegget er beregnet både med og uten støtte fra Oslo kommune. Med full støtte fra Oslo kommune er den spesifikke energikostnaden for solcelleanlegget beregnet til å være 0,81 kr/kWh. Solcelleanlegget blir med andre ord ikke lønnsomt med mindre strømprisen er over 0,82 kr/kWh. Uten støtte fra Oslo kommune øker den spesifikke energikostnaden til 1,50 kr/kWh, se figur 23.



Figur 23: Grafisk fremvisning av spesifikke energikostnader med og uten støtte fra full støtte fra Oslo kommune.

Støtte og tidshorisont	LCOE (kr)
LCOE med støtte (30 år)	kr 0,81
LCOE uten støtte (30 år)	kr 1,08
LCOE med støtte (10 år)	kr 1,50
LCOE uten støtte (10 år)	kr 2,09

Tabell 20: Spesifikke energikostnader med og uten full støtte fra Oslo kommune.

10 Følsomhetsanalyse

10.1 Forutsetninger for analysen

Følsomhetsanalysen har som formål å kartlegge hvor sensitiv prosjektets kontantstrøm og lønnsomhet er ovenfor endringer i analysens basisforutsetninger. Total risiko for solcelleanlegget blir kartlagt og presentert på en partiell måte hvor kun én faktor blir justert av gangen. For eksempel hvor mye nåverdien endres ved å øke den gjennomsnittlige strømprisen over prosjektets levetid med 10 %, samtidig som alle andre premisser holdes på basisverdiene sine.

I følsomhetsanalysen vil økonomiske antagelser og metodespesifikke variabler bli justert for å prøve å svare på hvor robust prosjektets NPV og LCOE er. For NPV er variablene prosentvis endring i investeringskostnad, gjennomsnittlige strømpris, vedlikeholdskostnader og sparte utgifter fra el-kostnader. For LCOE er variablene prosentvis endring i investeringskostnad, kraftproduksjon og vedlikeholdskostnader. Dette blir gjort for alle 4 netto nåverdiberegningene, men kun en gang for LCOE siden LCOE kun er påvirket av solcelleproduksjon og kostnader. Sparte kostnader fra reduksjon i nettariff blir i denne analysen sett på som «inntekt» og vil derfor ikke påvirke LCOE.

Ettersom inntekten fra solcelleanlegget er et produkt av solcelleproduksjon og strømpris vil det bare være nødvendig å gjøre sensitivitetsanalyse på en av faktorene. Å øke solcelleproduksjonen med 10 % og holde strømprisen fast vil gi den samme netto nåverdien som å holde solcelleproduksjonen fast og øke strømprisen med 10 %. Selv om begge er svært sentrale variabler i et lønnsomhetsperspektiv, vil ikke solcelleproduksjonen bli sett på i denne følsomhetsanalysen.

For alle variablene er det undersøkt hvordan en -50 %, -40 %, -30 %, -20 %, -10 %, +10 %, +20%, +30 %, +40 % og +50 % endring vil påvirke NPV og LCOE. Dette blir presentert i tall-format og grafisk i form av stjernediagrammer senere i følsomhetsanalysen.

Med «lønnsomt prosjekt» i denne analysen menes alle scenarioer der netto nåverdi er større enn null

10.2 NPV

Investeringskostnad

Følsomhetsanalysen viser at investeringskostnad er den variabelen som har størst utslagskraft ved prosentvis endring for lønnsomheten til solcelleanlegget. Dette er et kjennetegn for de fleste VER-prosjekter. Følsomhetsanalysen viser at for *Målt effekttariff* vil solcelleanlegget først være lønnsomt med en 35,6 % reduksjon i investeringskostnad. *Målt effekttariff med døgnvariasjon* må ha en reduksjon på 26,5 %, *Kapasitetsledd* må ha en reduksjon på 12,1 % og *CPP* må ha en reduksjon på 30,7 % for å bli lønnsomt.

Graden av offentlig støtte til prosjektet er en viktig faktor som avgjør lønnsomheten. For denne følsomhetsanalysen er det forutsatt at prosjektet får full 30 % støtte fra Oslo kommune i alle scenarioene. Det er to grunner til denne forutsetningen. Den første er at støtten fra Oslo kommune blir fastsatt tidlig i prosjektets fase og ikke vil endre seg senere i prosjektet. Den andre grunnen er at støtteordningen er innbakt i prosjektets investeringskostnad og vil derfor indirekte bli justert for følsomhet ved å ta for seg hele beløpet.

Endring i strømpris

En reduksjon i strømprisen vil påvirke prosjektets lønnsomhet i form av tapt inntekt fra solcelleproduksjon. På den andre siden vil en positiv endring gjøre solcelleproduksjonen mer lønnsom. Som nevnt tidligere i oppgaven er den gjennomsnittlige strømprisen for analysen fra 2023 – 2053 satt til 0,375 kr/kWh. For *Målt effekttariff* vil en 57,4 % økning i den gjennomsnittlige strømprisen for hvert år gjøre solcelleanlegget lønnsomt. *Målt effekttariff med døgnvariasjon* må ha en økning på 42,6 % for å bli lønnsomt. *Kapasitetsledd* må ha en økning på 19,5 % for å bli lønnsomt. *CPP* må ha en økning på 49,5 % for å bli lønnsomt.

Endring i vedlikeholdskostnadene

Vedlikeholdskostnadene er en liten årlig kostnad sammenlignet med andre kostnadsposter. Selv om de årlige vedlikeholdskostnadene hadde vært redusert til null, ville prosjektet fortsatt ikke være lønnsomt for noen av prosjektets tariffstrukturer. Ved å sette de årlige vedlikeholdskostnadene til 0 kr/år kan vi se hvordan dette vil påvirke prosjektets NPV under de ulike tariffstrukturene. For *Målt Effekttariff* vil en vedlikeholdskostnad på 0 kr/år føre til en prosentvis økning i NPV på 53,5 %. For *Målt effekttariff med døgnvariasjon* vil det føre til en prosentvis økning i NPV på 72 %. For *Kapasitetsledd* vil det føre til en prosentvis økning i NPV på 157 %. En endring av vedlikeholdskostnadene for *CPP* til 0 kr/år vil føre til en prosentvis endring i nåverdien på 62 %. Vedlikeholdskostnadene har stor utslagskraft for prosjektets lønnsomhet. Totalt vil netto nåverdi med de årlige vedlikeholdskostnadene for prosjektets levetid på 30 år (diskontert) bli 283 800 kr. Dette er $\sim \frac{1}{3}$ av prosjektets investeringskostnad i år 0.

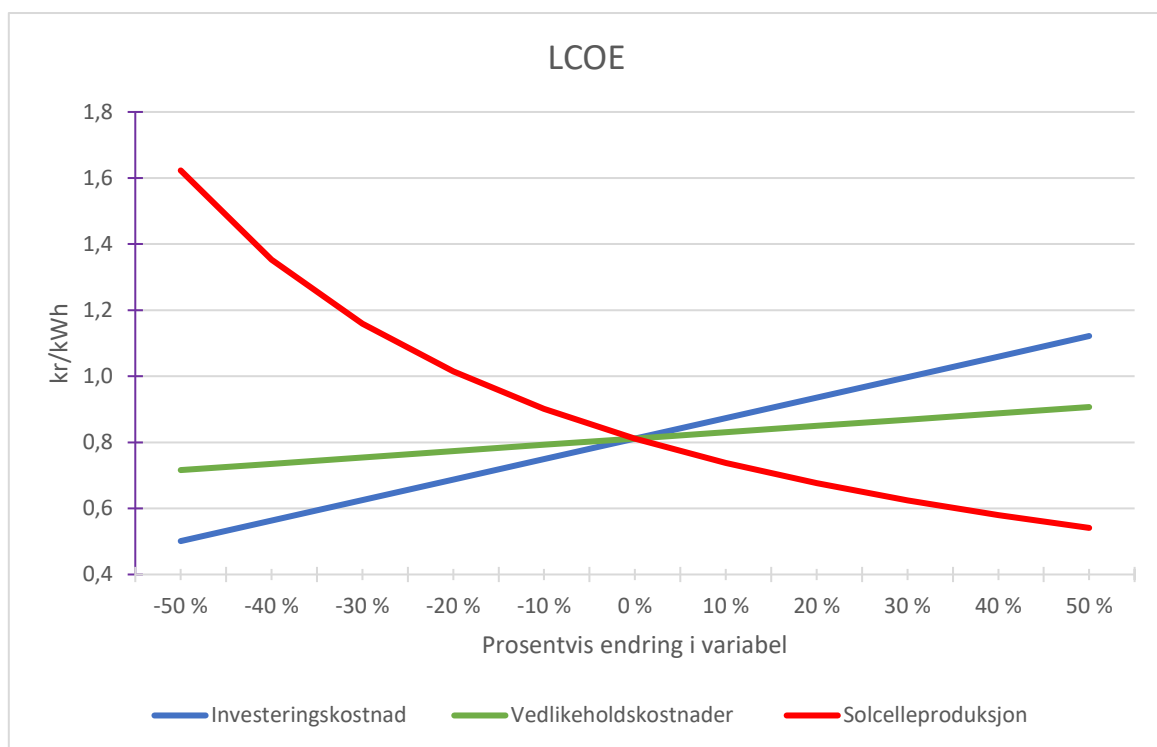
Reduksjon i el-kostnad

Installasjon av solcelleanlegg medfører reduksjon i el-kostnader som varierer etter hvilken tariffstruktur som gjelder. Dette er prosjektets sparte el-kostnader etter installasjon av solcelleanlegget. Ved å redusere el-kostnadene vil solcelleanlegget få større inntekt hvert år og dermed øke lønnsomheten. For *Målt effekttariff* vil en økning i sparte el-kostnader på 166 % gi et lønnsomt prosjekt. For *Målt effekttariff med døgnvariasjon* vil en økning i sparte el-kostnader på 86 % gi lønnsomt prosjekt. For *Kapasitetsledd* vil en økning i sparte el-kostnader på 26,8 % gi lønnsomt prosjekt. For *CPP* vil en økning i sparte el-kostnader på 116 % gi lønnsomt prosjekt.

Det er viktig å nevne at i denne følsomhetsanalysen sammenligner vi forskjellige utgangspunkter. *Målt effekttariff* må ha høyest prosentvis økning for å bli lønnsomt for prosjektet, men det også fordi det i utgangspunktet er tariffmodellen som gir minst sparte el-kostnader. På den andre siden er *Kapasitetsledd* den mest besparende tariffstrukturen og vil kreve en mindre prosentvis økning for å gjøre prosjektet lønnsomt.

10.3 LCOE

Prosjektets spesifikke energikostnader varierer ut ifra produksjonsmengde, investeringskostnad og vedlikeholdskostnad. Det er derfor ikke hensiktsmessig å inkludere sparte el-kostnader som følge av tariffendring siden det ikke hatt noen betydning på resultatet. I denne følsomhetsanalysen av LCOE vil disse variablene justeres en etter en mens de andre variablene holdes fast. Utgangspunktet for følsomhetsanalysen er prosjektets LCOE på 0,812 kr/kWh. Analysen er foretatt ved justering på -50 %, -40 %, -30 %, -20 %, -10 %, -10 %, +10 %, +20%, +30 %, +40 % og +50 %



Figur 25: Følsomhetsanalyse av investeringskostnad, vedlikeholdskostnader, og solcelleproduksjon for de spesifikke energikostnadene.

Investeringskostnad

Følsomhetsanalysen viser at fra en -50 % til en +50 % endring i investeringskostnaden vil de spesifikke energikostnadene variere mellom 0,501 – 1,112 kr/kWh. Se vedlegg 1.

Vedlikeholdskostnad

Følsomhetsanalysen viser at fra en -50 % til en +50 % endring i vedlikeholdskostnadene vil de spesifikke energikostnadene ligge mellom 0,716 – 0,907 kr/kWh. Se vedlegg 1.

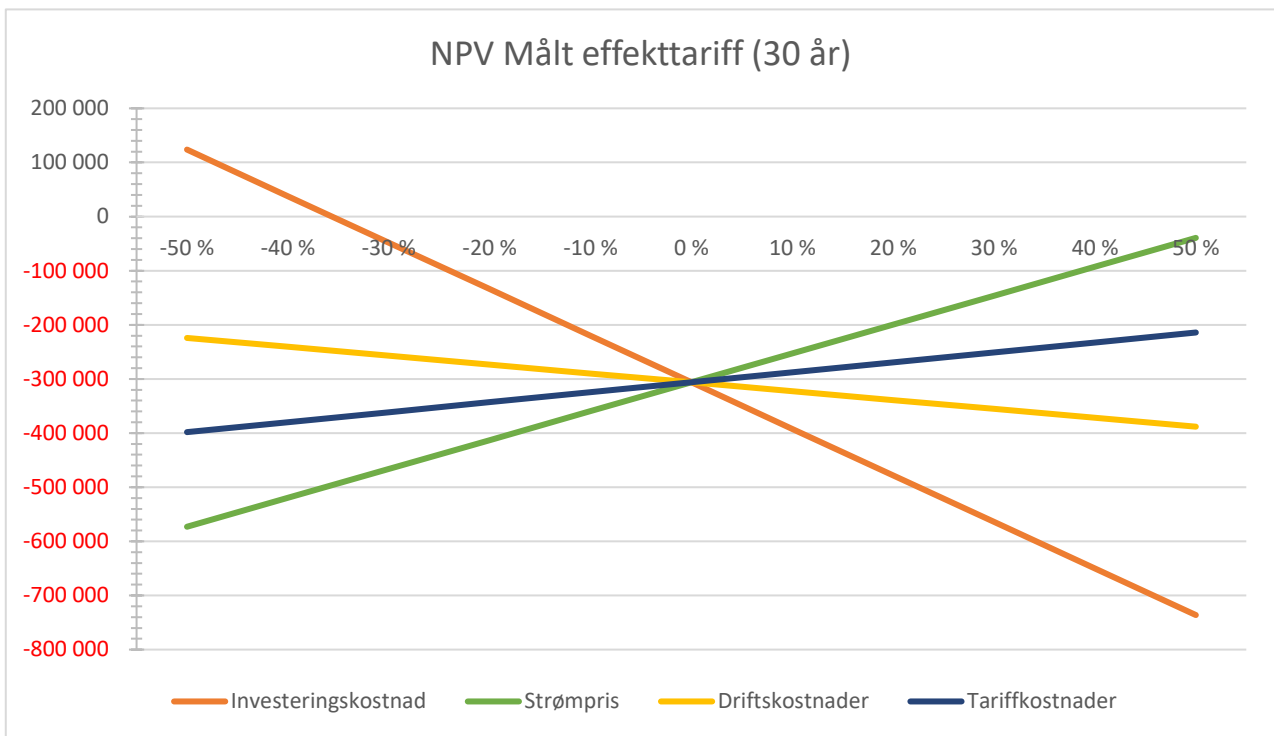
Solcelleproduksjon

Følsomhetsanalysen viser at fra en -50 % til en +50 % endring i solcelleproduksjon vil de spesifikke energikostnadene variere mellom 1,623 – 0,541 kr/kWh. Følsomhetsanalysen viser også at det er solcelleproduksjonen som har størst innvirkning på solcelleanleggets LCOE. Se vedlegg 1.

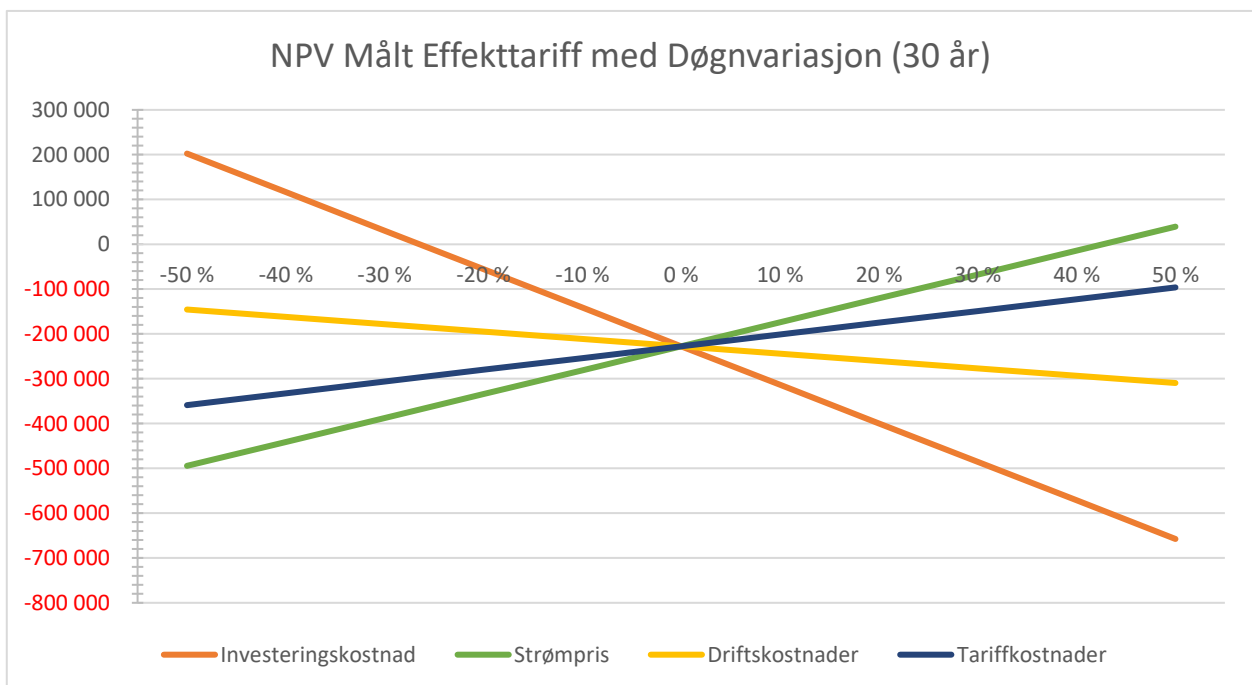
Per 2021 ligger LCOE for solkraft på hustak på 101,41 øre/kWh (Buvik, 2021). Det er forventet at LCOE for solkraft hustak vil synke til 60,84 øre/kWh i 2030. LCOE blir brukt for å regne ut om en teknologi er konkurransedyktig med andre teknologier som produserer til strømmettet, og «Grid parity» er en slik indikator. Grid parity er et uttrykk for når en teknologi kan produsere strøm til en LCOE-verdi som er mindre eller lik spotprisen uten noen form for subsidier. LCOE og Grid parity er også et mål på hvor konkurransedyktig teknologien er (Cretí & Fontini, 2019).

LCOE er i dag mye brukt for å sammenligne teknologier, men metoden har også fått kritikk. Joskow (2011) påpeker at fordi strømprisen er ustabil vil energiproduksjonen til fornybare energikilder variere ut ifra hvilken tid på døgnet de produserer energi. LCOE-formelen, som er brukt i denne beregningen, tar ikke hensyn til disse døgnvariasjonene. LCOE har derfor en tendens til å undervurdere solcelleproduksjon siden produksjonen er høyest på dagtid når prisene også er høye. LCOE tar heller ikke hensyn til nettverksrelaterte tap. Fornybare energikilder som sol- og vindkraft er arealspesifikke teknologier hvor store produksjonsområder ofte ligger avsidesliggende. Hvis produksjonsområdet ligger langt unna der energien brukes, kan overføringstap være en signifikant faktor. LCOE tar ikke hensyn til disse verdiene. Borenstein (2012) ser med bekymring på at det tas så mange politiske avgjørelser knyttet til kraftproduksjon, kun med LCOE som grunnlag. Selv kraftverk med samme teknologi, arkitektur og beliggenhet vil ikke nødvendigvis ha samme verdier av LCOE. Mange rapporter som nasjonale kraftstrategier baserer seg på, nevner sjelden disse begrensningene. LCOE kan være et nyttig verktøy for å sammenligne teknologier direkte,

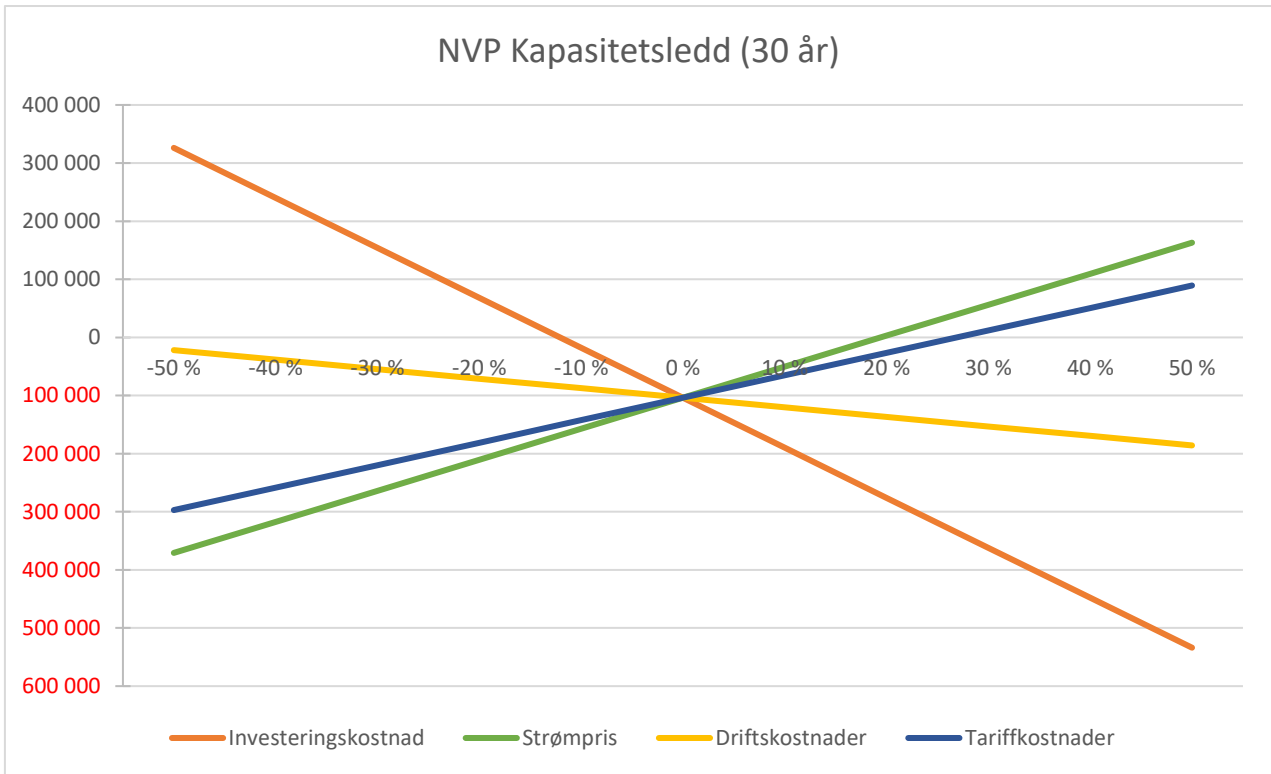
men man må være forsiktig med å bruke det som grunnlag for avgjørelser som påvirker andre uforutsette eksogene variabler av kraftsystemet.



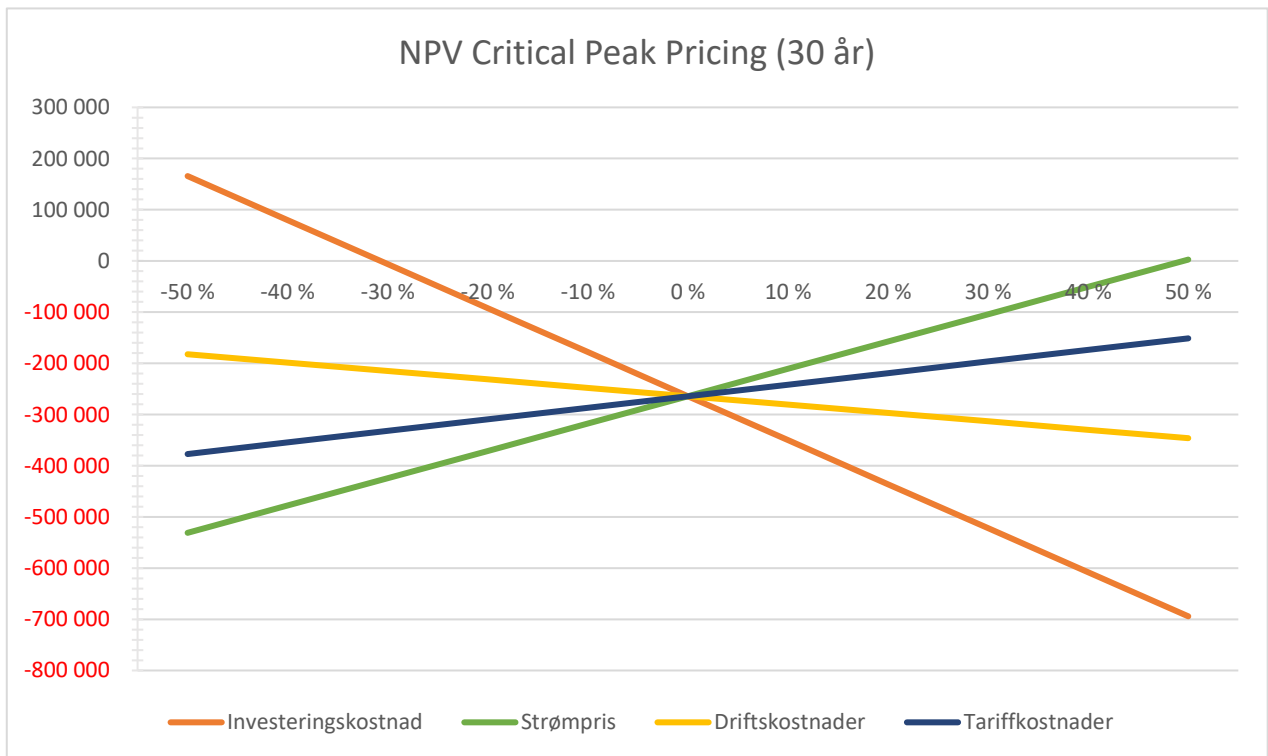
Figur 26: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "Målt effekttariff"



Figur 27: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "Målt effekttariff med døgnvariasjon"



Figur 28: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "Kapasitetsledd"



Figur 29: Stjernediagram for netto nåverdi med tariffstrukturen "Critical Peak Pricing"

10.4 Tolkning av følsomhetsanalysen

Følsomhetsanalysene gjennomgått i denne seksjonen har som formål å illustrere hvilke variabler som avgjør prosjektets lønnsomhet. Følsomhetsanalyse er en av mange metoder man kan bruke for å undersøke usikkerheten i et prosjekt. Styrken til følsomhetsanalyse er at den gir svært gode og anvendelige resultater til å bruke som beslutningsgrunnlag i solcelleanleggets gjennomføringsfase. Samtidig er det viktig å være kritisk til tallene som er presentert.

For å illustrere svakhetene til følsomhetsanalysen av solcelleanlegget kan vi ta for oss variabelen «investeringskostnaden». Dette er variabelen med størst innvirkning på lønnsomheten til solcelleanlegget i følsomhetsanalysen. For den mest lønnsomme tariffstrukturen *Kapasitetsledd*, vil følsomhetsintervallet -50 % +50% gi en variasjon i NPV fra 326 156 kr til -533 844 kr, gitt at andre variabler holdes fast. Antagelsen er at investeringskostnaden er 1 228 571 kr, men dette tallet kan også være usikkert. *Dobbelttelling av risiko* kan oppstå hvis variabelen justert i en følsomhetsanalyse allerede er risikojustert før følsomhetsanalysen begynner. Dersom investeringskostnaden til solcelleanlegget er risikojustert, kan følsomhetsanalysen føre til et *for* konservativt estimat. Siden nåverdien til solcelleanlegget er negativt under alle tariffstrukturene kan dette være en mulighet. Det kan være tilfellet for alle økonomiske og tekniske antagelser brukt i produksjons- og lønnsomhetsanalysen. Dersom antagelsene er på den optimistiske siden kan det gi en sikkerhetsillusjon hvor utregningene viser at prosjektet blir mer lønnsomt enn det egentlig er. I analysen av solcelleanlegget til Romsås senter kan det ikke utelukkes at justeringen kan være trippeljustert hvis både solcelleproduksjonen og strømprisen er konservative estimater, samtidig som at tapt strøm etter produksjon er pessimistisk anslått. Uansett hvor utfyllende følsomhetsanalysen er, vil kvaliteten på disse tallene aldri være bedre enn tallene som solcelleanlegget bygger på. Det er derfor også viktig å tolke tallene med dette perspektivet. For eksempel er nettoverdien for *Målt effekttariff med døgnvariasjon* -227 496 kr med en internrente på 1,58 %. Desimalene i resultatet er mange og gir inntrykk av at nåverdien er nøyaktig ned til den enkelte krone. En liten endring i årlig solcelleproduksjon vil endre resultatet med mer enn verdien til siste siffer i nåverdien. Det kan derfor være hensiktsmessig å presentere nåverdien som f. eks -230 000 ved å runde av til nærmeste ti tusende verdi. Det er ikke gjort i denne analysen, det er derfor viktig å ta dette med i vurderingene når resultatene tolkes.

Ved tolkning av følsomhetsanalysen er det også viktig å ta hensyn til at de fleste mennesker er risikoaverse når det kommer til å ta beslutninger. Tapsaversjon er en atferdsøkonomisk teori som sier at mennesker foretrekker å unngå tap fremfor å oppnå tilsvarende gevinst. Med andre ord gjør det mer vondt å tape 100 kr enn det gjør godt å vinne 100 kr. Dette generelle motviljen til å unngå prosjekter der summen av tap og gevinst er like stor, gjør at man kan forkaste den optimistiske delen av stjernediagrammet, se figur 26-29. Det er derfor viktig å se på følsomhetsanalysen med et kritisk blikk og ikke se bort ifra at prosjektets usikkerhet gjør at lønnsomheten svinger like mye i positiv som negativ retning.

Et viktig poeng i tolkning av følsomhetsanalysen at den presenterer kun *konsekvensene* av en endring av resultatet, ikke *sannsynligheten* for den gitte endringen. Sannsynligheten for at den gjennomsnittlige strømprisen øker med 20 % over prosjektets levetid er like viktig for den faktiske lønnsomheten som konsekvensen av endringen. Sannsynligheten for at endringer oppstår er i hovedsak en kvalitativ analyse, i motsetning til følsomhetsanalysen som er en kvantitativ analyse.

11 Diskusjon

11.1 Sammendrag av resultatene

Solcelleanlegget på 115,18 kWp har en estimert produksjon på 86 388 kWh/år.

Sommermånedene (april-oktober) står for 82,78 % av årsproduksjonen mens kun 16,55 % produseres i vinterhalvåret (november-mars). Solcelleproduksjonen gjør at senteret reduserer effekttoppene med totalt 3400 kW fordelt over hele året. Hovedsakelig skjer effektreduksjonen i sommerhalvåret, og mest i mai, juni, juli og august. Siden forbruket til Romsås senter er høyere enn produsert energi for alle årets dager vil ingen energi bli solgt tilbake til nettet.

Lønnsomhetsanalysen viser at solcelleanlegget ikke er lønnsomt, uansett tariffstruktur. Ved en strømpris på 0,375 kr/kWh gjennom solcelleanleggets levetid vil netto nåverdien ligge på mellom -306 000 og 104 000 kr, fra den minst lønnsomme til den mest lønnsomme. Dette gir en el-kostnad på 0,12 kr/kWh – 0,26 kr/kWh for hver kWh installert effekt fra solcelleanlegget. Den spesifikke energikostnaden vil ligge på 0,812 kr/kWh med full støtte fra Oslo kommune, og 1,08 kr/kWh uten støtte. Det er imidlertid andre måter solcelleanlegget

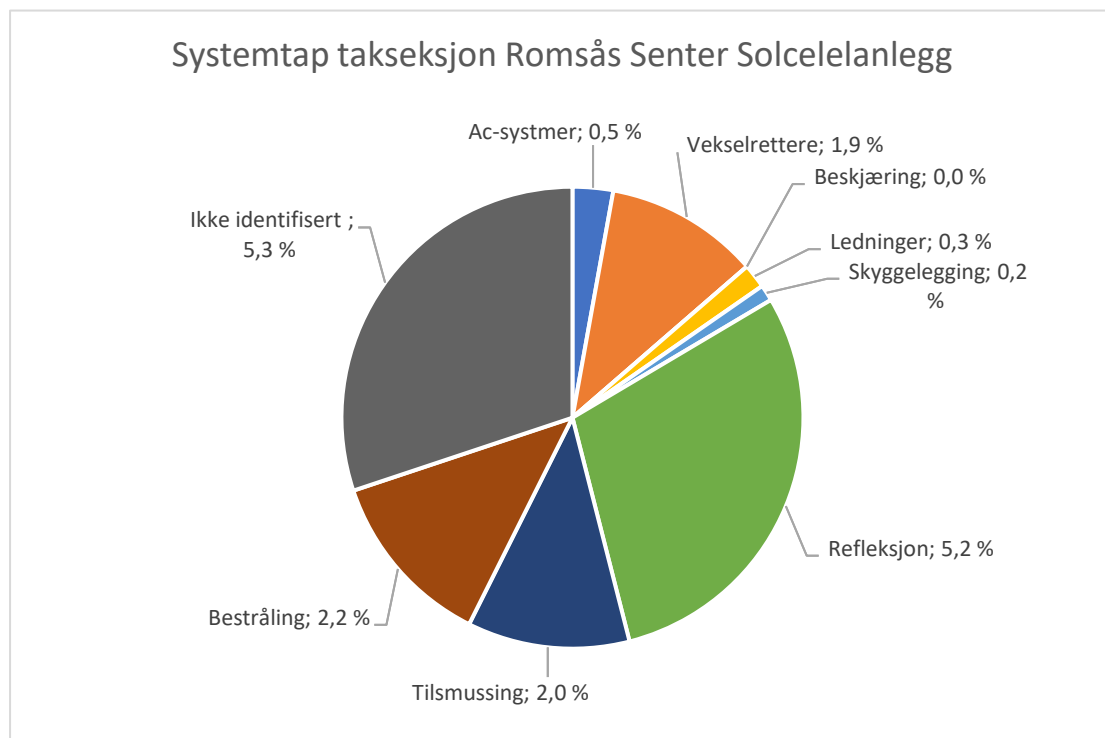
kan bli lønnsomt på. En mulighet er å oppnå en gjennomsnittlig strømpris over de neste 30 årene som er over 0,812 kr/kWh. En annen mulighet er å øke solcelleproduksjonen med 136 000 – 104 000 kWh/år. Den tredje løsningen er å senke kostnadene. Siden den største kostnadsposten er investeringskostnaden er det mest relevant å se på nettopp denne, hvor en reduksjon i på 12,1 % - 31,6 %, avhengig av tariffstruktur, av investeringskostnaden på 1 228 571 kr vil gjøre prosjektet lønnsomt.

11.2 Produksjon

I denne analysen er ikke solcelleproduksjonen basert på historiske data til et allerede eksisterende solcelleanlegg, men på en simulering av et mulig anlegg. Dette er en mulig svakhet i oppgaven ettersom historiske data er foretrukket for å beregne produksjon. Ved å bruke en simulering i stedet for historiske data er den antatte solcelleproduksjonen mer usikker.

Hvor stort systemtapet er i solcellene forteller mye om hvor god kvaliteten på solcellepanelene er. Det er tilnærmet umulig å oppnå et systemtap på 0 %. Det vil alltid være noen tap i et elektrisk system som hovedsakelig kommer fra varmetap. For å regne ut dette brukes innstrålingsdata, arealet av solcellene og moduleffektiviteten (SMA Solar Technology, 2022). Solcelleanlegget på Romsås har et systemtap på 17,6 % for tak-seksjonen og 15,4 % for fasade-seksjonen. Ettersom tak-seksjonen har flere 282 solcellepaneler og fasade-seksjonen har 21 vil denne verdien ligge nærmere 17 %. Reich et al. (2012) undersøkte systemtap for ~ 100 forskjellige solcellesystemer og fant at gjennomsnittlige verdier ligger på mellom ~ 10 % og ~ 30 %. Resultatene viste også at det er sannsynlig at solcelleanlegg vil nå PR-verdier på under 10 % i fremtiden. Systemtapet til solcelleanlegget i denne analysen kan derfor ses på som sannsynlig. Dersom systemtapet er på solcelleanlegget hadde vært mindre ville prosjektet vært mer lønnsomt. Følsomheten til systemtapet er ikke brukt som variabel i følsomhetsanalysen, men indirekte justert gjennom solcelleanleggets energiproduksjon i følsomhetsanalysen.

I simuleringen er det totale tapet til solcelleanlegget satt til 14,1 % fordelt over 30 år. Antagelsen gjort i lønnsomhetsanalysen er at dette tapet er lineært, altså 0,47 % tap for hvert år. Ifølge IEAs veileder for beregning av solcelleproduksjons usikkerhet er de langsiktige degresjonstapene over tid en av de minst forståtte delene av en solcelles systemtap (Reise & Fraunhofer, 2018). Uansett estimerer IEA, basert på intervjuer med systemoperatører at degresjonstapet ikke er lineært, men størst i starten av solcelleanleggets levetid og stadig mindre desto lengre anlegget er i drift. Dette varierer ut ifra hvilken type solcellepanel som brukes, men generelt for det første året av solcelleanleggets levetid vil produksjonsdegresjonen være 1-2 %. Videre er degresjonsraten 0,7-0,5 % per år frem til år 5, og deretter 0,3-0,5 % per år frem til år 30. Andre systemoperatører melder at de bruker en lineære degresjonsrate på 0,25 % i året. Siden dette fremdeles er et omdiskutert tema og varierer basert på solcelleteknologi og geografi, har denne analysen antatt at degresjonsraten er lineær. Dersom degresjonsraten hadde vært ikke-lineær ville solcelleanleggets netto-



Figur 30: Systemtap for solcelleanlegget på Romsås senter fordelt på seksjon. Det totale systemtapet er 15,4 %

nåverdi vært lavere. En studie fra Sveits undersøkte også degresjonsraten til et 10 kW nett-tilknyttet solcelleanlegg installert i 1982 i Lugano, Sveits. Dette var ett av de første solcelleanleggene med nett-tilknytning og hadde en levetid på 27 år frem til 2010. Blant funnene var at den årlige degresjonsraten var på 0,38 %/år. I den første perioden fra 1982 til 2001 ble det funnet en årlig degradering på 0,27 %/år og i perioden fra 2001-2009 var degresjonsraten på 0,64 %/år (Virtuani et al., 2018). Dette påvirker lønnsomheten siden siden

høyere kontantstrøm tidlig i prosjektets levetid er verdt mer enn kontantstrøm senere i prosjektets levetid. Dersom degresjonsraten i år 1 er større en degresjonsraten i år 30 vil lønnsomheten til solcelleanlegget være lavere enn ved en lineær antagelse. Siden degresjonsrate fremdeles er et inkonklusivt tema har denne analysen brukt en lineær modell for å gjøre beregningen så enkel som mulig.

Når det kommer til andre antagelser som påvirker solcelleproduksjonen, som for eksempel irradiansen, celledetemperatur, og solinnstrålingens innfallsvinkel, er det ikke like lett å beregne usikkerheten til tapt produksjon. Ifølge IEAs rapport fra 2018 har det blitt gjort svært lite forskning på usikkerheten til solcelleproduksjonsmodeller de siste tiårene (Reise & Fraunhofer, 2018). Siden denne analysen ikke har som formål og analysere solcelleanleggets tekniske egenskaper antar vi at de simulerte produksjonsverdiene er middelveier. Hvordan produksjonen er sammenlignet med andre solcelleanlegg med samme effekt vil derfor ikke bli diskutert mer i denne analysen.

Den økonomiske levetiden på 30 år er lengre sammenlignet med andre solcelleanlegg på markedet i dag. Levetiden til solcellepaneler avhenger av slitasje fra vær, vind, snø, fuktighet og UV-stråling fra solen. Vedlikehold og korrekt installasjon er også svært viktig for å forlenge levetiden mest mulig. Sodhi et al. (2021) argumenterer for at det fra et økonomisk ståsted kan være mest lønnsomt å erstatte alle solcellepanelene i år 10 av 25-30 grunnet stadig synkende materialkostnader. Om, eller når panelene på Romsås senter bør byttes for å oppnå høyest lønnsomhet, er ikke en del av denne analysen, men vil være en faktor for å oppnå høyest mulig produksjon over solcelleanleggets 30 års levetid.

Et annet aspekt som kan være en svakhet med analysen er at solcelleproduksjonen er antatt å være den samme hvert år. I realiteten er ikke den estimerte årsproduksjonen på 86 388 kWh fast, men vil variere mellom år. Simuleringen antar at hvert år har de samme lokale værforholdene og at produksjonen ikke vil være mindre under år med lite solinnstråling. Thevenard og Pelland (2011) utarbeidet i 2011 en statistisk modell med utgangspunkt i et 10 MW solcelleanlegg i Toronto, Canada, for å prøve å estimere usikkerheten i PV-produksjon og identifisere måter å redusere denne usikkerheten på. Funnene viste at under solcelleanleggets levetid hadde produksjonen et standardavvik på 8,7 % for det første året, og 7,9 % for de resterende årene av levetiden. Dette standardavviket vil ikke nødvendigvis passe til solcelleanlegget på Romsås senter siden det er av en annen størrelse. Det er heller ikke tatt hensyn til stans i produksjonen grunnet tekniske feil. For en mer detaljert analyse ville det vært interessant å anta en ikke-lineær produksjon ved en statistisk Monte-Carlo modell som

estimerer forskjellig årsproduksjon for hele solcelleanleggets levetid. Kombinert med en ikke-lineær degresjonsrate kunne dette gitt en mer realistisk PV-produksjon for solcelleanlegget.

11.3 Forbrukerkurve

Solcelleanlegget har en effekt på 115,18 kWp og vil produsere 86 388 kWh/år. Dette er en liten andel av det totale årlige forbruket på ca. 5 700 000 kWh/år. Om solcelleanlegget vil gjøre at senteret bruker mindre strøm er også et viktig spørsmål som det kan være vanskelig å svare på. Et fenomen som er mye undersøkt er den såkalte rebound-effekten. Rebound-effekt blir brukt for å si noe om hvordan en implementert løsning på et problem kan ende opp med å gjøre selve problemet verre. Med andre ord: Vil installering av solcelleanlegget gjøre at strømforbruket går opp? Mesteparten av dagens litteratur på solcelleanleggs påvirkning på forbrukermønster er i dag gjort på private husholdninger. Siden differansen mellom brutto- og nettoforbruket er såpass lite kan en argumentere for at solcelleanlegget ikke vil ha noen merkbar effekt på forbrukermønstret på samme måte som et solcelleanlegg installert på en privat husholdning.

Qiu et al. (2019) undersøkte energiforbruket til 277 husholdninger med solcelleanlegg og 4000 husholdninger uten solcelleanlegg i USA for perioden 2013-2017. Formålet med studien var å undersøke forskjellen i timesforbruket mellom de to gruppene. Resultatet viste at for hver 1 kWh produsert energi fra husholdningene med solcelleanlegg økte eget forbruk med 0,18 kWh. Dette gir en rebound-effekt på 18 %.

Havas et al. (2015) brukte samme fremgangsmåte ved å undersøke hvordan forbruket til 496 husholdninger i Australia ble endret før og etter installasjon av solcelleanlegg for perioden 2008-2013. Her viste resultatene at husholdningene reduserte det totale energibruket sitt med 34 % på sikt, og at rebound-effekten lå på 10 %. Denne kunnskapen kan imidlertid ikke overføres til næringsbygg helt uten videre. For det første består næringsbygg som Romsås senter av flere individuelle bedrifter som bruker senteret til egne formål. I motsetning til private husholdninger er ikke det totale forbruket delt mellom en privat husholdning på noen få personer, men flere hundre personer. Det timesbaserte forbruket fordelt over dagen er heller ikke det samme som hos private husholdninger og følger ikke den samme lastkurven. Næringsbygg har ikke like høyt effektuttak på kvelden som husholdninger fordi det som regel ikke oppholder seg personer i bygget på kvelden.

Resultatene viser at effektreduksjonen er størst på dagtid når senteret bruker energi, men at dette ikke er optimalt tilpasset tidspunktene der forbruket er høyest. Solcelleproduksjonen er høyest i juni, men forbruket er høyest i august. For nettoforbrukets timesverdier er det heller ikke optimalisert for effektreduksjon. Timen med størst produksjon er kl. 12:00-13:00, men timen med størst effektuttak er klokken 07:00-08:00 og synker for hver time utover dagen.

11.4 Strømpris

De økende kraftprisene har fått mye oppmerksomhet det siste året, og mange forbrukere har uttrykt misnøye med høye og uberegnelige strømpriser. Å lage modeller som predikerer strømprisen og større forutsigbarhet for markedsregulatorer, produsenter og forbrukere, er derfor høyt etterspurt. Som tidligere nevnt i analysen vil en endring i kraftprisen være en sentral faktor for Romsås senters solcelleproduksjon. Å estimere fremtidens strømpris er i dag vanskeligere enn tidligere grunnet den stadig økende andelen av fornybar energi til energibalansen, som tidligere redegjort for, vil øke kraftmarkedets volatilitet. Statnett, NVE og DNV publiserer regelmessig kortsiktig og langsiktige markedsanalyser hvor en rekke variabler blir diskutert.

Hvilke variabler som er viktigst for å estimere den langsiktige kraftprisen er diskutert. Ulike vitenskapelige avhandlinger og rapporter fra offentlige etater og private selskaper, legger vekt på ulike variabler for å komme frem til estimatene sine. Av disse variablene er de mest sentrale vær og klima, import og eksport av kraft, tilbud og etterspørsel, statlig kraftpolitikk, og kostnad av el-produksjon og distribusjon. I tillegg kan andre internasjonale hendelser som krig eller naturkatastrofer ha en kortsiktig og/eller langsiktig innvirkning på spotprisen. Et eksempel på dette er den nylige russiske invasjonen av Ukraina i Februar 2022, hvor prisene på olje, kull, og gass økte med 40 %, 130 % og 180 % i de første 2 ukene av krigen (Adolfson et al., 2022). I det Europeiske kraftmarkedet er strømprisen i dag 8 % høyere enn den var før krigen som følge av de politiske beslutningene tatt av land som svar på Russlands krigføring. Den langsiktige kraftprisen skyldes naturligvis ikke kun denne situasjonen, men dette er et eksempel på at enkelthendelser kan ha stor påvirkning på den kortsiktige kraftprisen i Europa.

I følge Jåstad et al. (2022) vil de viktigste variablene for den norske kraftprisen mot 2040, til tross for en synkende andel av fossil energiproduksjon, fremdeles være gassprisen og CO₂-prisen. Ved å bruke en modell som kombinerer en global sensitivetsanalyse av variabler og en statistisk Monte Carlo simulering simulerte Jåstad et al. den gjennomsnittlige kraftprisen i

2040. Variablene i sensitivitetsanalysen inkluderte kraftteterspørse, politiske virkemidler for produksjon, brensel- og CO₂-pris, investeringskostnader for ny produksjonsteknologi og andre produksjonskostnader. Resultatene av simuleringen ga en kraftpris på $0,401 \pm 0,04$ kr/kWh i 2040. Markedsverdien til solenergi ble estimert til å være $0,226 \pm 0,03$ kr/kWh. Ved å sammenligne LCOE estimerer fra tidligere litteratur med markedsverdien til solenergi viste resultatene at med 98 % sannsynlighet vil lønnsomheten til solenergi være innenfor et halvt standardavvik³ fra LCOE-verdien til solkraft. Resultatene fra modellen viste også at det er <3 % sannsynlighet for at inntekten til solkraft er høyere enn de spesifikke energikostnadene

Strømprisen som er brukt for å regne ut lønnsomhet og følsomhet er et konservativt estimat på 0,375 kr/kWh. I NVEs kortsiktige markedsanalyse for 2021 estimeres det en høyere strømpris enn dette. Analysen peker på at vi kan forvente høyere kraftpris i Norge fremover enn det vi har sett historisk. Dette kommer av at utvekslingskapasiteten mellom Norge og Europa øker, samt at det forventes en vedvarende høy CO₂-pris i årene fremover (Birkelund et al., 2021). Birkelund estimerer det at strømprisen i Norge vil bli liggende på 0,5-0,52 kr/kWh fra 2025-2040. Siden det ikke finnes norske modeller for strømprisen etter 2040 er det også her uvisshet i hvilket nivå strømprisen vil ligge på i solcelleanleggets siste 10 leveår.

Solcelleanlegg har et unikt forhold med strømprisen i med at de kun produserer energi på sommeren når strømprisen er på sitt laveste. Dette er ikke tilfellet for vindkraft som produserer mest på vinteren eller vannkraft som har størst vanntilsig om våren. Det kan dermed argumenteres for at lønnsomheten til solcelleanlegget er for høyt siden strømprisene som er brukt i analysen blir dratt opp av den høyere strømprisen om vinteren. For en mer realistisk lønnsomhetsanalyse kunne analysen brukt den gjennomsnittlige historiske strømprisen for når solcelleanlegget har innstrålingstimer.

11.5 Klimaet påvirkning og temperatur

I denne analysen er det gjort en antagelse om at den årlige gjennomsnittstemperaturen er 13,9 °C. Dette er noe over gjennomsnittstemperaturen for Oslo by for november 2021-2022. En kjøligere utetemperatur gir en større solcelleproduksjon. En interessant problemstilling er derfor om energiproduksjonen vil bli høyere i fremtiden enn denne analysens antagelser.

³ Standardavviket er et mål på spredningen av verdiene til en stokastisk variabel. Standardavviket gir verdiens gjennomsnittlige avstand fra gjennomsnittet

Hvordan energiproduksjon påvirker klimaet er godt dokumentert, men det samme kan ikke sies om det motsatte: Hvordan klimaendringene vil påvirke energiproduksjon. Global oppvarming gjør at den gjennomsnittlige temperaturen øker for hvert år. Samtidig som klimaet blir varmere blir også været og årstidene mer ustabile. Den globale oppvarming er forventet å påvirke både tilbud og etterspørsel etter energi. *Integrerte klimamodeller* blir i dag brukt for å estimere dette. En integrert klimamodell er en modell som kombinerer de vitenskapelige- og sosioøkonomiske aspektene til klimaendringer, og hvordan politiske virkemidler vil påvirke dette. Formålet med disse modellene er å lage et verktøy for å forutsi hvordan nasjonal og internasjonal klimapolitikk må omstilles for å nå vedtatte klimamål. I en analyse fra CICERO, Norsk senter for klimaforskning, er det stor usikkerhet knyttet til dagens modeller. Under klimatoppmøtet i Glasgow i 2021 ble det påpekt at selv om klimamodellene som blir presentert har tydelige konklusjoner, er det fremdeles stor usikkerhet. Under klimatoppmøtet COP26 i Glasgow i 2021 ble det med stor sikkerhet kommunisert at vi med dagens klimapolitikk går mot 2,7°C graders oppvarming i 2100, og at vi med dagens mål og løfter styrer mot 2,4°C graders oppvarming i 2100 (Petters et al., 2021). Usikkerheten ved slike beregninger er store, og resultatet avhenger av hvilken modell som brukes. IPCC publiserte en *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* i 2015 hvor de analyserte 164 klimasenarioer fra 16 forskjellige integrerte klimamodeller. Rapporten hadde som delmål å undersøke hvor stor del av klimamålene fornybare energikilder vil stå for. I de fleste klimasenarioene med lave mengder CO₂ (< 440 ppm) vil PV og vindkraft ha medianverdier på 20 % av verdens totale energiproduksjon i 2050 (Edenhofer et al., 2012). Andre rapporter, som for eksempel EMF 27 (Global Model Comparison Project), estimerer andeler på større enn 40 % for middel til høye konsentrasjoner av CO₂(440-600 ppm⁴) frem mot 2050.

Ifølge FNs klimapanel vil klimaendringer medføre lavere etterspørsel av energi til oppvarming om vinteren og høyere etterspørsel til avkjøling om sommeren. Ved en gjennomsnittlig økning på 2°C innen 2050 er det forventet at Storbritannia og Russland vil dempe forbruket sitt av fossilt brensel med 3-10 %, og strømforbruket med 1-3 %. CICERO vurderer det som mulig at de samme effektene vil oppstå i Norge.

⁴ Parts per million, som betyr «deler per million». 1 ppm = 1/1 000 000

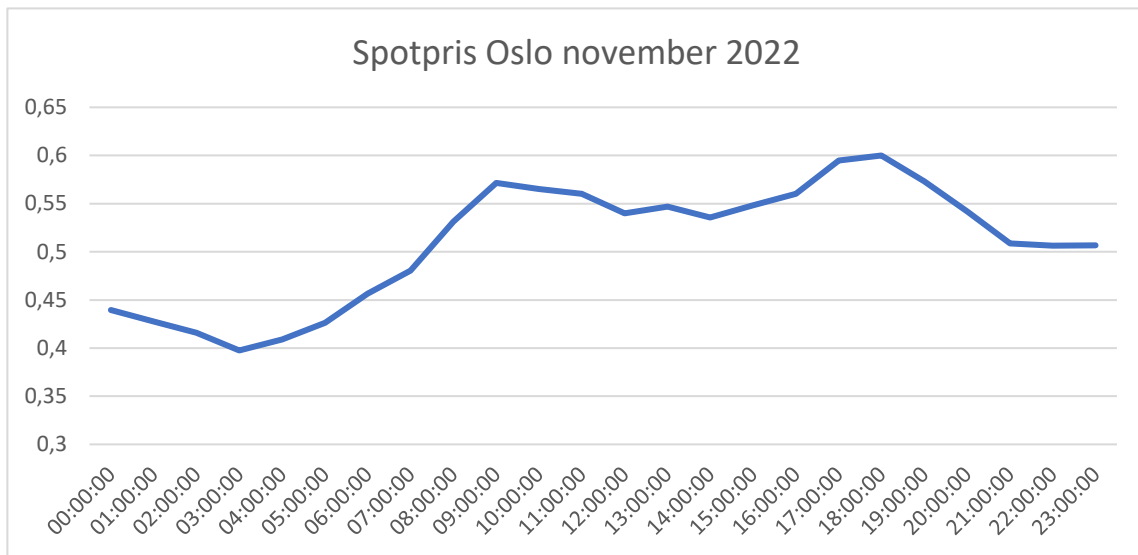
11.6 Nettariffstrukturer

Analysen har som formål å tydeliggjøre hva som vil skje med lønnsomheten til et solcelleanlegg ved innføring av ulike nettariffstrukturer. Siden nettariffer alltid vil være en utgiftspost knyttet til en bedrifts strømregning, vil dyrere nett-tariff være lite fordelaktig for bedriften. I et samfunnsmessig perspektiv, vil høyere nettariff bidra til å gjøre strømmettet mer effektivt og indirekte gjøre solcelleanlegg mer rustet for fremtidig kraftteterspørsel. Hvordan NVE strukturerer nettariffen vil ha en relativt liten påvirkning på lønnsomheten, men den vil fremdeles påvirke resultatet.

De effektbaserte nettariffene vil gi forbrukeren prisintensiv til å unngå store døgnvariasjoner og flate ut forbruket over hele dagen. For *Målt effekttariff*, *Målt effekttariff med døgnvariasjon*, og *Kapasitetsledd* vil det være i forbrukerens interesse å ha så lavt effektuttak som mulig siden disse effekttariffene beregnes etter høyeste effektuttak på en standard lineær skala.

For *CPP* er CPP-grensen satt til 20 % av forbrukerens effektuttak. Analysen baserer seg dermed på antagelsen om at Romsås senters effektuttak samfaller med resten av samfunnet. Som vist i figur 22 har Romsås senter en døgnlastkurve som toppe seg kl. 06:00 – 07:00 og synker utover dagen. Bygget har kun en effekttopp. Dette er karakteristisk for næringsbygg fordi mennesker oppholder seg i bygget under arbeidstimer. Husholdninger har følger en mer tradisjonell «duck curve», og har to effekttopper. Den første effekttoppen er vanligvis i tidspunktet 06:00 – 07:00 når folk står opp eller ankommer jobb. Den andre effekttoppen er på kvelden i tidspunktet 18:00 – 19:00 når folk kommer hjem og bruker mye strøm til TV, kjøkken, lys, mm. Figur 31 illustrerer dette. Etersom Romsås senter følger effektkurven til næringsbygg, og ikke husholdninger, vil ikke CPP-grensen reflektere effekttoppene til

strømnettet som helhet. Dersom CPP-grensen i analysen var satt etter nett-forbruket til Oslo-regionen hadde tariffkostnadene til CPP blitt annerledes og besparelsen en annen.



Figur 31: Gjennomsnittlige spotpris for 01-30 november for N01 (Oslo) Kilde: Nord Pool markedsdata

12 Metodisk evaluering og videre forskning

I denne analysen er det gjort mange forutsetninger som direkte påvirker resultatet. I en så omfattende oppgave er det alltid fare for kalkulasjonsfeil hvor det kan ha blitt satt inn feil tall. Hvis dette er tilfellet vil resultatene bli feil selv om metoden er riktig.

Antagelsene i denne analysen er hovedsakelig hentet fra OneCos egen produksjonssimulering. Det ville vært interessant å se nærmere på usikkerheten til disse antagelsene og svakheter i simuleringen. Dette er utenfor denne analysens rammer, med det ville det vært positivt for metoden å vite hvilke antagelser som har stor og liten sikkerhet.

Denne analysen har ikke sett på muligheten for batterilagring. Grunnen til dette er at solcelleanlegget på Romsås senter ikke på noe tidspunkt vil ha overproduksjon under noen av årets timer. Det er derfor ikke nødvendig å lagre energien.

Solstøtten fra Oslo kommune er som nevnt en avgjørende faktor for solcelleanleggets lønnsomhet. I denne analysen er det antatt av prosjektet får full støtte på 30 % av investeringskostnaden. En svakhet med metoden er at den antar at dette tilskuddet blir innvilget. Dersom solcelletilskuddsordningens beslutter å innvilge mindre enn 30 % av investeringskostnaden vil dette gjøre prosjektet mindre lønnsomt. Dette skulle jeg gjerne ha

sett nærmere på siden det er en eksogen antagelse som vil påvirke prosjektet stort. Uansett blir investeringskostnaden til solcelleanlegget vurdert i følsomhetsanalysen.

13 Konklusjon

Et solcelleanlegg på 115,18 kWp kan dekke ca 1,5 % av energiforbruket til et næringsbygg som Romsås senter. Det meste av produksjonen vil være på sommerhalvåret og effekttoppene vil i all hovedsak bli redusert på dagtid når solen er på sitt høyeste. Den økende andelen solenergi i den norske kraftbalansen gjør at kraftnettet i fremtiden vil oppleve større variasjon mellom etterspurt og produsert effekt, siden kraftproduksjonen fra solceller er uregelmessig og avhengig av lokale værforhold. Den økende kraftproduksjonen fra solceller vil i liten grad redusere nettutbyggingskostandene fordi tiltaket gjør det vanskeligere å balansere strømmettet. Strømprisen vil trolig reduseres, ha større prisvariasjon avhengig av time og sesong.

Analysen i denne oppgaven har vist at middelsstore solcelleanlegg til næringsbyggsformål ikke er lønnsomme uten offentlig støtte. Strømprisen og investeringskostnaden er de to mest avgjørende variablene. Selv med besparelsen fra unngåtte tariffkostnader som et resultat av lokal produksjon.

Analysen viste at tariffstrukturen *Kapasitetsledd* hadde størst årlig besparelse på 22 343 kr. *Målt effekttariff* hadde en årlig besparelse av el-kostnader på 10 641 kr. *Målt effekttariff med døgnvariasjon* hadde noe høyere årlig besparelse på 15 192. Differansen mellom *Målt effekttariff* og *Målt effekttariff med døgnvariasjon* viser at solcelleanlegg vil ha større besparelse av tariffstrukturer som er billigere på dagen når strømmen produseres. For *CPP* er det totale årlige besparelsen 13 069 kr.

Ved en endring til en av de fire diskuterte tariffmodellene vil lønnsomheten til solcelleanlegg øke, men ikke nok til å oppnå avkastningskravet. Besparte el-kostnader fra nettariff bør derfor være inkludert når lønnsomheten til solcelleanlegg skal beregnes. Om NVE innfører dynamiske tariffsystemer i fremtiden vil det være til fordel for mellomstore anlegg som Romsås senter.

Selv om solcelleanlegget i dag ikke er lønnsomt under forutsetningen om at den gjennomsnittlige strømprisen er 0,375 kr/kWh, kan anlegget bli lønnsomt dersom den

gjennomsnittlige strømprisen er høyere 0,812 kr/kWh. Om solcelleanlegg egentlig er en samfunnsøkonomisk god investering av kapital må vurderes i lys av dette.

14 Litteraturliste

- Adaramola, S. (2019). *Grid (electricity supply) systems - Module 3*. Forelesning 3 Ås: Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet.
- Adolfson, J. F., Kuik, F., Schuler, T. & Lis, E. (2022). *The impact of the war in Ukraine on euro area energy markets*. Frankfurt: European Central Bank. Tilgjengelig fra: https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2022/html/ecb.ebbox202204_01~68ef3c3dc6.en.html (lest 25.11.22).
- Asker Nett. (2022). *Prisliste for næringskunder i 2022*. Tofte: Askernett.no. Tilgjengelig fra: <https://askernett.no/prisliste-for-naeringskunder-i-2022/> (lest 17.11.22).
- Berentsen, T. K. (2022). *Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport*. Oslo: Solenergiklyngen.
- Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H. & Haukeli, I. E. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040: Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. NVE Rapport nr. 29/2021, 978-82-410-2161-9. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Borenstein, S. (2012). The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. *Journal of Economic Perspectives*, 26: 69-92.
- Burger, B. (2022). *Solar vs. wind in Germany in 2021*. ISE, F. i. f. S. E. S. (red.). Freiburg.
- Buvik, M. (2021). *Kostnader for kraftproduksjon*. Oslo: Norges vassdrag og energidirektorat., Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> (lest 03.11.22).
- Buvik, M., Cabrol, J., Spilde, D., Skaansar, E., Roos, A. & Tveten, Å. G. (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*, 202109733. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Bøhn, T. I., Søreng, L.-H., Holljen, E., Dehlin, F. & Grini, C. (2014). *Analyse av energibruk i forretningsbygg: Formålsdeling. Trender og drivere*. Oslo: Norges Vassdrag- og Energidirektorat
- Bøhren, Ø. & Gjørnum, P. I. (2019). *Finnans: Innføring i Investering og Finansiering*, b. 2. Bergen: Fagbokforlaget.
- Cabral, L., Booth, B. & Peterson, C. (2017). *California wholesale electricity prices are higher at the beginning and end of the day*. Washington D.C: U.S. Energy Information Administration. Tilgjengelig fra: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32172> (lest 16.11.22).
- Clò, S., Cataldi, A. & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77: 77-88.
- Cretí, A. & Fontini, F. (2019). *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules*. Cambridge: Cambridge university press.
- Dalen, H. M., Halvorsen, B. & Larse, B. M. (2022). *Strømproduksjon fra solcelleanlegg i norske husholdninger*, 978-82-587-1547-1. Oslo: Statistisk sentralbyrå.
- Edenhofer, O., Madruga, R. P. & Sokona, Y. (2012). Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. *Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Elvia. (2022a). *Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter i Oslo og Viken*. Elvia.no - Nettlie. Oslo: Elvia. Tilgjengelig fra: <https://assets.ctfassets.net/jbub5thfds15/1AF2ZIYzKLRfutJ4czd12V/c7495eb4265795>

- [66a93236ea00704b7e/Nettleiepriser og effekttariff bedrift i Oslo og Viken Elvia 2021.pdf](#) (lest 21.10.22).
- Elvia. (2022b). *Nettleiepriser og effekttariff for bedrifter med årsforbruk over 100.000 kWh*. Oslo: Elvia.no. Tilgjengelig fra: <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/nettleiepriser-og-effekttariff-for-bedrifter-med-arsforbruk-over-100000-kwh/> (lest 17.11.22).
- Energi Norge. (2021). *Energi Norges standardvilkår for nettleie og tilknytning for næringskunder*. Oslo: Energi Norge
- Enslin, J. (2010). Network Impacts of High Penetration of Photovoltaic Solar Power Systems. *IEEE PES General Meeting*: 1-5.
- Finansdepartementet. (2004). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyse*. Finansdepartementet. Oslo: Regjeringen.no, .
- Gianfreda, A., Parisio, L. & Pelagatti, M. (2016). *The Impact of RES in the Italian Day-Ahead and Balancing Markets*. The Energy Journal: International Association for Energy Economics.
- Good, C., Lobaccaro, G. & Hårklau, S. (2014). Optimization of Solar Energy Potential for Buildings in Urban Areas – A Norwegian Case Study. *Energy Procedia* 58: 166-171.
- Hagos, D. A., Gebremedhin, A. & Zethraeus, B. (2014). Solar Water Heating as a Potential Source for Inland Norway Energy Mix. *Journal of Renewable Energy*, 2014.
- Hagspiel, S., Jägemann, C. & Lindenberger, D. (2013). *Cost-optimal power system extension under flow-based market coupling*: Institute of Energy Economics.
- Havas, L., Ballweg, J., Penna, C. & Race, D. (2015). Power to change: Analysis of household participation in a renewable energy and energy efficiency programme in Central Australia. *Energy Policy*, 87: 325-333.
- Hernández-Moro, J. & Duart, J. M. M. (2012). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20: 119-132.
- Hirth, L. (2012). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics*, 38: 218-236.
- International Energy Agency. (2021). *PV as an ancillary service provider - Laboratory and field experiences from different IEA PVPS countries*, 978-3-907281-24-6: The IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS).
- Jamil, F. & Bratlie, O. K. (2022). *Plusskundestatistikk - database 2022*. Oslo: Norges vassdrag og energidirektorat.
- Jarstein, S. (2016). *Fra forskningsresultat til marked*: Energi21.
- Johansen, K. (2021). *Naturlig Monopol*: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: https://snl.no/naturlig_monopol (lest 21.11.22).
- Joskow, P. (2011). Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. *The American Economic Review*, 101: 238-241.
- Jåstad, E. O., Trotter, I. M. & Bolkesjø, T. F. (2022). Long term power prices and renewable energy market values in Norway – A probabilistic approach. *Energy Economics*, 112 (106182).
- Kirkerud, J. G., Trømborg, E. & Bolkesjø, T. F. (2016). Impacts of electricity grid tariffs on flexible use of electricity to heat generation. *Energy*, 115: 1679-1687.
- Koestler, V., Henriksen, M. E., Sidelnikova, M., Veie, C. A. & Magnussen, I. H. (2020). Det svinger mer med fornybar strøm: Sammenhengende vær i Nord-Europa skaper utfordringer i et fornybart kraftsystem. *NVE rapport nr. 44/2020*.
- Langum, M. B. (2022). *Derfor har vi prisområder?* Oslo: Statnett.no. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/fakta-om-prisomrader/> (lest 26.10.22).

- Lindström, E., Norén, V. & Madsen, H. (2014). Consumption management in the Nord Pool region: A stability analysis. *Applied Energy*, 146: 239-246.
- Lovdata. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier. Del 5: Tariffier*. Oslo: Justis- og beredskapsdepartementet
- Maciejowska, K. (2020). Assessing the impact of renewable energy sources on the electricity price level and variability - a Quantile Regression approach. *Energy Economics*, 85.
- Mauleón, I. (2016). Photovoltaic learning rate estimation: Issues and implications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65: 507-524.
- Midtgard, O.-M., Sætre, T. O., Yordanov, G., Imenes, A. G. & Nge, C. L. (2009). A qualitative examination of performance and energy yield of photovoltaic modules in southern Norway. *Renewable Energy*, 35 (6): 1266-1274.
- Naturvernforbundet. (2022). *Notat - Felles anbefalinger til ny modell for nettleie*. Oslo: Regjeringen.no.
- Norges Bank. (2020). *Forvaltningen av Statens pensjonsfond utland*. Stortingets finanskomité. Oslo: Norges Bank. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/aktuelt/nyheter-og-hendelser/Foredrag-og-taler/2020/2020-10-30-tangen/>.
- NVE. (2021). *40 MW solkraft ble installert i 2020*. Nettside. Oslo: Norges vassdrag og energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/40-mw-solkraft-ble-installert-i-2020/> (lest 21.10.22).
- NVE. (2022a). *Kapasiteten på solkraftproduksjonen økte jevnt i 2021*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/kapasiteten-paa-solkraftproduksjonen-okte-jevnt-i-2021/> (lest 09.11.22).
- NVE. (2022b). *Om reguleringen av strømnetselskapenes inntekter* Norges Vassdrag- og Energidirektorat. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-str%C3%B8mnetselskapenes-inntekter.pdf> (lest 21.11.22).
- Person, H. (2018). *Solcellesystemer og sol i systemet: Solenergiklyngen*.
- Petters, G., Sognnæs, I. & Dahl, M. (2021). *Stor usikkerhet rundt hvilken temperaturstigning vi er på vei mot: CICEREO*. Tilgjengelig fra: <https://cicero.oslo.no/no/artikler/stor-usikkerhet-rundt-hvilken-temperaturstigning-vi-er-pa-vei-mot>.
- Qiu, Y., Kahn, M. E. & Xing, B. (2019). Quantifying the rebound effects of residential solar panel adoption. *Journal of Environmental Economics and Management*, 96: 310-341.
- Regjeringen. (2021). *Hurdalsplattformen: For en regjering utgått fra Arbeiderpartiet og Senterpartiet 2021-2025*. Stortinget. Oslo: Regjeringen.no
- Regjeringen. (2022a). *Justerer innføringen av ny nettleiemodell*. energidepartementet, O.-o. Oslo: Regjeringen.no.
- Regjeringen. (2022b). *Meld. St. 11 (2021–2022)*. Stortinget. Oslo: Regjeringen.no.
- Reich, N., Mueller, B. & Armbruster, A. (2012). Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? *Progress in photovoltaics: Research and applications*.
- Reise, C. & Fraunhofer, B. M. (2018). Uncertainties in PV System Yield Predictions and Assessments. *International Energy Agency*
- Schittekatte, T., Momber, I. & Meeus, L. (2018). Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. *Energy Economics*, 70: 484-498. doi: 10.1016/j.eneco.2018.01.028.
- Senatla, M. & Mushwana, C. (2017). A mini-integrated resource plan for a commercial entity in Gauteng Province: planning for energy autonomous businesses. *2017 International Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy (Icuc)*.
- Shariah, A. (2002). Optimizing the tilt angle of solar collectors. *Renewable Energy* 26 (4): 587-598.
- Singsaas, H. (2018). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Økonomistyring, D. f. Oslo: Regjeringen.

- Skaar, J. (2022). *Utredning av prissignaler for effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet*. Oslo: Oslo Economics
- SMA Solar Technology. (2022). *System Monitoring*. Technical Information manual SMA Niestetal: SMA Solar Technology. Tilgjengelig fra: <https://manuals.sma.de/SPortal/en-US/1073615883.html> (lest 30.10.22).
- Sodhi, M., Banaszek, L., Magee, C. & Rivero-Hudec, M. (2021). Economic Lifetimes of Solar Panels. *Procedia CIRP*, 105: 782-787.
- Solar Energy Industries Association. (2022). *California Solar*. Washington: Solar Energy Industries Association, . Tilgjengelig fra: <https://www.seia.org/state-solar-policy/california-solar> (lest 08.11.22).
- Statnett. (2020). *Langsiktig markedsanalyse: Norden og Europa 2020–2050*. Oslo.
- Thevenard, D. & Pelland, S. (2011). Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*, 91: 432-445.
- Thorud, B. (2014). *Markedsundersøkelse: barrierer og muligheter innen byggsektoren for å ta i bruk solenergi i Norge* Oslo: Multiconsult.
- Vidyanandan, K. V. (2017). An Overview of Factor Affecting the Performance of Solar PV Systems. *National Thermal Power Corporation Limited*.
- Vik, M. A. (2012). *Hvilket markedsdesign løser best markedsrett ved flaskehals?* Masteroppgave. Oslo: Universitetet i Oslo.
- Virtuani, A., Caccivio, M., Annigoni, E., Friesen, G., Chianese, D., Ballif, C. & Sample, T. (2018). 35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW solar plant, lessons learnt in safety and performance—Part 1. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 27 (4): 328-339.
- Xue, Y., Lindkvist, C. M. & Temeljotov-Salaj, A. (2021). Barriers and potential solutions to the diffusion of solar photovoltaics from the public-private-people partnership perspective – Case study of Norway. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 137.

15 Vedlegg

Følsomhetsanalyse for Målt effekttariff (Vedlegg 1)

NPV Målt effekttariff (30 år)												
Δ investeringskostnad (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	123 809	37 809	-48 191	-134 191	-220 191	-306 191	-392 191	-478 191	-564 191	-650 191	-736 191	
Δ gjennomsnittlig strømpris (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-573 057	-519 684	-466 311	-412 937	-359 564	-306 191	-252 818	-199 444	-146 071	-92 698	-39 325	
Δ driftskostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-224 227	-240 619	-257 012	-273 405	-289 798	-306 191	-322 584	-338 977	-355 369	-371 762	-388 155	
Δ sparte tariffkostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-398 193	-379 793	-361 392	-342 992	-324 591	-306 191	-287 790	-269 390	-250 989	-232 589	-214 188	

Følsomhetsanalyse for Målt effekttariff med døgnvariasjon (Vedlegg 2)

NPV Målt effekttariff med Døgnvariasjon(30 år)												
Δ investeringskostnad (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	202 504	116 504	30 504	-55 496	-141 496	-227 496	-313 496	-399 496	-485 496	-571 496	-657 496	
Δ gjennomsnittlig strømpris (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-494 362	-440 989	-387 616	-334 243	-280 869	-227 496	-174 123	-120 749	-67 376	-14 003	39 370	
Δ driftskostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-145 532	-161 925	-178 317	-194 710	-211 103	-227 496	-243 889	-260 282	-276 675	-293 067	-309 460	
Δ sparte tariffkostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-358 846	-332 576	-306 306	-280 036	-253 766	-227 496	-201 226	-174 956	-148 686	-122 416	-96 146	

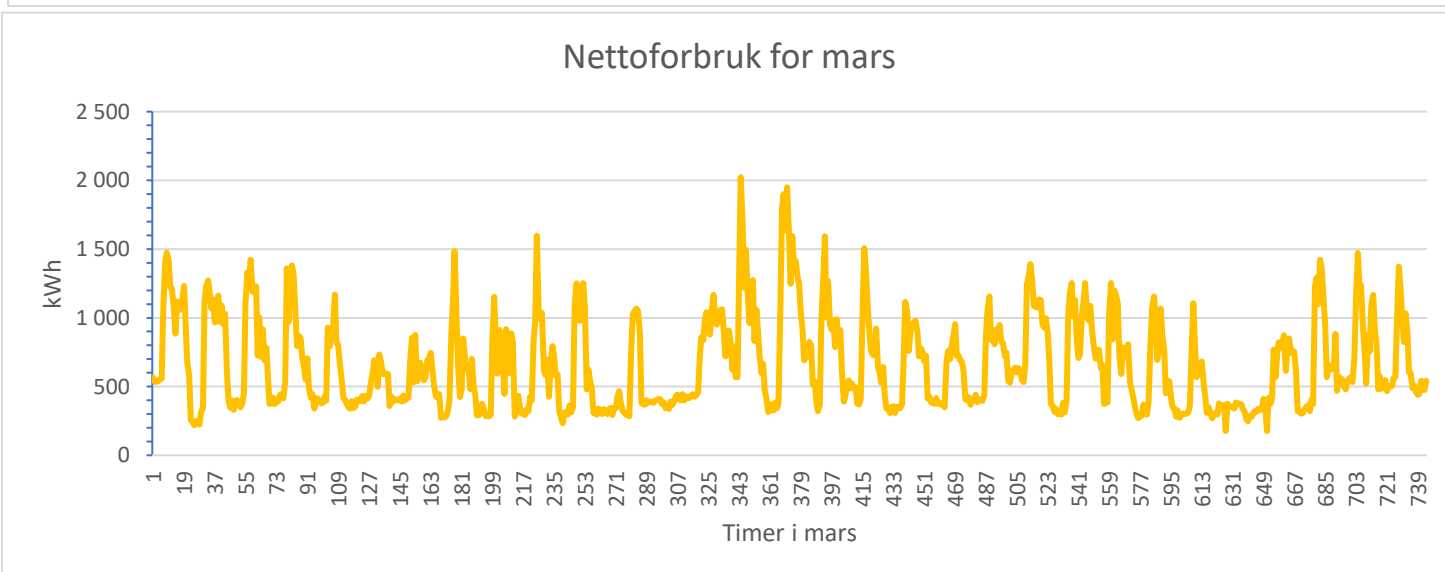
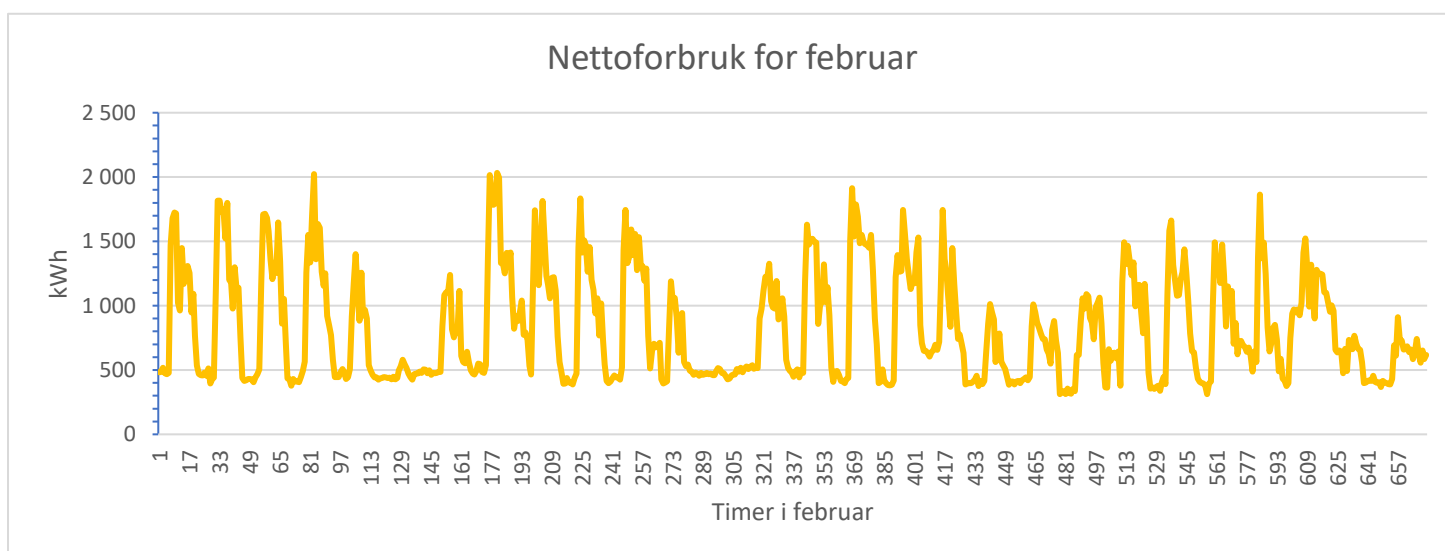
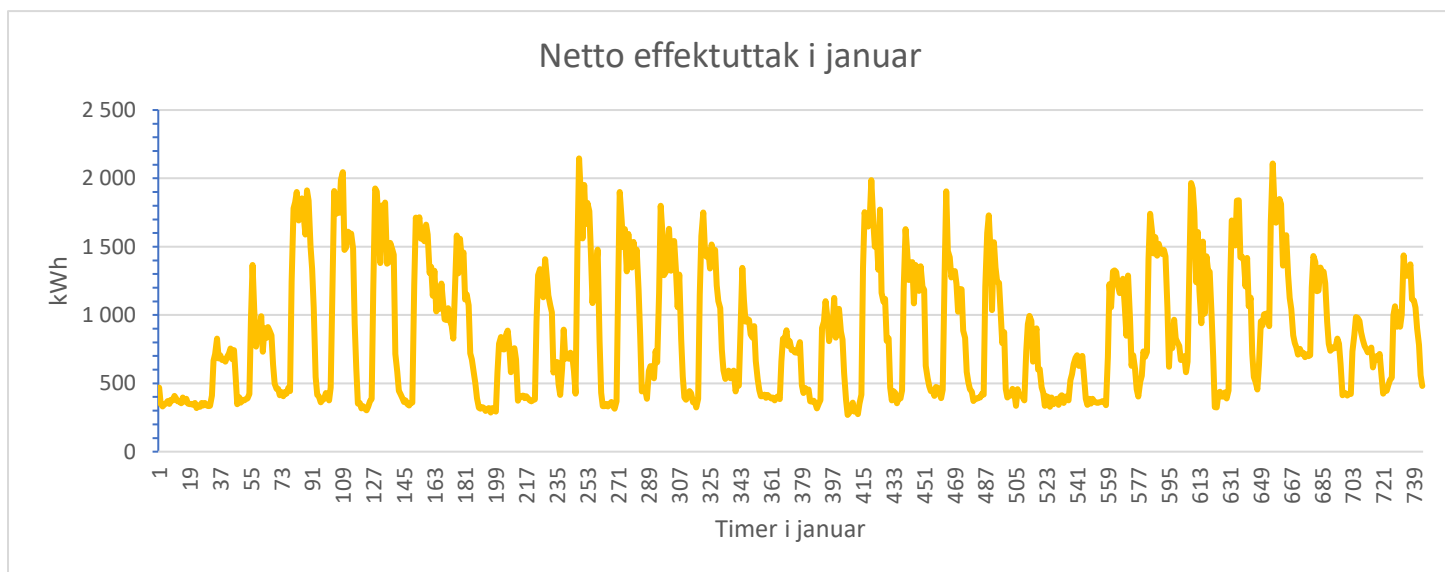
Følsomhetsanalyse for Kapasitetsledd (Vedlegg 3)

NPV Kapasitetsledd (30 år)												
Δ investeringskostnad (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	326 156	240 156	154 156	68 156	-17 844	-103 844	-189 844	-275 844	-361 844	-447 844	-533 844	
Δ gjennomsnittlig strømpris (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-370 710	-317 337	-263 964	-210 590	-157 217	-103 844	-50 470	2 903	56 276	109 649	163 023	
Δ driftskostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-21 879	-38 272	-54 665	-71 058	-87 451	-103 844	-120 237	-136 629	-153 022	-169 415	-185 808	
Δ sparte tariffkostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-297 020	-258 385	-219 749	-181 114	-142 479	-103 844	-65 208	-26 573	12 062	50 697	89 332	

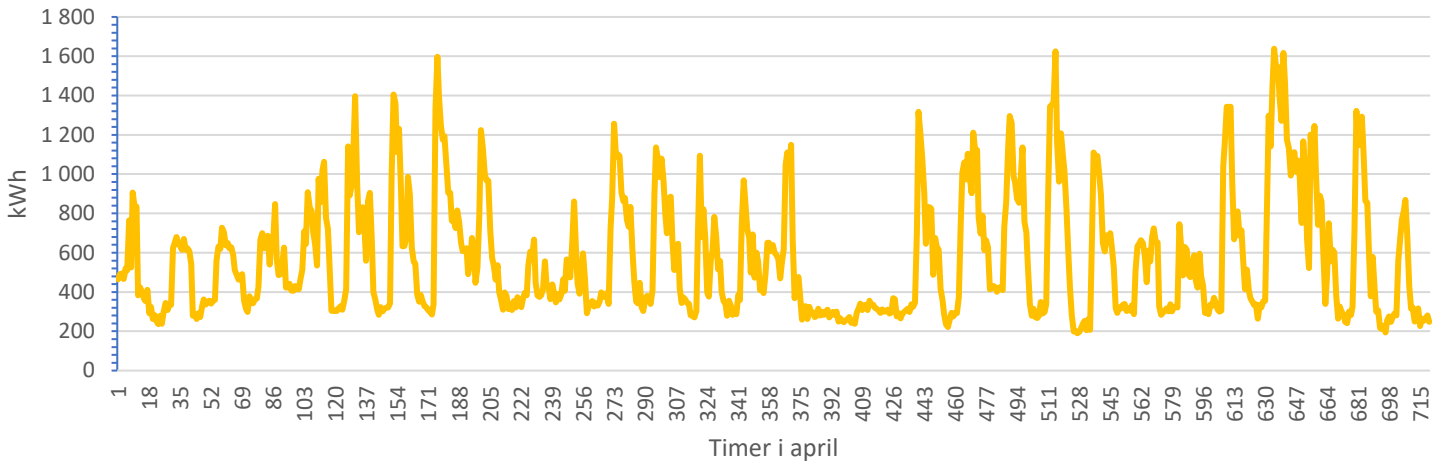
Følsomhetsanalyse for Critical peak pricing (Vedlegg 4)

NPV CPP (30 år)												
Δ investeringskostnad (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	165 788	79 788	-6 212	-92 212	-178 212	-264 212	-350 212	-436 212	-522 212	-608 212	-694 212	
Δ gjennomsnittlig strømpris (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-531 078	-477 705	-424 332	-370 958	-317 585	-264 212	-210 838	-157 465	-104 092	-50 719	2 655	
Δ driftskostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-182 247	-198 640	-215 033	-231 426	-247 819	-264 212	-280 605	-296 997	-313 390	-329 783	-346 176	
Δ sparte tariffkostnader (%)	-50 %	-40 %	-30 %	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	
NPV	-377 204	-354 605	-332 007	-309 409	-286 810	-264 212	-241 613	-219 015	-196 416	-173 818	-151 220	

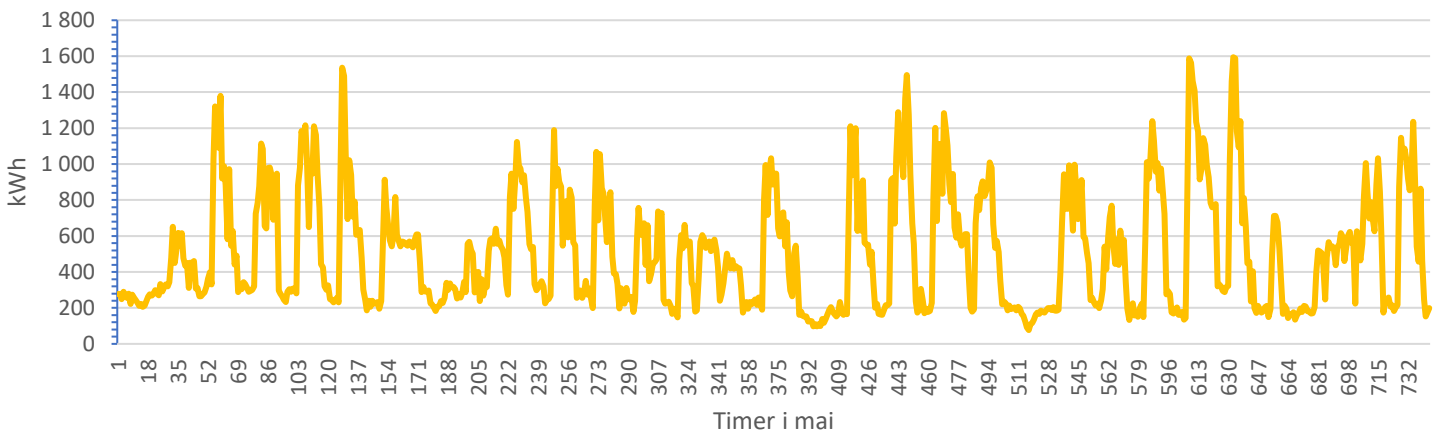
Netto effektuttak for Romsås senter (Vedlegg 5)



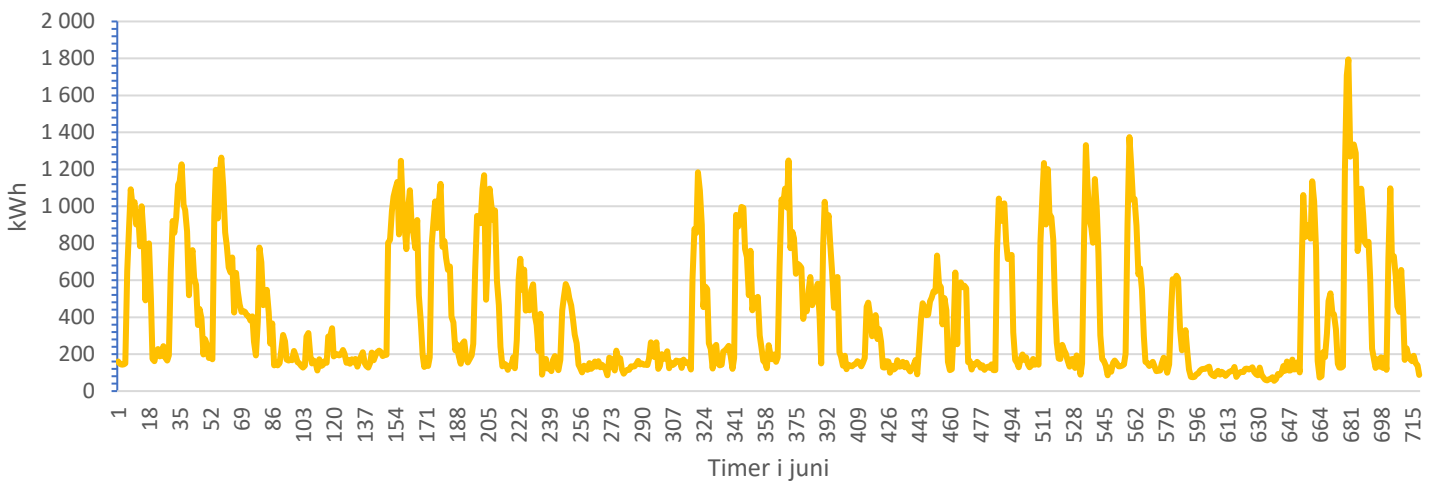
Nettoforbruk for april



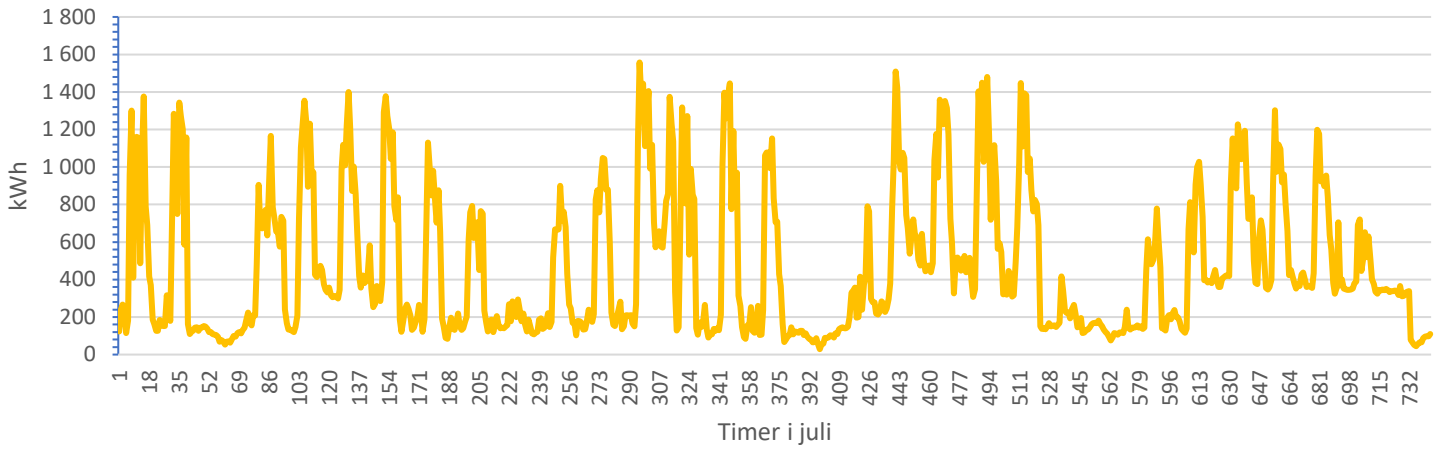
Nettoforbruk for mai



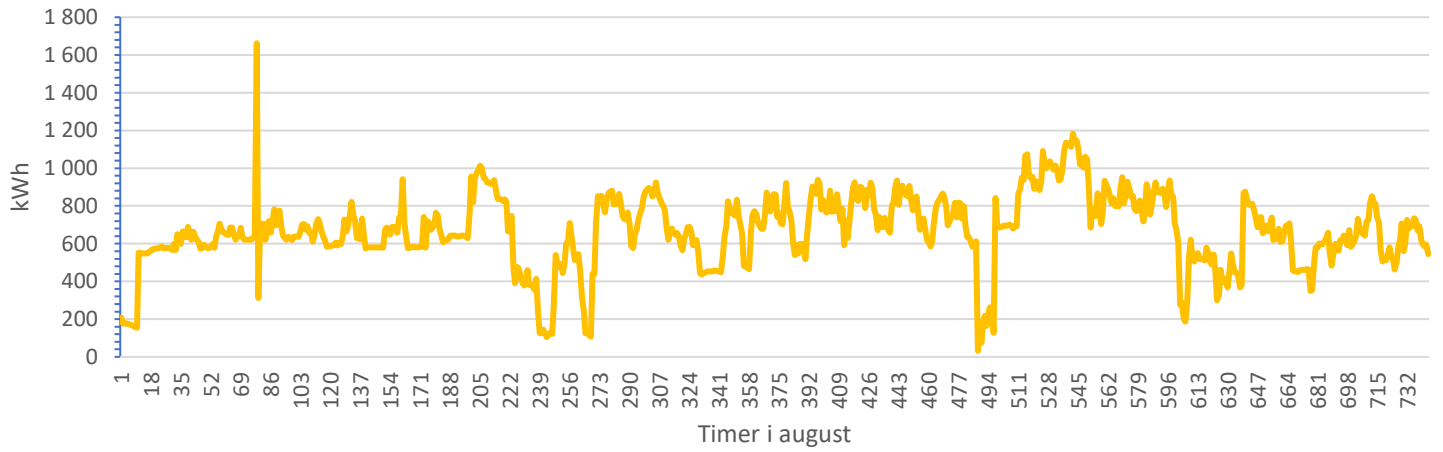
Nettoforbruk for juni



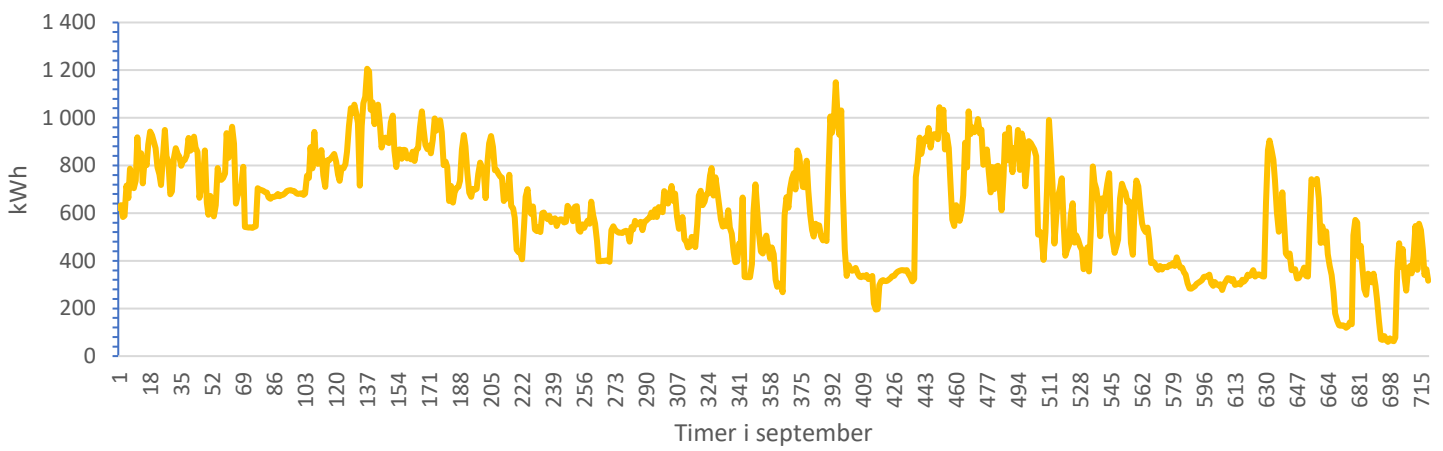
Nettoforbruk for juli



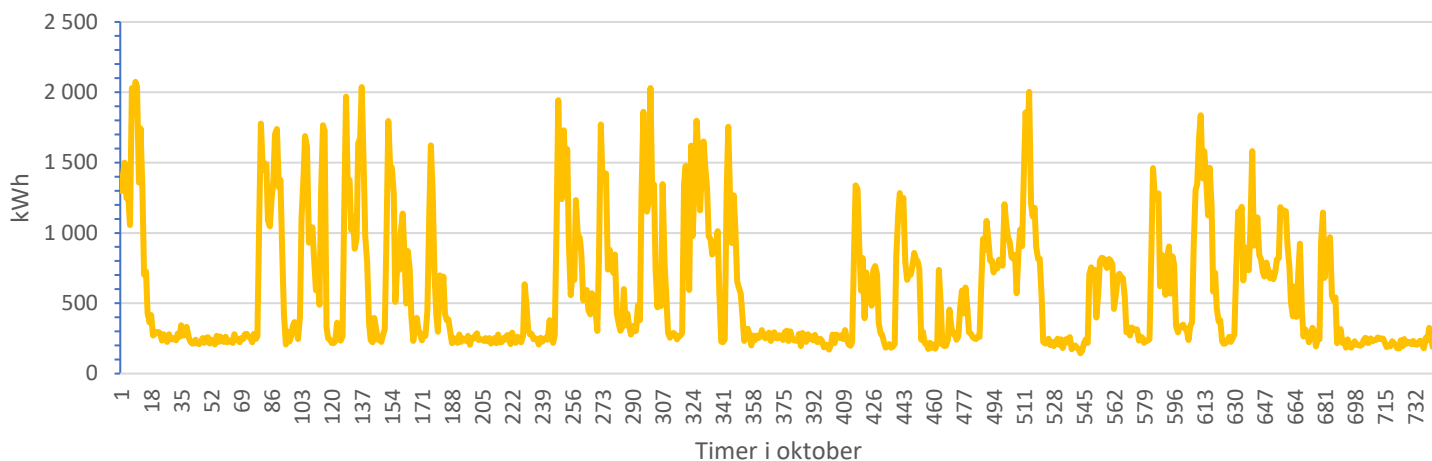
Nettoforbruk for august



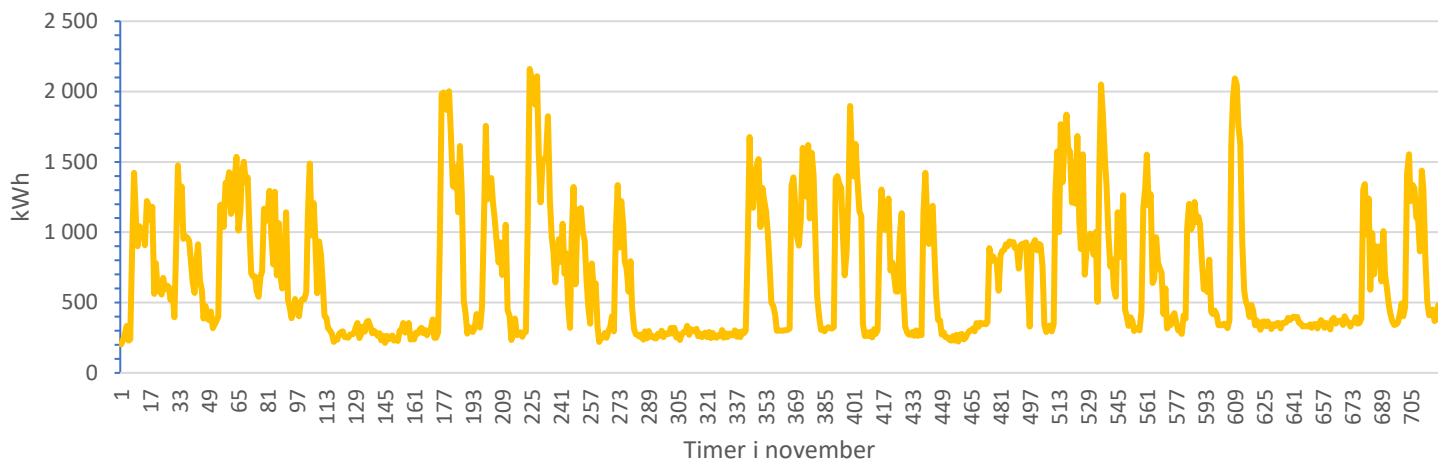
Nettoforbruk for september



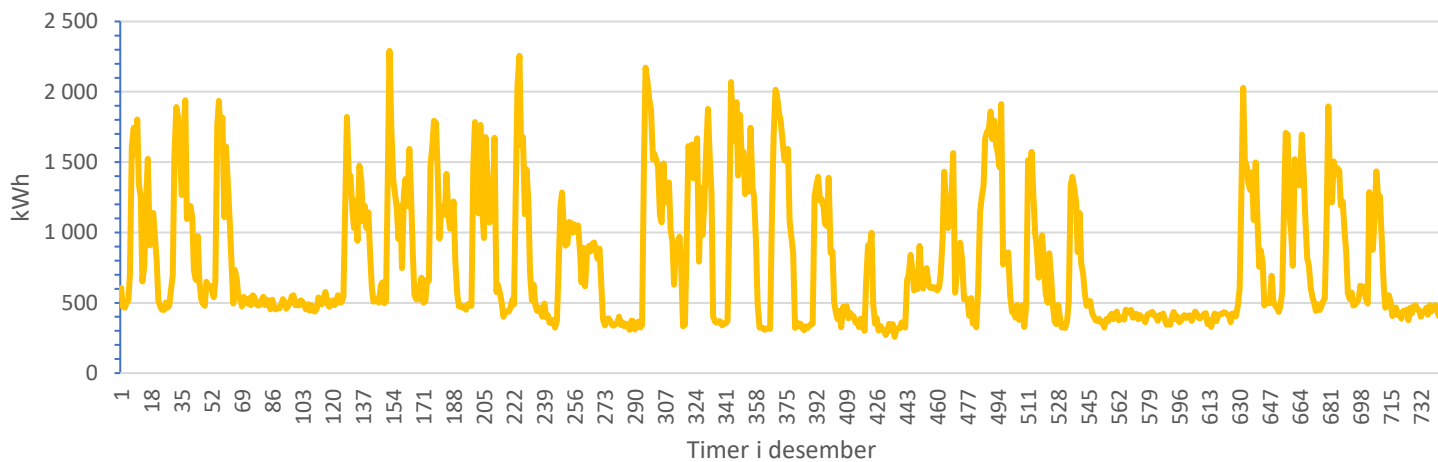
Nettoforbruk for oktober



Nettoforbruk for november



Nettoforbruk for desember





Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway