



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Lønnsomhet for lokal sol og vindkraft i Nord-Norge - en casestudie.

Håvard Viumdal

Fornybar Energi

Forord

Nå er jeg ferdig med det femårige studie i fornybar energi ved Norges miljø-og biovitenskaplige universitet, takk og lov. Takk til min veileder Sam Adaramola for å være velkommen «any time» samt å guide meg på en riktigere vei når ideene ble for mange og til Audun Øyri for samholdet og diskusjoner under arbeidet med hver våre ulike oppgaver. Takk også til Thomas Martinsen for samtaler. Jeg håper utredningen ga Stein Terje Solbakken et beslutningsgrunnlag vedr. å sette opp solcellepanel eller vindturbin på sin eiendom i Nord-Troms. Forskningen vil forhåpentligvis være til nytte for andre med ideer om å installere kraftkomponenter som produserer fornybar energi, da spesielt i denne regionen. I fremtiden håper jeg det er noen som kunne trenge den kompetansen jeg har opparbeidet meg over disse årene innenfor emnet fornybar energi.

Sammendrag

Denne oppgaven undersøkte kostnaden for forskjellige nett-tilkoblede kraftsystemer, på en gård i Nord-Troms. Fokuset var rettet mot kraftsystemer som besto av variable fornybare energi systemer. Analysen ble foretatt ved hjelp av timesbaserte data av ressursgrunnlaget, kjøp og salg av kraft fra nettet, samt gårdens årlige forbruk av kraft. To typer solcellepanel sammenstillinger (en fastmontert og en som følger solens bane) og to typer vindturbiner på 25kW og 100kW effekt, er vurdert. HOMER programvare ble brukt til å utføre simuleringen, som fant den optimale kraftsystemsammenstillingen basert på økonomi og begrensninger til kraftkomponentene og ressursgrunnlaget.

Basert på antagelser og data brukt for analysene, ble det funnet at base systemet (kun nett system) var det optimale kraftsystemet for stedet undersøkt i denne studien, med en netto nå kostnad på 947 750 kr. Videre en fastmontert tiltet solcellepanel med en installert effekt på 5kW tilkoblet nettet, ble funnet å være det mest kosteffektive systemet som inneholdt en kraftkomponent, med en netto nå verdi på 968 494 kr. Fastmontert tiltet solcellepanel var også den mest kostnadseffektive kraftkomponenten med 0,66 kr/kWh. Incentiver som subsidier og grønne sertifikater, hadde spesielt liten påvirkning på de totale kostnadene på kraftsystemene som besto av vindturbiner. Vindturbinen med 100kW, produserte mest kraft blant kraftkomponentene ved 100kW installert effekt. Kraftsystemer med lav installert effekt hadde kraftpris og rente som de viktigste følsomhetsvariablene, mens kraftsystemer med en høyere effekt (25-100kW), hadde ressursgrunnlag, levetid og kostnader for kraftkomponentene som de viktigste variablene.

Abstract

This thesis examined the cost of different grid connected electrical power systems, on a farm in Nord-Troms in Norway. The focus was directed on power systems that have power components that consist of variables renewables energy system. The analysis is conducted with hourly data from the energy resources, power bought from and sold to the grid and the yearly load to the farm. Two types of solar panel arrangement (one fixed and one with a solar tracker) and two kinds of wind turbines 25kW and 100kW installed power, are considered. HOMER software carried out the simulation, which found the optimal power system configuration based on economic, component and other environmental constrains.

Based on the assumptions and data used for the analyses, it was found that the base system (only grid system) is the optimal power system for the location considered in this study, with a net present cost of 947 720 kr. Furthermore, a fixed tilt solar panel with installed power of 5kW connected to the grid was found to be the most cost-effective system with the consisting of a power component, with a net present cost of 968 494 kr. Fixed tilt solar panel was also the most cost effective among the power component with 0,66kr/kWh. Incentives as subsidies and green certificate, had especially low impact on the total cost of the power systems that consisted of wind turbines. The wind turbine at 100kW, produced the most electricity among the power components regardless of installed power. Power systems with a low rate of installed power (5kW), had power price and interest rate as the most important sensitivity variables, while power systems with a higher rate (25-100kW), had energy resources, lifetime and cost of the power component as the most important variables.

-

Innhold

1	Introduksjon	1
2	Bakgrunn	3
2.1	Studiets lokalitet og kraftbehov	3
2.2	Energi ressurser	4
2.3	Kraftkomponenter.....	11
2.3.1	Systemsammenstilling.....	12
2.3.2	Solcellepanel system	12
2.3.3	Vindturbiner.	22
2.3.4	Nett.....	27
2.4	Økonomi	31
2.5	HOMER.....	35
2.6	Følsomhetsanalyse.....	39
3	Metode.....	40
4	Resultater.....	43
4.1	Økonomisk lønnsomhet.	43
4.1.1	Optimal løsning, kraftsystem A1.	43
4.1.2	Følsomhetsanalyse av kraftsystemene A2, A3, A5 og A9.	45
4.1.3	Følsomhetsanalyse av kraftsystemene B2, B3, B5 og B9 (A9).	47
4.2	Kraftkomponentenes prestasjon	50
4.3	Incentivers påvirkning på kraftsystemene	53
5	Diskusjon.....	56
5.1	Økonomisk lønnsomhet	56
5.2	Følsomhetsanalysen.....	58
5.3	Kraftkomponentenes prestasjon	59
5.4	Incentivers påvirkning på kraftsystemene	61
6	Konklusjon	62
6.1	Forskningsbegrensninger.....	63
6.2	Fremtidig forskning	64

7	Referanser.....	65
---	-----------------	----

1 Introduksjon

Tenk om det hadde vært mulig å både spare utgifter, være nesten selvforsynt med kraft, samt å være med å redusere klimagassutslipp. Alt dette ved å sette opp ett eget kraftanlegg på en eiendom i Nord-Norge. Er dette mulig?

Med denne oppgaven ønskes det å belyse, om ressursgrunnlaget for produksjon av ny fornybar kraft i regionen Nord-Troms er stort nok og at kraftkomponentene rimelige nok, for en mindre næring å investere i dette, med hensyn til å kun være tilkoblet strømmettet. Gårdsbruket har blitt valgt ut ved hjelp av Troms bondelag. Med kraftkomponenter menes solcellepanel, vekselretter og vindturbin.

-Vil det være hensiktsmessig, med hensyn til økonomiske kostnader, å sette opp enten et solkraftanlegg, et vindkraftanlegg, eller en kombinasjon av disse sammen med en nettilkobling ved en bestemt lokalitet i Nord-Norge.

-Hvilke kraftkomponenter vil være de mest effektive, sett i hensyn til driftstimer, kapasitetsfaktor, kraftproduksjon og kostnader per kWh.

-I hvilken grad er incentivene som blir gitt, tilstrekkelig for å gjøre et kraftsystem med fornybare kraftkomponenter lønnsomt.

For å finne svar på disse spørsmålene er det brukt et simuleringsverktøy som kalles HOMER, som blant annet kan analysere seg frem til det mest lønnsomme kraftsystemet blant mange forskjellige kraftsystemkonfigurasjoner.

Kraftkomponentene har en gitt læringskurve som vil si at for hver dobling av akkumulert installert effekt av teknologien, vil kostnadene synke med en prosentvis andel (Lindman & Söderholm, 2012). Dette vil fortsette helt frem til teknologien er fullmoden og ikke kan produseres mer kostnadseffektivt, enten regnet i per kW installert effekt eller per kWh produsert energi. For elektriske solcellepanel (engelsk: photovoltaics, forkortet PV) synker fremdeles kostnadene (Accenture, 2016), mens for vindturbiner øker kostnadseffektiviteten med økt effekt (Sieros et al., 2012). På vestkysten av Norge blåser det som kjent godt, og om vindturbiner på 25kW og 100kW vil være fornuftig å installere i den nord-norske delen av

landet, vil resultatene i kapittel 4 vise. Vindturbiner har vist seg å være konkurransedyktig med hensyn til kostnader, mot solceller ved enkelte steder i Norge (Revheim, 2017).

Solcellepanel kan også leveres med såkalte «solartrackere» som følger solens bane over himmelen, og disse har vist seg være spesielt effektive ved høyere breddegrader (Kleven, 2009).

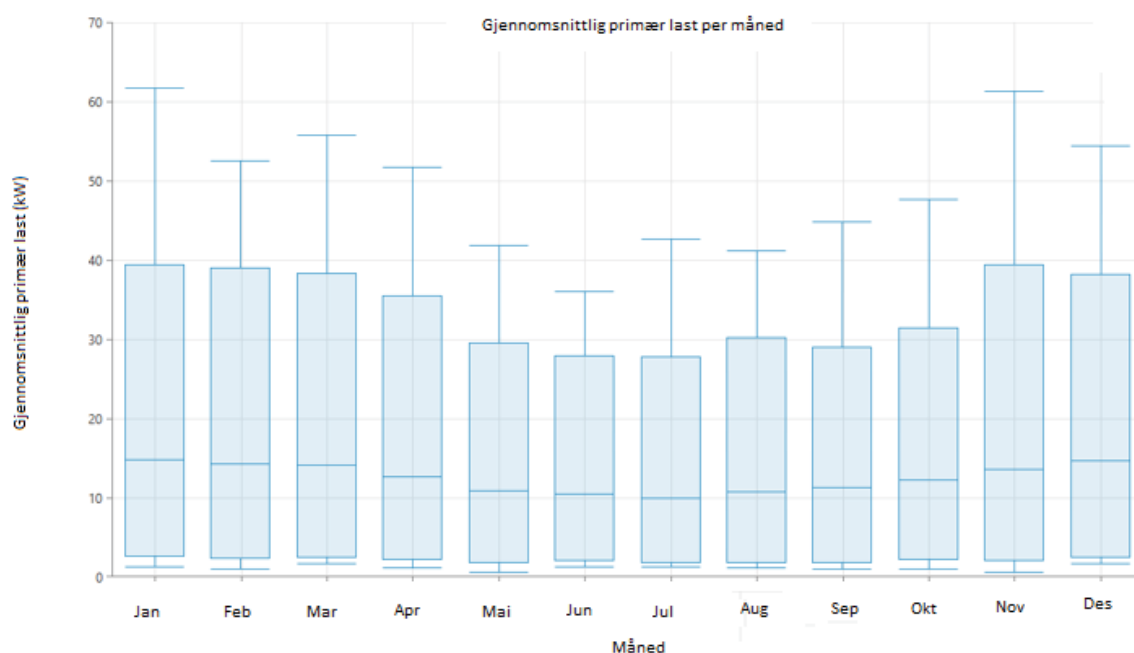
I Norge var det installert til sammen 26,7MW solceller i 2016, og de nett-tilkoblede solcellesystemene utgjorde samlet 90% av denne installerte effekten. Fra årene 2015 til 2016 var økningen på installert effekt av PV på hele 366%, (Multiconsult, 2017). Utbygging av vindkraft har også vært økende i Norge de siste årene. I 1993 sto vindkraft for kun 0,06 promille av total kraftproduksjon, noe som tilsvarte 7 GWh. I 2017 hadde det steget til 2,9TWh, og hadde da en andel av den totale kraftproduksjonen på 1,9 % (Aanensen, 2018).

2 Bakgrunn

2.1 Studiets lokalitet og kraftbehov

Stein Terje Solbakken bor i Nord-Troms og er interessert i energi som produseres av fornybare kraftkilder som vind og solkraft. Han har et mindre småbruk hvor det forgår produksjon av småfe, og han lurte på om det ville være lønnsomt å investere i kraftkomponenter som solceller og vindturbin på sin eiendom.

Gården har et omtrentlig gjennomsnittlig kraftforbruk på 300kWh/dag. Figur 2.1 viser fordelingen av det primære lastbehovet i til gården i Nord-Troms løpet av ett år. Fordelingen av lasten er utregnet av HOMER ved å ta data av gjennomsnittlig dagsforbruk av kraft i løpet av et år.



Figur 2.1 viser det estimerte gjennomsnittlige lastbehovet over ett år. Den øverste og laveste linjen viser henholdsvis høyeste og laveste verdier. Linjen på toppen og bunnen av den blå boksen viser daglige gjennomsnittlige maksimum og minimumsverdier. Linjen inne i boksen viser gjennomsnittlig månedlig last.

Beliggenheten til gården er på 69°33' N, og 20°27' Ø, og befinner seg i Kåfjord kommune i Troms fylke.

Bildet nedenfor viser gården til Stein Terje Solbakken i Kåffjord som figur 2.2.



Figur 2.2 viser den aktuelle gården i Kåffjord. Foto: Stein Terje Solbakken.

Kjøp av kraft fra nettet er fritatt både for merverdi og forbrukeravgift for næring i Nord-Troms (Regjeringen, 2018; Skatteetaten, 2019).

2.2 Energi ressurser

Ordet ressurs refererer til noe som står utenfor systemet, og som blir brukt av systemet til å produsere elektrisitet eller termisk energi (Farret & Simoes, 2006). Det finnes fire fornybare ressurser og disse er sol, vind, vann og biomasse. Hvor stor mengde det er av de forskjellige ressursene, varierer med hvor på kloden man befinner seg. Solen vil være sterkere ved ekvator enn ved høyere eller lavere breddegrader, mens vindressurser styres av atmosfærisk sirkulasjon og geografiske forhold. Sol og vind skal produsere kraft til mikrokraftsystemet som modelleres, og være med å tilfredsstille lastbehovet.

Solinnstråling.

Når man skal modellere et kraftsystem bestående av solceller i HOMER, kreves det at man oppgir lokaliteten til området man ønsker solressursdata fra. Disse dataene indikerer hvor stor del global solinnstråling (direkte stråling fra solen og diffus stråling fra himmelen) som treffer jordens overflate i løpet av et typisk år (Farret & Simoes, 2006).

Strålene fra solen kan omformes og utnyttes til både termisk og elektrisk energi, og i modelleringen vil det kun bli sett på omforming av solens stråler til elektrisk energi, grunnet at det er dette behovet som skal dekkes. Når man ser på solstråling brukes det to parametere, som er innstrålingstetthet og innstrålt energi.

Innstrålingstetthet og innstrålt energi.

Innstrålingstetthet er et mål for kraften til solen og har benevnelsen W/m^2 .

Innstrålingstettheten er på 1367 W/m^2 på toppen av atmosfæren og denne kalles Solkonstanten, men nede på Jorden er innstrålingen mindre på grunn av blant annet luftmassen som reduserer innstrålingen. Innstrålt energi derimot er et mål for energitettheten til solen og denne har benevnelsen kWh/m^2 . Innstrålt energi er dermed innstrålingstettheten multiplisert på tid, noe som vil si at når man tar integralet av innstrålingstettheten vil man få innstrålt energi. Tidsperioden for integralet er normalt et døgn, altså de timene hvor solen skinner i løpet av et døgn. Innstrålt energi får da enheten $\text{kWh/m}^2/\text{døgn}$. Innstrålt energi er gjerne gitt for hver dag, og den resulterende enheten blir da $\text{kWh/m}^2/\text{dag}$ (Messenger & Ventre, 2010).

Global innstrålingstetthet.

Når solens stråler kommer inn i atmosfæren blir noen absorbert, spredt opp og noen treffer uaffektet bakken og blir her absorbert eller reflektert videre. Vanndamp og CO_2 absorberer hovedsak solstråler med bølgelengde i det synlige og infrarøde spekteret, mens ozon absorberer bølgelengder i ultrafiolette spekteret (Messenger & Ventre, 2010). Det finnes to ulike typer solstråling som måles for å kunne bestemme hvor stor solressursen er i et område. Disse to er direkte og diffus innstrålingstetthet og summen av disse kalles global stråling (Duffie & Beckman, 2013). Direkte stråling er parallelle solstråler som treffer Jorden uten først å ha blitt delt opp av atmosfæren. Denne strålingen kaster skygge og kan fokuseres med et forstørrelsesglass. Diffus stråling er derimot solstråler som treffer Jorden etter først å ha endret retning som følge av atmosfæren (Messenger & Ventre, 2010). Denne strålingen kaster

ikke skygge, og er ikke mulig å få fokusert i et forstørrelses glass fordi retningen til strålene vil komme fra alle steder på himmelen. Grunnen til at det kommer lys inn gjennom et vindu i et hus som er rettet mot nord når solen skinner i sør, er på grunn av diffus stråling. Diffus stråling er også grunnet til at himmelen er blå, og på månen som derimot ikke har atmosfære er himmelen svart (Messenger & Ventre, 2010). Direkte stråling kan måles med et pyrheliometer som følger solens bane over jorden, og som er skjermet mot diffus stråling ved å være innkapslet i et smalt rør. Global stråling blir målt med et instrument som heter pyranometer som ofte er satt opp på en horisontal flate, men kan også settes opp i en tiltet flate. Instrumentet settes gjerne opp sammen med solcellepanelet og måler dermed hvor mye global stråling som kommer inn (HOMER, 2016; Messenger & Ventre, 2010). Alle beregningene av solinnstråling gjøres av HOMER. Likning 2.1 viser global innstråling på en horisontal flate.

$$G_{hor} = G_{dir} + G_{diff} \quad (2.1)$$

Hvor:

G_{hor} er global innstråling på en horisontal flate (kW/m²).

G_{dir} er direkte innstråling (kW/m²).

G_{diff} er diffus innstråling (kW/m²).

Homer bruker også en tredje innstrålingstetthet, som er grunn-reflektert innstrålingstetthet og kalles Albedo. Dette er stråler fra solen som treffer bakken, og som deretter reflekteres tilbake til et objekt, i dette tilfellet et solcellepanel. Ved å tilte eller vinkle solcellepanelene opp fra en horisontal flate, vil man oppnå å få en større andel reflektert innstråling. Likning 2.2 viser global innstråling på en tiltet flate.

$$G_{tilt} = G_{dir} + G_{diff} + G_{refl} \quad (2.2)$$

Hvor:

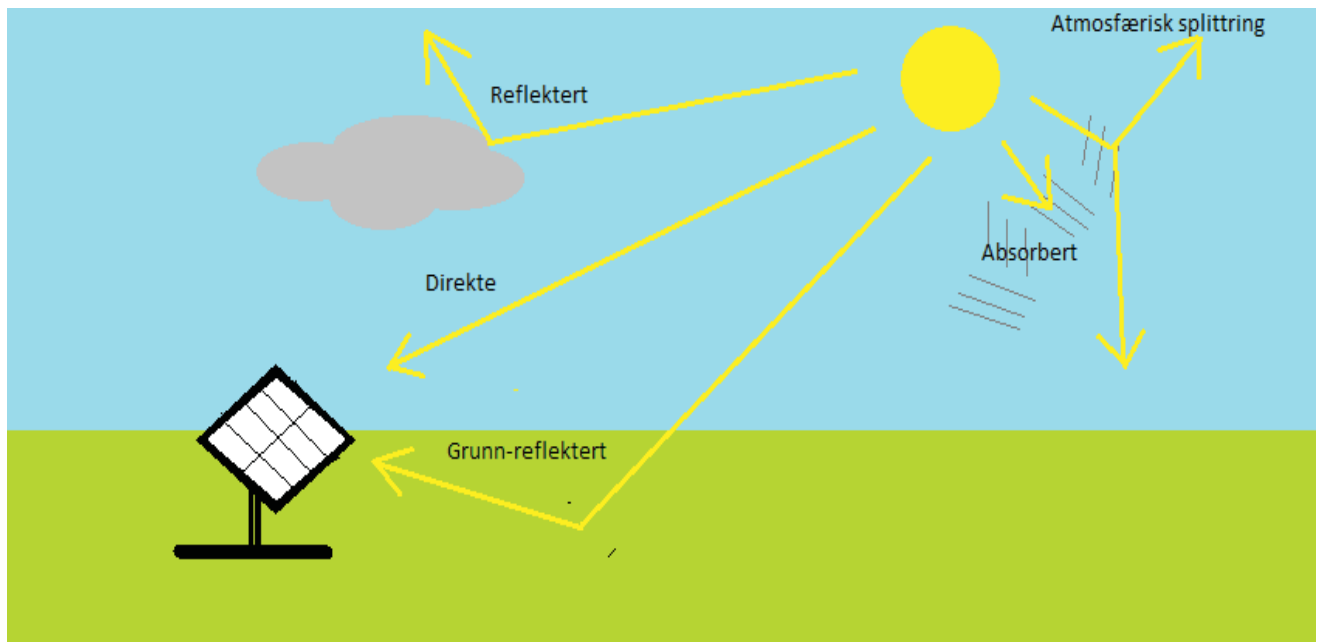
G_{tilt} er global innstråling på en tiltet flate (kW/m²).

G_{dir} er direkte innstråling (kW/m²).

G_{diff} er diffus innstråling (kW/m²).

G_{refl} er grunnreflektert innstråling (kW/m²).

Figur 2.3 viser hvordan solens stråler reagerer med atmosfæren og grunnen.



Figur 2.3 viser direkte, diffus (som følge av atmosfærisk splitting), grunn-reflektert stråling og hvordan disse påvirker et tiltet solpanel. I tillegg vises stråling som blir absorbert av atmosfæren, og stråling reflektert tilbake ut av atmosfæren.

Klarhetsindeksen

For å estimere mengden diffus innstråling av global innstråling på en tiltet overflate, brukes klarhetsindeksen. Denne måler klarheten til atmosfæren og måles ved å ta solens innstrålingsenergi fra en horisontal flate fra på toppen av atmosfæren, og dele på faktisk innstrålingsenergi på en horisontal flate på en gitt lokalitet på jordoverflaten (global innstråling). Dermed kan man få informasjon om graden av stråling på Jordens overflate og forandringer i atmosfæren, samt værforhold (Adaramola et al., 2017). Indeksen vil være et nummer mellom 0 og 1, der 1 er innstrålingsenergien på overflaten av atmosfæren. Klarhetsindeksen er høy ved skyfri himmel f.eks. 0,75 i juni i Phoenix, U.S.A., og lav ved skydekke f.eks. 0,25 i desember i London (Adaramola & Vågnes, 2015; Adaramola et al., 2017; HOMER, 2016).

Ligning 2.3 viser utregning av klarhetsindeksen.

$$K_T = \frac{EJ_{gj.}}{ES_{gj.}} \quad (2.3)$$

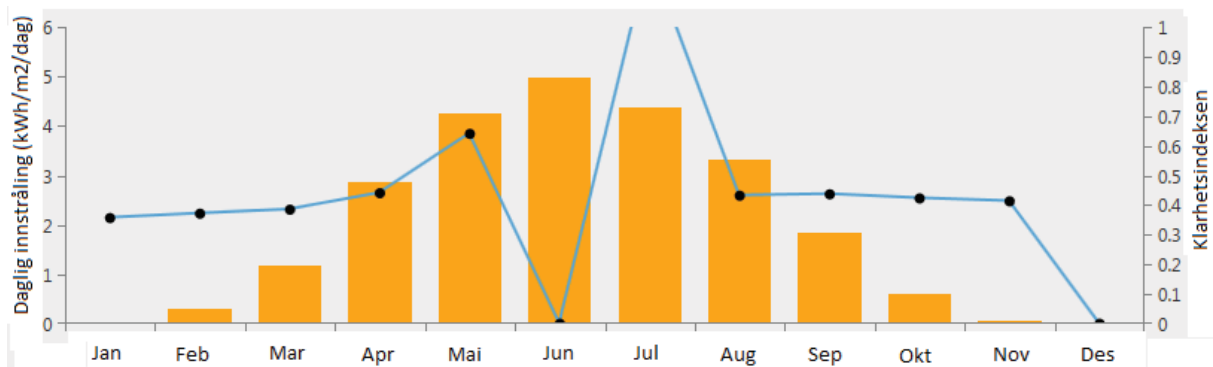
Hvor:

K_T er klarhetsindeksen i måned T.

$EJ_{gj.}$ er den gjennomsnittlige innstrålingstetthet på en horisontal overflate på Jorden over en time (kW/m^2).

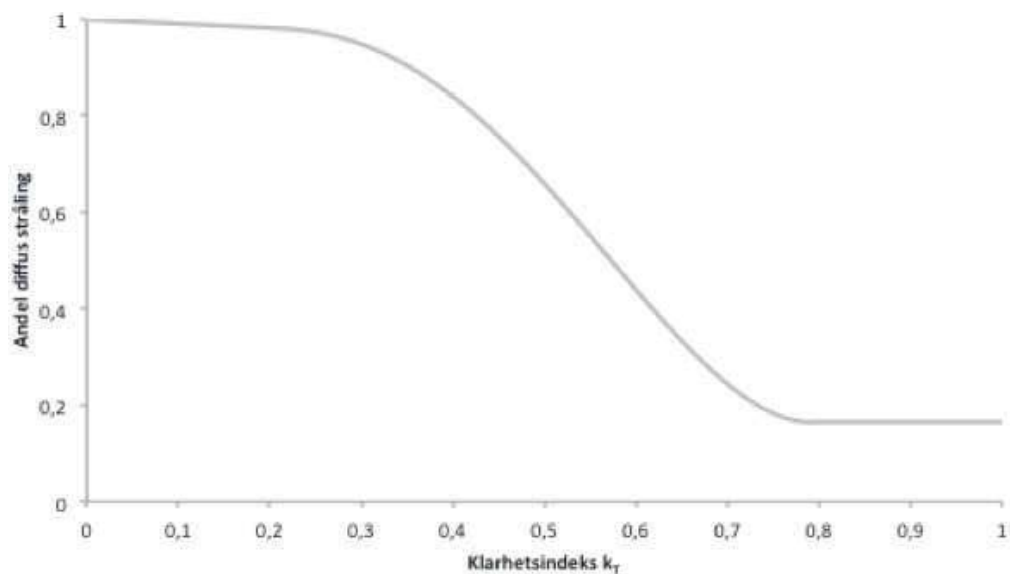
$ES_{gj.}$ er den gjennomsnittlige innstrålingstetthet på en overflate på toppen av Jordens atmosfære over en time, også kjent som utenomjordisk stråling (kW/m^2).

Figur 2.4 viser månedlig gjennomsnittlig global innstråling ($\text{kWh/m}^2/\text{dag}$) på en horisontal flate for Kåfjord. Klarhetsindeksen for juni og juli på henholdsvis 0 og 1,4 er åpenbart feildata. Dette kan skyldes midnattssolen som forstyrrer kalkulasjonen i programvaren. Årlig gjennomsnittlig global innstråling er $2,06 \text{ kWh/m}^2/\text{dag}$.



Figur 2.4 viser gule søyler som månedlig gjennomsnittlig global innstråling på en horisontal flate, og klarhetsindeksen som blå linje med svarte punkter. Data er skaffet gjennom HOMER fra NASA surface meteorology and solar energy base.

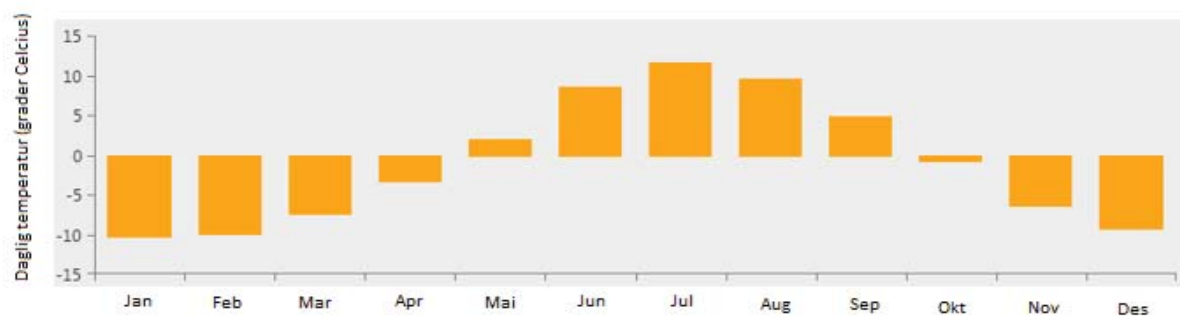
Homer bruker global innstråling på en horisontal flate i sin modell, og klarhetsindeksen vil bli brukt til å kalkulere mengden diffus innstrålingstetthet som treffer en tiltet flate. Ved skydekke vil solcellepanelet produsere mer kraft hvis det er liggende horisontalt enn om det er tiltet. Korrelasjonen mellom klarhetsindeksen og diffus innstråling vises i figur 2.5, hvor lav klarhetsindeks gir høy diffus stråling og høy klarhetsindeks gir lav diffus stråling.



Figur 2.5 Erbs, D. G., Klein, S. A. & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation. *Solar Energy*, 28 (4): 293-302.

Temperatur

Ytelsen til solcellene blir påvirket av temperatur, og temperaturen i området de blir installert vil tas med i utregningen av solcellenes effekt. Gjennomsnittlig månedstemperatur av timesdataene kan bli sett i figur 2.6. Skalert årlig gjennomsnittstemperatur er $-0,92^{\circ}\text{C}$.



Figur 2.6 viser den månedlige gjennomsnittstemperaturen i Kåfjord. Den årlige gjennomsnittstemperaturen er $-0,92^{\circ}\text{C}$. Data er skaffet gjennom HOMER fra NASA surface meteorology and solar energy base.

Vindressurser.

Vinddata er viktig for å måle effekten til vindturbinen. For å utføre kalkulasjoner som er avhengig av vindhastigheten, er tre parametere nødvendige å gi i HOMER. Det første er å kalkulere vindhastigheten ved tårnhøyde til vindturbinen, deretter kalkulere hvor mye effekt

(kW) vindturbinen ville produsere ved denne vindhastigheten ved standard lufttetthet, så til sist justere effekten til lufttettheten på stedet (HOMER, 2016). Høyde over havet er brukt til å kalkulere lufttettheten på det spesifikke området. Høyden over havet er satt til 0 meter i denne analysen. Ligning 2.4 brukes for å finne lufttettheten til stedet.

$$\frac{p}{p_0} = \left(1 - \frac{Bz}{T_0}\right)^{\frac{g}{RB}} \left(\frac{T_0}{T_0 - Bz}\right) \quad (2.4)$$

Hvor:

$\frac{p}{p_0}$: lufttettheten på stedet (p), og standard lufttetthet (p_0), som er 1,225 kg/m³.

B : bortfallshastighet, 0,0065 K/m.

z : høyde over havet, 0 meter i dette tilfellet.

T_0 : Temperatur ved standard forhold, 288,16 K.

g : Akselerasjonen til gravitasjonen, 9,81 m/s².

R : Gasskonstant, 287 J/kgK.

Vinddata er basert på NASA sin database, og trenger å vite anemometerhøyden. Anemometer er et instrument som brukes for å måle vindhastighet og denne settes opp i en bestemt høyde, som i dette tilfellet er 50 meter for begge vindturbinene.

For å justere vindhastigheten etter vindturbinens tårnhøyde er det brukt en logaritmisk profil som vises i ligning 2.5 (HOMER, 2016; Koussa & Koussa, 2015).

$$U_{hub,t} = U_{anem,t} * \frac{\ln\left(\frac{z_{hub}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{anem}}{z_0}\right)} \quad (2.5)$$

Hvor:

$U_{hub,t}$: vindhastighet ved tårnhøyde ved tidstrinn t , m/s.

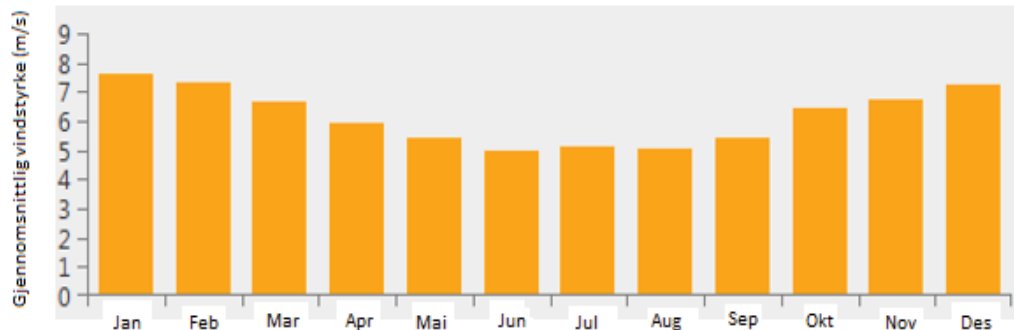
$U_{anem,t}$: vindhastighet i anemometerhøyde ved tidstrinn t , m/s.

z_{hub} : vindturbinens tårnhøyde, m.

z_{anem} : høyde på anemometer, m.

z_0 : overflate ruhet, m.

Figur 2.7 viser gjennomsnittlig vindstyrke per måned i løpet av et år. Gjennomsnittlig vindstyrke i løpet av et år er 6,16 m/s.



Figur 2.7 viser vinddata for området i Nord- Troms ved anemometer høyde på 50 meter. Data er skaffet gjennom HOMER fra NASA surface meteorology and solar energy base.

Overflateruheten er satt til 0,1 meter som tilsvarer ruheten til et område med noen trær. Fjellene rundt området er ikke tatt med som begrensende variabel for vindhastigheten.

2.3 Kraftkomponenter

Driftstimer og kapasitetsfaktor.

For å få en forståelse av hvor effektivt en kraftkomponent er, kan man se på hvor mange timer komponenten er i drift i løpet av en periode. Hvis det er få driftstimer vil det være sannsynlig at produksjonen av kraft også vil være lav.

En annen måleenhet for effektivitet er kapasitetsfaktor, som viser hvor stor del av installert effekt som blir utnyttet. Desto høyere faktor jo større utnyttelsesgrad. Ligning 2.6 viser utregningen til kapasitetsfaktoren (HOMER, 2016).

$$\frac{Gj.Eff_{KOMP}}{Eff_{KOMP}} * 100 = Kap.f(\%). \quad (2.6)$$

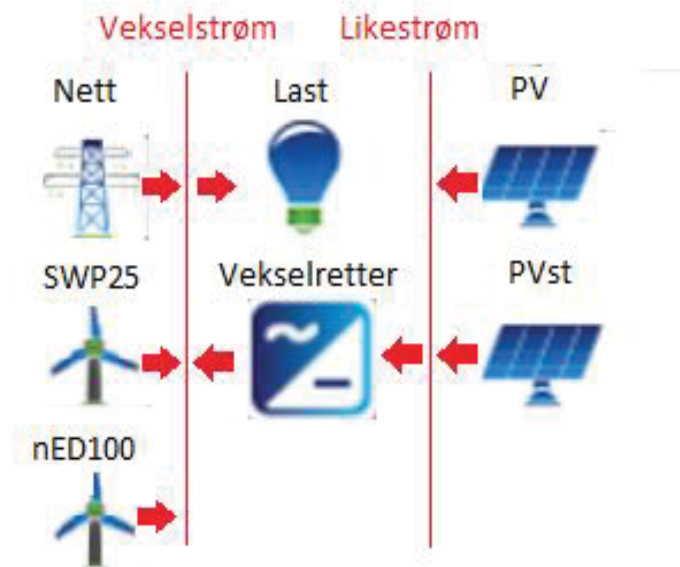
Hvor:

$Gj.Eff_{KOMP}$ er gjennomsnittlig effektuttak av kraftkomponenten over en periode.

Eff_{KOMP} er maks effekt til kraftkomponenten.

2.3.1 Systemsammenstilling

Figur 2.8 illustrerer mikrokraftsystemet som utredes i denne oppgaven.



Figur 2.8: Mikrokraftsystemet med ett gitt energi behov med nett-tilkobling., vindturbiner, solcellepanel, samt vekselretter. Figurer tilgjengelig fra HOMER manual.

Prosjektets levetid.

Prosjektets levetid er satt til 20 år. Solcellepanelet har en levetid på 25 år, mens vekselretteren har en levetid på 15 år. Solcellepanelet vil dermed ha en levetid på 5 år etter prosjektets levetid, som tilsier at den vil ha en skrapverdi, sammen med vekselretteren som blir erstattet med en ny etter 15 år. HOMER foretar en linear avskrivning av kraftkomponenter noe som betyr at skrapverdien er direkte proporsjonal med gjenværende levetid. Når komponenten erstattes, brukes erstatningskostnader i stedet for opprinnelig kapitalkostnad (HOMER, 2016).

2.3.2 Solcellepanel system

Solcellepanelet som brukes er IBC Polysol 275 CS5, og er levert av Solcellespesialisten. Spesifikasjoner er presentert i tabell 2.1, samt søkerommet for å finne den optimale komponent løsningen med hensyn til kostnader.

Tabell 2.1. Viser spesifikasjoner fra solcellepanelet IBC Polysol 275 CS5, inkludert søkerom for installert effekt.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Kraft topp kapasitet γ_{pv}	0,275	kW
Effektivitet $\eta_{mp,STC}$	16,80	%
Levetid	25	år
Spenning	DC	(AC/DC)
Reduserings faktor, $[f_r]$	89,50	%
Temperatur koeffisient $[a_p]$	-0,411	%/°C
Nominell driftscelle temperatur, $T_{c,noct}$	44,1	°C
Kostnader ekskl. mva. per panel	1 271	kr
Estimerte kostnader installering, ledningsnett ekskl. mva. m.m. per panel	2 173	kr
Estimerte totale kostnader ekskl. mva. per kW panel.	12 524	kr/kW
Drift og vedlikeholdskostnad.	17	kr/år
Utskiftingskostnader	0	kr
Søkerom	0, 5, 10, 15, 20, 25, 100	kW

Se vedlegg 1 for ytterligere produktinformasjon.

Driftskostnader solcellepanel.

Kostnader for PV moduler består i hovedsak av en investeringskostnad, som kan bli delt opp i komponent kostnad (solcellepanel, vekselretter, monteringsutstyr), og installasjonskostnader. Drift og vedlikeholdskostnadene er svært lave på solcelleanlegg på grunn av at det ikke er noen bevegelige deler i modulen, slik at slitasjen blir minimal. Det kan derimot være nødvendig å måke snø av panelene vinterstid, samt å rengjøre disse for smuss og støv. Årlige drift og vedlikeholdskostnader har Multiconsult satt til 0,5% av investeringskostnader for enebolig, mens den er 2% for næringsbygg (Multiconsult, 2013). Grunnen til denne forskjellen, er at det antas at eierne av eneboliger vil ta seg av driftsoppgaver på egen hånd, mens næringer vil leie inn profesjonelle for å gjøre jobben. Solcellepanelene som brukes i denne oppgaven skal gå til et næringsbygg (gård), samt tilhørende husholdning og det antas at

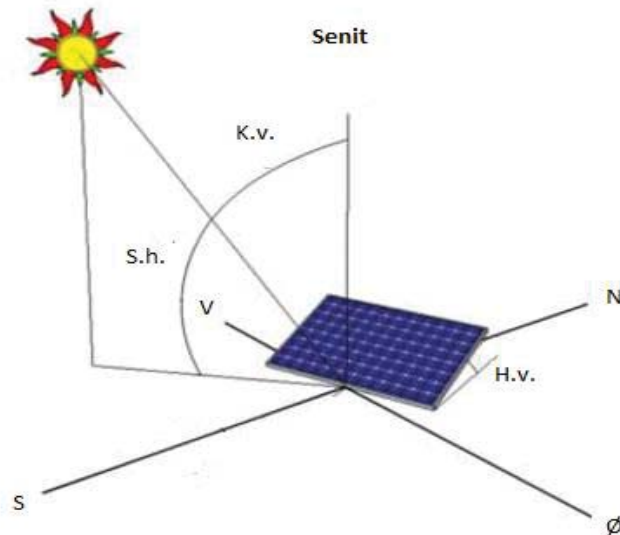
gårdeier vil utføre driftsoppgaver selv. Dermed er driftskostnadene satt til 0,5%, noe som vil tilsvare 17 kr/år for hvert enkelt solpanel.

Helningsvinkel på solcellepanel.

For å maksimere innstrålingstettheten som treffer et solcellepanel, er det ofte nødvendig å tilte panelet. Helningsvinkelen vil være 0° (grader) når panelet plasseres horisontalt og vinkelen er dermed relativ til grunnen. En hovedregel er å tilte modulen lik breddegraden på stedet hvor den skal installeres, for å få optimal innstråling. Deretter kan helningsvinkelen økes eller minskes med 15° avhengig om det er sommer eller vinter.

Asimutvinkelen

Asimutvinkelen er vinkelen som går langs horisonten fra sør $0/360^\circ$, vest 90° , nord 180° og øst 270° . På den nordlige halvkule vil et solcellepanel tiltes opp mot den sørlige himmelretning da solen vil stå høyest på himmelen i sør, og at dette vanligvis vil maksimere innstrålingen på en tiltet overflate (Duffie & Beckman, 2013). I figur 2.9 sees et fastmontert tiltet solcellepanel som viser helningsvinkel, solhøyde, komplementærvinkel og himmelretningene sør, vest, nord og øst.



Figur 2.9. Duffie & Beckman, (2013) Solar engineering of thermal processes.

Hvor:

$N, \emptyset, S, V$ viser kompassretninger.

$S.h.$ er vinkelen til panelet i forhold til solens posisjon (solhøyden).

$K.v.$ er komplementærvinkelen til solhøyden som er senitvinkelen.

$H.v.$ er helningsvinkelen til panelet i forhold til den horisontale grunnen.

Når man bestemmer helningsvinkelen på solcellepanelet vil det påvirke kraftproduksjonen den gir gjennom året, og dermed den totale energiproduksjonen. Mengden direkte stråling er høyest i sommermånedene, noe som vil tilsi at hvis panelet er tiltet til å være vinkelrett til solen når solen står som høyest på himmelen, vil mengden generert elektrisitet bli maksimert (HOMER, 2016; Messenger & Ventre, 2010).

Drift og test forhold for solcellepanel.

For å sikre at produsentene av solceller kan bekrefte opplysninger om oppgitt effekt for deres produkter, og å være sammenlignbare med andre produkter, finnes det to miljøforhold som solcellepaneler er rangert under. Disse er standard og normale testforhold. Standard test forhold (STF) er solceller testet under spesifikke miljøforhold som oppgitt under i tabell 2.2

Tabell 2.2. Viser miljøforholdene under standard test forhold for solceller.

Spesifikasjon	verdi	Enhet
Innstrålingstetthet	1,0	kW/m ²
Celletemperatur	25	°C
Vindhastighet	0	m/s

Under normale test forhold (NTF) er celletemperaturen gitt, mens utendørstemperaturen er oppgitt, se tabell 2.3.

Tabell 2.3. Viser miljøforholdene under normale test forhold for solceller.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Innstrålingstetthet	0,8	kW/m ²
Utendørstemperatur	20	°C
Vindhastighet	1	m/s

Kraftuttak.

Kraftuttaket til solcellene vil bli utregnet for hver time med ligning 2.7 (HOMER, 2016; Koussa & Koussa, 2015).

$$E_{PV,T} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\bar{G}_T}{\bar{G}_{T,STF}} \right) [1 + a_p (T_{C,T} - T_{C,STF})] \quad (2.7)$$

Hvor:

$E_{PV,T}$: effekt i nåværende tidstrinn [kW].

Y_{PV} : nominell toppkapasitet av solcellene under standard test forhold [kW].

f_{PV} : reduseringsfaktor for solcellene [%].

$\bar{G}_T$: innstråling på solcellene i nåværende tidstrinn [kW/m^2].

$\bar{G}_{T,STF}$: innstråling på solcellene under standard test forhold [kW/m^2].

a_p : temperatur koeffisient av effekt [%/ $^{\circ}C$]

$T_{C,T}$: celletemperatur i nåværende tidstrinn [$^{\circ}C$]

$T_{C,STF}$: celletemperatur under standard test forhold [$25^{\circ}C$]

Reduseringsfaktor.

Solcellepanelet har en reduseringsfaktor, som blir lagt inn i ligningen og som tar høyde for at effektuttaket fra panelene blir redusert. Grunnen til at effekten reduseres, er at forholdene i virkeligheten er annerledes enn forholdene da panelene fikk sin rangering (HOMER, 2016).

Vi deler opp grunnene til redusert effekt i en temperaturavhengig og en ikke-temperaturavhengig faktor som ligning 2.8 viser (Masters, 2013).

$$f_r = f_{TEMP} * f_{ikke-TEMP} \quad (2.8)$$

I den ikke-temperaturavhengige faktoren $f_{ikke-TEMP}$ kan grunnen til redusert effekt være at panelene blir dekket til av skygge, støv, snø, samt aldring og tap av elektrisitet i ledningsnett (Masters, 2013). Den temperaturavhengige faktoren f_{TEMP} utregnes ved temperaturen ved hver time i HOMER og dermed trengs bare reduseringsfaktoren f_r å bli utregnet. Adaramola et al. (2017) har funnet $f_{ikke-TEMP}$ og utregningen blir slik som ligning 2.9.

$$0,8303 = 0,928 * f_{ikke-TEMP} \rightarrow f_{ikke-TEMP} = \frac{0,8303}{0,928} * 100 \approx 89,5\% \quad (2.9)$$

Temperaturavhengige faktorer.

Som vist i spesifikasjonene til solcellepanelet, er det tre faktorer som omhandler temperaturens påvirkning på effekten av panelet.

Prestasjonen til panelet er gitt en temperatur koeffisient av kraft, α_p [%/°C], som viser hvor sterkt panelets effekt blir påvirket av celledemperaturen, som er overflaten til panelet. Verdien er negativ som følge av at kraftuttaket synker ved høyere celledetemperatur (HOMER, 2016).

Den nominelle driftscelle temperaturen $T_{c,NOCT}$ [°C] er den temperaturen (overflatetemperaturen) cellen vil ha ved normale driftsforhold som er ved en innstrålingstetthet på 0,8kW/m², utendørstemperatur på 20°C, og en vindhastighet på 1m/s (HOMER, 2016).

Effektiviteten til solcellepanelet er gitt under standard test forhold $\eta_{mp,STF}$ [%], som er det maksimale kraftuttaket panelet kan gi under standard test forhold.

Ligning 2.10 viser hvordan temperatur koeffisienten av kraft, α_p [%/°C], den nominelle driftscelle temperaturen $T_{c,NDF}$ [°C] og effektiviteten til solcellepanelet er gitt under standard test forhold $\eta_{mp,STF}$ [%], påvirker celledemperaturen ved hver time (HOMER, 2016).

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NDF} - T_{a,NDF}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NDF}} \right) \left[1 - \frac{\eta_{mp,STF} (1 - \alpha_p T_{c,STF})}{\tau_a} \right]}{1 + (T_{c,NDF} - T_{a,NDF}) \left(\frac{G_T}{G_{T,NDF}} \right) \left(\frac{\alpha_p \eta_{mp,STF}}{\tau_a} \right)} \quad (2.10)$$

Hvor:

T_a : Utendørstemperatur

$T_{a,NDF}$: Utendørstemperatur ved normale driftsforhold [20°C].

G_T : Innstrålingstettheten til solen som treffer PV modulen [kW/m²].

$G_{T,NDF}$: Innstrålingstettheten til solen som treffer solcellepanelet under normale driftsforhold [0,8kW/m²].

$T_{c,STF}$: Celledetemperatur under standard test forhold [25°C]

Vekselretter.

Det er nødvendig å gjøre om likestrøm (DC) som produseres fra solcellepanelet til vekselstrøm (AC), for å kunne utnytte kraften til forbruk på gården eller til tilbake-salg av kraft til nettet. For å gjøre dette tilkobles en vekselretter. Denne er også levert av Solcellespesialisten og er av merket SYMO 5.0-3-M. Spesifikasjoner og søkerommet for optimalisering av er presentert i tabell 2.4.

Tabell 2.4. Viser spesifikasjonene til vekselretteren SYMO 5.0-3-M, samt søkerommet for installert effekt av enheten.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Effekt kapasitet (AC)	5 000	W
Effektivitet	97	%
Levetid	15	år
Faser	3	#
Kapitalkostnader ekskl. mva.	13 657	kr
Kostnad per kW	2 731	kr/kW
Utbyttingskostnader	13 657	kr

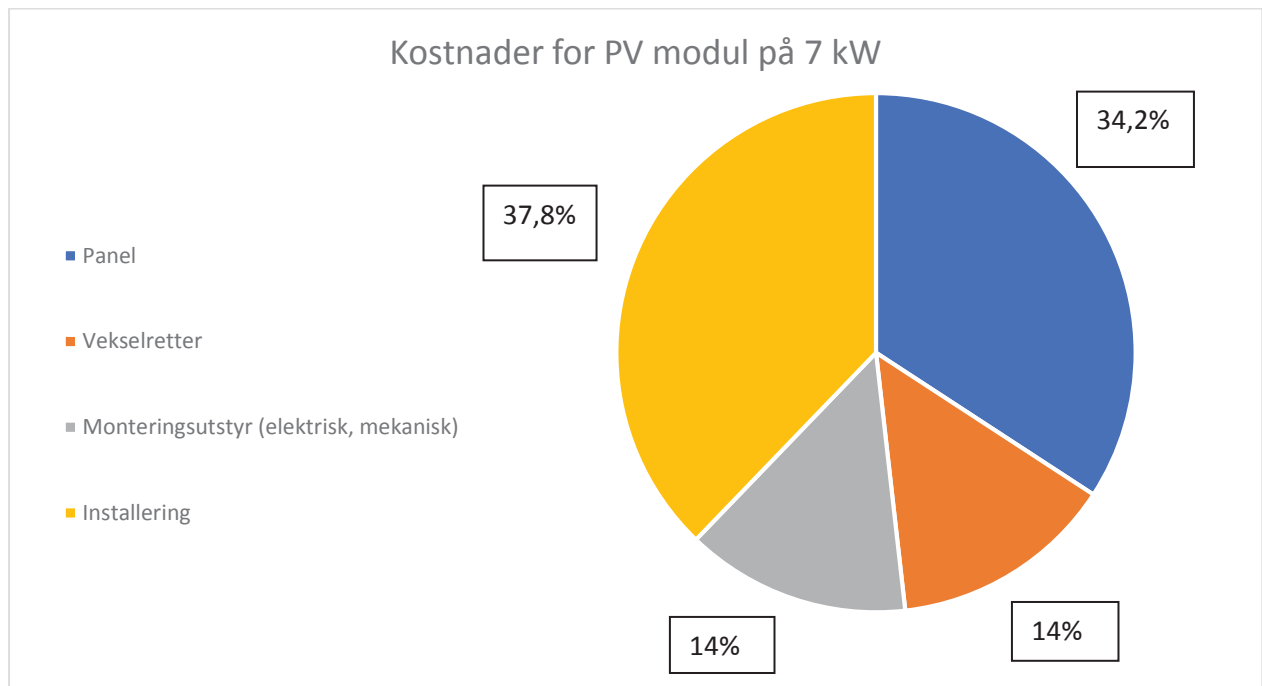
Søkerom	0, 4, 10, 12, 16, 20, 40, 50, 80, 100	kW
---------	---------------------------------------	----

Se vedlegg 2 for mer produktinformasjon.

Kostnadsfordeling for PV modul.

Når PV modul nevnes i denne oppgaven, innebefatter dette solcellepanel, vekselretter, monteringsutstyr og ledningsnettene både mellom solcellepanelene og vekselretteren.

For å regne ut kostnaden for installering og monteringsutstyr har jeg brukt Multiconsult sin analyse, som prosentvis har fordelt kostnadene for en PV modul på 7 kW effekt (Multiconsult, 2013). Figur 2.10 viser denne fordelingen.



Figur 2.10 viser kostnadsfordelingen for en PV modul på 7 kW.

LCOE for et 7 kW kraftanlegg ved Tromsø er på 2,99 kr/kWh, 2,56 kr/kWh for 100 kW kraftanlegg, og 1,69 kr/kWh for 1000 kW anlegg. De to siste nevnte er bakkemonterte PV moduler ekskl. moms, mens den første for husholdning med skråtak inkl. moms. Dette kan vise at jo større installert effekt, desto en lavere LCOE. I utregningene til Multiconsult er ikke incentiver som subsidier og grønne sertifikater tatt med (Multiconsult, 2013).

For et 7kW solcelle anlegg utgjør prisfordelingen av installasjon, monteringsutstyr og ledningsnett 51,8% av totalkostnaden, basert på Multiconsult sin kostnadsanalyse. Dette kalkuleres inn i HOMER under kostnad for solcellepanel. Med en gitt pris på solcellepanel og vekselretter, vil den estimerte samlede investeringskostnaden på en PV modul være på 15 256 kr/kW ekskl. moms, basert på den overstående kostnadsfordelingen. Det at anlegget skal brukes på et næringsbygg innebærer at moms på 25% kan trekkes fra. I ligning 2.11 vises investeringskostnaden uten incentiver.

$$\begin{aligned}
 PV_{\text{modul}} &= S_{\text{panel}} + \text{Monteringsutstyr} + \text{Installering} + \text{Vekselretter} = \\
 &15\,256 \frac{\text{kr}}{\text{kW}} \text{ ekskl. moms.}
 \end{aligned}
 \tag{2.11}$$

«Solartracker».

For å få maksimert produsert kraft fra solen, trenger man å ha en vinkelrett innstråling på solpanelene. En «solartracker» er en plate med innfesting til solcellepaneler, og som kan vinkles etter solens plassering på himmelen i løpet av dagen. «Solartrackere» finnes i utgaver med både en og to akser, og den som er blitt valgt ut har to akser. Denne justerer både asimutvinkelen og tiltvinkelen automatisk. Dette vil være effektivt på klar dag, men uten virkning på en overskyet dag (Koussa et al., 2012). I HOMER plottes ikke asimutvinkelen inn, da den automatisk kalkuleres ved hver time (HOMER, 2016). Duffie og Beckman (2013) antas det en økning av energiproduksjonen med opptil 50% med en «solartracker» om sommeren, avhengig av hvor mye diffus stråling som treffer panelene. Om vinteren er den prosentvise økningen i energiproduksjon betydelig mindre.

«Solartrackeren» har spesifikasjonsnummer ST54M3S30 og blir produsert og levert av SAT CONTROL i Slovenia (Bogdan, 2018). Priser i Euro er overført til Norske kroner den 28.11.2018. I tabell 2.5 vises opplysninger om «solartrackeren».

Tabell 2.5. Viser spesifikasjonene til «solartrackeren» ST54M3S30, inkludert søkerom for installert effekt.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Pris inkl. frakt ekskl. mva. per stk. plate	34 048	kr.
Pris skalert inkl. ett 275 W panel	5 788	kr.
Pris per inkl. panel per kW	21 047	kr.
Antall paneler per plate	15	stk.
Areal per plate	30	m ²
Levetid	25	år
Levetid motor	8	år
Erstatningskostnader motor	519	kr.
Akser	2	stk.
Asimutvinkel	0-350	°
Tiltvinkel	5-90	°
Søkerom:	0, 5, 10, 15, 20, 25, 100	kW

Se vedlegg 3 for produktinformasjon.

2.3.3 Vindturbiner.

Vindturbin 25kW.

Den ene vindturbinen som er brukt i denne analysen er av merket Solid Wind Power med spesifikasjonsnummer SWP25-14TG20. Turbinen har blitt testet hos Norsk Vindenergi senter (NVES), og har en effekt på 25,2 kW. Opplysninger om turbinen kan sees i tabell 2.6 og kostnader inkl. frakt er gitt over telefon og epost med NVES (Bjørndal, 2018).

Tabell 2.6. Viser spesifikasjonene til vindturbinen SWP25-14TG20, med søkerom for installert effekt.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Effekt (ved 11 m/s)	25,2	kW
Levetid	20	år
Tårnhøyde	18	m
Rotordiameter	14	m
Areal sveipet	154	m ²
Strømtype	AC	(DC/AC)
Kapitalkostnader ekskl. mva.	1 175 000	kr
Drift og vedlikeholdskostnader ekskl. mva.	13 500	kr/år
Erstatningskostnader	1 100 000	kr
Søkerom:	0, 1, 4	stk.

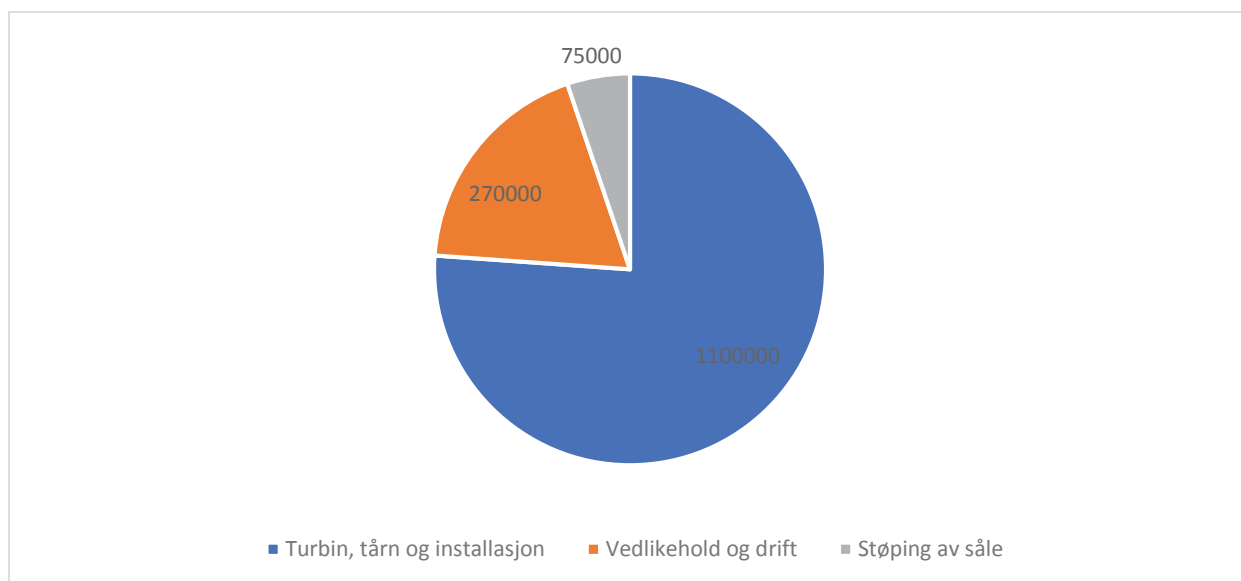
Ytterligere informasjon om vindturbinen er i vedlegg 4.

Grunnlaget for utregning av driftsutgifter for SWP25 sees i likning 2.12.

$$Kost_{drift/\text{år}} = ServiceDager_{\text{år}}(\text{antall arbeidstimer} * \text{kr per time}) \quad (2.12)$$

Service utføres hvert år de første fem årene, mens de resterende årene utføres det annethvert år. Totalt blir driftskostnadene 13 500 kr. ekskl. mva. per år. Kjøreutgifter er inne i utregningen.

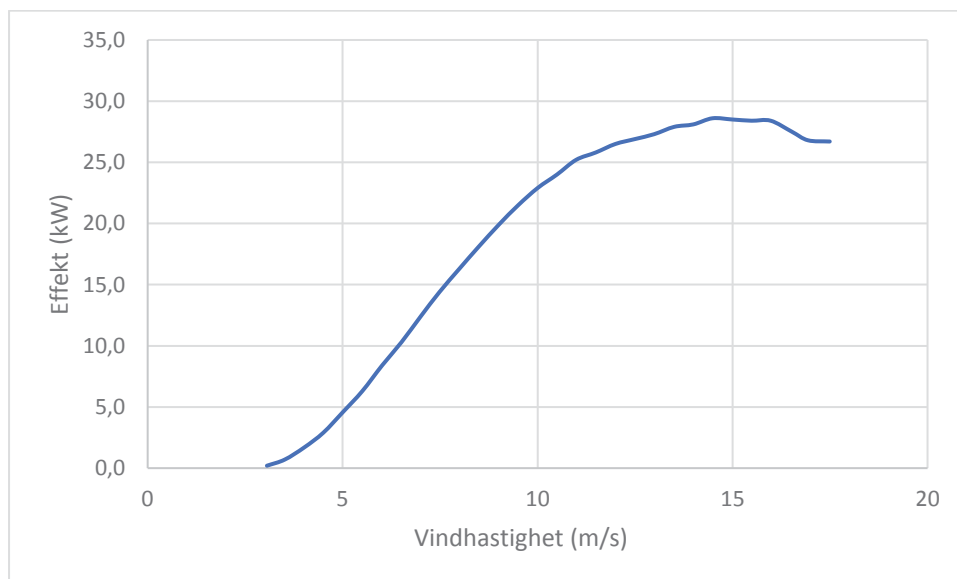
Figur 2.11 viser fordelingen av kostnader for denne vindturbinen.



Figur 2.11 viser fordelingen av kostnader i norske kroner for SWP25 over levetiden.

Kraftkurven.

For å kunne regne ut hvor energi turbinen kan produsere, trenger man en kraftkurve som viser effekten til turbinen ved forskjellig vindhastigheter. Figur 2.12 viser kraftkurven til Solid Wind Power SWP25-14TG20.



Figur 2.12 viser hvilken effekt SWP25 har ved ulike vindhastigheter.

Vindturbin 100kW.

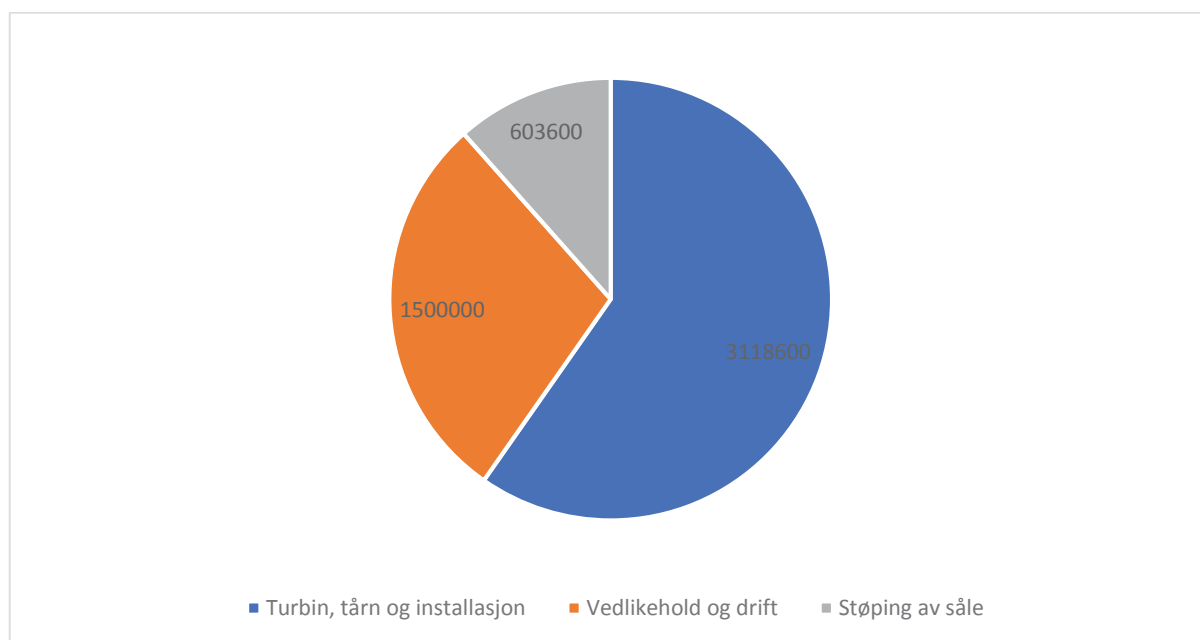
Den andre vindturbinen som er valgt er nED100 og er produsert av Norvento Enerxia. Denne har en effekt på 100 kW, og i tabell 2.7 vises spesifikasjoner for turbinen. Prisopplysninger er gitt av Bjørn Helset (Helset, 2018) i WEN Energy.

Tabell 2.7. Viser spesifikasjonene til vindturbinen nED100, med søkerom for installert effekt.

Spesifikasjon	Verdi	Enhet
Effekt (ved 10 m/s)	100	kW
Levetid	20	år
Tårnhøyde	24,5	m
Rotordiameter	22	m
Areal sveipet	1520	m ²
Strømtype	AC	(DC/AC)
Kapitalkostnader inkl. frakt ekskl. mva.	3 722 200	kr
Drift og vedlikeholdskostnader ekskl. mva.	75 000	kr/år
Erstatningskostnader inkl. frakt	3 118 600	kr
Søkerom:	0, 1	stk.

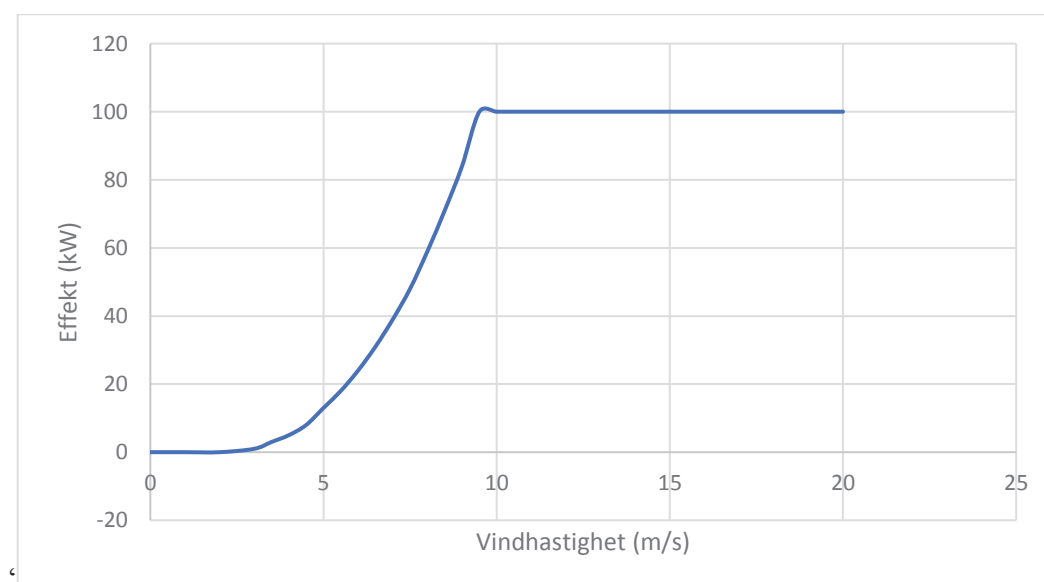
Ytterlige spesifikasjoner følger med i vedlegg 5.

Figur 2.13 viser kostnadsfordelingen for nED100.



Figur 2.13 viser fordelingen av kostnader i norske kroner over levetiden for nED100.

Kraftkurven for nED 100 vises i figur 2.14.



Figur 2.14 viser effekten til vindturbinen ved forskjellig vindhastighet.

Begge vindturbinene er innenfor grensen for hva som kalles små vindturbiner og brukes gjerne til en husholdning eller til en gård (Bukala et al., 2015).

Den absolutt maksimale energien som kan bli omdannet fra vindens kinetiske energi til mekanisk energi ved omdreining av en rotor, er på 59,3%. Dette kalles Betz lov og er kun et teoretisk maksimum av hvor mye kraft som kan utnyttes av vindens energi. Girhus, lagere, generator med mer, vil gjøre at 10-30% av kraften i vinden blir omdannet til elektrisk kraft (Engineering, 2007). Kraften det er mulig å få ut av vinden er gitt i ligning 2.13.

$$P_{tilgj} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_P \quad (2.13)$$

Hvor:

ρ : tetthet [kg/m^3]

A : sveipet areal [m^2]

V : vindhastighet [m/s]

C_P : koeffisient av kraft [%/ W]

2.3.4 Nett

Det finnes 5 prisområder for kraft i Norge. Grunnen til dette er flaskehalser som oppstår i ledningsnett, og som en følge av dette kan det oppstå prisforskjeller på kraft i de ulike områdene. Hovedmarkedet er driftet av den nordiske kraftbørsen Nordpool, og Tromsø ligger i området NO4 i figur 2.15.



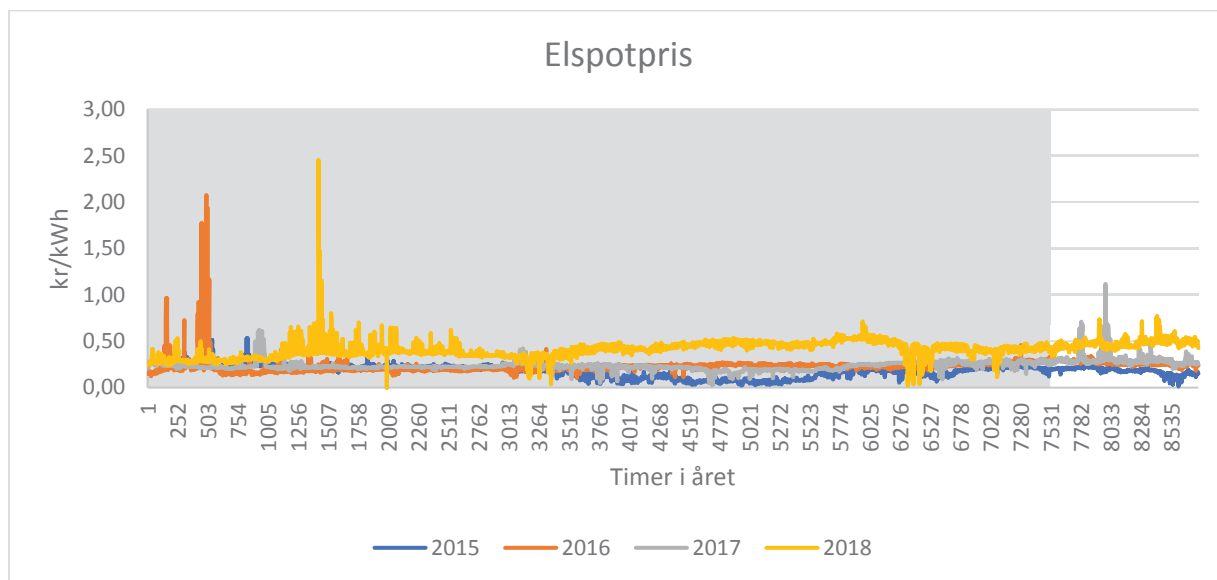
Figur 2.15 viser de forskjellige prisområdene i Norden, med el-spotprisen (€/MWh) for hvert område farget i rødt, og flyt av kraft (MW) mellom de ulike områdene farget i blått. Bildet er hentet fra Statnett: Tall og data fra kraftsystemet.

Kraftprisen.

Timesverdier av el-spotprisen for område NO4, er hentet fra Nordpool, og er fra årene 2015 til 2018 (Nordpool, 2018). Figur 2.16 viser el-spotprisen for de forskjellige årene i løpet av

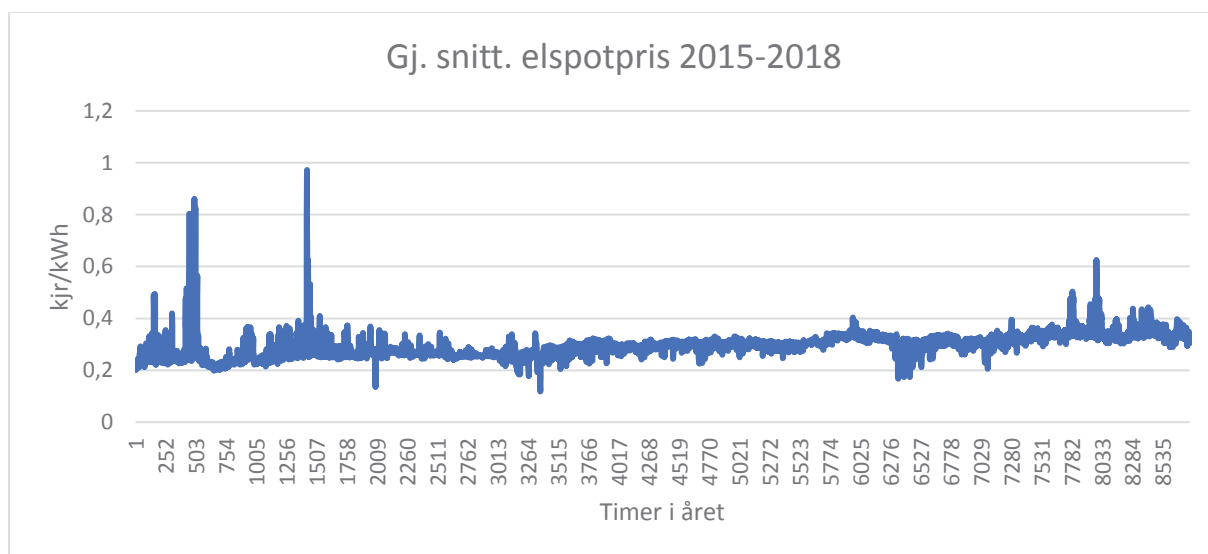
årets 8760 timer, og figur 2.17 viser gjennomsnittsprisen per time ved sammenslåing av årene. Grønne sertifikater ligger inne i el-spotprisen.

Figur 2.16 viser el-spotprisen for NO4 for årets 8760 timer, i perioden 2015-2018.



Figur 2.16. Viser el-spotprisen for prisområde NO4 for årene 2015-2018.

Timesverdiene for hvert år har deretter blitt summert og fått et gjennomsnitt for hver time, og dette sees i figur 2.17.



Figur 2.17: Gjennomsnittlig el-spotpris for område NO4 i perioden 2015 til 2018.

Årlig gjennomsnittlig el-spotpris for prisområde NO4 i årene 2015-2018, er 0,298 kr/kWh.

Forbrukere av kraft betaler vanligvis for ytterligere tre kostnadsposter i tillegg til el-spotpris, og disse er nettleie, Enova avgift og forbruksavgift.

Nettleie.

For transporten av kraften frem til forbruker, betales det en nettleie som kalles tariff eller overføringstariff til nettselskapet. Nettleien skal dekke utgifter som det lokale nettselskapet har for transporten, sikring av effektiv drift og utnyttelse, samt utvikling av nettet. NVE bestemmer hvilken inntekt hvert nettselskap kan hente inn fra sine kunder (NVE, 2018). Nettoperatøren for Kåfjord kommune er Ymber og tariffen er gitt for næring. Nettleien inneholder et fast årlig beløp, samt to forskjellige energileddpriser avhengig av hvilken tid det er på året. Leien er ekskl. moms (Bratland, 2018).

Enova avgift.

Et fast årlig beløp på 800 kr. betales til Enova av forbrukere som ikke går inn under husholdninger (BKK, 2019). Dette tilskuddet er med å finansiere Enova sine forskjellige tilskuddsordninger.

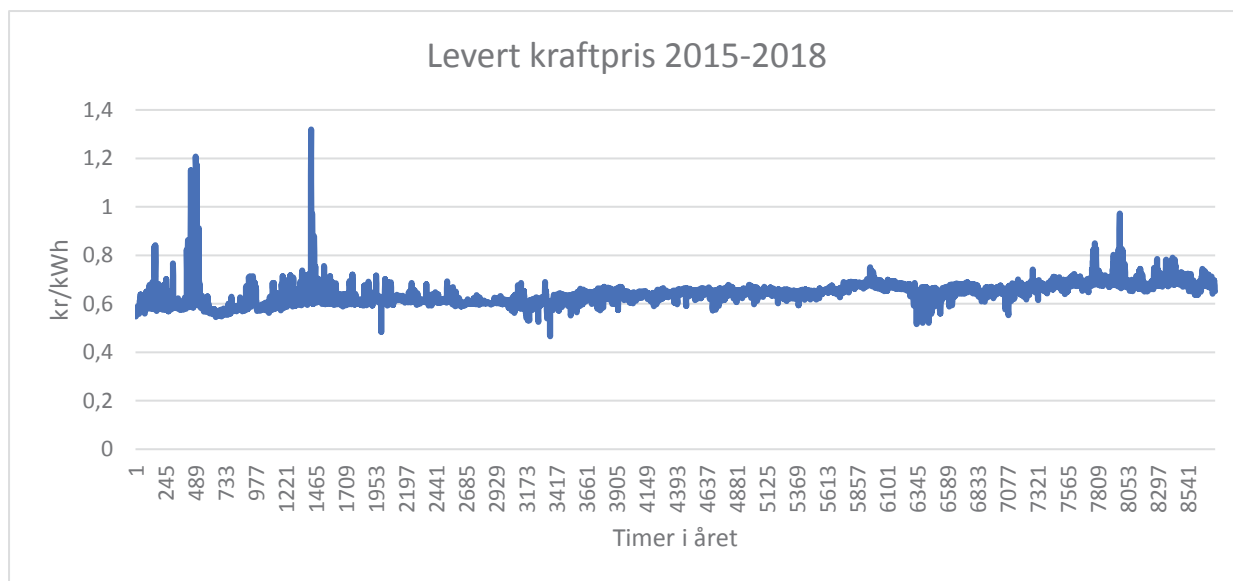
Forbruksavgift.

I tillegg betales det vanligvis en forbruksavgift til skattedirektoratet. Denne avgiften gjelder derimot ikke for Nord-Troms og Finnmark, og er derfor utelatt fra beregningen av levert strømpris (Skatteetaten, 2018). Tabell 2.8 viser kostnadsoversikten ved kjøp av kraft fra Ymber for årene 2015-2018.

Tabell 2.8. Her sees tariffen for næring i Kåfjord, med fast beløp, Enova avgift og energileddpriser.

År	2015	2016	2017	2018	Snitt
Fast beløp (kr/år)	2 400	2 900	3 300	3 300	2 975
Enova avgift (kr/år)	800	800	800	800	800
Energiledd mai-aug. (kr/kWh)	0,29	0,27	0,285	0,285	0,283
Energiledd sept.-april. (kr/kWh)	0,335	0,315	0,33	0,33	0,328

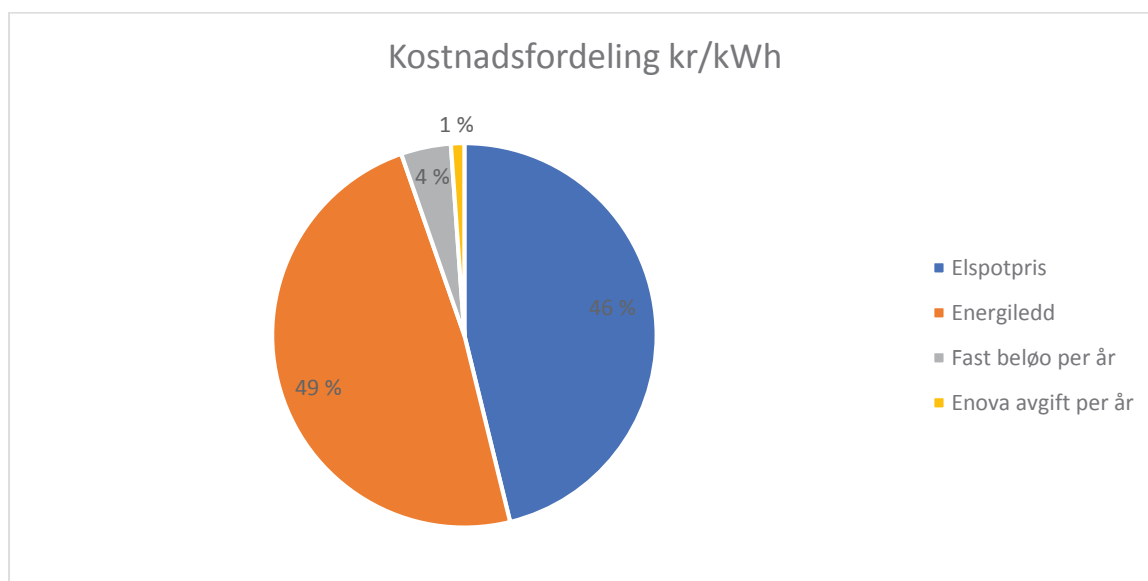
Den faste årlige beløpet, Enova avgiften og energileddene og er satt sammen med el-spotprisen og sees i figur 2.18.



Figur 2.18 viser gjennomsnittlig pris ekskl. mva. på levert kraft fra Ymber per time i perioden 2015-2018.

Den gjennomsnittlige pris for forbruk av kraft for årene 2015 til 2018 er 0,645 kr/kWh.

Figur 2.19 viser kostnadsfordelingen ved kjøp av kraft i Nord-Troms, med el-spotpris, energiledd, fastbeløp og Enova avgift.



Figur 2.19 viser prosentvis kostnadsfordeling av levert kraft fra Ymber per kWh..

Tilbake salg av kraft.

Når man i enkelttimer selger kraft man selv har produsert tilbake til nettet, blir man definert som plusskunde. Dette kan derimot ikke overstige 100kW overskuddskraft. Det er samtidig ikke mulig å selge kraften direkte til andre sluttbrukere eller å delta på kraftmarkedet. Kraften skal selges til den lokale nettleverandøren eller en kraftoperatør. Skal kraften selges til en lokale nettleverandøren må denne også være en kraftoperatør (NVE, 2016a). En avtale mellom selger og kraftoperatør gjøres om å selge overskuddskraft tilbake til nettet, hvor tidspunkt og mengde kraft blir registrert. Selger får vanligvis el-spot pris for den kraften som selges.

Tallene for el-spot prisen fra 2015 til 2018 har ikke blitt justert for inflasjon og prisen vil dermed være noe høyere. Det kan være mulig at det ville endre NNK noe, men at det vil ikke skje en endring av optimal løsning i HOMER.

2.4 Økonomi

Netto nå-kostnad (NNK), og levelized cost of energy (LCOE).

For å sammenligne og rangere forskjellige løsninger under simuleringene brukes netto nå-kostnad (NNK). Netto nå-kostnad er nåverdien av alle kostnader minus nåverdien av alle inntekter under prosjektets levetid. Kostnader inkluderer investering, erstatning, drift og vedlikehold, samt kjøp av kraft fra nettet (HOMER, 2016). Inntektene er tilbake-salg av kraft til nettet, samt skrapverdien til komponentene som oppstår ved prosjektets slutt. Kostnadene i NNK kommer i positivt fortegn, mens inntektene står i negativt fortegn. Dette er det motsatte med hensyn til netto nåverdi (NNV) (Farret & Simoes, 2006). For å regne ut NNK brukes ligning 2.14 (Bøhren & Gjærum, 2009). Denne ligningen blir brukt på hver enkelt kraftkomponent i det elektriske energisystemet hvor både investeringskostnad, erstatningskostnad, drift og vedlikeholdskostnader er innregnet og summert. I tillegg kommer inntekter fra salg av kraft og vrakverdi. Kjøp av kraft over nettet blir også kalkulert med denne ligningen.

$$K_{NNK,komp} = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+r)^t} \quad (2.14)$$

Hvor:

$K_{NNK,komp}$: netto nåkostnad for komponent

T : prosjektets levetid

t : år som kalkuleres

r : rente, enten real (i) eller nominell (i')

X_t : netto kostnad i år t , enten reele eller nominelle priser for komponentene

I ligning 2.15 er alle komponentene summert opp slik at netto nå-kostnaden ($K_{NNK,sys}$), for hele systemet vises.

$$K_{NNK,sys} = \sum_{k=1}^n K_{NNK,komp} \quad (2.15)$$

For å finne den årlige kostnaden for det elektriske systemet, må man finne kapitalgjenvinningsfaktoren (KGF). Denne faktoren er avhengig av prosjektets levetid (N) og rente (i) og sees i ligning 2.16.

$$KGF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2.16)$$

Den årlige kostnaden for det elektriske systemet blir sett i ligning 2.17.

$$K_{ann,total} = K_{NNK,sys} * KGF(i, N) \quad (2.17)$$

Til slutt blir levelized cost of energy (LCOE) kalkulert og vises i ligning 2.18 (Farret & Simoes, 2006).

$$LCOE = \frac{K_{ann,total}}{E_{prim} + E_{def} + E_{nettsalg}} \quad (2.18)$$

Hvor:

E_{prim} : årlige primær lasten systemet må møte

E_{def} : den årlige lasten som systemet ikke er nødt å møte, men kan utsette.

(Denne blir ikke utredet i denne analysen).

$E_{nettsalg}$: den årlige elektrisiteten som blir solgt tilbake til nettet.

Rente og inflasjon.

Renten er byrden en investor opplever ved å binde sine penger i et prosjekt (Bøhren & Gjærurn, 2009). Hvor stor byrden er opplevet for investor, er avhengig av hvor stor renten er, om kapital er hentet fra lån i en bank, eller om kapital er investert i en bank eller for eksempel i aksjer. Den nominelle renten er satt til 5,5% i denne analysen. Det er noe usikkerhet rundt renten, så den er med i følsomhetsanalysen. Inflasjonen er satt til 2,01% som er gjennomsnittlig inflasjon for perioden 31.03.2012 til 30.06.2018 (Bank, 2018a), og forventes å ligge der ved utgangen av 2021 (Bank, 2018b). I HOMER blir det brukt realrenten til å kalkulere NNK, fordi programmet antar at alle kostnader øker med den samme hastigheten for hvert år som inflasjonen (Farret & Simoes, 2006).

For å kalkulere realrenten er likning 2.19 blitt brukt (Bøhren & Gjærurn, 2009).

$$r_R = \frac{r_N - J}{1 + J} \quad (2.19)$$

Hvor:

r_R : realrente

r_N : nominell rente

J : inflasjon

Incentiver

Investeringsubsidier

Enova som eies av Olje- og Energidepartementet, har som formål å omstille Norge til et lavutslippssamfunn. Dette krever kutt i klimautslipp, ha en høy grad av forsyningssikkerhet, samt å skape nye verdier (Enova, 2019). Organisasjonen støtter næringer og privatpersoner som ønsker å satse på ny fornybar kraftproduksjon, ved å delfinansiere prosjektene med investeringsubsidier. Støtteordningen er delt i to. Den ene får man dekt 35% av investeringskostnaden (inkl. mva.) av produksjonsteknologiene, med maksimalt 10 000 kr i støtte. Dette betyr at en investeringskostnad på mer enn 28 571 kr, vil gi en flat subsidie på 10 000 kr. Den andre er en støtteordning på 1 250 kr. per kW installert effekt, og med en støtte opptil 15kW effekt som vil gi 18 750 kr i subsidie. Den maksimale støtten man dermed kan få fra Enova ved installering av sol og vindkraft er på 28 750 kr (Enova, 2016).

Likninger for totale investeringskostnader inkl. subsidier fra Enova er gitt ved likning 2.20, 2.21 og 2.22.

$$TK_{SUB} = TK(1 - 0,35) - \frac{1250}{kW} \text{ hvor } TK \leq 28571 \text{ og } kW \leq 15 \quad (2.20)$$

$$TK_{SUB} = TK - 10000 - \frac{1250}{kW} \text{ hvor } TK \geq 28571 \text{ og } kW \leq 15 \quad (2.21)$$

$$TK_{SUB} = TK - 28750 \text{ hvor } TK \geq 28571 \text{ og } kW \geq 15 \quad (2.22)$$

Produksjonssubsidier (Grønne sertifikater)

Norge og Sverige har satt som mål om sammen produsere ny fornybar energi på 28,4TWh innen år 2020, og Norge vil dermed øke fornybar andelen av energiforbruket til 67,5%. For å klare dette målet er det innført såkalte grønne sertifikater som gis til kraftprodusenter som produserer ny fornybar energi som selges videre på markedet. De som kan motta elsertifikater er nye fornybarkraftinstallasjoner bygget fra den 7. september 2009, (Lovdata, 2018a), dette inkluderer allerede eksisterende kraftverk som øker sin produksjon av kraft. Vannkraftverk bygget etter 01.01.2004 kan også søke om å motta grønne sertifikater. Grønne sertifikater kan mottas i en periode på 15 år og utstedes til 31.12.2035 (Lovdata, 2018b).

Kraftleverandørene er pålagt å kjøpe sertifikater for å kunne kjøpe kraft, og dette blir en ekstra inntektskilde for kraftprodusentene. Kostnaden ved grønne sertifikater betales til slutt av forbruker og ligger inkludert i el-spot prisen (NVE, 2017b). Ett elsertifikat blir gitt til kraftprodusenter for hver MWh kraft de produserer, og gjennomsnittsprisen for ett elsertifikat for perioden 2014-2016 var på 0,019 kr/kWh ekskl. mva. (NVE, 2017a).

Alle som produserer ny fornybar energi kan søke om å få grønne sertifikater, og for mindre produsenter (inntil 100 kW installert effekt) er inngangskostnaden med å bli med i ordningen 15 000 kr (NVE, 2016b).

Investering og produksjonssubsidiene for hvert enkelt kraftsystem blir utregnet utenfor programvaren, for så senere å bli trukket fra under investeringskostnader.

2.5 HOMER

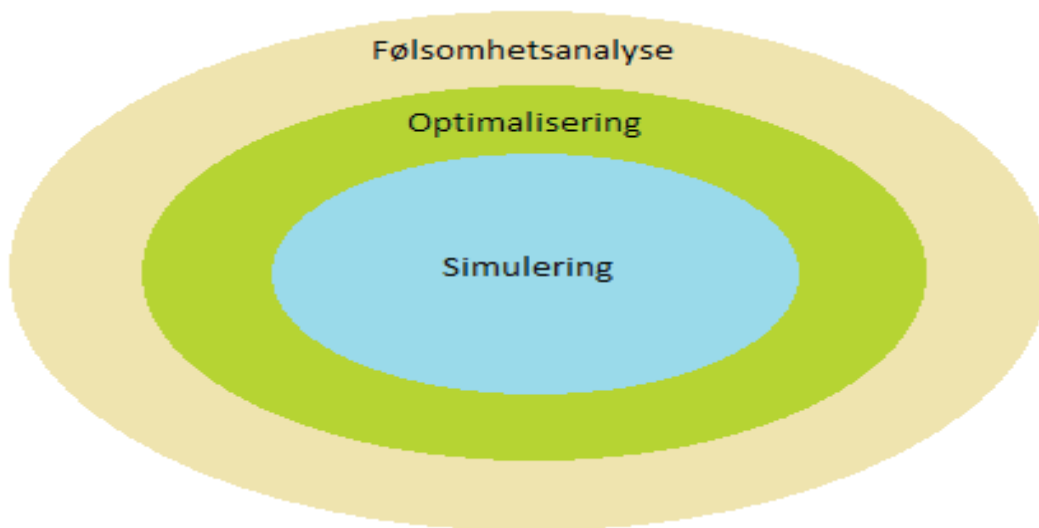
Homer

HOMER er utviklet av U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) og er et hjelpemiddel for å designe et mikrokraftsystem, samt å legge til rette for å sammenligne forskjellige kraftteknologier. Det ser på kraftsystemets prestasjon og den totale installerings og driftskostnaden til systemet over dens levetid. Det er mulig å sammenligne flere forskjellige kraftsystemer basert på deres tekniske og økonomiske egenskaper, samt å se effekten av usikkerhetene på inputdata (Farret & Simoes, 2006).

Et mikrokraft-system produserer elektrisitet for å tilfredsstille et gitt energibehov i nærheten av systemet, gjerne et hus eller en mindre næring. Det kan ha ulike former for kraftproduksjon, lagringsteknologier, være tilkoblet nettet eller være et såkalt «standalone» hvor systemet er selvforsynt av elektrisitet. Eksempler på mikrokraftsystemer kan være kraftproduksjon fra solcellepanel med lagring av kraft i batteri, en vindturbin med diesel aggregat, eller som i denne oppgaven et mikrokraftsystem med solcellepanel og vindturbin uten noen lagringsteknologi, som er tilkoblet nettet. Forskjellen på et mikrokraftsystem og et kraftverk, er at kraftverk leverer strøm med en høy spenning, samt at det ikke skal dekke et gitt behov for energi (Farret & Simoes, 2006).

Simulering, optimalisering og følsomhetsanalyse.

Det er tre steg som er viktige å forstå for å jobbe med HOMER, og disse er simulering, optimalisering og følsomhetsanalyse. Under simuleringen utfører HOMER en modellering av egenskapene til et mikrokraftsystem for hver time i året, for å avgjøre systemets gjennomførbarhet og livsykluskostnader. Under optimaliseringen utføres flere simuleringer av forskjellige systemsammenstillinger, for å finne den ene som er gjennomførbar og har lavest livsykluskostnader. Ved følsomhetsanalysen vises flere optimaliseringer ved å ta inn flere forskjellige antagelser (endring av variabler) inn i modellen, og måle hvordan effekten av disse har på systemet. En endring i en variabel kan f.eks. være lavere investeringskostnader for solcellepanel, eller økte kraftpriser. I figur 2.20 illustreres simulering, optimalisering og følsomhetsanalyse.



Figur 2.20 illustrerer at en optimalisering består av mange simuleringer ved å omfavne dens ovale rom, og at en enkelt følsomhetsanalyse består av flere optimaliseringer.

Simulering

HOMER kan simulere hvordan forskjellige kraftsystemer, som er satt sammen med ulike kraftkomponenter virker sammen over en lengre periode. Kraftsystemene kan bestå av en kombinasjon av forskjellige typer solcellepanel, vindturbiner, små vannkraftverk, aggregater, like-og vekselrettere, batterier, elektrolytter og hydrogentanker. Systemet kan være tilkoblet nettet eller være autonomt, og kan levere like og vekselstrøm samt ha en termisk last.

Hensikten med simuleringen er todelt. For det første vurderer HOMER om systemet er gjennomførbart til å levere energi etter lastbehovet man har oppgitt. For det andre estimerer

den livsykluskostnaden for systemet, som er alle kostnader knyttet opp til investering og drift over systemets levetid (Farret & Simoes, 2006).

HOMER simulerer kraftsystemets drift hver time i løpet av et år, kalkulerer produsert fornybar kraft og sammenligner det med lastbehovet. Den bestemmer hva den skal gjøre når det er overskudd av kraft, samt når det er et underskudd. Etter kalkulasjonen over ett år kan programmet se om kraftsystemet innfrir de begrensninger som er satt inn. Begrensningene kan være andelen fornybar kraftsystemet skal produsere, eller en gitt maks grense for kjøp av kraft over nettet.

Programmet bruker netto nå-kostnad (NNK), som målenhet for livsykluskostnaden. Med NNK menes alle kostnader og inntekter som oppstår i livsløpet til systemet, hvor fremtidige kontantstrømmer er diskontert til nåverdi. Kostnaden ved kjøp og installering av komponenter, drift og vedlikehold, erstatning av komponenter som er utgått før systemets levetid, brennstoff til eventuelle aggregater og kjøp av strøm fra nettet går alle under NNK. Men også salg av overskuddsstrøm tilbake til nettet, som vil gi inntekter og dermed minke størrelsen på NNK.

Optimalisering

Mens simuleringsprosessen modellerer en bestemt systemsammensetning, avgjør optimaliseringen det beste systemet med hensyn til at det innfrir begrensningene som er gitt, samt å gi lavest NNK. HOMER avgjør da hvilken miks av komponenter, størrelsen og antallet av disse den vil bruke. Kun de gjennomførbare systemene blir tatt med og den med lavest NNK er den optimale systemsammensetningen. Valgvariablene som brukeren selv kan bestemme over og sette inn i HOMER, kalles søkerommet. Her velger jeg et bestemt utvalg av installert effekt for solcellepanelet og vekselretteren, samt antall stk. vindturbiner. På forhånd vet jeg ikke hva som vil være et optimalt valg med hensyn på lavest NNK, men HOMER vil kalkulere dette så lenge dette plottes inn i programmet.

Det vil være tilsammen tolv forskjellige konfigurasjoner av kraftsystemer. Hvert enkelt system vil bestå av ulike sammenstillinger av kraftkomponentene, som alle vil være nett tilkoblet. Her vil altså HOMER optimalisere hver enkel av disse kraftsystemene i henhold til søkerommet som er gitt, og deretter rangere disse kraftsystemene etter lavest NNK.

I figur 2.21 vises en illustrasjon av rangering av fire forskjellige kraftsystemer med hensyn til NNK, hvor i rød markering til venstre vises kraftkonfigurasjonen, og i rød markering til høyre vises NNK (NPC). I dette eksempelet er nett rangert øverst altså med lavest NNK, mens solcellepanel, vindturbin og nett er rangert nederst med høyest NNK.

Architecture					Cost				System		290MS		SWP25	
290MS (kW)	SWP25	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (kr)	COE (kr)	Operating cost (kr/yr)	Initial capital (kr)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (kr)	Production (kWh/yr)	Capital Cost (kr)	Production (kWh/yr)
5.00	1	999,999	4.00	CC	kr900,431	kr0.575	kr62,963	kr0.00	0	0	62,618	4,514		
5.00	1	999,999	4.00	CC	kr945,687	kr0.604	kr60,984	kr73,558	3.95	0	62,618	4,514		
5.00	1	999,999	4.00	CC	kr1.68M	kr0.909	kr35,525	kr1.18M	55.0	0			1,175,000	71,196
5.00	1	999,999	4.00	CC	kr1.73M	kr0.924	kr33,546	kr1.25M	57.8	0	62,618	4,514	1,175,000	71,196

Figur 2.21 viser eksempel på optimalisering og rangering av ulike kraftsystemer i HOMER.

Følsomhetsanalyse

Følsomhetsanalysen gjør det mulig å se hvor følsomt kraftsystemet er for endringer i gitte input data, som for eksempel vindhastighet, solinnstråling, rente, kraftpriser og teknologikostnader. Disse variablene kalles følsomhetsvariabler, og det mulig å sette opp flere forskjellige verdier for en enkelt følsomhetsvariabel. For eksempel kan man sette inn fem forskjellige kraftpriser og fire forskjellige vindturbinkostnader av et allerede optimalisert system. HOMER vil da gi 20 forskjellige følsomhetsscenarioer, hver med sine egne resultater. Hvis man er usikker på verdiene av input dataene, er følsomhetsanalysen et viktig verktøy, som vil vise hvilken virkning en endring i bestemte input data vil ha å si for NNK. Er usikkerheten stor og effekten av endringen i variabelen høy, bør dette tas med i vurderingen ved utvelgelsen av kraftsystem. Jeg har valgt å lage en graf hvor alle følsomhetsvariablene for et enkelt kraftsystem er med, slik at de lett kan tolkes og sammenlignes med hverandre, se kapittel 4.1.2 og 4.1.3.

Typer last

Grunnen til et mikrokraftverk skal eksistere er i hovedsak for å tilfredsstille last behovet for elektrisk eller termisk energi, og eventuelt få inntekter ved å selge elektrisitet tilbake til nettet. HOMER modellerer tre typer lastbehov. Primær last er elektrisk last som systemet må dekke øyeblikkelig ved behov, som for eksempel når man setter på oppvaskmaskinen. Sekundær last er elektrisk last som vil bli dekket innen ett gitt tidsintervall, som for eksempel strøm til en vannpumpe. Den siste er termisk last (Farret & Simoes, 2006) og vil ikke bli behandlet i denne oppgaven da det kun er den elektriske lasten som skal dekkes.

2.6 Følsomhetsanalyse

Følsomhetsanalyse av kraftsystemer.

Kraftsystemene som er valgt ut til følsomhetsanalyse er A2, A3, A5 og A9, og grunnen til dette er at hvert system inneholder enten tiltet solcellepanel, panel med «solartracker», vindturbin 25kW og vindturbin 100kW.. Dette kan dermed være med å belyse hvordan en endring i følsomhetsvariablene påvirker kraftsystemer som består av de forskjellige kraftkomponentene. Samtidig er det foretatt følsomhetsanalyse av kraftsystemer tilsvarende A2, A3, A5 og A9, men disse vil nå alle ha en fastsatt installert effekt på 100kW og kalles B2, B3, B5 og B9. Ved å gjøre dette vil det være mulig å se om installert effekt er avgjørende, for hvilke variabler som påvirker NNK.

De utvalgte variablene i følsomhetsanalysen er stråling, vindhastighet, komponentkostnader, levetid for komponentene, rente og el-spotpris. Det er tatt med en endring -40 og 40% på opprinnelige input data. Endringer og følsomhetsvariablene sees i tabell 2.9.

Tabell 2.9. Viser data om de utvalgte følsomhetsvariablene og 40% endring av disse.

Søkerom	-40%	0	40%
Stråling (kWh/m ² /dag).	1,24	2,06	2,88
Vindhastighet (m/s).	3,70	6,16	8,62
Panel tiltet (kr).	2 066	3 444	4 822
Panel «solartracker» (kr).	3 473	5 788	8 103
Vekselretter SYMO (kr).	8 205	13 675	19 145
SWP25 (kr).	705 000	1 175 000	1 645 000
nED100 (kr).	2 233 320	3 722 200	5 211 080
Levetid solpanel (år).	15	25	35
Levetid SWP25 (år).	12	20	28
Levetid nED100 (år).	12	20	28
Rente nominell (%).	3,3	5,5	7,7
El-spotpris (kr).	0,179	0,298	0,417

3 Metode

1. Valg av kraftkomponenter.
2. Søkerommet til kraftkomponentene.
3. Nett tilkoblet versus ikke nett tilkoblet kraftsystem..
4. Valg av Albedo.
5. Valg av helningsvinkel.
6. Valg av reduseringsfaktoren.
7. Valg av timesbaserte kraftpriser.
8. Valg av følsomhetsvariabler i følsomhetsanalysen.

Valg av kraftkomponentene.

De fire kraftkomponentene som produserer fornybar kraft, består av to typer vindturbiner med forskjellig effekt (25 kW og 100 kW), og solcellepanel med og uten «solartracker». Å ha forskjellige komponenter med, ga mulighet for å sammenligne og måle kraftkomponentene opp mot hverandre med hensyn til økonomi, driftstimer og kapasitetsfaktor.

Vindturbinen SWP25 på 25kW ble valgt etter samtale med Thomas Bjørndal ved Norsk Vindenergi Senter (Bjørndal, 2018), grunnet at en mindre turbin på henholdsvis 5 og 15 kW vil gi en høyere pris per kWh i turbinens levetid.

nED100 på 100kW ble valgt først og fremst som sammenligningsgrunnlag for SWP25, og at den kunne leveres direkte til lokaliteten.

Solcellepanelet som ble brukt i denne oppgaven er en IBC PolySol 275 CS5, som er en polykrystall med toppeffekt på 275W, og en effektivitet på 16,80%, levert av Solcellespesialisten, Panelet ble valgt etter en samtale med sivilingeniør Ulrik Rør (Rør, 2018), på grunnlag at panelet skulle ha laveste kostnad per W levert i Norge per 2018.

Søkerommet til kraftkomponentene. I søkerommet til solcellepanelet og vekselretteren har jeg et større utvalg av effekt enn for vindturbinene, da vindturbinene har en høyere utgangseffekt og velges som antall stk. i stedet for effekt.

For vindturbinen SWT25 er søkerommet satt til 0, 1, og 4 stk. vindturbiner, mens den for nED100 er 0 og 1 stk. At jeg har satt søkerommet til 0 stk. gjør at simuleringsprogrammet kan velge et system uten vindturbiner, hvis det skulle være lønnsomt. For solcellepanelet og vekselretteren er alternativet 0kW i søkerommet.

Nett tilkoblet versus ikke nett tilkoblet kraftsystem.

Sol og vind er ukontrollerbare energi ressurser, og er ikke alltid tilgjengelig når de skal dekke en last til en bolig eller et næringsbygg. Skal man være uavhengig av nett for å dekke lastbehovet, blir det derfor nødvendig enten å lagre overskuddsenergien i for eksempel batterier eller hydrogen, eller å overdimensjonere kraftteknologiene, samt å bruke generatorer. Dette vil føre til økte kostnader. Et eksempel fra Grimstad med fornybare kraftkilder og gassgenerator, og uten å være tilkoblet nettet, såkalt «standalone» ble LCOE (levelized cost of energy) på 2.63 kr/kWh (Sarker, 2016). Gjennomsnittsprisen for levert kraft i årene 2014-2018, var på 0,92 kr/kWh (SSB, 2019) inkl. nettleie og avgifter, og viser at kraftprisen over nett er rimeligere enn det ovenfor nevnte «standalone» systemet. I litteraturen har det vist seg at nett-tilkobling er det mest kostnadseffektive løsningen for levering av kraft (Pérez-Arriaga & M., 2016), og ved å ha et nett-tilkoblet fornybart kraftsystem vil lastbehovet bli dekket også når det ikke er sol eller vind. På grunnlag av lavere kostnader valgte jeg et kraftsystem som inkluderte nett-tilkobling.

Valg av Albedo.

Mengden grunnreflektert stråling er avhengig grunnens overflate, som kan være årstidavhengig, da et snødekke vil gi en høyere reflektert innstråling enn ved barmark. En måling av grunnreflektert innstråling er gjort i Ås i Akershus, (Adaramola, 2016) og viste en daglig gjennomsnittlig albedo på 36%. En antagelse er at den vil ligge noe høyere i Troms da snøen vil bli liggende over en noe lengre tidsperiode, samt at fjellene vil reflektere mer. Grunnreflektert innstråling er dermed satt til 40% i HOMER, basert på disse antagelsene. Viktigheten av Albedo i vintermånedene blir redusert i Nord-Troms, da det er mørketid (solen kommer ikke over horisonten i løpet av døgnet) fra 27.11 til 15.01 (Pedersen, 2013), samt at ingen direkte innstråling kan reflekteres fra grunnen under mørketiden.

Valg av helningsvinkel.

En innledende analyse av tre helningsvinkler på 45, 60 og 75 grader ble utført på Homer. En helningsvinkel på 45 grader ga lavest NNK på et kraftsystem som inkluderte tiltet solcellepanel og ble derfor valgt.

Valg av reduseringsfaktor.

Utrekningen av reduseringsfaktoren er foretatt i Ås., men det er kaldere i Nord Troms gjennom året. Dette kan føre til et lavere tap av energi i ledningsnett. Det er kalkulert en prosentvis endring på -3% og 3% av reduseringsfaktoren, for å se konsekvenser av disse endringene. Ingen påvirket optimal løsning i HOMER, samt at NNK forandret seg uten større betydning. Ingen utregning av reduseringsfaktoren er tidligere vært utført i Nord Troms og dermed falt valget på å bruke reduseringsfaktoren skaffet fra Ås.

Valg av timesbaserte kraftpriser.

Data for den gjennomsnittlige kraftprisen fra årene 2015-2018, legges inn for hver time i løpet av et år i programmet. Ved å gjøre dette i stedet for å plote inn gjennomsnittsprisen av kraft samlet i løpet av årene, vil resultatene bli mer nøyaktige. Det er derimot ikke mulig for HOMER å foreta en følsomhetsanalyse for timesbaserte kraftpriser og tilbake-salgpriser, så her har det blitt benyttet gjennomsnittlig kraftpris over årene 2015-2018.

Valg av følsomhetsvariabler i følsomhetsanalysen.

Valget av følsomhetsvariabler er kostnad og levetid for kraftkomponenter, ressursgrunnlag, el-spotpris og rente. Grunnen til valgene er som følger:

Det er en god mulighet for en fremtidig kostnadsreduksjon av kraftkomponenter. Å se hvor utslagsgivende dette ville være, er interessant for andre som kunne tenke seg å investere i kraftkomponenter på et senere tidspunkt. Å se virkningen av endringer av estimatene til ressursgrunnlaget, levetid, rente og el-spotpris, vil dekke usikkerhetsmomentet ved investering i dette prosjektet. En fremtidig endring av ressursgrunnlaget som følge av klimaendringer, vil kunne vise hvordan produksjonen av kraft blir påvirket og dermed økonomien i en investering.

4 Resultater

4.1 Økonomisk lønnsomhet.

4.1.1 Optimal løsning, kraftsystem A1.

De fire kraftkomponentene som i tillegg til nett, er brukt i de tolv kraftsystemene er følgende:

1. Tiltet fastmontert solcellepanel. Betegnelse PV.
2. Solcellepanel med «solartracker». Betegnelse PV «solartracker», eller PVst.
3. SWP25 vindturbin 25kW. Betegnelse VT25.
4. nED100 vindturbin 100kW. Betegnelse VT100.

De forskjellige systemene har fått de forskjellige nummereringene A1 til A12. Energi produsert og energi solgt, er gitt i kWh per år. Kraftsystemene er oppgitt i rekkefølge etter laveste NNK. HOMER har ikke inkludert begge vindturbinene sammen i et kraftsystem.

Tabell 4.1 viser optimale resultater rangert med hensyn til NNK. Med er også LCOE, energi produsert per år, energi solgt per år, fornybarandel og installert effekt for de forskjellige kraftsystemene. Fornybarandelen er ny fornybar kraftproduksjon delt på lastbehovet.

Tabell 4.1. Viser rangeringen av de ulike kraftsystemene med hensyn på NNK.

Nr.	Konfig.	NNK	LCOE _{sys}	E _{prod}	E _{solgt}	Fornandel	Eff _{VIND}	Eff _{PV}	Eff _{PVst}	Eff _{VEK}
A1	Nett	947 720	0,61	-	-	-	-	-	-	-
A2	Nett+PV	968 494	0,62	4 514	-	4,12	-	5	-	4
A3	Nett+PVst	990 946	0,63	6 576	32	5,56	-	-	5	4
A4	Nett+PV+ PVst	1 026 806	0,65	11 090	76	10,1	-	5	5	10
A5	Nett+VT25	1 810 484	1,00	64 149	16 622	50,9	25	-	-	-
A6	Nett+VT25+ PV	1 853 400	1,02	68 663	17 806	53,9	25	5	-	4
A7	Nett+VT25+ PVst	1 877 892	1,03	70 725	18 249	55,2	25	-	5	4
A8	Nett+VT25+ PV+PVst	1 923 249	1,05	75 239	19 997	58,0	25	5	5	10
A9	Nett+VT100	4 099 571	0,85	308 233	228 905	91,1	100	-	-	-
A10	Nett+VT100 +PV	4 149 880	0,85	312 747	231 739	91,6	100	5	-	4
A11	Nett+VT100 +PVst	4 177 037	0,85	314 809	232 776	91,9	100	-	5	4
A12	Nett+VT100 +PV+PVst	4 225 660	0,86	319 323	234 165	92,2	100	5	5	4

Den optimale løsningen var løsning A1 med kun tilknyttet nett og hadde da en NNK på 947 720 kr. LCOE var også den laveste med 0,61 kr/kWh. Det er dermed ikke lønnsomt å investere i noen av de fornybare kraftkomponentene som er tatt med i denne analysen i Nord-Troms.

A2 var den nest rimeligste løsningen og ble et kraftsystem som inkluderte tiltet solcellepanel. Effekten til panelet var den laveste angitt i søkerommet (5kW), noe som viser at NNK vil øke med høyere installert effekt. NNK var her 968 494 kr, mens LCOE økte også noe til 0,62 kr/kWh i forhold til bare å være tilkoblet nett. Fornybar andelen var her 4,12%.

Ved kraftløsning A3, kom solcellepanel med «solartracker» inn, og viste seg å være dyrere enn et tiltet panel i et kraftsystem. Med 5kW solcelle med «solartracker» ble NNK på

990 946 kr. og LCOE på 0,63 kr/kWh. Fornybar andelen ble 5,56% og økte dermed noe i forhold til A2. I alle de andre kraftsystemene hvor tiltet panel og panel med «solartracker» er inkludert, har HOMER satt effekten til 5kW på hver av kraftkomponentene.

I A4 ble både tiltet panel og panel med «solartracker» kombinert sammen, noe som økte NNK til 1 026 806 kr. og LCOE til 0,65 kr/kWh. Fornybarandelen økte til 10,1%.

Ved kraftsystem A5 med vindturbinen på 25kW, skjedde en betydelig økning av NNK til 1 810 484 kr, samt økning av LCOE til 1,00 kr/kWh. Fornybarandelen økte samtidig betraktelig til 50,9%.

I kraftsystemene A6 og A7 ble vindturbinen på 25kW kombinert med henholdsvis tiltet panel og panel med «solartracker». I kraftsystem A8 var både tiltet panel og panel med «solartracker» inkludert. I A6 var NNK 1 853 400 kr og LCOE 1,02 kr/kWh, med en fornybarandel på 53,9%. I A7 var NNK 1 877 892 og LCOE 1,03 kr/kWh, med en fornybarandel på 55,2%. I kraftsystem A8 var NNK 1 923 249 kr og LCOE på 1,05 kr/kWh, med en fornybarandel på 58%.

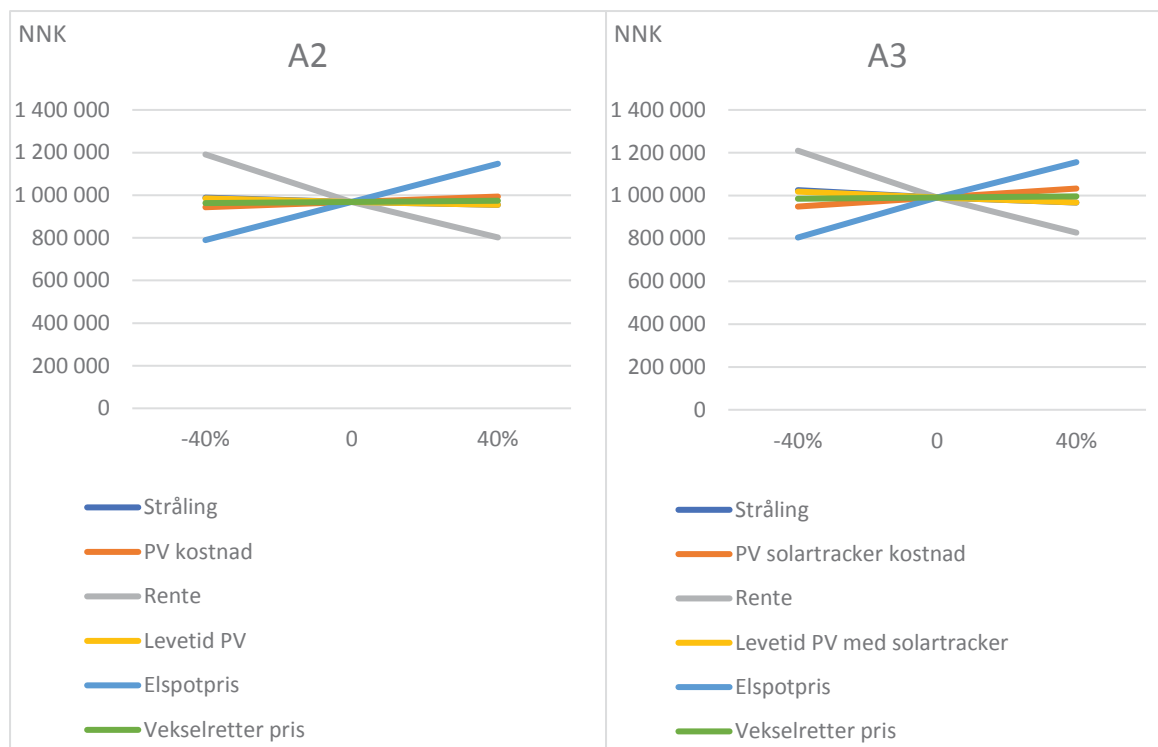
I kraftsystem A9 med vindturbin på 100kW, øker NNK betraktelig til 4 099 571 kr, mens LCOE er 0.85 kr/kWh og er lavere sett i forhold til kraftsystem A5, A6, A7 og A8. Fornybarandelen øker til hele 91,1%.

I kraftsystemene A10 og A11 ble vindturbinen på 100kW kombinert med henholdsvis tiltet panel og panel med «solartracker». I kraftsystem A12 var både tiltet panel og panel med «solartracker» inkludert. I A10 var NNK 4 149 880 kr og LCOE på 0,85 kr/kWh, med en fornybarandel på 91,6%. I A11 var NNK 4 177 037 kr og LCOE 0,85 kr/kWh, med en fornybarandel på 91,9%. I kraftsystem A12 var NNK 4 225 660 kr og LCOE 0,86 kr/kWh, med en fornybarandel på 92,2%.

4.1.2 Følsomhetsanalyse av kraftsystemene A2, A3, A5 og A9.

Det er ønskelig å se hvordan kraftsystemene reagerer på endringer i bestemte variabler, og det ble valgt ut systemer hvor hver enkelt komponent er representert, A2, A3, A5 og A9.

Nedenfor i figur 4.1 og figur 4.2 vises følsomhetsanalysen for kraftsystem A2 og A3 med henholdsvis PV og PV med «solartracker» i kraftsystemet.



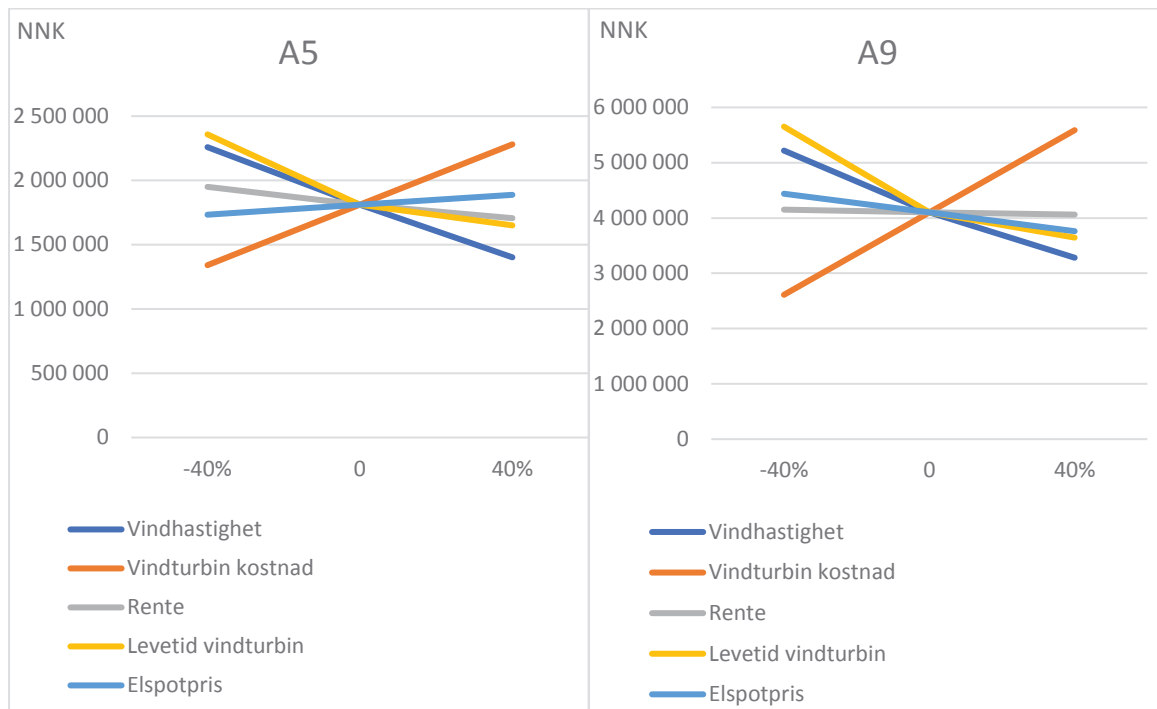
Figur 4.1 viser følsomhetsanalyse for kraftsystem A2.

Figur 4.2 viser følsomhetsanalyse for kraftsystem A3.

I figur 4.1 med kraftsystem A2, vil endring av rente og el-spotpris være den største påvirkningsfaktoren på NNK, mens variablene som stråling, PV kostnad, levetid PV og vekslerepris har derimot liten innvirkning.

I figur 4.2 for kraftsystem A3, er også rente og el-spotpris de viktigste variablene for endring i NNK, mens stråling, PV «solartracker» kostnad, levetid PV «solartracker» og vekslerepris har mindre påvirkning. I endring av kostnad for PV «solartracker» ligger både pris for PV og «solartracker» platen, inne i kostnaden.

I figur 4.3 og figur 4.4, vises følsomhetsanalysen for kraftsystem A5 og A9, med henholdsvis vindturbin 25kW (SWP25) og vindturbin 100kW (nED100).



Figur 4.3 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem A5.

Figur 4.4 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem A9.

For figur 4.3 og kraftsystem A5 er vindturbin kostnad, levetid vindturbin og vindhastighet de viktigste variablene med hensyn til NNK, mens rente og el-spotpris har i en viss grad påvirkning, men vesentlig mindre. En reduisering av levetiden på vindturbinen har en større påvirkning på NNK, enn en økning av levetiden.

I figur 4.4 vises kraftsystem A9 hvor også vindturbin kostnad, levetid vindturbin og vindhastighet er de mest vesentlige med hensyn til NNK, mens rente og el-spotpris har en mindre påvirkning. Igjen har en reduisering av levetiden på kraftkomponenten en større påvirkning på NNK enn en økning av levetiden.

4.1.3 Følsomhetsanalyse av kraftsystemene B2, B3, B5 og B9 (A9).

Kraftkomponentene i kraftsystemene A2, A3, A5 og A9 har ulike installert effekt og vil kunne ha ulike variabler som påvirker NNK grunnet dette. For å se om installert effekt av kraftkomponentene i kraftsystemene har noe å si på hvilke variabler som i størst grad påvirker NNK, er det satt opp parallelle kraftsystemer. Disse kraftsystemene er B2, B3, B5 og B9, som inneholder de samme komponentene som henholdsvis A2, A3, A5 og A9. I motsetning til A-klassen, vil komponentene i B-klassen alle ha lik installert effekt på 100kW. Disse blir så

sammenlignet med hverandre og med kraftsystemene A2, A3, A5 og A9, for å se på hvilke variabler som har størst påvirkningskraft på endringene i NNK.

Verdt å merke seg at kraftsystem A9 og B9 er identiske da A9 allerede har installert 100kW med vindturbinen nED100.

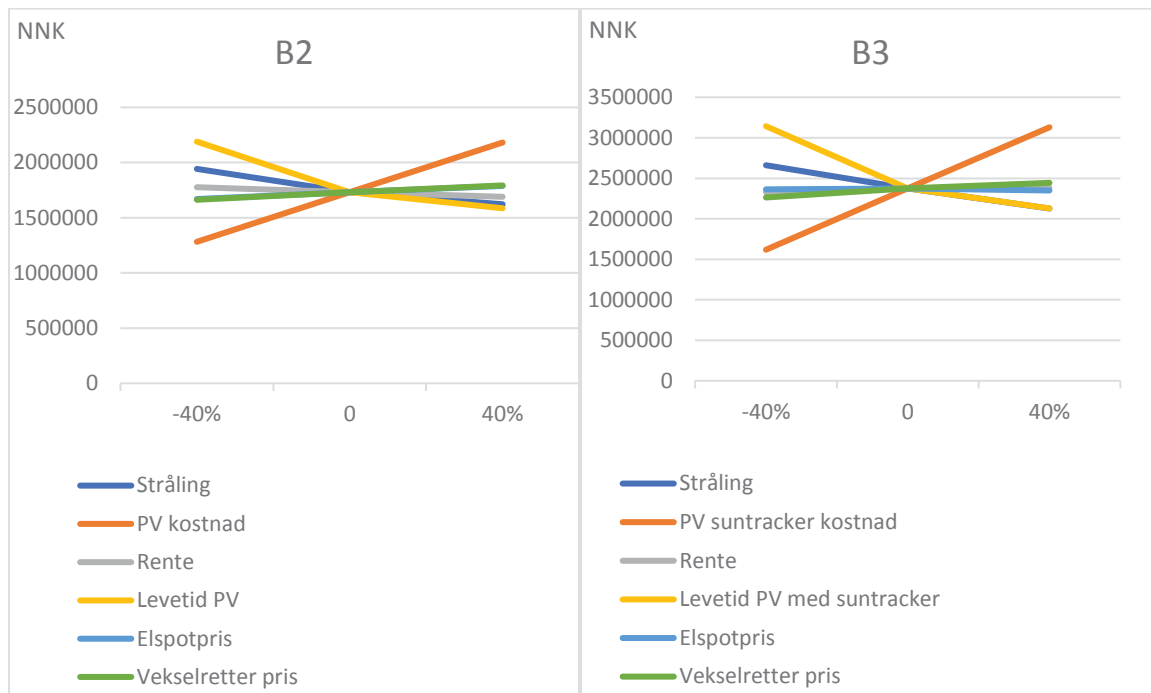
I tabell 4.2 vises kraftsystemene B2, B3, B5 og B9, alle med en effekt på 100 kW.

Tabell 4.2. Viser kraftsystem B2, B3, B5 og B9/A9, med 100kW installert effekt av tiltet PV, PV med «solartracker», vindturbinen på 25kW og vindturbinen på 100kW.

Nr. Konfig.	Eff _{VIND}	Eff _{PV}	Eff _{PVst}	Eff _{VEK}
B2 Nett+PV	-	100	-	50
B3 Nett+PVst	-	-	100	80
B5 Nett+VT25	25*4	-	-	-
B9 Nett+VT100	100	-	-	-

Det skjer en endring med 50kW vekselretter for tiltet solcellepanel, til 80kW vekselretter for solcellepanel med «solartracker», noe som indikerer at panelet med «solartracker» utnytter strålingen mer effektivt og har dermed behov for større effekt fra vekselretteren.

Figur 4.5 og figur 4.6 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B2 og B3 med henholdsvis PV og PV «solartracker» med 100kW effekt.



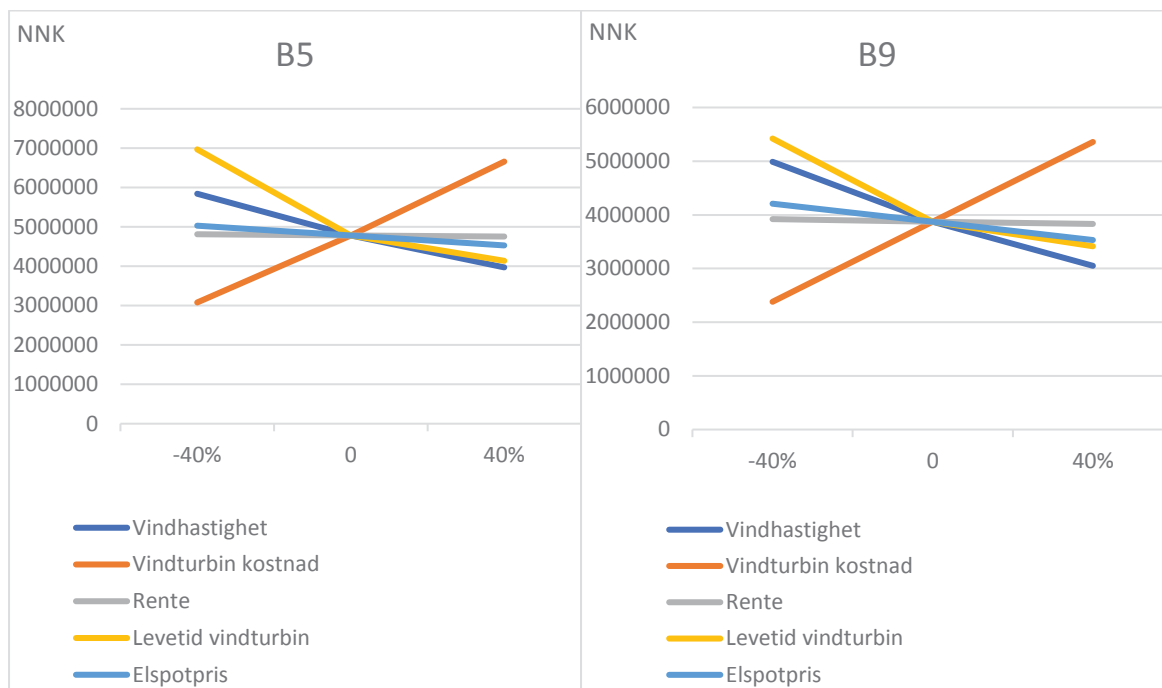
Figur 4.5 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B2.

Figur 4.6 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B3.

I figur 4.5 og kraftsystem B2, er de viktigste variablene for endring i NNK, PV kostnad, levetid PV og stråling, mens rente, el-spotpris, og vekslerepris er mindre vesentlige. Linjen til el-spotprisen blir overlappet av rente, og er dermed ikke synlig i grafen.

I figur 4.6 for kraftsystem B3 er PV «solartracker» kostnad, levetid PV «solartracker» og stråling de viktigste variablene, mens rente, el-spotpris og pris på vekslerepris påvirker NNK i mindre grad. Linjen til rente blir overlappet av pris på vekslerepris og el-spotpris, som dermed ikke er synlig i grafen.

Figur 4.7 og 4.8 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B5 og B9, med henholdsvis vindturbin 25kW (4 stk. turbiner av SWP25) og vindturbin 100kW (nED100). Vekslerepris er utelatt på disse kraftsystemene da vindturbinene leverer vekselstrøm.



Figur 4.7 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B5.

Figur 4.8 viser følsomhetsanalysen for kraftsystem B9.

For figur 4.7 av kraftsystem B5 er vindturbin kostnad, levetid vindturbin og vindhastighet de mest vesentlige med hensyn til NNK, mens rente og el-spotpris påvirker NNK i liten grad. En reduisering av levetiden på vindturbinen har en større påvirkning på NNK, enn en økning av levetiden.

De samme variablene er viktige for B9 i figur 4.8, men kraftsystemet er noe mer følsomt på lavere vindhastighet i forhold til B5.

4.2 Kraftkomponentenes prestasjon

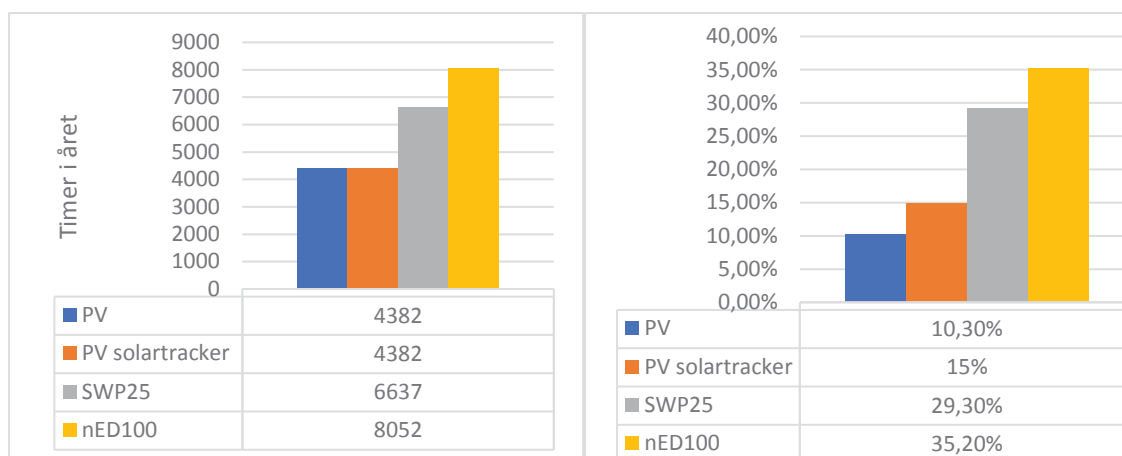
Driftstimer og kapasitetsfaktor.

Tabell 4.3 viser driftstimer i året og kapasitetsfaktor til de ulike kraftkomponentene.

Tabell 4.3. Viser de fire kraftkomponentenes driftstimer per år og kapasitetsfaktor.

Komponent	PV	PVst	SWP25	nED100
Driftstimer/år.	4382	4382	6637	8052
Kapasitetsfaktor (%).	10,3	15	29,3	35,2

Figur 4.9 og figur 4.10 illustrerer tallene fra tabell 4.3 i søylediagram.



Figur 4.9 viser driftstimer per år.

Figur 4.10 viser kapasitetsfaktoren.

PV er i bruk 4382 timer som er rundt halvparten av årets timer (fra solen går opp til solen går ned), og har en kapasitetsfaktor på 10,3%

PV «solartracker» er også i bruk 4382 timer i løpet av et år, men har en noe høyere kapasitetsfaktor på 15%.

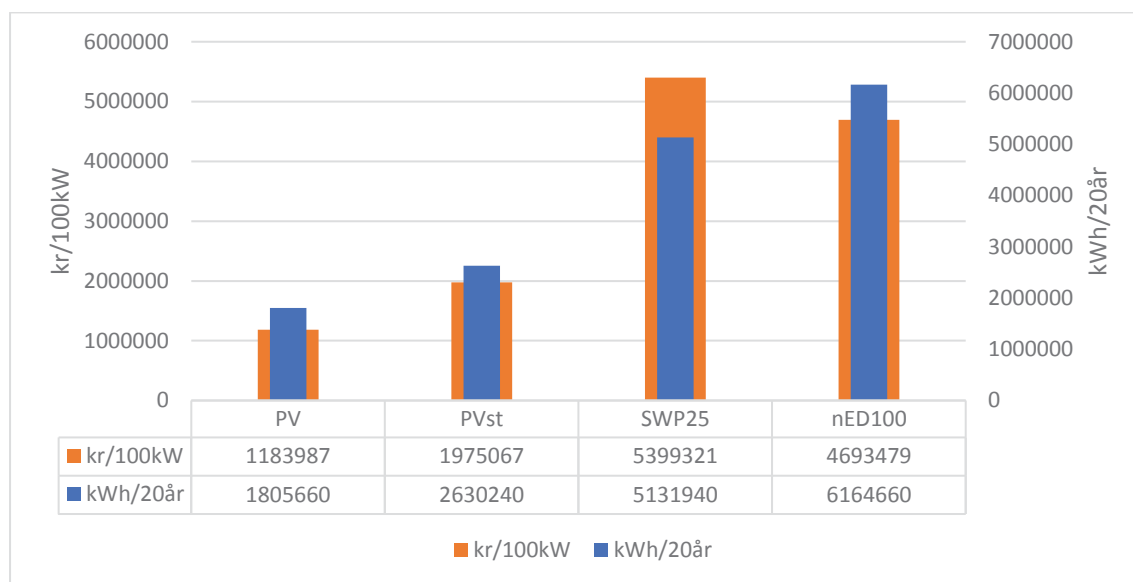
SWP25 har en driftstid som er noe høyere enn PV på 6637 timer per år, og har også en høyere kapasitetsfaktor på 29,3%

nED100 har den høyeste driftstiden med 8052 timer, og har den høyeste kapasitetsfaktoren med 35,2%.

Det er lett å se at det er en sammenheng mellom driftstimer og kapasitetsfaktor. Det er brukt Pearson's r , som måler styrken på en lineær sammenheng mellom to variabler, hvor ingen sammenheng er -1, og størst sammenheng er 1 (Løvås, 2013). Korrelasjonen mellom antall driftstimer og kapasitetsfaktor for komponentene er 0.98, og viser dermed nesten størst mulig sammenheng. Har en kraftkomponent mange driftstimer i løpet av et år, er sannsynligheten stor for at den også vil ha en høy kapasitetsfaktor. Det betyr at mengden av energiresurser er jevn når ressursen utnyttes. Med tanke på vindkraft så er det liten grad av totalt stille og kraftig vind.

Produksjon og kostnad ved lik installert effekt.

I figur 4.11 vises kraftproduksjon i løpet av prosjektets levetid, samt investeringskostnad og driftskostnader for 100kW installert effekt av de forskjellige kraftkomponentene. Kostnadene er justert etter levetiden til de forskjellige komponentene.



Figur 4.11 viser kostnaden for 100kW installert effekt, og kraftproduksjonen over levetiden til prosjektet for hver av de fire kraftkomponentene.

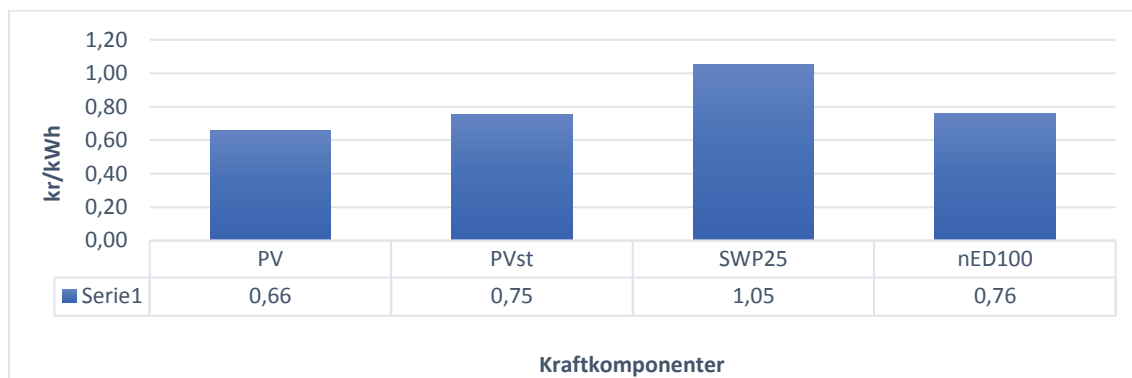
PV er estimert å produsere 1 805 660 kWh i løpet av prosjektets levetid. Kostnaden for 100kW er på 1 183 987 kr.

For PV «solartracker» vil produksjonen være noe høyere med 2 630 240 kWh, mens kostnaden for 100kW vil øke til 1 975 067 kr.

Vindturbin SWP25 vil produsere 5 131 940 kWh som er oppimot det dobbelte av PV «solartracker», mens kostnaden for 100 kW er 5 399 321 kr, som er dyrest av alle komponentene.

For nED100 vil kraftproduksjonen være høyest av alle med 6 164 660 kWh, og kostnaden vil være 4 693 479 kr.

Figur 4.12 viser kostnaden med kr/kWh under levetiden til prosjektet, for de forskjellige kraftkomponentene.

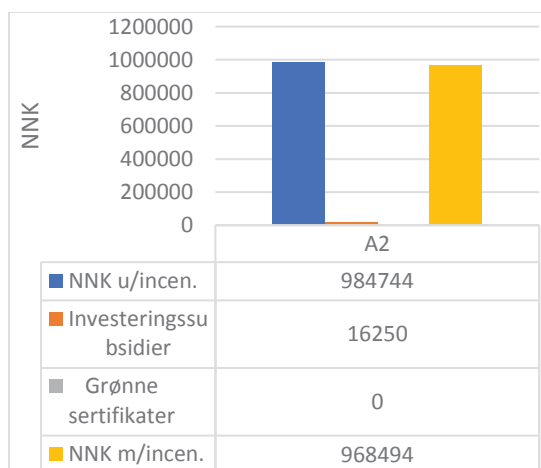


Figur 4.12 viser prisen på kraft produsert av de forskjellige kraftkomponentene, over levetiden til prosjektet.

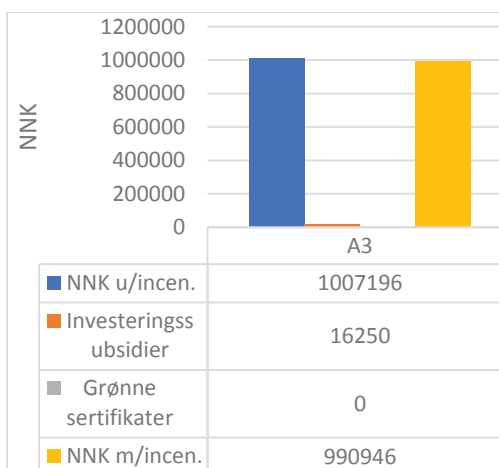
SWP25 har den høyeste prisen med 1,05 kr/kWh, etterfulgt av nED100 med 0,76 kr/kWh. PV «solartracker» har den nest rimeligste prisen med 0,75 kr/kWh, mens PV er den rimeligste med 0,66 kr/kWh.

4.3 Incentivers påvirkning på kraftsystemene

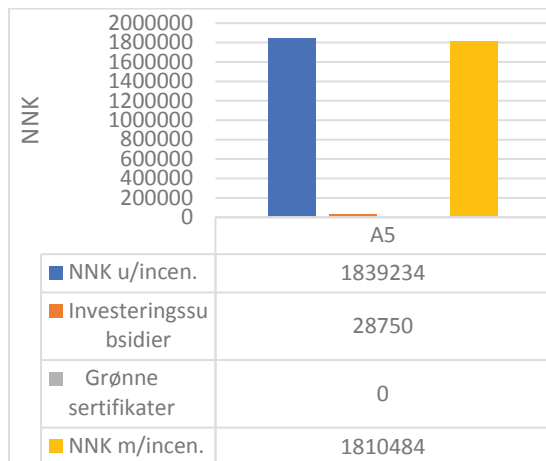
Ulike incentiver kan være med å bestemme om et kraftsystem som består av komponenter som produserer fornybar kraft, vil være økonomisk lønnsomt. I figur 4.13, 4.14, 4.15 og 4.16, vises hvilken påvirkning de ulike incentivene har på NNK, av de utvalgte kraftsystemene A2, A3, A5 og A9.



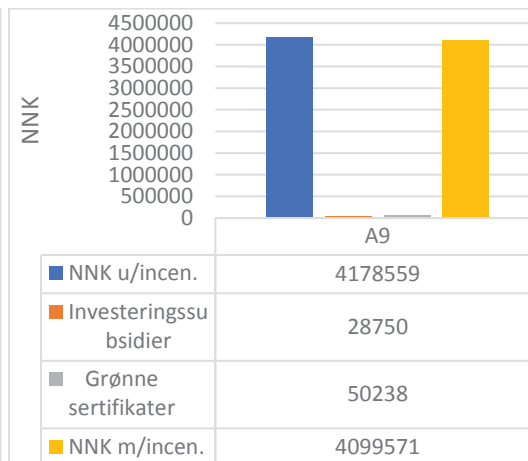
Figur 4.13 viser hvordan incentiver påvirker NNK til kraftsystem A2.



Figur 4.14 viser hvordan incentiver påvirker NNK til kraftsystem A3.



Figur 4.15 viser hvordan incentiver påvirker NNK til kraftsystem A5



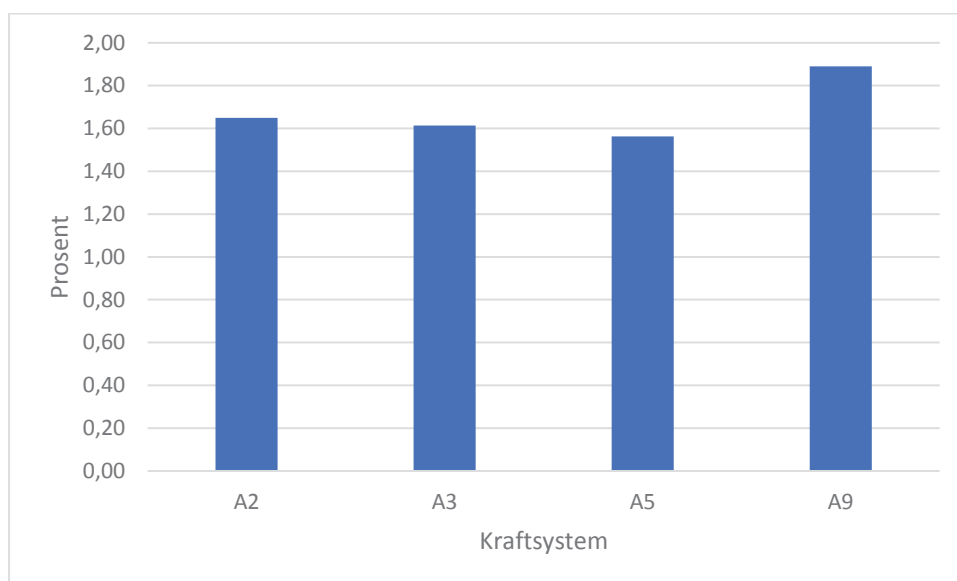
Figur 4.16 viser hvordan incentiver påvirker NNK til kraftsystem A9.

Kraftsystem A2 og A3 får begge dekt 10 000 kr av investeringskostnader pluss 6 500 kr i effektgodtgjørelse fra Enova. Det er ingen inntekter fra grønne sertifikater, da oppstartsprisen for å bli med i ordningen vil koste mer enn hva en vil få igjen av inntekt fra solgt kraft. Tilsammen utgjør incentivene henholdsvis 1,65% av NNK for A2, og synker noe til 1,61% av NNK for A3.

Kraftsystem A5 får også dekket 10 000 kr av investeringskostnader pluss 18 500 kr i effektgodtgjørelse som er det maksimale man kan få av investeringssubsidier. Det er heller ikke i dette kraftsystemet inntekter fra grønne sertifikater på samme grunnlag som for A2 og A3. Incentivene øker altså noe og utgjør 1,56% av kraftsystemets NNK.

Kraftsystem A9 får også maksimum av investeringssubsidier, med henholdsvis 10 000 kr av investeringskostnader og 18 500 kr i effektgodtgjørelse. Subsidiene utgjør da 0,69% av NNK og er en nedgang til sammenligning med de andre kraftsystemene. Derimot tilfaller en inntekt på til sammen 50 238 kr for salg av grønne sertifikater. Disse utgjør 1,2% av NNK, og sammen med subsidiene utgjør incentivene 1,89% av NNK, som er størst blant kraftsystemene.

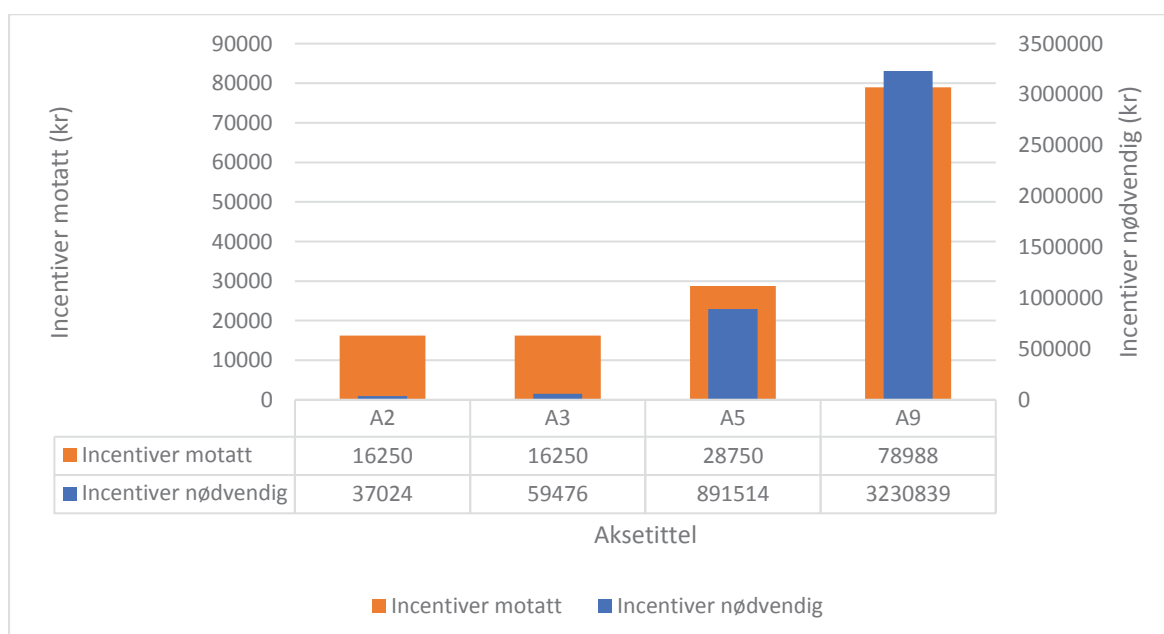
Figur 4.17 viser et søylediagram over hvor mange prosent opprinnelig NNK reduseres, som følge av incentiver til kraftsystemene.



Figur 4.17 viser incentivenes prosentvise påvirkning på NNK til de respektive kraftsystemene.

Konkurrere med kraftsystem A1.

For at kraftsystemene som består av kraftkomponenter som produserer fornybar energi skal kunne konkurrere vedr. lønnsomhet med kraftsystem A1 (kun nett), må tilleggsincentivene tilsvare beløpene oppgitt i figur 4.18. Den oransje søylen viser incentiver som allerede er gitt, med verdier oppgitt på venstre side av grafen, mens den blå søylen viser nødvendige incentiver for å konkurrere med A1, med verdier på høyre side av grafen. De nødvendige incentivene er utregnet på grunnlag av opprinnelig NNK til hvert kraftsystem.

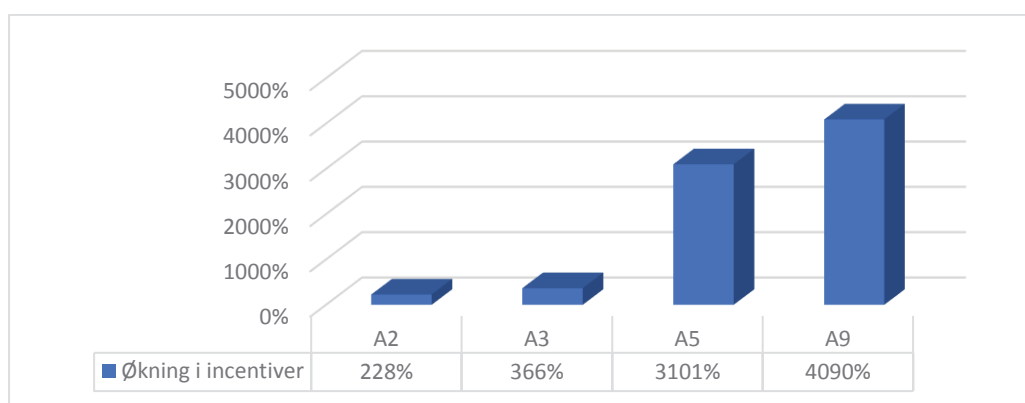


Figur 4.18 viser forholdet mellom mottatte incentiver og incentiver nødvendige for å konkurrere med kraftsystem A1, for kraftsystem A2, A3, A5 og A9.

For kraftsystem A2 og A3 vil det være behov for incentiver på henholdsvis 37 024 kr. og 59 476 kr. for at systemene skal ha en lik NNK som A1.

Incentivene må derimot økes kraftig for kraftsystemene med vindturbin. For A5 vil det være behov for 891 514 kr., mens det for A9 vil være behov for 3 230 839 kr, for å ha en lik NNK som A1.

Figur 4.19 viser hvor stor økningen av opprinnelige incentiver til de forskjellige kraftsystemene må være, for å komme til samme NNK som kraftsystem A1.



Figur 4.19 viser den prosentvise nødvendige økningen av incentiver som må til, for økonomisk kunne konkurrere med kraftsystem A1 med kun nett-tilkobling.

5 Diskusjon

5.1 Økonomisk lønnsomhet

Optimal løsning

Den optimale løsningen med hensyn til NNK var kraftsystem A1 med kun nettilkobling, med en NNK på 947 720 kr og LCOE på 0,61 kr. Det er altså ikke økonomisk lønnsomt, å investere i kraftkomponentene som produserer fornybar energi.

Dalton et al. (2009) foretok en simulering av forskjellige nett-tilkoblede kraftsystemer som inkluderte solcellepanel, vindturbin og batterier, og som skulle dekke lasten til et stort hotell i Australia. Kraftsystemet med kun tilkoblet nett ga den laveste NNK, slik som i denne

oppgaven. Derimot ville en økning i kraftprisen gjøre at en vindturbin på 1,8MW, med nettilkobling, komme inn i optimal løsning. Det skal nevnes at vindturbin kostnadene per kW var lavere enn for solcellepanelet, i motsetning for denne oppgaven. Den årlige gjennomsnittlige vindhastigheten på lokaliteten i Australia var ikke så ulik den i Nord-Troms, med 5,85 m/s mot 6,16 m/s, mens global stråling var vesentlig høyere.

Akinyele et al. (2014) simulerte nett-tilkoblede kraftsystemer med solcellepanel og vindturbin for husholdninger på New Zealand, og tok to scenarioer for seg med to forskjellig konstante tilbake-salgspriser. Ved første scenario ved laveste tilbake-salgspris, var kun nett-tilkobling den løsningen som ga lavest LCOE, mens i scenario to var det derimot vindturbin med nett, som gav lavest LCOE. Effekten til vindturbinen i artikkelen var på kun 5kW.

Ressursgrunnlaget er ganske likt som i denne oppgaven, med unntak av noe høyere global stråling. Det antas at kapasitetsfaktoren til vindturbinen var høyere enn for solcellepanelet.

Når en kraftkomponent som produserer fornybar kraft skal være med i et kraftsystem, blir installert effekt av denne komponenten avgjørende for hvor stor NKK blir. Følgende av dette blir at HOMER velger den laveste effekten i søkerommet, for å minimalisere kostnadene. Dette sees tydelig i kraftsystemene som solcellepanelet er en del av, mens SWP25 gir en vesentlig lavere NNK enn nED100 når det gjelder vindturbinene, noe som indikerer det samme. Den reduserte kraften som blir kjøpt fra nettet som følge av å ha kraftkomponenter i kraftsystemet, er ikke stor nok til å dekke de ekstra utgiftene komponentene utgjør. Den samme konklusjonen kom fram fra en kostanalyse fra solcellepanel og vindturbin tilknyttet nett i Algerie (Koussa & Koussa, 2015), der kraftprisen måtte opp til 3\$/kWh for at optimal løsning skulle ha kraftkomponenter i kraftsystemet.

Selv om det optimale kraftsystemet ikke hadde andre kraftkomponenter enn nett, så har det vært en enorm økning av installerte PV moduler i Norge de siste årene, og 2018 var et rekordår med en total økning på 29% (Multiconsult, 2019). Dette kan tyde på at det er andre motivasjonsfaktorer enn lønnsomhet som er aktive for at folk vil ha kraftkomponenter i sitt kraftsystem. Disse kan være interesse for teknologien, følelsen av å være selvforsynt med kraft og reduksjon av sine egne klimautslipp (Jung et al., 2016).

5.2 Følsomhetsanalysen

Kraftsystem A2 og A3.

Hvilke følsomhetsvariabler som påvirker lønnsomheten til et kraftsystem, er avhengig av installert effekt av kraftkomponenter. Ved lav installert effekt vil el-spotpris og rente være de mest viktigste variablene, noe som sees tydelig på kraftsystem A2 og A3. Dette skjer fordi størsteparten av lasten dekkes av kjøp av kraft fra nettet, mens utgiftene knyttet til tiltet solcellepanel og solcellepanel med «solartracker» er relativt små, grunnet lav installert effekt. Dermed vil kapitalkostnadene være mindre og NNK blir i mindre grad påvirket av komponentenes levealder og ressursgrunnlaget..

Kraftsystem A5.

Variablene som er viktige i kraftsystem A5 med vindturbinen SWP25, er derimot knyttet til vindhastighet, levetid og kapitalkostnaden til vindturbinen. Installert effekt er økt til 25kW, noe som vil føre til større produksjon og forbruk av egenprodusert kraft, og dermed mindre behov for kjøp av kraft over nettet. Dette gjør at el-spotprisens påvirkning på NNK blir mindre. Kapitalkostnaden er betydelig større i forhold til tiltet solcellepanel og solcellepanel med «solartracker» grunnet høyere installert effekt, samt at kostnaden per kW er større.

Kraftsystem A9.

Med vindturbin nED100 i kraftsystemet er de viktigste variablene likt kraftsystem A5 med vindhastighet, levetid og kapitalkostnad for turbinen. Dette er igjen sammenheng med høyere installert effekt og kapitalkostnader. I de andre kraftsystemene vil en høyere el-spotpris gi en høyere NNK, mens i A9 endres dette. Dette skyldes at lite kraft blir kjøpt fra nettet grunnet egenproduksjon av kraft, samtidig som overskuddet av kraft er så stort at en høyere el-spotpris vil gi en lavere NNK.

Kraftsystem B2, B3, B5 og B9.

For å få bekreftet at variablene som påvirker NNK endres ved høyere installert effekt, er kraftsystemene som i utgangspunktet var A2, A3, A5 og A9 alle fått 100kW installert effekt av respektive komponenter, og kalles kraftsystem B2, B3, B5 og B9. Alle kraftsystemene i B-klassen får nå ressursgrunnlag, levetid og kapitalkostnad til komponenten som de viktigste variablene, mens el-spotpris og rente har liten påvirkning. Grunnen til dette er store

investeringskostnader, høy effekt, samt lite av kjøp av kraft fra nettet som følge av mye egenprodusert kraft som dekker lastbehovet.

Kraft og tilbake-salgsprisen (el-spotprisen) i denne oppgaven er timesbasert, og vil endre seg fra time til time og er tatt for årene 2015 til 2018. Å ta en økning i gjennomsnittlig el-spotpris for disse årene på 40%, vil være fordelaktig for kraftsystemer med kraftkomponenter, fordi det vil gi høyere inntekt ved salg og høyere kostnad ved kjøp av kraft. Dette ga ikke en endring i optimal løsning.. Derimot er kraftpris en viktig følsomhetsvariabel i Dalton et al. (2009) og Türkay og Telli (2011), for at et system skal gå fra kun nett til nett med kraftkomponenter. Det skal samtidig sies at er kraftprisene er vesentlig høyere i disse eksemplene med henholdsvis 3\$/kWh og 0,4US\$/kWh, før det blir lønnsomt å ha kraftkomponenter i systemet.

5.3 Kraftkomponentenes prestasjon

SWP25 vs. nED100.

Når man sammenligner vindturbinene nED100 mot SWP25, så har nED100 flere driftstimer i året, med 8052 mot 6637 timer i året. Grunnen til dette skyldes i hovedsak at turbinen tåler høyere vindhastigheter og kan produsere kraft når SWP25 må stoppe produksjonen. Dette gjør også at kapasitetsfaktoren øker, med 35,2% mot 29,3%. Dette blir uavhengig av installert effekt hos vindturbinene.

Når effekten til begge vindturbinene settes likt til 100 kW viser fire stk. SWP25 en økning i investering og driftskostnadene på 15%, samt at kraftproduksjonen blir 20% lavere, til sammenligning med nED100. Dette gjør at prisen per kWh over levetiden blir vesentlig høyere med 1,05 kr mot 0,76 kr. nED100 vil dermed utnytte de fornybare ressursene bedre og være mer kostnadseffektiv enn SWP25 ved lik installert effekt.

Kraftsystem med vindturbiner.

Hvis derimot vindturbinene settes opp mot hverandre i et kraftsystem med fokus på optimal løsning med lavest NNK, vil kraftsystemet med en stk. SWP25 ha en betydelig lavere NNK og dermed være å foretrekke.

Et kraftsystem bestående av fire stk. SWP25 og en installert effekt på 100kW, er ikke tatt med, med hensyn til lønnsomhet i denne oppgaven. Et slikt system vil bli 900 000 kr dyrere med hensyn til NNK og vil i tillegg produsere mindre kraft, enn et system bestående av en stk. nED100. Dette samstemmer med Dalton et al. (2009), som observerte at 40 mindre vindturbiner med lik effekt, ga mer enn en dobling av NNK og samtidig produserte mindre kraft sammenlignet med en stor turbin. De mindre vindturbinene var på hver 50kW, mens den store hadde 1,8MW installert effekt. Det motsatte var derimot tilfellet vedr. produksjon i Elhadidy og Shaahid (2005), hvor 40 stk. 150kW turbiner produserte 48% mer kraft enn 10 stk. 600kW turbiner.

Å ha flere mindre vindturbiner i et kraftsystem kan være mere kostnadseffektivt enn å bare ha en stor, hvis det skulle forekomme svikt i en turbin. I et kraftsystem bestående av flere turbiner vil kraftproduksjonen på tross av dette kunne fortsette og dermed vil kostnadene reduseres. Dette forutsetter derimot at driftsstansen varer over en periode.

Angående valg av størrelse på turbin, kan både visuell støy og lyd være med å påvirke evalueringen i tillegg til den økonomiske faktoren. Noen kan mene at flere små kan oppleves mer forstyrrende visuelt, i hvert fall hvis de står nære deres egen bolig, enn det en større turbin vil gjøre. Derimot vil en større vindturbin gi mer lyd fra seg enn mindre turbiner. 90-95% av lyden en vindturbin gir fra seg kommer fra rotoren og mesteparten av dette kommer fra bakkanten av vingene (WITTRUP, 2018) og desto høyere hastighet på vingene, jo høyere blir lyden de gir fra seg. Større turbiner har lengre vinger som vil gi større hastighet ytterst på bladet og vil dermed lage mer støy enn mindre turbiner.

Tiltet solcellepanel vs. solcellepanel med «solartracker»

Kraftkomponentene, tiltet solcellepanel og solcellepanel med «solartracker» har like mange driftstimer i løpet av et år, men panel med «solartracker» har en høyere kapasitetsfaktor, produserer mer kraft og utnytter dermed strålingen mer effektivt. Det var en økning i kraftproduksjonen på 46% fra tiltet panel til panel med «solartracker».

Lignede resultater finnes i en rapport utgitt av Kleven (2009), som viser at to-akslede «solartrackere» ga en økning i kraftproduksjonen på 40-50% , i forhold til fastmontert (tiltet) panel. I Eke og Senturk (2012) og Al-Mohamad (2004) har en to-akset «solartracker» ført til en noe mindre økning i kraftproduksjonen på henholdsvis 30,8% og 20%. Det skal sies at

disse observasjonene er gjort ved Muğla Universitet i Tyrkia og ved Damaskus i Syria, og befinner seg dermed betydelig lenger syd enn Nord-Troms. Observasjonene til Kleven er gjort ved Universitetet i Narvik som befinner seg kun 2° nord for Nord-Troms. Dette kan tyde på at «solartrackere» er mer effektivt ved høyere breddegrader enn nærmere ekvator.

I Quesada et al. (2015) viste en studie i Montreal i Canada at «solartracker» var mindre effektivt enn et horisontalt plassert solcellepanel. Dette gjaldt under forhold hvor strålingen var under ett gitt kritisk nivå, grunnet skydekke. Det kunne derfor være ønskelig å ha en «solartracker» som kan gå i horisontal stilling under gitte forhold for å øke produksjonen.

Selv om kraftproduksjonen økte, var ikke kostnadene spart store nok til å dekke de ekstra kostnadene med å ha en to-akset «solartracker». Tiltet panel vil ha kostnad på 0,66 kr/kWh i løpet av levetiden, mot 0,75 kr/kWh for panel med «solartracker».

Hvis man skal ha kraftkomponenter i kraftsystemet, vil A2 med tiltet panel være den rimeligste løsningen. Den er noe rimeligere enn A3 med panel med «solartracker». Begge disse systemene vil ha 5kW installert effekt. Ut ifra et økonomisk ståsted vil kraftsystem A2 være å foretrekke fremfor A3 da både LCOE og NNK er lavere.

5.4 Incentivers påvirkning på kraftsystemene

Investeringsubsidier

Incentivene for å ha kraftkomponenter som solcellepanel og vindturbin i et kraftsystem, er ikke store nok til å kunne konkurrere med kun å være tilkoblet nettet. Det er tydelig at ved høyere installert effekt og dermed høyere investeringskostnader, jo høyere blir NNK. En årsak som er med på å forsterke dette, er at det ikke gis et ekstra tilslag av investeringsubsidiene etter 15kW installert effekt. Dette faller negativt ut for vindturbinene.

Å subsidiere 35% av investeringskostnadene letter den økonomiske byrden ved en investering, men at grensen er satt til maks 10 000 kr favoriserer kraftsystem med lave investeringskostnader. Kraftsystem som inkluderer vindturbin, som dermed har millioninvesteringer, har liten nytte av dette tilskuddet.

Produksjonssubsidier

Ingen av kraftsystemene som hadde solceller mottok grønne sertifikater, grunnet ingen eller svært lavt tilbake-salg av kraft til nettet. Kraftsystemet A5 med vindturbinen SWP25 solgte derimot 16 622 kWh tilbake, men inngangsprisen på 15 000 kr for å bli med i ordningen ble for høy til at det ville lønne seg å motta sertifikater. Det eneste kraftsystemet som solgte nok kraft tilbake til nettet til at det var lønnsomt å motta sertifikater var A9, som hadde vindturbinen nED100. Likevel var ikke inntekten fra sertifikatene stor nok (50 238 kr) til påvirke NNK i nevneverdig grad.

Ut ifra resultatene kan det vise seg at investeringssubsidiene i Norge ikke er rettet mot aktører som installerer kraftkomponenter med en effekt på 25-100kW, men mindre installasjoner på maks 15kW og investeringer på under 28 571 kr. Hvis det skal være lønnsomt med produksjonssubsidier må kraftproduksjonen og/eller prisen på sertifikatene være vesentlig høyere. Dette betyr i det minste en nødvendighet å installere en komponent med høyere effekt enn de som er med i denne oppgaven, for å få utbytte av sertifikatene. Det foregår flere større utbygginger av vindkraft i Norge for tiden. Investorene av vindkraftprosjektet Hordavind i Nordhordland hevder at prosjektet deres vil være lønnsomt med en kraftpris på under 0,3kr/kWh. Dette vil de samtidig klare uten produksjonssubsidier (Vindenergi, 2019). Disse turbinene er betydelig større og vil ha en installert effekt på 5-7MW per stk.

6 Konklusjon

Det har blitt undersøkt om det er økonomisk lønnsomt å ha kraftkomponenter som solceller og vindturbiner i et kraftsystem, hvilke av disse som er mest effektive, og om incentivene til kraftkomponentene er tilstrekkelige for å gjøre kraftsystemet lønnsomt. Som følge av resultatene, er noen konklusjoner og anbefalinger presentert.

Kun å være tilkoblet nettet ble den optimale løsning med hensyn til lavest NNK, noe som viser at hvis Stein Terje Solbakken som bor på gården i Nord-Troms kun er opptatt av kostnader, bør det la være å investere i lokal kraftproduksjon. Likevel er LCOE på kun nettilkobling (A1), og tiltet panel (A2) respektive 0,61kr/kWh mot 0,62kr/kWh. Dette er en liten økning i kostnader, som kan forsvares med positive fordeler ved å ha installert et solcellepanel som produserer fornybar energi.

I følsomhetsanalysen viste det seg at installert effekt av solcelle og vindturbin var av betydning når det gjaldt hvilke følsomhetsvariabler som påvirket NNK i størst grad. Ved kun nett-tilkobling og lav installert effekt (5kW solcelle), var el-spotpris og rente de viktigste variablene, mens ved høyere effekt (fra 25kW kraftkomponent) endret disse seg til å bli levetid for kraftkomponenten, investeringskostnader og ressursgrunnlag. En økning i el-spotprisen i kraftsystemene som inkluderte vindturbinene på 100kW (B5, A9/B9), førte til en nedgang NNK i motsetning til i de andre systemene. Selv om utslaget på NNK her var lite, fortalte dette at disse kraftsystemene solgte betydelig mer kraft tilbake til nettet, enn det som ble kjøpt inn.

Å installere vindturbin nED100 på 100kW, ga nesten en fordobling av antall driftstimer over året fra 4382 til 8052, samt over en tre-dobling av kapasitetsfaktor fra 10,3% til 35,2%, sammenlignet med tiltet solcellepanel.

Selv om begge vindturbinene ble utnyttet bedre med tanke på effektivitet, hadde solceller en lavere kr/kWh over levetiden. Tiltet solcellepanel var lavest av solcelleinstallasjonene med 0,66kr/kWh, mens nED100 var lavest hos vindturbinene med 0,76kr/kWh.

Incentivene viste seg å ikke være store nok, til at de vil lønne seg å ha verken solceller eller vindturbin i kraftsystemet. Investeringsubsidier hadde en viss påvirkning av investeringskostnader for systemene A2 og A3, men innvirket i liten grad i A5 og A9 som hadde vindturbin og millioninvesteringer. Den prosentvise andelen incentiver utgjorde av NNK, var ganske lik hos de forskjellige systemene, noe som ikke favoriserte millioninvesteringene til vindturbinene.

Det eneste systemet som i tillegg mottok grønne sertifikater var system A9 med vindturbin nED100. Mengden kraft som ble solgt tilbake til nettet, ble stor nok til at det lønte seg å bli med i sertifikatordningen.

6.1 Forskningsbegrensninger

Simuleringsprogrammet bruker NASA sine data for gjennomsnittlig månedlig solinnstråling og vindhastighet i sin kalkulasjon. Dette vil føre til en mer unøyaktighet måling sammenlignet med å plassere henholdsvis et pyranometer og anemometer på lokaliteten, for å måle

energiressursene. Gjennomsnittlig klarhetsindeks for juni og juli er tydeligvis feil med 0 og 1,4. Disse dataene vil sannsynlig utjevne hverandre og uansett ikke endre optimal løsning.

Lastbehovet til gården er oppgitt i kWh per år, og for å fordele dette gjennom året bruker simuleringsprogrammet en kalkulasjon ut ifra om man befinner seg på den nordlige eller sørlige halvkule, samt om det er næring eller husholdning det er snakk om. AMS (digitale strømmålere) ville kunne gi mer eksakte data om når forbruket finner sted og dermed kostnaden for kjøp av kraft, men dette var ikke installert på gården da analysen ble gjort.

Dataene om den ikke-temperaturavhengige reduseringsfaktoren er innhentet fra Ås i Akershus, da det ikke var data tilgjengelig fra Nord-Troms. Dette kan føre til en liten forandring av denne faktoren. Virkningene av dette er derimot små.

6.2 Fremtidig forskning

Gjennomsnittlig el-spotpris er ventet å øke til 50-60 €/MWh i 2030. som vil være en dobling av el-spotprisen brukt i denne analysen. Samtidig kan en politisk beslutning om å fjerne avgiftsfritaket for kraft i Nord-Troms, gjøre at kostnaden av kjøp av kraft over nettet økes ytterligere. Følsomhetsanalysen dekker riktignok opp noe ved en av økning i el-spotpris, mens en kombinasjon av disse elementene kunne vært interessant å undersøke videre.

Tiltet solcellepanel hadde de laveste kostnadene per kWh over levetiden med 0,66 kr. For vindturbinene sank kostnaden fra 1,05 kr/kWh (SWP25) til 0,76 kr/kWh (nED100) ved en firedobling av effekten. Ved å øke effekten ytterligere vil sannsynligvis kostnaden per kWh også synke under pris for kraft kjøpt over nettet. Hvis flere gårder skulle gå sammen om kjøp av en større vindturbin kunne også andelen tilbake-salg av kraft gå ned, som igjen vil være mere kostnadseffektivt, og kunne være interessant å forske videre på. Det kan derimot være en del utfordringer som miljøpåvirkninger og godkjennelse fra styresmakter ved å installere en større vindturbin.

Ved å ta en lokalitet som ligger lenger sør i Norge og med høy klarhetsindeks, ville det vært interessant å se hvordan det ville påvirket kostnadsbildet.

7 Referanser

- Aanensen, T. H., Magne. (2018). *Tilgang og anvendelse av elektrisitet i perioden 1993-2017*. Rapporter/Report 2018/16. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/attachment/348783?ts=1632600d5b8> (lest 03.03.2019).
- Accenture. (2016). *Solkraft i Norge – Fremtidige muligheter for verdiskaping*. Rapport fra Accenture. Tilgjengelig fra: https://www.wwf.no/assets/attachments/solkraft_i_norge_fremtidige_muligheter_for_verdiskaping1.pdf (lest 19.01.2019).
- Adaramola, M. S. & Vågnes, E. E. T. (2015). Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions. *Energy Conversion and Management*, 90: 458-465. doi: 10.1016/j.enconman.2014.11.028.
- Adaramola, M. S. (2016). Distribution and temporal variability of the solar resource at a site in south-east Norway. *Frontiers in Energy*, 10 (4): 375-381. doi: 10.1007/s11708-016-0426-6.
- Adaramola, M. S., Quansah, D. A., Agelin-Chaab, M. & Paul, S. S. (2017). Multipurpose renewable energy resources based hybrid energy system for remote community in northern Ghana. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 22: 161-170. doi: 10.1016/j.seta.2017.02.011.
- Akinyele, D. O., Rayudu, R. K., Nair, N. K. C. & Chakrabarti, B. (2014). Decentralized energy generation for end-use applications: Economic, social and environmental benefits assessment. *ISGT-Asia*, 1 (1): 84-89. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873769.
- Al-Mohamad, A. (2004). Efficiency improvements of photo-voltaic panels using a Sun-tracking system. *Applied Energy*, 79 (3): 345-354. doi: 10.1016/j.apenergy.2003.12.004.
- Bank, N. (2018a). *Pengepolitisk rapport med vurdering av finansiell stabilitet 3/18*. Pengepolitisk rapport 03/2018. Tilgjengelig fra: <https://www.norges-bank.no/Publisert/Publikasjoner/Pengepolitisk-rapport-med-vurdering-av-finansiell-stabilitet/2018/318/> (lest 14.02.2019).
- Bank, N. (2018b). *Pengepolitisk rapport, med vurdering av finansiell stabilitet*. Pengepolitisk rapport 4/2018. Tilgjengelig fra: https://static.norges-bank.no/contentassets/041b6886afc742129aff7b471577879a/ppr_4_18.pdf?v=12/19/2018140759&ft=.pdf (lest 14.02.2019).
- Bjørndal, T. (2018). *SWP25 vindturbin* (e-post til Håvard Viumdal 12.11.2018).
- BKK. (2019). *Om Enovaavgiften*. Tilgjengelig fra: <https://www.bkk.no/nett/enovaavgiften> (lest 26.11.2019).
- Bogdan, B. (2018). *"solartracker"* (e-post til Håvard Viumdal 28.11.2018).
- Bratland, J. (2018). *Nettpris i Kåfjord* (e-post til Håvard Viumdal 09.09.2018).
- Bukala, J., Damaziak, K., Karimi, H. R., Kroszczynski, K., Krzeszowiec, M. & Malachowski, J. (2015). Modern small wind turbine design solutions comparison in terms of estimated cost to energy output ratio. *Renewable Energy*, 83 (1): 1166-1173. doi: 10.1016/j.renene.2015.05.047.
- Bøhren, Ø. & Gjærum, P. I. (2009). *Prosjektanalyse : investering og finansiering*. [Rev.utg.]. utg. Bergen: Fagbokforl.
- Dalton, G. J., Lockington, D. A. & Baldock, T. E. (2009). Feasibility analysis of renewable energy supply options for a grid-connected large hotel. *Renewable Energy*, 34 (4): 955-964. doi: 10.1016/j.renene.2008.08.012.
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* 4th utg. Hoboken: John Wiley.
- Eke, R. & Senturk, A. (2012). Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system. *Solar Energy*, 86 (9): 2665-2672. doi: 10.1016/j.solener.2012.06.006.
- Elhadidy, M. A. & Shaahid, S. M. (2005). Decentralized/stand-alone hybrid Wind–Diesel power systems to meet residential loads of hot coastal regions. *Energy Conversion and Management*, 46 (15): 2501-2513. doi: 10.1016/j.enconman.2004.11.010.

- Engineering, T. R. A. o. (2007). *Wind Turbine Power Calculations*. Tilgjengelig fra: <https://www.raeng.org.uk/publications/other/23-wind-turbine> (lest 01.02.2019).
- Enova. (2016). *El-produksjon*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon/> (lest 12.02.2019).
- Enova. (2019). *Enova - Livskraftig forandring*. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/om-enova/> (lest 12.03.2019).
- Farret, F. A. & Simoes, M. G. (2006). *Integration of alternative sources of energy*. Hoboken, N.J: IEEE Press Wiley-Interscience.
- Helset, B. (2018). *Informasjon om nED100 fra WEN* (E-post til Håvard Viumdal 30.10.2018).
- HOMER. (2016). *Homer pro version. User manual*. 3.7 utg., b. 2019. Boulder, USA: HOMER Energy.
- Jung, N., Moula, M. E., Fang, T., Hamdy, M. & Lahdelma, R. (2016). Social acceptance of renewable energy technologies for buildings in the Helsinki Metropolitan Area of Finland. *Renewable Energy*, 99: 813-824. doi: 10.1016/j.renene.2016.07.006.
- Kleven, Ø. P., H.Good, C. (2009). *Solar cells above the arctic circle-a comparison between a two-axis tracking system and simulations*. 1 utg. Hamburg, Germany: WIP-Munich.
- Koussa, D. S. & Koussa, M. (2015). A feasibility and cost benefit prospection of grid connected hybrid power system (wind–photovoltaic) – Case study: An Algerian coastal site. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50: 628-642. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.189.
- Koussa, M., Haddadi, M., Saheb, D., Malek, A. & Hadji, S. (2012). Sun Tracker Systems Effects on Flat Plate Photovoltaic PV Systems Performance for Different Sky States: A Case of an Arid and Hot Climate. *Energy Procedia*, 18: 839-850. doi: 10.1016/j.egypro.2012.05.098.
- Lindman, Å. & Söderholm, P. (2012). Wind power learning rates: A conceptual review and meta-analysis. *Energy Economics*, 34 (3): 754-761. doi: 10.1016/j.eneco.2011.05.007.
- Lovdata. (2018a). *Lov om elsertifikater § 8*. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39/KAPITTEL_2#KAPITTEL_2 (lest 12.02.2019).
- Lovdata. (2018b). *Lov om elsertifikater § 10*. Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39/KAPITTEL_2#KAPITTEL_2 (lest 12.02.2019).
- Løvås, G. G. (2013). *Statistikk for universiteter og høyskoler*. Oslo: Universitetsforl.
- Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems*. Hoboken, N.J: Wiley.
- Messenger, R. A. & Ventre, J. (2010). *Photovoltaic systems engineering*. Boca Raton, Fla: CRC Press.
- Multiconsult. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013 Rapport* Enova SF.
- Multiconsult. (2017). *Kraftig vekst i solkraftmarkedet 2016*. Tilgjengelig fra: https://multiconsult.no/assets/Pressemelding_Kraftig-vekst-i-solkraftmarkedet-2016.pdf (lest 17.01.2019).
- Multiconsult. (2019). *Solkraft i Norge: Økte med 29 prosent på ett år*. Tilgjengelig fra: <https://www.multiconsult.no/solkraft-i-norge-okte-med-29-prosent-pa-ett-ar/> (lest 10.04.2019).
- Nordpool. (2018). *Historical Market Data*. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> (lest 10.09.2018).
- NVE. (2016a). *Endringer i kontrollforskriften vedrørende plusskundeordningen*. Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_47.pdf (lest 09.12.2018).
- NVE. (2016b). *Gebyr*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/kraftprodusenter/gebyr> (lest 12.02.2019).
- NVE. (2017a). *Et norsk-svensk elsertifikatmarked*
- ÅRSRAPPORT FOR 2016. Tilgjengelig fra: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/marknadsseminarium-2017/enmy-4597-elcertifikat-2016-no_web.pdf (lest 14.02.2019).

- NVE. (2017b). *Hva er elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/elsertifikater/hva-er-elsertifikater/> (lest 12.02.2019).
- NVE. (2018). *Nettleie*. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/> (lest 21.10.2018).
- Pedersen, K. (2013). *Nå drar sola for vinteren*. Tilgjengelig fra: <https://www.yr.no/artikkel/na-drar-sola-for-vinteren-1.11368304> (lest 01.02.2019).
- Pérez-Arriaga, I., Knittel, C., Miller, R., Tabors, R., Bharatkumar, A., Luke, M., Birk, & M., B., S., Rodilla, P., Pablo Chaves, J., et al. . (2016). *Utility of the future*. I: MIT (red.). Tilgjengelig fra: <http://energy.mit.edu/research/utility-future-study/> (lest 24.01).
- Quesada, G., Guillon, L., Rousse, D. R., Mehrtash, M., Dutil, Y. & Paradis, P.-L. (2015). Tracking strategy for photovoltaic solar systems in high latitudes. *Energy Conversion and Management*, 103: 147-156. doi: 10.1016/j.enconman.2015.06.041.
- Regjeringen. (2018). *Tiltakssonen i Finnmark og Nord-Troms*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/tema/kommuner-og-regioner/regional--og-distriktspolitikk/Berekraftig-regional-utvikling-i-nord/virkemidler-i-tiltakssonen/id2362290/> (lest 12.05.2019).
- Revheim, P. P. (2017). *småskala vindkraft kan være et alternativ til solenergi*. Tilgjengelig fra: <https://sysla.no/meninger/smaskala-vindkraft-kan-vaere-et-alternativ-til-solenergi/> (lest 19.01.2019).
- Rør, U. (2018). *Kommunikasjon over telefon og epost med Ulrik Rør* (19.11.2018).
- Sarker, S. (2016). Feasibility analysis of a renewable hybrid energy system with producer gas generator fulfilling remote household electricity demand in Southern Norway. *Renewable Energy*, 87: 772-781. doi: 10.1016/j.renene.2015.11.013.
- Sieros, G., Chaviaropoulos, P., Sørensen, J. D., Bulder, B. H. & Jamieson, P. (2012). Upscaling wind turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy. *Wind Energy*, 15 (1): 3-17. doi: doi:10.1002/we.527.
- Skatteetaten. (2018). *Avgift på elektrisk kraft*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/> (lest 12.12.2018).
- Skatteetaten. (2019). *Slik fungerer mva*. Tilgjengelig fra: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/mva/slik-fungerer-mva/> (lest 05.04.2019).
- SSB. (2019). *Elektrisitetspriser*: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statbank/table/09387/tableViewLayout1/> (lest 24.01.2019).
- Türkay, B. & Telli, A. Y. (2011). An Economic Analysis of Grid-connected Hybrid Energy Systems. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 6 (3): 228-241. doi: 10.1080/15567241003614529.
- Vindenergi, N. (2019). *Hordavind – et lønnsomt klimatiltak*. Tilgjengelig fra: <https://www.vindenergi.no/news/hordavind-et-lonnsomt-klimatiltak> (lest 04.05.2019).
- WITTRUP, S. (2018). *STØY FRA VINDMØLLER*. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/vindmollene-blir-storre-og-storre-slik-forhindrer-de-at-stoyen-oker-i-samme-takt/414001> (lest 30.05.2019).

EEEEASILY MORE.

Excellent. Efficient. Expert.

The Value-Added Modules of the IBC SOLAR Line.

IBC PolySol 275 CS5

First-class solar modules made of polycrystalline silicon



25 year linear power and 15 year product warranty¹



Positive power tolerance ($-0/+5$ Wp)



Increased mechanical stability (5400 Pa)²



German warrantor



100% tested quality



Maximum transparent ARC glass

IBC SOLAR – your partner for energy solutions

IBC SOLAR AG has had a successful presence in the photovoltaic market for **more than 35 years** and is one of the leading international energy companies providing high-performance system solutions in every size and for every application with intelligent photovoltaic systems. The **economic strength and financial independence** is confirmed by globally recognised rating agencies.

Smart Systems for Solar Power thanks to perfectly matched components. **More than 1,000 highly qualified partners** around the world, as well as **more than 3,000 megawatts of installed power**, which supply **around 2 million people with solar power**, underline the high level of expertise of IBC SOLAR.

IBC SOLAR – leading PV system integrator from Germany since 1982!

TECHNICAL DATA

IBC PolySol	275 CS5
Article number	2203800030

Electrical data (STC):	
STC Power Pmax (Wp)	275
STC Nominal Voltage Umpp (V)	31.8
STC Nominal Current Imp (A)	8.67
STC Open Circuit Voltage Uoc (V)	39.0
STC Short Circuit Current Isc (A)	9.23
Module Efficiency (%)	16.8
Power Tolerance (Wp)	-0/+5

Electrical data (NOCT):	
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Power Pmax (Wp)	206.1
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Nominal Voltage Umpp (V)	29.5
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Open Circuit Voltage Uoc (V)	35.35
800 W/m ² NOCT AM 1.5 Short Circuit Current Isc (A)	7.77
Relative Efficiency Reduction at 200 W/m ² (%)	1.5

Temperature coefficient:	
NOCT (°C)	44.1
Tempcoeff Isc (%/°C)	+0.041
Tempcoeff Voc (mV/°C)	-122
Tempcoeff Pmpp (%/°C)	-0.411

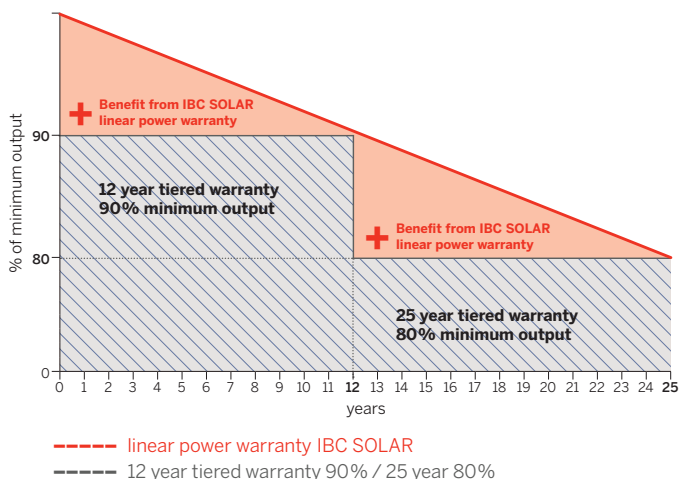
Operating conditions:	
Max. System Voltage (V)	1000
Application Class	A
Reverse Current Ir (A)	20
Current value string fuse (A)	15
Fuse protection from parallel strings	4

Mechanical properties:	
Dimensions (L × W × H in mm)	1650 × 992 × 40
Weight (kg)	19.5
Load capacity (Pa) ²	5400
Front sheet (mm)	3.2 (low-iron photovoltaic glass and anti-reflective coating)
Frame	anodized aluminium, sturdy hollow-chamber frame
Cells	6 × 10 polycrystalline silicon cells
Connection type	MC4 (IP65)

Warranties and certification:	
Product warranty	15 years ¹
Power warranty	25 years, linear
Certification	IEC 61215, IEC 61730-1/-2, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001

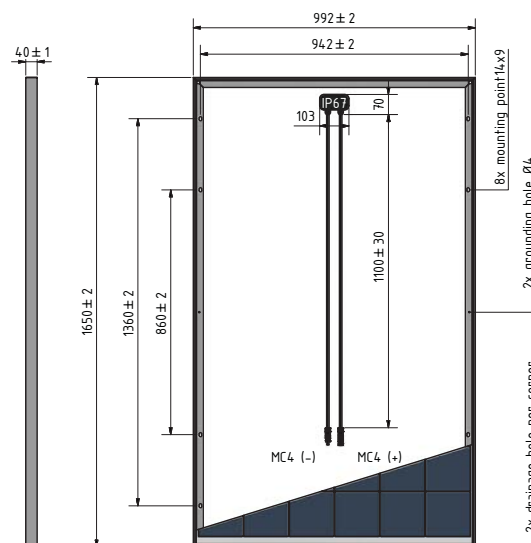
Packaging information:	
Number of modules per pallet	27
Number of pallets per 40' container	28
Number of pallets per lorry	30
Dimensions incl. pallet (L × W × H in mm)	1695 × 1145 × 1150
Gross weight incl. pallet (kg)	577
Stackability per pallet	3-fold

25 year linear power warranty by IBC SOLAR



¹⁾ The 15 year product warranty is only valid for installations within Europe and Japan. The warranty requires installation according to the valid installation instructions. Standard test conditions: 1000 W/m² irradiation with a spectral distribution of AM1.5 and a cell temperature of 25°C. 800 W/m², NOCT. Information according to EN 60904-3 (STC). All values according to DIN EN 50380. Errors and changes reserved.
 The precise conditions and content can be taken from the respectively valid version of the product and power warranty, which you can obtain from your IBC Premium Partner.

²⁾ Tested according IEC 61215 for snow loads up to 5,400 Pa (5.4 kN/m²).



Presented by:

FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ PC board replacement process



/ Mounting system



/ WLAN interface



/ Open data communication



/ Smart Grid Ready



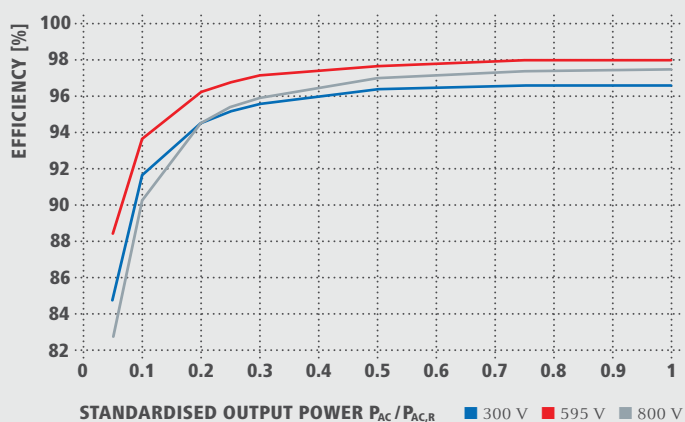
/ Boasting power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. The high system voltage, wide input voltage range and two MPP trackers ensure maximum flexibility in system design. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market.

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

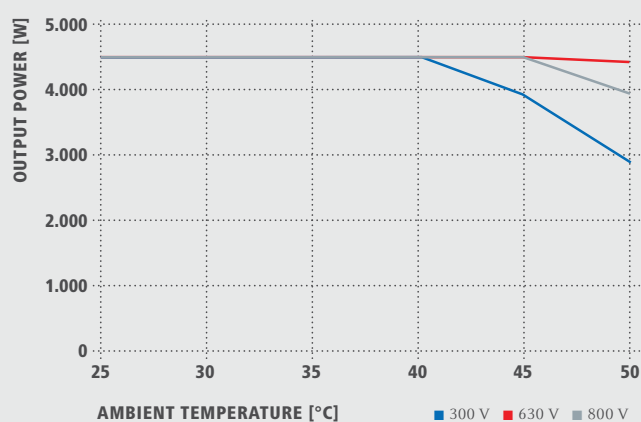
INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. input current (I _{dc max 1} / I _{dc max 2} ¹⁾)	16.0 A / 16.0 A					
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂ ¹⁾)	24.0 A / 24.0 A					
Min. input voltage (U _{dc min})	150 V					
Feed-in start voltage (U _{dc start})	200 V					
Nominal input voltage (U _{dc,r})	595 V					
Max. input voltage (U _{dc max})	1,000 V					
MPP voltage range (U _{mpp min} – U _{mpp max})	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Number MPP trackers	1			2		
Number of DC connections	3			2+2		
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output (P _{ac,r})	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
Max. output current (I _{ac max})	9.0 A			13.5 A		
Grid connection (U _{ac,r})	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V					
Min. output voltage (U _{ac min})	260 / 150 V					
Max. output voltage (U _{ac max})	485 / 280 V					
Frequency (f _r)	50 Hz / 60 Hz					
Frequency range (f _{min} – f _{max})	45 - 65 Hz					
Total harmonic distortion	< 3 %					
Power factor (cos φ _{ac,r})	0.70 - 1 ind. / cap.			0.85 - 1 ind. / cap.		
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm					
Weight	16.0 kg			19.9 kg		
Degree of protection	IP 55					
Protection class	1					
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	2 / 3					
Night time consumption	< 1 W					
Inverter design	Transformerless					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation					
Ambient temperature range	-25 - +60 °C					
Permitted humidity	0 - 100 %					
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm ² ³⁾		
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾					

¹⁾ This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M²⁾ according to IEC 62109-1.³⁾ 16 mm² without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 4.5-3-S EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 4.5-3-S TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. efficiency	98.0 %					
European efficiency (η_{EU})	96.2 %	96.7 %	97.0 %	96.5 %	96.9 %	97.2 %
η at 5 % $P_{AC,R}^{1)}$	80.3 / 83.6 / 79.1 %	83.4 / 86.4 / 80.6 %	84.8 / 88.5 / 82.8 %	79.8 / 85.1 / 80.8 %	81.6 / 87.8 / 82.8 %	83.4 / 90.3 / 85.0 %
η at 10 % $P_{AC,R}^{1)}$	87.8 / 91.0 / 86.2 %	90.1 / 92.5 / 88.7 %	91.7 / 93.7 / 90.3 %	86.5 / 91.6 / 87.7 %	87.9 / 93.6 / 90.5 %	89.2 / 94.1 / 91.2 %
η at 20 % $P_{AC,R}^{1)}$	92.6 / 95.0 / 92.6 %	93.7 / 95.7 / 93.6 %	94.6 / 96.3 / 94.5 %	90.8 / 95.3 / 93.0 %	91.9 / 96.0 / 94.1 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %
η at 25 % $P_{AC,R}^{1)}$	93.4 / 95.6 / 93.8 %	94.5 / 96.4 / 94.7 %	95.2 / 96.8 / 95.4 %	91.9 / 96.0 / 94.2 %	92.9 / 96.6 / 95.2 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %
η at 30 % $P_{AC,R}^{1)}$	94.0 / 96.3 / 94.5 %	95.0 / 96.7 / 95.4 %	95.6 / 97.2 / 95.9 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %	94.2 / 97.3 / 96.3 %
η at 50 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.2 / 97.3 / 96.3 %	96.9 / 97.6 / 96.7 %	96.4 / 97.7 / 97.0 %	94.3 / 97.5 / 96.5 %	94.6 / 97.7 / 96.8 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %
η at 75 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.6 / 97.7 / 97.0 %	96.2 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 98.0 / 97.4 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %	95.0 / 97.9 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %
η at 100 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.6 / 97.9 / 97.3 %	96.2 / 98.0 / 97.5 %	96.6 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %					

¹⁾ and at $U_{mpp \min} / U_{dcr} / U_{mpp \max}$

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
DC insulation measurement	Yes					
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation					
DC disconnecter	Yes					

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Modbus TCP, JSON					
6 inputs or 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver					
USB (A socket) ²⁾	For USB sticks					
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net. interface protocol					
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)					
Datalogger and Webserver	Included					
External input	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection					

²⁾ also available in the light version

TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

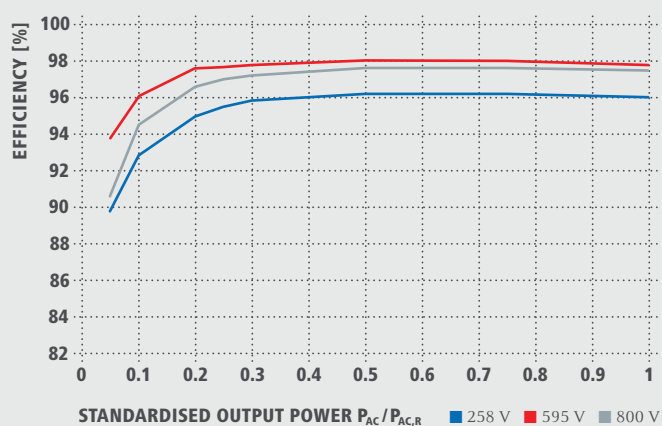
INPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. input current ($I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$)	16.0 A / 16.0 A			
Max. array short circuit current (MPP_1/MPP_2)	24.0 A / 24.0 A			
Min. input voltage ($U_{dc \min}$)	150 V			
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	200 V			
Nominal input voltage ($U_{dc \text{ N}}$)	595 V			
Max. input voltage ($U_{dc \max}$)	1,000 V			
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	163 – 800 V	195 - 800 V	228 – 800 V	267 – 800 V
Number MPP trackers	2			
Number of DC connections	2 + 2			
OUTPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
AC nominal output ($P_{ac \text{ N}}$)	5,000 W	6,000 W	7,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	6,000 VA	7,000 VA	8,200 VA
Max. output current ($I_{ac \max}$)	13.5 A			
Grid connection ($U_{ac \text{ N}}$)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V			
Min. output voltage ($U_{ac \min}$)	260 / 150 V			
Max. output voltage ($U_{ac \max}$)	485 / 280 V			
Frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz			
Frequency range ($f_{\min} - f_{\max}$)	45 - 65 Hz			
Total harmonic distortion	< 3 %			
Power factor ($\cos \varphi_{ac \text{ r}}$)	0.85 - 1 ind. / cap.			
GENERAL DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm			
Weight	19.9 kg			21.9 kg
Degree of protection	IP 55			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3			
Night time consumption	< 1 W			
Inverter design	Transformerless			
Cooling	Regulated air cooling			
Installation	Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-25 - +60 °C			
Permitted humidity	0 - 100 %			
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- Screw terminals 2.5 - 16mm ^{2 2)}			
Mains connection technology	5-pole AC Screw terminals 2.5 - 16mm ^{2 2)}			
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21			

¹⁾ according to IEC 62109-1.

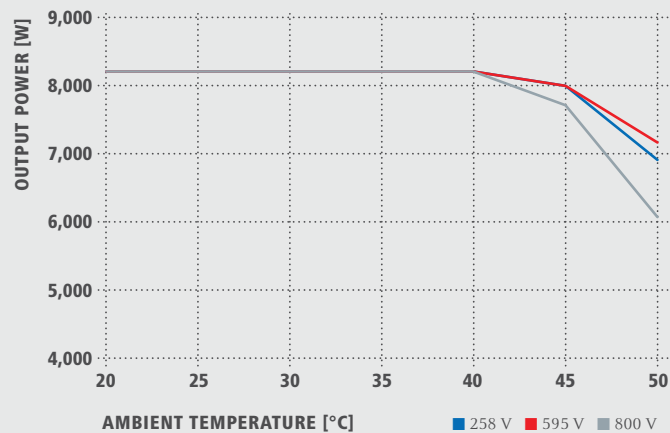
²⁾ 16 mm² without wire end ferrules

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 8.2-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 8.2-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. efficiency	98.0 %			
European efficiency (η_{EU})	97.0 %	97.2 %	97.3 %	97.5 %
η at 5 % $P_{AC,R}^{1)}$	84.9 / 91.2 / 85.9 %	87.8 / 92.6 / 87.8 %	88.7 / 93.1 / 89.0 %	89.8 / 93.8 / 90.6 %
η at 10 % $P_{AC,R}^{1)}$	89.9 / 94.6 / 91.7 %	91.3 / 95.6 / 93.0 %	92.0 / 95.9 / 94.7 %	92.8 / 96.1 / 94.5 %
η at 20 % $P_{AC,R}^{1)}$	93.2 / 96.7 / 95.4 %	94.1 / 97.1 / 95.9 %	94.5 / 97.3 / 96.3 %	95.0 / 97.6 / 96.6 %
η at 25 % $P_{AC,R}^{1)}$	93.9 / 97.2 / 96.0 %	94.7 / 97.5 / 96.5 %	95.1 / 97.6 / 96.7 %	95.5 / 97.7 / 97.0 %
η at 30 % $P_{AC,R}^{1)}$	94.5 / 97.4 / 96.5 %	95.1 / 97.7 / 96.8 %	95.4 / 97.7 / 97.0 %	95.8 / 97.8 / 97.2 %
η at 50 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.2 / 97.9 / 97.3 %	95.7 / 98.0 / 97.5 %	95.9 / 98.0 / 97.5 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
η at 75 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.3 / 98.0 / 97.5 %	95.7 / 98.0 / 97.6 %	95.9 / 98.0 / 97.6 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
η at 100 % $P_{AC,R}^{1)}$	95.2 / 98.0 / 97.6 %	95.7 / 97.9 / 97.6 %	95.8 / 97.9 / 97.5 %	96.0 / 97.8 / 97.5 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

¹⁾ and at $U_{mpp \min}$ / $U_{dc,r}$ / $U_{mpp \max}$

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnect	Yes			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Modbus TCP, JSON			
6 inputs or 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) ²⁾	For USB-Sticks			
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net, Interface Protokoll			
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			

²⁾ also available in the light version

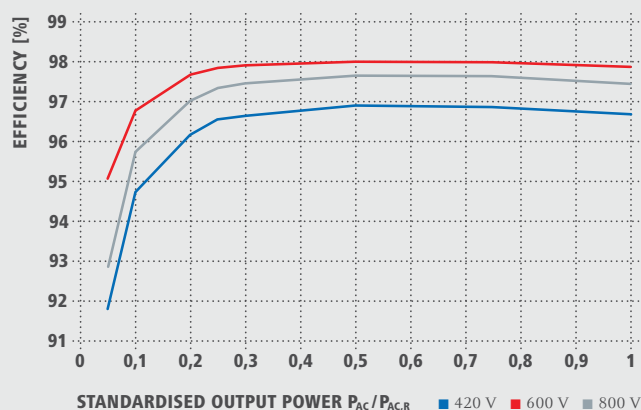
TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current (I _{dc max 1} / I _{dc max 2})	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage (U _{dc min})	200 V				
Feed-in start voltage (U _{dc start})	200 V				
Nominal input voltage (U _{dc,r})	600 V				
Max. input voltage (U _{dc max})	1,000 V				
MPP voltage range (U _{mpp min} – U _{mpp max})	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers	2				
Number of DC connections	3+3				
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output (P _{ac,r})	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current (I _{ac max})	20 A		32 A		
Grid connection (U _{ac,r})	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V				
Min. output voltage (U _{ac min})	260 / 150 V				
Max. output voltage (U _{ac max})	485 / 280 V				
Frequency (f _r)	50 Hz / 60 Hz				
Frequency range (f _{min} – f _{max})	45 - 65 Hz				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor (cos φ _{ac,r})	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-25 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm²				
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm²				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-21				

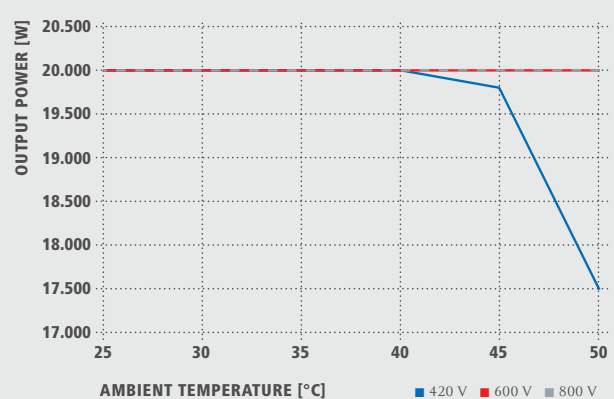
¹⁾ according to IEC 62109-1. DIN rail for optional overvoltage protection (type 2) is included.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %			98.1 %	
European efficiency (η_{EU})	97.5 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
η at 5 % $P_{AC,R}^{2)}$	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % $P_{AC,R}^{2)}$	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % $P_{AC,R}^{2)}$	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % $P_{AC,R}^{2)}$	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % $P_{AC,R}^{2)}$	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % $P_{AC,R}^{2)}$	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % $P_{AC,R}^{2)}$	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % $P_{AC,R}^{2)}$	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnecter	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Modbus TCP, JSON				
6 inputs or 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket ³⁾)	For USB-Sticks				
2x RS422 (RJ45-socket ³⁾)	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output ³⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger und Webserver	Included				
External input	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				

²⁾ and at $U_{mpp \min} / U_{dcr} / U_{mpp \max}$ ³⁾ also available in the light version

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v02 Feb 2014 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
sales.india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pvc-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pvc-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

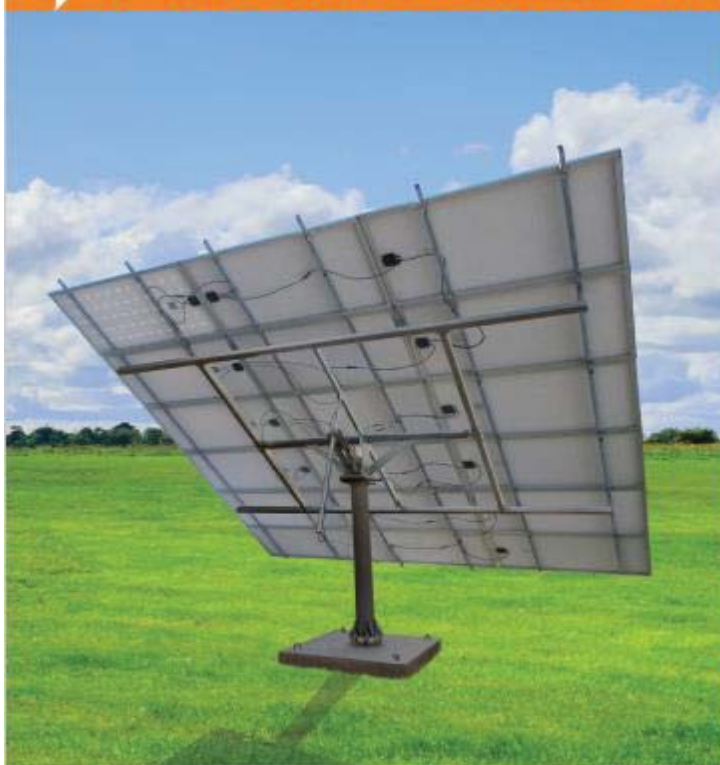
Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pvc-sales@fronius.com
www.fronius.com



Dual-Axis SOLAR TRACKER ST54M3S30 with slewing drive for 30 m²

Code: 0099

www.solar-motors.com



- Slewing drive with 350° turning range
- With time-derived astronomical positioning for the automatic sun-tracking
- Dual-axis azimuth-elevation solar tracker with embedded positioner
- Time controlled astronomical algorithm for sun tracking
- Simple installation and synchronization of sun time
- Usable for PV, CPV and lighter thermal panels and Heliostats
- Up to 23 hours automatic tracking at perpendicular angle
- User friendly web interface for monitoring, setting and upgrading
- USB communication port, RS485 or Wireless (ZigBee communication module)
- For surface area up to 30m² and max. 375 kg
- Made in Europe

GREEN ENERGY

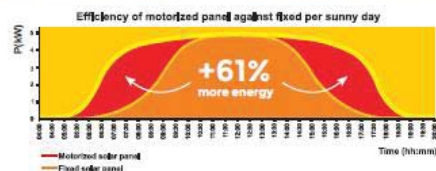
SunTracer is registered trademark* of company Sat Control.
All rights reserved. Copyright.



SAT CONTROL
MADE IN EUROPE

Dual-Axis SOLAR TRACKER ST54M3S30 with slewing drive for 30 m²

Mechanical Conditions	
Number of turning axis	Dual-Axis
Azimuth angle range	350° slewing drive
Elevation angle range	5° to 90°
Type of azimuth angle motor	slewing drive S05M3
Type of elevation angle motor	Linear Motor SMAS900M3 with stroke of 900 mm
Backstructure size	5.5 x 5 m ² for panel surface area 6 x 5 m (15 panels)
Type of backstructure clamp	Toothed scissors girders - 90 pcs
Max. dimensions of a solar panel	15 pieces of 2 m x 1 m in total 30 m ²
Max. weight of a solar panel	15 pcs per 25 kg, total max. 375 kg
Estimated service life of motors	800-1000h of motor operation (DC motor replace on 8 years if each day one cycle), backup battery replace on 3-5 years if battery in, all other 25 years
Estimated service life of tracker	25 years
Positioning System Data	
Tracking accuracy	up to 0.1°
Operating Protocol	TSPS (Time derived Astronomical Positioning System)
Type of Positioning System	Servo driver positioner with TSPS are logic function calc.
Type of positioner	Din Rail positioner Nano-D or Micro-D and external cables
Type of timer	GMT clock with EOT and calendar
Type of application program for supervision and setting	Solar tracking system monitor via Sigma web site or Helios analytics program
Setting and changing data via PC	Yes, via RS485 or Wireless ZigBee or via USB
Monitoring possibility via PC	Yes
Turned on the position sent from PC	Yes
Turning time interval	From 20 sec to 900 sec
Communication Data	
Type of communication interface	USB Interface for Micro-D, RS485 or Wireless ZigBee for Nano-D
Networking solution for control from centre	RS485 or Wireless ZigBee for Nano-D
Fineware - Software	
Upgrading possibility via PC	Yes, via USB with Helios Analytics or via RS485 at Sigma Web site or via Wireless ZigBee
Electrical Data	
Motor Power Supply	24 VDC ±5% / -15% (SA current capacity) SMPS must have 150% inrush current
Backup battery	CB 1235 coin
Standby consumption (when is not moving)	60 mA ± 30% @ 24VDC
Power supply connection	1 piece of 2 Wire Cable with an Internal Cu Conductor of 2.5 mm ² (for lengths up to 30 m), (not included with kit)
Junction Box	190 (L) x 140 (W) x 70 (H) mm with connection harness
Environmental Data	
Operating temperature	-25°C to +70°C (optionally with artic grease for temperatures from -40°C up to +70°C)
Operation at humidity	0% to 100% relative humidity
Wind parameters	max. wind speed in operating in any working position is 20 m/s survival max. wind gust speed not operating (table is not in safe wind position) is 30 m/s survival max. wind gust speed in safe wind position - (horizontal) 50 m/s snow load 108 kg/m ² area a2 - up to 400 above sea level detailed wind table on request
Corrosion, weather and chemical resistance	
Hot-dip galvanizing (HDC, EN ISO 1461)	75-100 µm (equivalent of 50 years)
Packaging	
Dimensions of a packed product	1 box of 6100 (L) x 800 (W) x 1200 (H) mm (Wooden Box is not included with kit)
Product weight	750 kg
Quality Certificates	
International Protection Rating (IEC 60529)	IP63
Electromagnetic Compatibility (EMC Directive 89/336/EEC)	Yes
Low Voltage Equipment Directive (EEC Council Directive 73/23/EEC)	Yes
Optional Accessories	
Anti-Shadowing Function	Yes, included
Heliostat usage	Yes, for additional payment



Sat Control d.o.o.

Požarek 10, 4207 Čerkije na Gorenjskem, Slovenia, Phone: +386 4 281 62 00,
info@solar-motors.com, info@sat-control.com www.solar-motors.com, www.sat-control.com

Havard Viumdal
Tromso, Norway.

PRO-FORMA INVOICE:

No.: 19 / 12100
Page: 1/1
Date: 03. januar 2019
Validity: 18. januar 2019
Delivery Date: 15. marec 2019
Terms of Delivery: DAP
Payment Conditions: T/T 100% deposit at order
Value: EUR

Ser.	Product Code/Description	EAN	Quantity	UM	Price	VAT	Amount
1	ST54M3S30 Dual axis Solar Tracker ST54M3S30 for 30m2 / 15pan. DELIVERY TIME 8-12 WEEKS	0099	25,00	PCS	2.990,00		74.750,00
2	TRA001 Transport charges	TRA001	1,00	PCS	7.270,00		7.270,00
						Amount:	82.020,00
						VAT:	0,00

Denote payment with code: **00-12100--99**

Total: EUR 82.020,00

Thanks for your inquiry. If there are some changes about the product, quality, delivery destination or delivery time, please ask for new quotation with changed conditions. The delivery time begins to run when we obtain payment of the deposit on our account. Deposit is not refundable if you cancel this order. Unless otherwise agreed in writing our business terms and conditions and warranty terms apply, published on our website: <http://www.solar-motors.com/gb/general-business-terms-d14.shtml>
Payment on: Bank: ABANKA d.d. - Slovenska cesta 58, SI-1517 Ljubljana, Slovenia, IBAN:SI56 0510 0801 2559 067 SWIFT (BIC): ABANSI2X We do not accept any debiting comisions paid by SAT CONTROL d.o.o.

SAT CONTROL d.o.o.,BOGDAN BOLKA

Test Summary Report for the Solid Wind Power SWP25-14TG20 Small Wind Turbine

Report No. : 101875510LHD-002
Date Issued : 07 July 2015
Date Revised : None

Client : Mr Carsten Lauridsen
Solid Wind Power A/S
Frejasvej 4
Ringkøbing, DK-6950,
Denmark
Phone: +44 (0) 2838 364500
Email: cl@rmv.as

Prepared by :	Nick Jones
Title :	Consultant Engineer
Signature :	<i>N.A. Jones</i>

Reviewed by :	Kevin Sweeney
Title :	Business Development Director
Signature :	<i>Kevin Sweeney</i>

This report is for the exclusive use of Intertek's Client and is provided pursuant to the agreement between Intertek and its Client. Intertek's responsibility and liability are limited to the terms and conditions of the agreement. Intertek assumes no liability to any party, other than to the Client in accordance with the agreement, for any loss, expense or damage occasioned by the use of this report. Only the Client is authorized to permit copying or distribution of this report and then only in its entirety. Any use of the Intertek name or one of its marks for the sale or advertisement of the tested material, product or service must first be approved in writing by Intertek. The observations and test results in this report are relevant only the sample tested. This report by itself does not imply that the material, product or service is or has ever been under an Intertek certification program.



1 Summary

This report has been prepared in accordance with the requirements of BSEN 61400-2:2014 (equivalent to IEC 61400-2 Edition 3:2013) to provide a summary of testing in support of consumer labelling in accordance with the Annex M of the standard.

This investigation was authorized by signed proposal number 500556850, dated 2nd October 2014.

If there are any questions regarding the results contained in this report, or any of the other services offered by Intertek, please do not hesitate to contact the signatories on this report.

Please note, this report on its own does not represent authorization for the use of any Intertek certification marks.

2 Revision History

Date	Revised By	Description of Changes
07-Jul-2015	-	First Issue

3 References

IEC 61400-2 Edition 3 (2013-12). Wind turbines – Part 2: Small wind turbines (BSEN 61400-2:2014 identical).

IEC 61400-12-1 Edition 1 (2005-12). Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (BSEN 61400-12-1:2006 identical).

IEC 61400-11 Edition 3 (2012-11). Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques.

IEC TS 61400-14 Edition 1 (2005-03). Wind turbines – Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonality levels.

5 Description of the wind turbine

The SWP-25TG20 is designed for grid-connected power delivery, with a manufacturer's declared rated power output of 25kW. The SWP-25TG20 is a horizontal axis machine with a 3-blade upwind rotor with fixed pitch blades and active yaw mechanism.

Electrical power is generated by two 3-phase asynchronous motor- generators driven from the rotor via a gearbox. An Orbital TMC3 controller is used for starting of the turbine, monitoring of all operational parameters, control of all operating systems and grid protection requirements. The power output is fed directly to the electrical network. Normal electrical network operating voltage and frequency ranges are 230 V, three-phase at 50 Hz.

Speed control is provided by stall regulation. Overspeed protection is provided by tip brakes activated by a passive system (centrifugal loading versus pretension springs). The high-speed shaft is provided with electromagnetic fail-safe brake system.

The nacelle is mounted on a self-supporting steel monopole tower which is hinged to permit lowering of the nacelle for installation and maintenance.

Solid Wind Power SWP25-14TG20 Wind Turbine



A summary of the test turbine configuration and manufacturer's declared ratings can be found below.

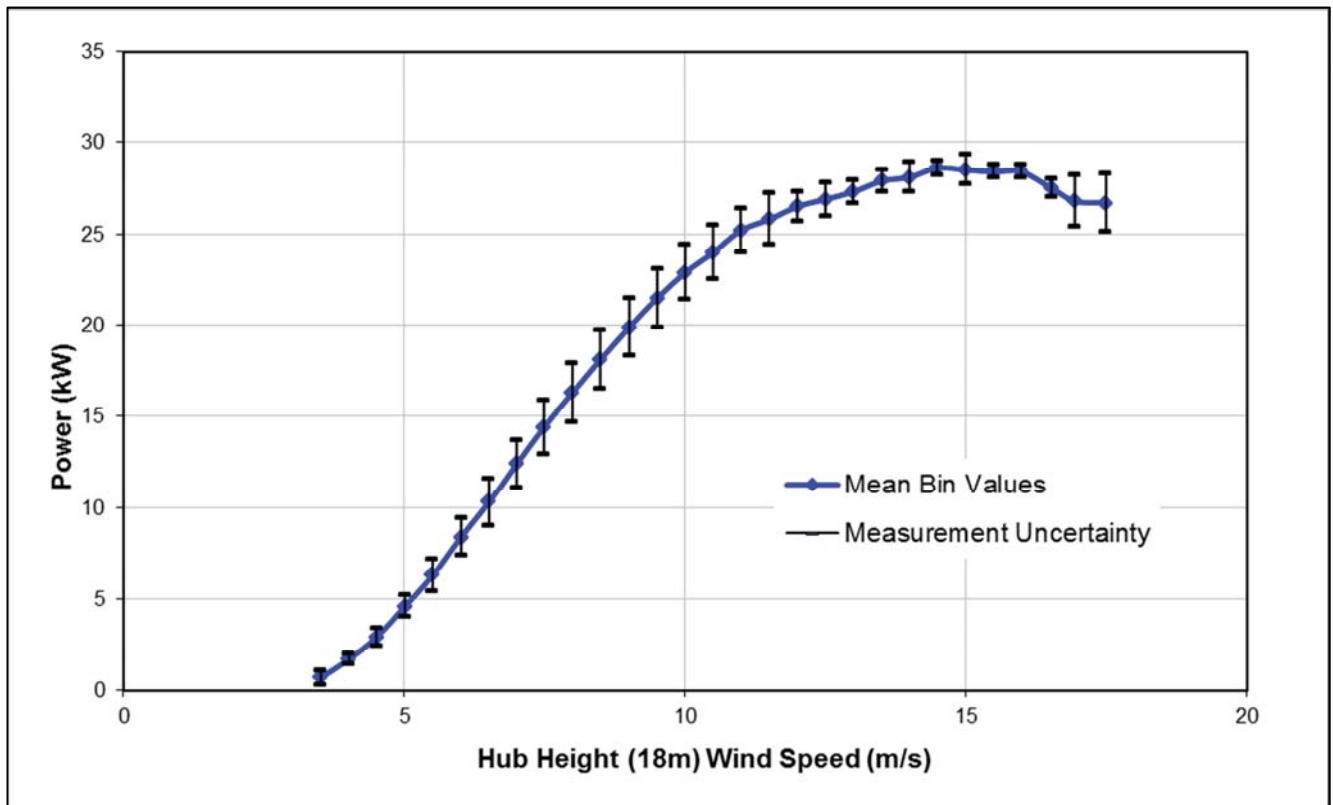
Turbine Characteristics	
Responsible Vendor :	Solid Wind Power A/S Frejasvej 4, DK-6950 Ringkøbing, Denmark
Manufacturer :	Ringkøbing Maskinværksted A/S Frejasvej 4, DK-6950 Ringkøbing, Denmark
Model No.	SWP25-14TG20
Description:	Horizontal axis wind turbine with upwind rotor, fixed blade pitch, active yaw control, asynchronous generators
Reference Power :	25.2 kW @ 11 m/s hub height wind speed
Reference Annual Energy :	57,000 kWh (AEP Measured @ 5 m/s annual average windspeed)
Rotor Diameter :	14 m
Rotor Swept Area :	154 m ²
Number of Blades :	3
Rotor position :	Upwind
Topology :	HAWT
Tower Top Weight :	1929 kg (Nacelle + Rotor)
Protection and shutdown system :	i) Overspeed protection by means of blade tip brakes ii) Electromagnetic fail-safe braking on high speed shaft iii) Grid protection settings in controller
Yaw mechanism	Active yaw control, maximum yaw rate 0.0257 rad/s
Blade pitch control :	None – fixed pitch
Direction of rotation:	Clockwise (when viewed from upwind)
Rotor Speed :	38 rpm and 51.2 rpm (fixed) nominal
Cut-in Wind Speed (V_{in}) :	3 m/s
Cut-out Wind Speed (V_{out}) :	25 m/s
Extreme Wind Speed (V_{e50}) :	53 m/s
SWT Class :	III ($V_{ave} = 7.5$ m/s)
Power Form :	Asynchronous 3-phase alternating current
Maximum Output Power (P_{60}) :	28.6 kW
Maximum Output Voltage :	Nominal voltage 230 V (asynchronous generation tied to grid conditions)
Maximum Output Current :	62.5 A at nominal voltage
Declared Sound Power Level (L_{WA}) :	87.7 dB(A) @ 8 m/s
Operating Temperature Range :	-10 °C to +40 °C
Extreme Temperature Range :	-20 °C to +50 °C
Support Structure :	SWP1 hinged steel monopole, unguyed, 18 m nominal hub height
Design Life :	20 years
Relative humidity range :	≤ 97%
Air density :	Nominally 1.225 kg/m ³
Salinity :	Not for offshore installation
Lightning protection system :	Lightning conductor on top of nacelle (air termination device)
Design Rated Power :	Nominally 24.5 kW @ 12.0 m/s

Turbine Characteristics	
Speed Reduction Method :	Gearbox between rotor shaft and primary generator, SALA J100 2-step ratio 1:20 Belt and pulley system between primary and secondary generators (ratio 1:1.316)
Generator Speed :	Primary and secondary generators, 1023 rpm nominal
Generator Type :	Asynchronous motor-generators, Primary VEM 22 kW, Secondary VEM 5.5kW
Power Conversion :	None
Turbine Controller :	Orbital A/S TMC3, SWP 25kW controller
Grid Protection Method :	Settings programmable via Turbine Controller
High Speed Shaft Brake :	2 x Electromagnetic fail-safe brake (Mayr ROBA-stop-silenzio)
Yaw mechanism :	Bj Gear
Cable Twist Protection Method :	Cable twist monitoring "PF2C Rotary Limit Switch"
Blades specification :	Type SWP7000TB with centrifugally activated tip brake Principle material glass-fibre reinforced polyester resin

5 Power Performance Testing**Power curve statistics (corrected to an air density of 1.225 kg/m³)**

Bin No. []	Wind speed [m/s]	Power (corrected) [kW]	No []	C _P []	Category A uncertainty [kW]	Category B uncertainty [kW]	Combined uncertainty [kW]
7	3.058	0.2	131	0.058	0.0	0.4	0.4
8	3.516	0.7	173	0.178	0.0	0.3	0.3
9	4.019	1.7	289	0.274	0.0	0.5	0.5
10	4.505	2.9	418	0.332	0.0	0.6	0.6
11	5.012	4.6	571	0.383	0.0	0.9	0.9
12	5.505	6.3	722	0.401	0.0	1.0	1.0
13	6.013	8.4	895	0.409	0.0	1.3	1.3
14	6.510	10.3	1006	0.397	0.0	1.3	1.3
15	7.001	12.4	1004	0.383	0.0	1.5	1.5
16	7.485	14.4	948	0.363	0.0	1.6	1.6
17	7.994	16.3	863	0.338	0.0	1.6	1.6
18	8.489	18.1	694	0.314	0.1	1.6	1.6
19	9.006	19.9	716	0.289	0.0	1.6	1.6
20	9.504	21.5	651	0.265	0.0	1.5	1.5
21	10.001	22.9	699	0.242	0.0	1.5	1.5
22	10.497	24.0	634	0.220	0.0	1.2	1.2
23	10.987	25.2	558	0.201	0.0	1.4	1.4
24	11.489	25.8	421	0.180	0.0	0.8	0.8
25	11.995	26.5	329	0.163	0.1	0.9	0.9
26	12.497	26.9	324	0.146	0.1	0.6	0.6
27	12.989	27.3	267	0.132	0.1	0.6	0.6
28	13.505	27.9	242	0.120	0.1	0.8	0.8
29	13.993	28.1	229	0.109	0.1	0.4	0.4
30	14.485	28.6	184	0.100	0.1	0.8	0.8
31	14.993	28.5	135	0.090	0.2	0.3	0.3
32	15.485	28.4	99	0.081	0.2	0.3	0.4
33	15.978	28.4	62	0.074	0.4	0.3	0.5
34	16.522	27.5	30	0.065	0.5	1.3	1.4
35	16.934	26.8	28	0.059	0.4	1.5	1.5
36	17.492	26.7	16	0.053	0.6	0.4	0.7

Reference Power : 25.2 kW at 11 m/s hub height wind speed**Maximum Recorded Power : 28.6 kW at 14.5 m/s hub height wind speed**

Measured power curve corrected to sea level air density 1.225 kg/m³ (database A)

Annual energy production for the Rayleigh distribution

Estimated annual energy production at different mean wind speed Reference air density 1.225 kg/m ³ Cut-out wind speed 25 m/s					
Hub height annual average wind speed	AEP- measured	Standard uncertainty in AEP		AEP- extrapolated	Complete?
m/s	MWh	MWh	%	MWh	Yes/No
4	32.9	5.3	16.3	32.9	Yes
5	57.0	7.1	12.4	57.0	Yes
6	81.4	8.1	9.9	81.6	Yes
7	102.6	8.5	8.3	104.3	Yes
8	118.5	8.5	7.2	123.9	Yes
9	128.5	8.2	6.4	140.0	No
10	133.1	7.8	5.9	152.5	No
11	133.4	7.4	5.5	161.4	No

Reference Annual Energy : 57,000 kWh at 5 m/s annual average wind speed

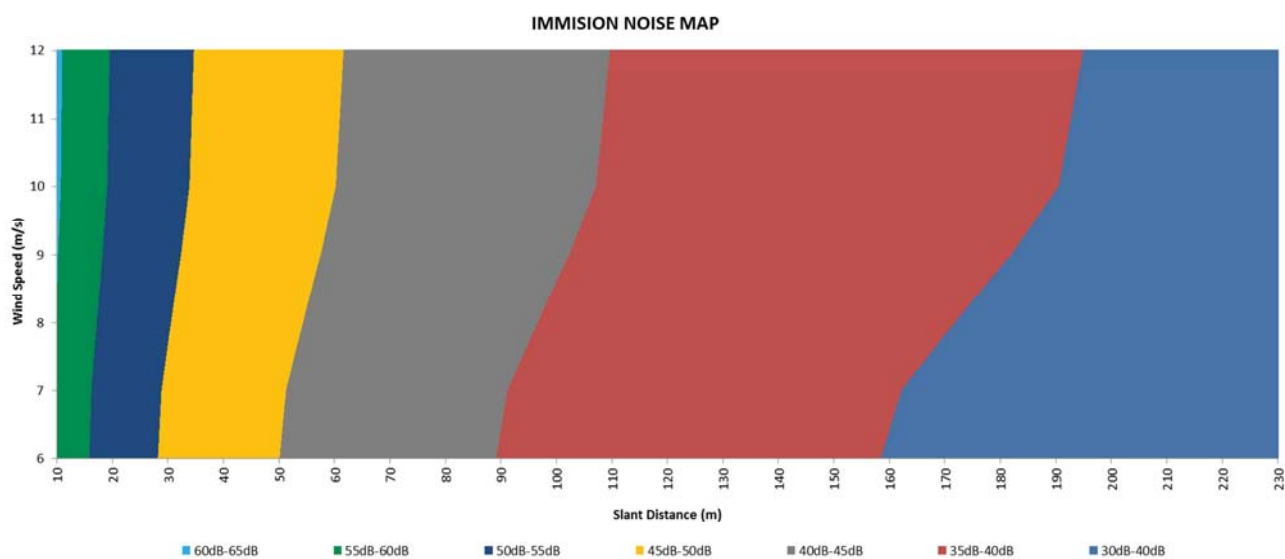
6 Acoustic Noise Measurement

Apparent Sound Power Level LWA dB per 1 pW

Wind speed bin (m/s)	Apparent Sound power level LWA (dB)	Uncertainty uLWA (dB)	Maximum Tonal Audibility (dB)
6	87,0	1,1	-5,1
7	87,2	0,8	-5,6
8	87,7	0,8	-6,7
9	88,2	0,8	-2,9
10	88,6	0,8	0.0
11	88,7	0,8	-5,7
12	88,8	1,1	-

Declared Sound Power Level : 87.7 dB(A) at 8 m/s

Immission Map for SWP 25-16



7 Duration Test

A summary of the duration test results is presented below.

CRITERIA	RESULTS	VERDICT
At least 6 months of operation	9.2 months	Pass
At least 2500 hours of power production in winds of any velocity	3860.5 hours	Pass
At least 250 hours of power production in winds of $1,2 V_{ave}$ (Class III, 9.0 m/s) and above	1636.5 hours	Pass
At least 25 hours of power production in winds of $1,8 V_{ave}$ (Class III, 13.5 m/s) and above	304.1 hours	Pass
At least 10 min in winds of $2,2 V_{ave}$ (Class III, 16.5 m/s) and above but not less than 15 m/s during which the turbine shall be in normal operation.	68.0 hours	Pass
Highest instantaneous wind speed recorded during the test	32.9 m/s	(no pass/fail criteria, the requirement is to record only)
Turbulence Intensity at 15 m/s recorded during the test	See Note 1	(no pass/fail criteria, the requirement is to record only)
Operational time fraction of at least 90%	99.38 %	Pass
No major failure of the turbine or components in the turbine system	None	Pass
No significant wear, corrosion, or damages to the turbine components	None	Pass
No significant degradation of produced power at comparable wind speeds.	No significant power degradation over the test period	Pass
Note 1: Turbulence intensity I_{15} was not reported for the duration test but it is noted that this was the same machine and site as was used for the power performance test which was conducted during the this period for which the average turbulence intensity was measured as between 10% and 15%.		

8 Master Reports

The test results detailed in sections 5, 6 and 7 above have been taken from the following sources:

Document Reference	Report Title	Date
Report no. I-1105(EN) (DTU)	Solid Wind Power SWP25-14TG20 Power Curve Measurements, Version 3 <i>Performed at Lemvig by DTU (Accredited to ISO/IEC 17025)</i>	23 March 2015
Report no. P6.023.15 (Grontmij)	Wind Turbine Noise Measurement, Solid Wind Power, SWP25-16. <i>Performed at Lemvig by Grontmij A/S (Accredited to ISO/IEC 17025)</i>	28 April 2015
---	SWP25 Duration Test version 1.00 <i>Performed at Lemvig, supervised by DTU and endorsed by RISO (Denmark CB)</i>	March 2015

9 Consumer Label

Test Results**Responsible Vendor****Solid Wind Power A/S****Model****SWP25-14GT20****Reference Annual Energy****57,000 kWh per year**at 5 m/s average hub height wind speed, actual
production will vary depending on site conditions**Declared Sound Power Level****87.7 dB(A)**

at 8 m/s

Turbine Test Class**III**

(I – IV or S for Special)

Tested Summary prepared by**Intertek Testing &
Certification Ltd****Published Date****2015-07-07**

(Year-Month-Day)

For more information, see

www.solidwindpower.com/en/

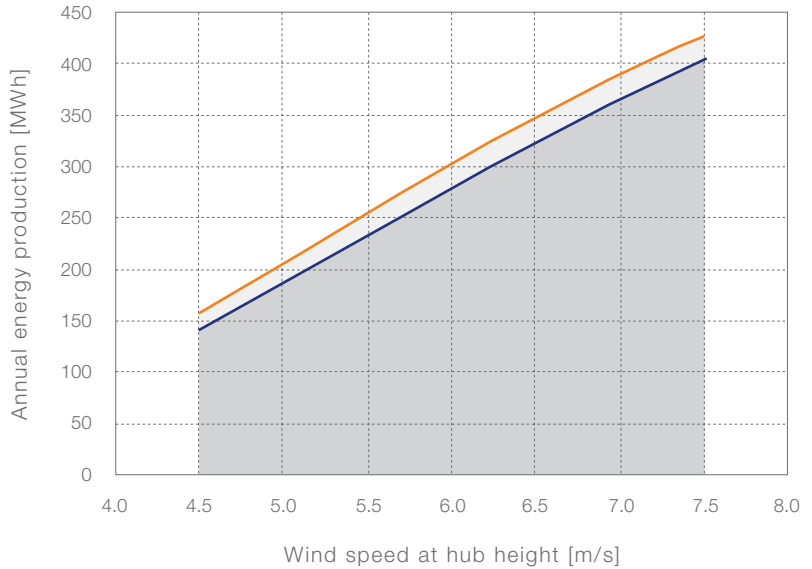
nED100 Wind Turbine Generator
a step towards your energy independence



Energy production

Wind speed [m/s]	AEP [MWh]	
	Ø22	Ø24
4.5	138	155
5.0	183	203
5.5	230	252
6.0	276	300
6.5	321	346
7.0	363	388
7.5	401	425
8.0	435	----
8.5	464	----

Energy production at converter output,
for 100% availability, standard air density
(1.225 kg/m³) and Rayleigh wind distribution.



General characteristics

Rated power	100 kW	
Rated wind speed	10 m/s	
Cut-in wind speed	3 m/s	
Cut-out wind speed	20 m/s	
Wind class	IEC IIA	IEC IIIA
Max wind gust speed	59.5 m/s	52.5 m/s
Power regulation	Active variable pitch Active variable speed	
Powertrain	Permanent magnet direct drive generator	
Power delivery	Electronic power converter	
Design life	20 years	

Configuration

Rotor	
Type	Three blades, upwind
Blades	Fiberglass-epoxy composite
Powertrain	
Generator type	Multi-pole permanent magnet
Gearbox	No
Cooling	Surface ventilated passive air cooling
Control and electrical system	
Controller	State of the art industrial PLC
Pitch drive	Oil free electromechanical
Yaw drive	2 gear motor units on ring gear bearing
Electronic Power Converter	
Type	Back-to-back, 100% power
Switching technology	Pulse width modulation with IGBT
Braking system	
Aerodynamic	Blades feathering
Electrical	Brake chopper fed through electronic power converter
Mechanical	2 electro-mechanical brake callipers
Emergency power supply	2 separate battery systems
Tower	
Type	Tubular steel tower
Sections	2 or 3, depending on hub height

Customization to your site

Available hub height	24.5 m (IEC IIA) - 29.5 m (IEC IIIA) - 36.0 m (IEC IIIA)
Available rotor diameter	22 m (IEC IIA) - 24 m (IEC IIIA)

Quality and safety standards

Wind Turbine	Manufacturing evaluated IEC 61400-22:2010	TÜV SÜD
	H&S evaluated directive 2006/42/CE	SGS
	EMC tested mach. directive 2006/42/CE	SGS
	Electrical safety tested mach. directive 2006/42/CE	SGS
	Power quality measured IEC 61400-21:2008	Barlovento
	Acoustic noise measured IEC 61400-11:2012	ARESSE
Blades	Design for IEC IIIA IEC 61400-1:2005	TÜV SÜD
	Blade tested (extreme & fatigue) IEC 61400-23:2014	TÜV SÜD

Monitoring, operation, maintenance

Monitoring	Remote supervision via internet with client's app Norvento Control Centre (24/7/365 available)
Access to nacelle	From within the tower
Operations at nacelle	User-friendly and safe up to 12m/s average wind speed

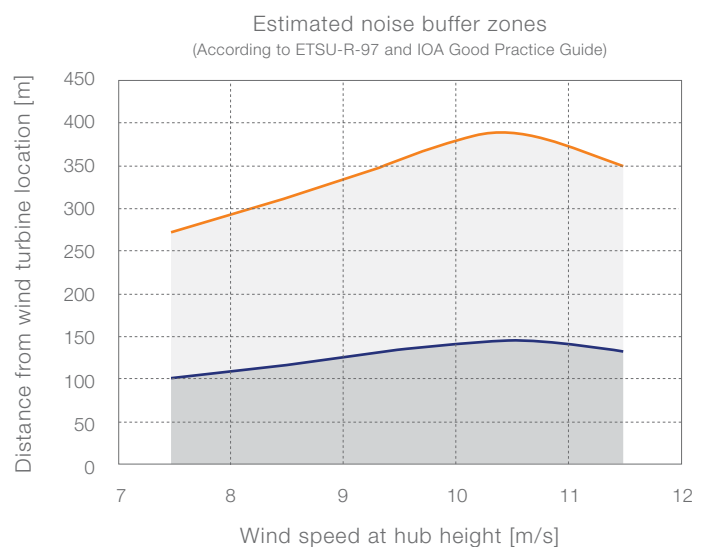
Grid connection and interoperability

Electrical interconnection	
Output	Alternating current, three-phase
Voltage	400 V
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Protection	G59
Capabilities	
Power delivery control in real time	
Reactive power control	
Power factor compensation	
Low voltage ride through	
Black start	
Integration	
Communication with smart grid and system operator	
Supports grid power/frequency stability	
Reinforces grid Voltage Stability	
Applications	
Connected to main power system	
Connected to weak grids	
Connected to a micro-grid	
Operated as stand-alone	
Wind - diesel / biogas systems /	
Wind - PV systems / batteries	

Noise data

Wind speed at hub height [m/s]	Distance from wind turbine location [m]	
	$L_{A90}=45$ dB(A)	$L_{A90}=35$ dB(A)
7 - 8	100	275
8 - 9	115	310
9 - 10	130	350
10 - 11	145	385
11 - 12	130	350

nED100 can operate a Low Noise mode which reduces the maximum noise level emitted by 2dB by the wind turbine in its Normal mode operation. Such feature allows a significant reduction in the required noise buffer.



Permanent magnet synchronous generator

Guaranteed performance throughout turbine life

Direct drive

No gearbox
No hydraulic systems
Minimum maintenance requirements

Certified blades

Fully tested for extreme
and fatigue loads

Variable pitch

Pitches the blades to the
optimum angle at any
wind speed

Speed control

Keeps the blades turning
at their optimum speed

Safe & quick access to nacelle

From within the tower and having
all components in a spacious environment



Productivity

nED100 offers the highest aerodynamic energy capture that exists in the wind turbine generator market today, the fastest response to wind speed fluctuations and the greatest conversion efficiency, offering you maximum yield from your wind. Boost your wind turbine's availability with 24/7/365 real-time monitoring and control via Norvento's Control Centre and with your app.

Reliability

Enjoy care-free operation with the absence of hydraulics and a gearbox, minimizing breakdowns. nED100 is very versatile, ready to operate in extremes of temperature, humidity and aggressive sea air.

Safety

nED100 complies with and exceeds design and manufacturing standards. Risk-free maintenance thanks to a design that houses all the components within the nacelle and allows access from within the tower.





Use Norvento's nED100 turbine to produce your own energy

Connected to the distribution network

In weaker grids, where power quality is poor

In a micro-grid or hybrid system alongside solar PV, diesel generators and batteries

Or even stand-alone as your sole source of power



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway