



Bruk av fornybar energi fra sol og vind på Ruud gård i
Aurskog-Høland kommune

En mulighetsstudie som ledd i *Prosjekt sol og vind på gårder*

Eline Nordseth Berg
Norges Miljø-og Biovitenskapelige Universitet
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Desember 2014

Forord

For å oppnå Norges Bondelags mål om et fossilfritt norsk landbruk innen 2030, utredes mulighetene for utnyttelse av fornybare teknologier på norske gårdsbruk. Denne masteroppgaven er første oppgave i Prosjekt sol og vind på gårder, og tar for seg bruken av vindturbin og PV-anlegg på en gård i Aurskog-Høland kommune. På den andre siden er den det siste jeg gjør som student på miljøfysikk og fornybar energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.

Først og fremst vil jeg takke mine to veiledere, Arne Grimenes ved NMBU og Sean Erik Foss ved IFE. De har bidratt på hver sin måte til at masteroppgaven min har blitt det den er i dag. Hans Petter Kongtorp som eier gården jeg dimensjonerte anlegg for er jeg skyldig en stor takk. Han har stilt gården sin til disposisjon for meg og prosjektet, og har vært tilgjengelig for spørsmål og diskusjon. Øyvind Byrkjedal fra KVT har bidratt med vinddata og raske, gode svar på alle mine spørsmål om hastigheter, vindroser og programvare. Jeg vil også rette en takk til ansatte i HSEV som har svart på dumme (!) spørsmål om forbruk og kraftnett, og Ole-Christian Østreng fra Aurskog-Høland kommune for administrasjon, entusiasme og oppmuntrende epost gjennom prosessen det har vært å skrive denne masteroppgaven, samtidig som prosjektet har kommet i gang. En takk sendes til alle de som har svart på spørsmål, diskutert, lest gjennom, kommentert og hjulpet til, på IFE, på NMBU eller gjennom epost-korrespondanser.

På det hjemlige plan må jeg få takke rom TF-211 med alle dets fastboende masterkolleger. Dette hadde ikke vært halvparten så morsomt eller overkommelig uten dere! Kollektivet mitt, Nedre Høvleriet, takkes for oppmuntring, og noen ganger tvang, til å skrive, sammen med Sangkoret Lærken som har holdt humøret så langt oppe som mulig er, når 15. desember har nærmet seg og moralen har vært lav.

Ja, også takk til mamma og pappa da. 😊

Eline Nordseth Berg
Ås, 15. desember 2014

Sammendrag

Denne studien tar for seg produksjon av elektrisk energi fra fornybare energiteknologier på Ruud gård i Aurskog-Høland kommune, Akershus fylke. De aktuelle fornybare energiteknologiene er bruk av vindturbin og solceller. Studien er ledd i et prosjekt i regi av Institutt for energiteknikk og Norges Bondelag, *Prosjekt sol og vind på gårder*.

Målet er å se på overensstemmelsen mellom årsprofilene for energiproduksjonen og en forbruksprofil for Ruud, i tillegg er det to begrensninger som må tas hensyn til. For det første skal ikke produksjonen over året overgå årsforbruket. For det andre forekommer det en overføringsskranke i lavspenningsnettet på 40 kW som ikke kan overskrides.

Turbinen som er valgt er Endurance Wind Power E-3120 med 50 kW installert effekt. Gjennomsnittelig vindhastighet på Ruud er 4,3 m/s (målt i 18 meters høyde), oppgitt av Kjeller vindteknikk. Dominant vindretning er fra sør-sørvest. Simulering gir en årsproduksjon på 89 MWh fra vindturbinen.

Solcellemodulen som er valgt er fra SunPower, og av typen E20-327. Dette er en modul med høy effektivitet og høy performance ratio. Årlig solinnstråling på Ruud er 932 kWh/m² mot en horisontal flate, og data om solinnstråling er hentet fra PVgis. Produksjonen fra solcellmodulene er simulert i PVsyst. Dette dataverktøyet gir muligheter for å bestemme invertertype, antall moduler og layout av disse modulene. Taket på to av bygningene på Ruud er tenkt dekket av solcellemoduler, driftsbygningen og redskapsskjulet.

Årsforbruket på Ruud er 136 MWh. Forbruksprofilen er en kombinasjon av estimert og avlest forbruk.

Produksjonen fra vindturbin og solceller er kombinert på åtte forskjellige måter.

Flere av kombinasjonene er uaktuelle fordi årsproduksjonen er for høy. De kombinasjonene som baserer seg kun på solceller vil møte like utfordringer ved at produksjonsprofilene stemmer dårlig overens med forbruksprofilene, og bør kombineres med en form for lagringsmulighet. Produksjon kun fra vindturbin dekker 65 % av forbruket og strider sjelden med overføringsskranken i lavspenningsnettet.

Den optimale av produksjonskombinasjonene under gjeldende kriterier er en kombinasjon av vindturbinen og PV-anlegg øst på kufjøset. Kombinasjonen har en samlet installert effekt på 61 kW. Kombinasjonen dekker 74 % av forbruket med en produksjon på 101 MWh. Produksjonen strider med overføringsskranken i 65 av årets timer, en utfordring som er overkommelig.

Abstract

This study examines the electric energy production from renewable energy technologies on a farm in Aurskog-Høland, in Akershus county, Norway. The renewable energy technologies are the use of wind turbine and solar cells. The study is part of a project organized by the Institute for Energy Technology and the Norwegian Farmers' Union, *Project sun and wind on Norwegian farms*.

The aim is to look at the correspondence between the profiles of annual energy production and the annual consumption profile for the farm. In addition there are two constraints that must be taken into account. Firstly, the annual production cannot exceed the annual consumption. Secondly there is a transmission constraint in the low voltage grid of 40 kW which cannot be exceeded.

The chosen turbine is Endurance Wind Power E-3120 with 50 kW installed power. Average wind speed at the site is 4.3 m/s (measured at 18 meters height), data is supplied by Kjeller vindteknikk. The prevailing wind direction is from the south-southwest. Simulation provides an annual production of 89 MWh from the wind turbine.

The solar cell module selected is SunPower's E20-327. The module has high efficiency and high performance ratio. Annual solar radiation at the site is 932 kWh/m² against a horizontal surface. The data on solar irradiance is obtained from PVgis. Production from the solar cell modules are simulated in PVsyst. This software allows for determining type of inverter, number of modules and layout of these modules. The roof of the new barn and the tool shed is thought covered by solar modules.

The annual consumption of the farm is 136 MWh. The consumption profile is a combination of estimated and recorded consumption.

Production from the wind turbine and solar cells are combined in eight different ways.

Several combinations are irrelevant because the annual production is too high. The combinations that rely only on solar cells will face similar challenges in that the production profiles corresponds poorly with the consumption, and should be combined with a form of storage device. Energy production from the wind turbine covers 65 % of the annual consumption and rarely conflicts with the transfer constraint in the low voltage grid.

The optimal production combination with the applicable constraints, is a combination of the wind turbine and a small solar cell plant placed east on the new barn. The combination has a total installed capacity of 61 kW, and covers 74 % of the annual consumption with an output of 101 MWh. This combination has only 65 hours in which the production conflicts with the transfer constraint, a challenge that is manageable.

Innholdsfortegnelse

Forord	ii
Sammendrag	iii
Abstract	iv
Innholdsfortegnelse	v
1 Innledning	2
2 Solteori	5
2.1 Vinkler og definisjoner	5
2.2 Solressursen	9
2.2.1 Strålingsfysikk	9
2.2.2 Atmosfæreeffekter	10
2.2.3 Helningsvinkel og orientering	11
2.3 PV-anlegg	12
2.3.1 Solceller og moduler	13
2.3.2 Inverter	19
2.3.3 Skygging	20
2.4 Produksjon	22
3 Vindteori	23
3.1 Vindturbin	23
3.1.1 Rotor	24
3.1.2 Nacellen	25
3.1.3 Generator	25
3.1.4 Tårn og fundament	26
3.2 Effekt i vinden	26
3.3 Produksjon	29
4 Materialer og metode	30
4.1 Simuleringsmetoder	30
4.1.1 PVsyst	30
4.1.2 Simulering for vindturbin	34
4.2 Ruud	35
4.2.1 PV-anlegg	35

4.2.2	Vindturbin	40
4.2.3	Forbruk	41
4.2.4	Kraftnettet	42
4.3	Valg av PV-modul og vindturbin	44
4.4	Metode	45
5	Resultater	46
5.1	PV-anlegg	46
5.1.1	Kufjøset	46
5.1.2	Fôrsentral	47
5.1.3	Redskapsskjul	47
5.1.4	Produksjon	48
5.2	Vindturbin	50
5.3	Forbruk	51
5.4	Forbruk mot produksjon	53
5.4.1	Kombinasjon 1	54
5.4.2	Kombinasjon 2a	56
5.4.3	Kombinasjon 2b	57
5.4.4	Kombinasjon 3a	58
5.4.5	Kombinasjon 3b og 3c	59
5.4.6	Kombinasjon 3d	60
5.4.7	Kombinasjon 3e	61
5.4.8	Oversikt	63
6	Diskusjon	64
6.1	Samsvar mellom forbruk og produksjon	64
6.1.1	Kombinasjon 1	64
6.1.2	Kombinasjon 2a	66
6.1.3	Kombinasjon 2b	67
6.1.4	Kombinasjon 3a	68
6.1.5	Kombinasjon 3b og 3c	68
6.1.6	Kombinasjon 3d	69
6.1.7	Kombinasjon 3e	69
6.2	Ruud	71
6.3	PV-anleggene	73
6.4	Forbruket	74
6.4.1	Forbruk avhengig av drift	75
7	Konklusjon	76
8	Videre arbeid	77
	Referanser	79
9	Vedlegg	82

Kapittel 1

Innledning

Bakgrunn

Norges Bondelag satte seg i 2010 et mål om at norsk landbruk skal være fritt for bruk av fossil energi innen 2030.[1] For å oppnå dette målet er det iverksatt sterke initiativer innen småkraft, biomasse- og biogassproduksjon.[2] Ifølge Bondelagets egen energistrategi er det et potensiale på 21,5 TWh uutnyttet fornybar energi i det norske landbruket. Utnyttelse av hele dette potensialet vil gi en økning i fornybar energiproduksjon i landbruket fra 10 TWh til 31,5 TWh. I tillegg er det et mål at landbruksmaskiner tilpasses bruk av biodrivstoff.[3]

Bare 0,5 TWh av det estimerte potensialet på 21,5 TWh ligger innenfor vindkraft, men Norges Bondelag har likevel valgt dette som et satsningsområde, da med fokus på gårdsturbiner. I samme presentasjon er ikke PV-anlegg med solceller nevnt, men dette fokuset har endret seg siden 2010.[3]

Energiøkonomiseringstiltak (ENØK) i landbruket har også stått i fokus over lengre tid. Dette er blant annet varmegjenvinning fra melketank, bruk av varmepumper og bedre planlegging av energibruk.[4]

Problemstillinger

Denne studien tar for seg to fornybare energiteknologier på et norsk gårdsbruk i Aurskog-Høland kommune i Akershus. Gården heter Ruud og er drevet av H. P. Kongtorp, driften er melkeproduksjon med melkebot. Teknologiene det blir utredet for er bruk av vindturbin og PV-anlegg.

Målet for studien er å sammenlikne produksjonsprofiler for de to teknologiene med forbruksprofiler for gårdsbruket. Produksjonsprofiler vil bli simulert ved hjelp av dataverktøy på bakgrunn av ressursene som er tilgjengelige for Ruud. Forbruksprofilene vil bli levert av e-verket gården er tilknyttet og bearbeidet av et dataverktøy. Der forbruksprofilene har for lav oppløsning vil antagelser på bakgrunn av tid på døgnet og gårdens drift bli gjort. Når profilene blir sammenliknet vil studien se på hvor godt disse stemmer overens. Overproduksjon eller overforbruk vil kunne mates inn/tas ut fra kraftnettet.

Studien er en undersøkelse av mulighetene for gården innen fornybar energi, og fokuserer på samsvaret mellom forbruk og produksjon.

Hvis produksjonen er større enn forbruket i noen tidsperioder er Ruud avhengig av en god nok overføringskapasitet for overproduksjonene. Dette kan bli en begrensning (skranke) for simuleringen. I tillegg er det fordelaktig at gården faller innunder plusskundeordningen. Plusskundeordningen gir fordeler for private produsenter, hvis det forekommer et netto forbruk, se også avsnitt 4.2.4. Disse to kriteriene tas hensyn til når produksjons- og forbruksprofilene drøftes.

Studien er et ledd i *Prosjekt sol og vind på gårder*, hvor Institutt for energiteknikk (IFE) er prosjekteier. Norges Bondelag er initiativtaker og Aurskog-Høland kommune og Høland og Setskog Elverk (HSEV) er samarbeidspartnere. Kjeller Vindteknikk (KVT) er forskningspartner og vil bidra med vinddata for valgte områder.

Et delmål i prosjektet er å kvantifisere og kategorisere forbruket til norske bønder på bakgrunn av driftstype og størrelse. Derfor vil også denne studien kort drøfte likheter og forskjeller mellom forbruket på gårder med ulike typer melkedrift. Dette vil kunne gi en pekepinn for videre arbeid med prosjektet.

Tidligere arbeid

BRE National Solar Centre er et britisk innovasjonssenter som i 2014 publiserte en rapport om bakkemonterte PV-anlegg. Der ble det påpekt at kombinasjonen av PV-anlegg og beite er uproblematisk. Det ble fokusert på sau og fjærkre, og PV-anlegget var montert i en høyde på 80-90 centimeter. I følge rapporten kunne 95 % av beitearealet fremdeles brukes til beite.[5]

En presentasjon fra tyske Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems fra 2014 viste at produksjon med både PV-anlegg og vindturbiner ga en jevn produksjon, måned for måned. Det vil si at teknologiene utfyller hverandre godt med tanke på produksjon. Dette gjaldt for Tysklands samlede installerte effekt for sol og vind.[6] Merk at dette gjelder for 2014. Årsforskjellene er vesentlige, i presentasjonen fra 2013 vises det ikke til så jevne resultater.[7] Installert effekt i begge teknologiene har økt, men forholdet dem i mellom har holdt seg på 52 % PV-anlegg og 48 % vindturbin.

En artikkel fra det internasjonale tidsskriftet *Renewable Energy*, "Evaluation of energy efficiency and renewable energy generation opportunities for small scale dairy farms: A case study in Prince Edward Island, Canada", (2014) omhandler en gård på den kanadiske øya Prince Edward Island og muligheten for alternative energikilder og energisparing. Konklusjonen ble at installasjon av en 25 kW-vindturbin ville kunne dekke 82 % av gårdens energiforbruk.[8]

I 2012/2013 ble et prosjekt gjennomført av Multiconsult AS hvor tre UMB-studenter gjennomførte hver sin masteroppgave om fornybar energi på en gård i Rygge kommune, henholdsvis om vindkraft, PV-anlegg og bruk av biogass.

Opgaven om vindkraft presenterte fire ulike scenarioer med forskjellig turbin og/eller forskjellige forbruksprofil. Scenarioet med minst installert effekt ga netto forbruk, hvorav

gården ville falt innunder plusskundeordningen, se avsnitt 4.2.4. Dette scenarioet inkluderte en turbin med 45 kW installert effekt. De andre scenarioene ga netto produksjon. Det mest realistiske tilfellet er det førstnevnte, spesielt med tanke på at gården da ville oppnådd plusskundestatus.[9]

Opgaven om PV-anlegg viste at en kombinasjon av anlegg på tre av gårdens fem tak, ville kunne dekke rundt 50 % av gårdens forbruk. Fordi produksjonen og forbruket fulgte forskjellige profiler oppsto overskuddssituasjoner i sommermånedene. Gården hadde netto forbruk, og ble derfor ansett som en plusskunde.[10]

Sluttrapporten i “Prosjekt fornybar elektrisitetsproduksjon i landbruket” (2011-13) slår fast at vindturbiner med en installert effekt på rundt 50 kW kan være interessant for gårdsbruk med gode vindforhold og forbruk høyere enn gjennomsnittet. Mye av produksjonen burde utnyttes på gården, slik at plusskundestatus kunne oppnås.[11]

Artikkelen “Design and simulation of a PV and a PV-Wind standalone energy system to power a household application” (2011), også denne fra *Renewable Energy*, har gjort rede for to gjennomsnittelige hus og disses muligheter for bruk av PV-anlegg og kombinasjonen PV-anlegg og vindturbin. Husene var plassert på Kypros og ved kysten i det sørlige Frankrike. Anleggene var ikke koblet til kraftnettet. Artikkelen konkluderte med at det optimale for huset på Kypros ville være et PV-anlegg, mens i Frankrike ville det optimale være et kombinasjonsanlegg mellom PV og vindturbin. Dette på grunn av den marginalt høyere solinnstrålingen på Kypros, og bedre vindforhold på Frankrikes kyst.[12]

I en annen utgave av *Renewable Energy* viste artikkelen “Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe” (2010) at det optimale forholdet mellom sol og vind er henholdsvis 45 % og 55 %, basert på tall på installert effekt. Dette gjelder, vel og merke, for Europa sett under ett, i et fremtidig scenario hvor Europa baserer seg fullstendig på bruk av fornybar energi.[13]

En artikkel fra samme tidsskrift fra 2001, “Renewable energy for rural communities” greier ut om konseptet “integrated renewable energy farm” (IREF) hvor det er tenkt at en gård skal være selvforsynt med både energi, mat og fôr. Dette fremstilles som en av løsningene på energiproblemet i verden. Der det er mulig skal også gården ha netto produksjon som mates ut på kraftnettet.[14]

Våren 2014 ble det skrevet en masteroppgave om avviket mellom prognosert og faktisk innstråling på et PV-anlegg ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgaven viste at den faktiske innstrålingen er høyere enn den forventede, med 8,1 %. Dette tas ikke med i tallverdiene i simuleringene i denne studiene, men vil bli tatt opp i diskusjonen.[15]

Kapittel 2

Solteori

Dette kapitlet vil først redegjøre for ulike parametre og begreper som er nødvendige ved drøfting av energien i solstrålingen. Deretter vil kapitlet gå gjennom ressursen sola byr på, og så en gjennomgang av solceller, som baserer seg på den fotovoltaiske effekten, derav begrepet PV-anlegg.

Kapitlet tar utgangspunkt i lærebøkene Physics of Solar Energy av C. Chen [16], Solar Cells av M. Green [17], Renewable Energy Sources av J. Twidell og T. Weir [18], og nettsiden PVEducation [19].

2.1 Vinkler og definisjoner

Jordrotasjonen foregår rundt en fast akse. Denne akselen går gjennom nord- og sørpolen, og ekvator står normalt på akselen. Et punkt på jordoverflaten kan adresseres av to koordinater, lengde- og breddegrad, ϕ og ψ . Breddegraden defineres ut fra ekvator og polene, er positiv på den nordlige halvkule og negativ på den sørlige. Lengdegraden er definert ut fra Greenwich-observatoriet, øst for London.

Plassering av et punkt på kloden (breddegraden til punktet) er avgjørende for solinnstrålingen som treffer punktet.

Deklinasjonsvinkel

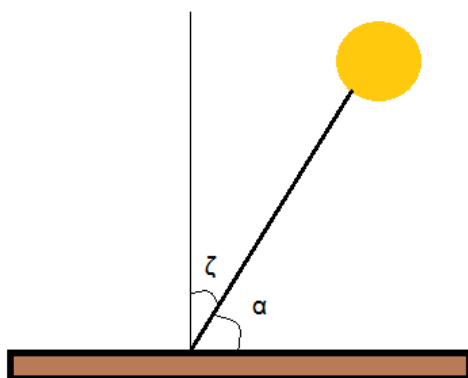
Fordi jorda roterer både rundt sola og seg selv vil solstrålingen variere med årstidene. Jordas rotasjonsakse er skrå i forhold til baneplanet, i en vinkel på $\delta_0 = 23,45^\circ$. Deklinasjonsvinkelen, δ , er vinkelen mellom solstrålingens retning og ekvatorplanet. Denne forandrer seg med årstidene, fra $23,45^\circ$ ved sommersolverv til $-23,45^\circ$ ved vintersolverv. Ved vår- og høstjevndøgn er $\delta = 0$. Hver dags deklinasjonsvinkel kan regnes ut med likning 2.1.

$$\delta = \delta_0 \sin\left(\frac{360^\circ(284 + n)}{365}\right) \quad (2.1)$$

Likning 2.1 gjelder for den n 'te dagen i året.

Zenithvinkel

Zenithvinkelen, ζ , er vinkelen mellom vertikalen og en linje trukket fra et punkt på sola til et punkt på jorda. Når sola står høyest på himmelen er zenithvinkelen null, og sola står i zenith. Se figur 2.1.



Figur 2.1: Illustrasjon av zenithvinkel, ζ , og solhøyde, α . Tilfellet vist i figuren inntreffer på ekvator.

Solhøyde

Solhøyde, α , er komplementærvinkelen til zenithvinkelen. Den gir en verdi på solens vinkelhøyde i forhold til horisontalplanet. Ved soloppgang og solnedgang er solhøyden null. Figur 2.1 viser zenithvinkelen og solhøyden. Kl. 12 lokal soltid (se nedenfor) gis solhøyden av likning 2.2

$$\alpha = 90 - \phi + \delta \quad (2.2)$$

hvor ϕ er breddegrad og δ er deklinasjonsvinkelen. Likning 2.2 gjelder på den nordlige halvkule.

Soltid og timevinkel

Kl. 12 lokal soltid refererer til den tid på døgnet hvor sola står høyest på himmelen, mens lokalt klokkeslett ikke har denne avhengigheten. Fordi jorda roterer vil hver lengdegrad ha ulik soltid. Tidssonesystemet som er i bruk gjør at opptil 15 lengdegrader kan ha samme lokale klokkeslett. I tillegg kommer sommertid, så i praksis kan lokal soltid og lokalt klokkeslett avvike med over én time.

$$\text{lokal soltid} = \text{klokkeslett} + \frac{\text{tidskorreksjon}}{60} \quad (2.3)$$

Likning 2.3 gir lokal soltid ved å korrigere klokkeslettet med en tidskorreksjon [20].

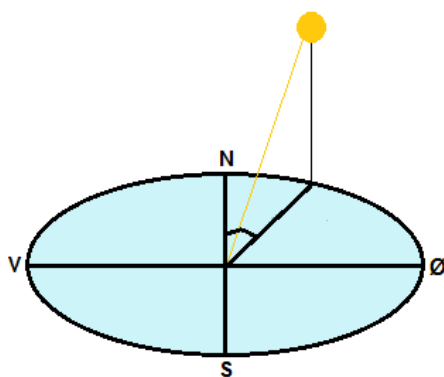
Timevinkelen, ω_s , konverterer den lokale soltida til antall grader som sola har beveget seg siden kl. 12 lokal soltid. Timevinkelen er null kl. 12 lokal soltid, når sola står i zenith.

$$\omega_s = 15^\circ(\text{lokalsoltid} - 12) \quad (2.4)$$

Før 12 er timevinkelen negativ, etter 12 er den positiv.

Azimuthvinkel

For å avgjøre i hvilken retning solstrålingen kommer fra, brukes azimuthvinkelen, A . A er vinkelen mellom nord og retningen solstrålingen har. Azimuthvinkelen varierer gjennom dagen, og også med breddegrad og tid på året. Azimuthvinkelen er vist i figur 2.2.

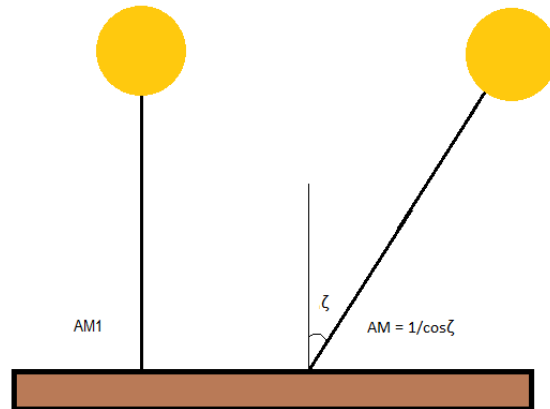


Figur 2.2: Azimuthvinkel, A .

Air Mass

Begrepet air mass (AM) viser til hvor stor del av atmosfæren solstrålingen vekselvirker med før den treffer overflaten. Air mass varierer og er avhengig av zenithvinkelen. $AM=0$ er definert som utenfor atmosfæren. $AM=1$ er definert på jordoverflaten når sola står i zenith ($\zeta = 0$). Dette er som regel ikke tilfelle, og da er AM-verdien gitt av likning 2.5.

$$AM = \frac{1}{\cos \zeta} \quad (2.5)$$



Figur 2.3: Illustrasjon av air mass-begrepet. ζ er zenithvinkelen.

Figur 2.3 viser AM-begrepet. Til venstre er vinkelen null og $AM=1$. Til høyre er vinkelen ulik null og AM gis av likning 2.5.

Direkte og diffus stråling

Solstrålingen innenfor atmosfæren deles i to komponenter. Stråling med en definert retning rett fra sola kalles direkte stråling. Diffus stråling kommer fra alle kanter og har ingen definert retning. Den andelen stråling som når jorda som diffus stråling har vært utsatt for spredning (se avsnitt 2.2.2). Summen av den direkte og diffuse strålingen er den globale innstrålingen.

STC og NOCT

Standard test conditions (STC) og nominal operating cell temperature (NOCT) er begge definisjoner av testforhold for PV-anlegg. STC er definert som:

Innstrålt effekt	1000 W/m ²
Solcelletemperatur	25 °C
Air Mass	AM=1,5

STC er forholdene som produsenten av et PV-anlegg tester anlegget i. Fordi dette er svært sjeldent utenfor testlokalene brukes en annen definisjon i tillegg. NOCT er definert som temperaturen i solcella ved disse forholdene:[21, 22]

Innstrålt effekt	800 W/m ²
Lufttemperatur	20 °C
Vindhastighet	1 m/s

I STC er solcelletemperatur definert, mens i NOCT er en viss celleteperatur ved gitte forhold. Gjennomsnittelig NOCT ved disse forholdene er målt til å være 48 °C.[22]

2.2 Solressursen

Sola er sentrum i vårt solsystem, og ble dannet for minst 4,5 milliarder år siden. Den er opphavet til alle energikilder, med unntak av tidevannsenergi, dyp geotermisk energi og kjerneenergi. Selv de ikke-fornybare energitypene, olje, kull og gass, er lagret solenergi.[23, 24] Energien i sola kommer fra fusjonsreaksjoner og emitteres fra sola som stråling. Det er ikke mulig å se solas indre struktur, men fra dens strålingsspekter er det mulig å si noe om den kjemiske sammensetningen. De to mest vanlige grunnstoffene i sola er hydrogen og helium.

Oppsamlet data frem til idag slår fast at det er svært liten variasjon i den ekstraterrestielle solstrålingen (utenfor atmosfæren). Selv om det ikke er en fysisk konstant omtales denne verdien som solkonstanten, S .

$$S = (1366 \pm 3) \text{ W/m}^2 \quad (2.6)$$

Variasjonen i S skyldes at banen jorda følger rundt sola ikke er sirkelformet, men elliptisk. Derfor varierer avstanden mellom jorda og sola.[24]

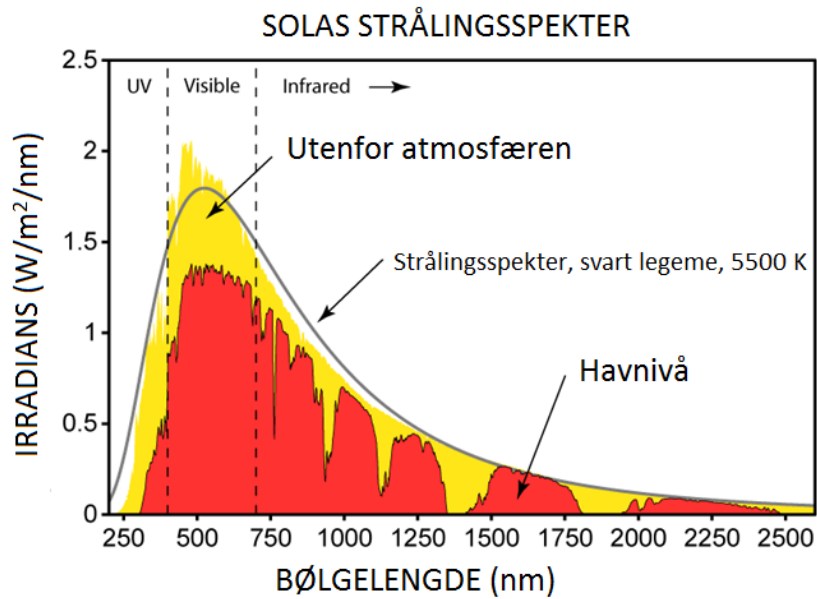
2.2.1 Strålingsfysikk

Mange lyskilder, blant dem sola, kan sees på som svarte legemer. Strålingen avgitt av et svart legeme er gitt av Stefan-Boltzmanns lov:

$$U = \sigma T^4 \quad (2.7)$$

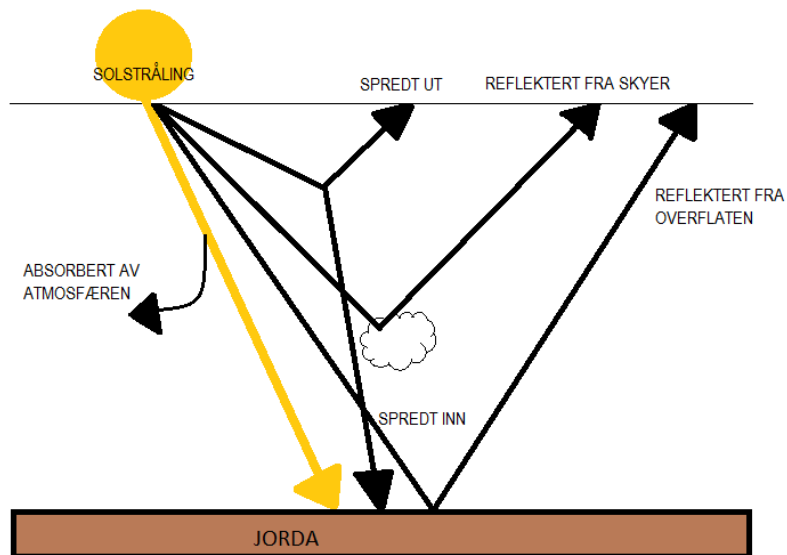
T er overflatetemperaturen til legemet og $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \text{K}^4}$ er Stefan-Boltzmanns konstant.

Strålingsspekteret fra et svart legeme med overflatetemperatur 5500 K er vist i figur 2.4.



Figur 2.4: Spekteret til solstrålingen utenfor atmosfæren og ved havnivå. Spekteret utenfor atmosfæren tilsvarer AM0. Spekteret ved havnivå er AM1,5. Som det sees i figuren er spekteret annerledes og har lavere energi etter vekselvirkninger med atmosfæren. Den grå kurven viser strålingen fra et svart legeme ved temperatur 5500 K. [Wikimedia Commons][25]

2.2.2 Atmosfæreeffekter



Figur 2.5: Refleksjon, spredning og absorpsjon i atmosfæren.

For å nå jordas overflate må solstrålingen passere atmosfæren. Det fins tre ulike måter strålingen og atmosfæren vekselvirker med hverandre på; refleksjon, spredning og absorpsjon.

Refleksjon forekommer fra skyer, men også fra jordas overflate, da i hovedsak fra snø og is. Andelen reflektert stråling kalles jordens albedo, ρ_0 . Albedoet ligger mellom 0 og 1, og varierer fra sted til sted og gjennom året.

De to vanligste formene for spredning kalles Rayleigh- og Mie-spredning. Rayleigh-spredning er forårsaket av mindre molekyler og små partikler i atmosfæren. Denne typen stråling er spesielt effektiv ved blått lys, fordi blått lys har en bølgelengde som tilsvarer molekylene eller partiklenes størrelse. Mie-spredning er spredning på molekyler, partikler og støv som er større enn bølgelengden. Når stråling er blitt spredt virker det som om den kommer fra alle kanter (diffus stråling). Strålingen kan bli spredt både tilbake til rommet og ned mot jorda.

Absorpsjon i atmosfæren skjer ved at molekyler absorberer energien i strålingen. Ulike molekyler absorberer ved ulik bølgelengde, som vises i spekteret fra sola som områder med lavere intensitet. For eksempel absorberer ozon det meste av strålingen i UV-spekteret ($\lambda < 400 \text{ nm}$). Når det gjelder synlig lys ($400 \text{ nm} < \lambda < 700 \text{ nm}$), forekommer det lite absorpsjon i denne delen av solspekteret. Energien i strålingen her går tapt ved spredning og refleksjon. Ved $\lambda < 300 \text{ nm}$ (kortbølget UV-stråling) og $\lambda > 1200 \text{ nm}$ (langbølget IR-stråling) er atmosfæren så å si ugjennomsiktig.

Figur 2.4 viser atmosfæreeffektene ved en illustrasjon av solas strålingsspektre utenfor atmosfæren og ved havnivå. Det er tydelig at spekteret forandres på grunn av absorpsjon, refleksjon og spredning. Energinivået i strålingen er også lavere ved havoverflaten enn utenfor atmosfæren. Figuren viser også strålingsspekteret fra et svart legeme som har en overflatetemperatur på 5500 K.

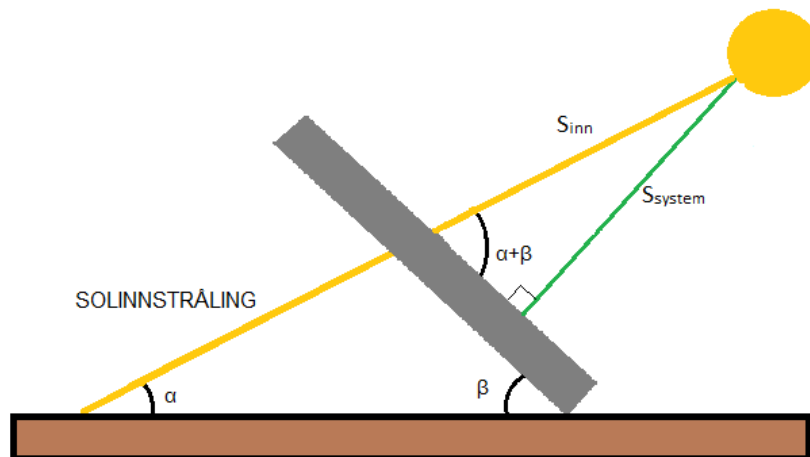
De overordnede effektene av refleksjon, spredning og absorpsjon for utnyttelse av solstrålingen er at energiinnholdet i strålingen minker. Strålingsspekteret endrer seg, og i tillegg vil en andel av den globale strålingen spres og blir diffus. Atmosfæren har lokale variasjoner, vanndamp, skydekke og forurensning, som vil forsterke de andre effektene.

Figur 2.5 gir en oversikt over refleksjon, spredning og absorpsjon.

Det er varierende hvor mye som reflekteres, spres og absorberes, men middelverdien er at 70 % av effekten til innfallende stråling når jordoverflaten, 1000 W/m^2 . Denne verdien omtales som "én sol", og gjelder i klarvær midt på dagen. Én sol er effekten som brukes i STC-definisjonen.

2.2.3 Helningsvinkel og orientering

Innstrålt effekt på et PV-anlegg er avhengig av effekten i solinnstrålingen på stedet. Denne effekten kan finnes ved analyse av vinkler og atmosfæreeffekter, nevnt i avsnitt 2.1 og 2.2.2. Men en like vesentlig parameter er orientering av selve PV-anlegget. Hvis anlegget danner en vinkel med solinnstrålingen på 90° vil effekten på anleggsoverflaten være lik den i solinnstrålingen. Den faktiske effekten gjennom dagen vil være under innstrålt effekt, fordi vinkelen mellom PV-systemet og solinnstrålingen varierer.



Figur 2.6: Innfallende solstråling mot PV-anlegg med solhøyde, α , og helningsvinkel, β .

I figur 2.6 er helningsvinkelen på PV-anlegget, β , og solhøyden, α , markert, sammen med innfallende stråling fra sola mot systemet. Vinkelen mellom PV-anlegget og solstrålingen finnes ved å legge sammen solhøyden og helningsvinkelen.

For et PV-anlegg som skal ha en fast helningsvinkel, vil det gi størst produksjon gjennom året hvis $\beta = \phi$, altså at helningsvinkelen er den samme som breddegraden. Hvis det er ønskelig med optimale produksjonsmuligheter om vinteren, vil det være bedre med en brattere β , og motsatt sommerstid.

Når mål på høyde og bredde på en bygning med skråtak er gitt, vil helningsvinkelen gis av enkel trigonometri.

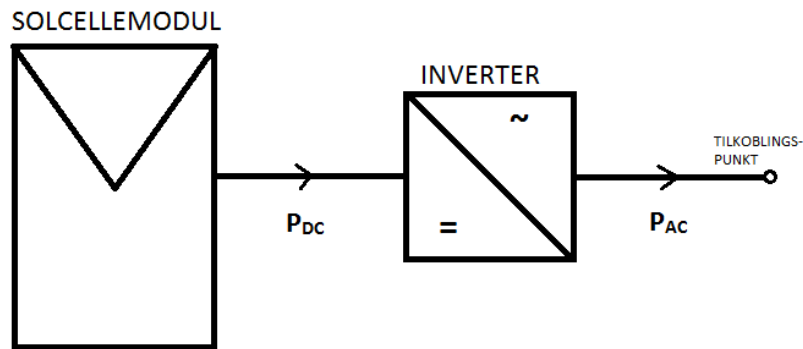
$$\beta = \tan^{-1} \frac{H - h}{\frac{B}{2}} \quad (2.8)$$

I likning 2.8 er H bygningens fulle høyde og h er høyden der skråtaket begynner. B er bygningens bredde. Denne likningen gjelder når bygningen er symmetrisk, og forutsetter at PV-anlegget legges parallelt med taket.

Når det gjelder orientering av PV-anlegget er det optimalt om systemet vender rett mot sør.

2.3 PV-anlegg

Et nettilknyttet PV-anlegg består av flere komponenter enn bare solcellemodulen. De andre komponentene kalles Balance of System-komponenter (BoS). I figur 2.7 er anlegget veldig enkelt skissert, med solcellemodulen, inverter og tilkoblingspunkt. Andre BoS-komponenter enn inverteren er utelatt her.



Figur 2.7: Oversiktsillustrasjon av PV-anlegget med solcellemodul og inverter. P_{DC} er likestrømseffekten fra solcellene til inverteren, og P_{AC} er vekselstrømseffekten fra inverteren til kraftnettet.

2.3.1 Solceller og moduler

En solcelle omformer solstråling til likestrøm og er dermed den fundamentale komponenten i et PV-anlegg. Solceller er laget av halvledere, der silisiumsolceller har en markedsandel på rundt 90 %, av flere grunner; Silisium finnes i rikelig mengder i jordskorpa, det er stabilt og ikke giftig. På grunn av elektronikkindustrien er fremstillingen av rent silisium godt utviklet. Silisium har også en båndgapsenergi som er så å si optimal med tanke på solspekteret. Det fins andre materialer som kan brukes til solceller, men fordi silisiumsolceller er det absolutt vanligste, vil denne oppgaven kun drøfte bruk av disse.

Strømmen blir generert ved den fotovoltaiske effekten (photo voltaic - PV). Fotovoltaisk strømgenerering er forårsaket av elektromagnetisk stråling (solstråling) som absorberes i et materiale. I dette henseende oppfattes strålingen som fotoner, ikke som bølger. Ett og ett foton blir absorbert og kan eksitere elektroner i materialet. Disse elektronene kan ledes som strøm, ved tilstedeværelsen av et elektrisk felt og en lukket krets.

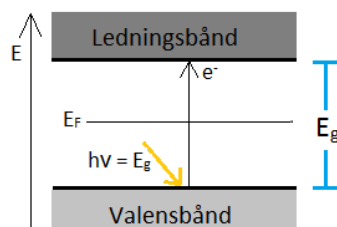
Båndgapsmodellen forklarer egenskapene til en halvleder, i dette tilfellet; silisium. Et halvlederatom har en del definerte energitilstander for elektroner. Når elektronene ligger fast i krystallstrukturen til silisiumatomene, kan tilstandene sees på som definerte energibånd med ulike energinivå. Elektronet ligger vanligvis fast i valensbåndet, men kan eksiteres opp i ledningsbåndet. Forskjellen i energinivå på disse to tilstandene omtales som båndgapsenergien, E_g . Det er ikke mulig for et elektron å befinne seg i en energitilstand mellom valensbåndet og ledningsbåndet, derfor kalles dette forbudt båndgap. For at et elektron skal kunne bli eksitert av et foton må fotonet ha en energi større eller lik båndgapsenergien til materialet det blir absorbert i.

$$\text{Fotonenergi} = h\nu \geq E_g \quad (2.9)$$

Fotonenergien er gitt av Plancks konstant, $h = 6,63 \times 10^{-34} Js$ og frekvensen til strålingen, ν . Båndgapsenergien for silisium er $1,11 eV$. Denne verdien passer, som nevnt, godt med

solspekterets energifordeling.

Båndgapsmodellen er illustrert i figur 2.8. I figuren absorberes et foton med energi $h\nu$ av et elektron. Fordi $h\nu$ er lik båndgapsenergien blir elektronet eksitert opp i ledningsbåndet. Hvis fotonet hadde hatt en energi større enn E_g ville overskuddsenergien blitt omgjort til varme. I de tilfeller hvor $h\nu < E_g$ vil ikke fotonet kunne eksitere et elektron, energien blir omgjort til varme i sin helhet.

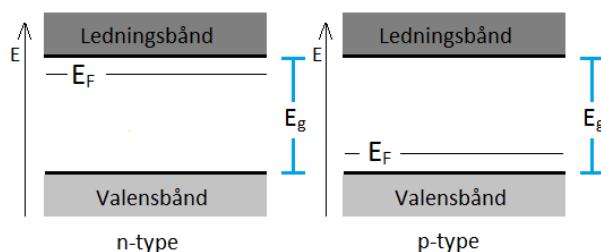


Figur 2.8: Båndgapsmodellen med innkommende foton med fotonenergi lik båndgapsenergi.

Når et atom er i grunntilstanden (0 K) okkuperer elektronene alle de laveste tilstandene tilgjengelig. Den høyeste energien i dette tilfellet kalles Fermienergien, E_F , eller Fermi-nivået. Fermienergien vil ligge midt mellom energinivåene til valens- og ledningsbåndet, se figur 2.8.

Halvlederens evne til å lede elektronet videre i en ekstern krets øker med mengden urenheter i halvlederen. Ved å tilføre urenheter, doping, kan Fermi-nivået kontrolleres og med det øker sjansen for eksiterte elektroner. I dette tilfellet vil det si å tilføre atomer fra andre materialer enn det opprinnelige. Silisium er i gruppe IV i det periodiske system og det er vanlig å dope med atomer fra gruppe III og gruppe V.

Doping med atomer fra gruppe V, for eksempel fosfor, danner n-type-materiale. Dette gir løst bundne elektroner. Det kreves mindre energi å rive disse elektronene løs enn elektronene til silisiumatomene. Doping med for eksempel bor, gruppe III, danner p-type-materialet som gir fravær av elektroner, hull. Disse hullene kan lett fylles med elektroner. Fermi-nivået flytter seg mot ledningsbåndet i n-type-materialet og mot valensbåndet i p-type-materialet, som vil si at det er mer sannsynlig å finne elektroner nærmere ledningsbåndet i n-type, og mer sannsynlig å finne dem nær valensbåndet i p-type, se figur 2.9.

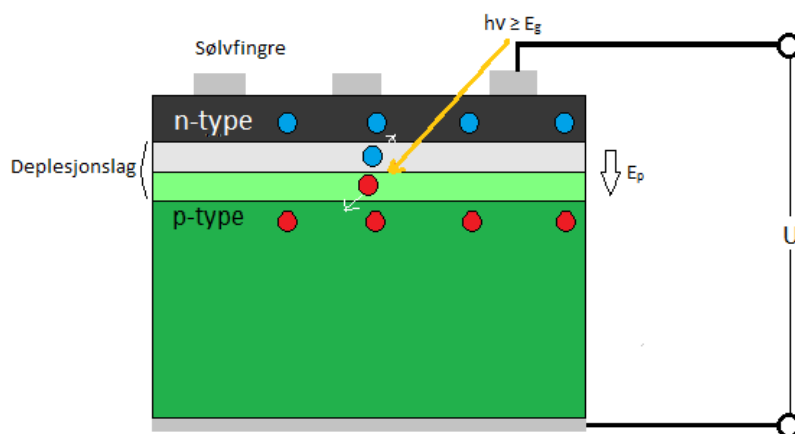


Figur 2.9: Skift av Fermi-nivået ved n- og p-type-materiale.

Når n- og p-type-materialet blir ført sammen dannes en pn-overgang. De ekstra elektronene i n-type vil strømme mot de ekstra hullene i p-type og det oppstår en ladningsforskyvning. Denne forskyvningen danner et grenseskikt som kalles depleksjonslag. I depleksjonslaget blir det en elektrisk polarisering, et elektrisk felt, med positiv ladning nær n-type og negativ ladning nær p-type. Over depleksjonslaget settes det også opp et potensial, U , se figur 2.10. På grunn av konsentrasjonsforskjellen oppstår en diffusjonsstrøm. Og på grunn av det elektriske feltet E_p vil det oppstå en driftstrøm motsatt vei.

I en solcelle vil n-type-materialet være tynt nok til at et innkommende foton går gjennom til p-type-materialet, og, forutsatt at fotonenergien er større enn båndgapsenergien, eksitere et elektron der. På grunn av det elektriske feltet, E_p , drives elektronet mot n-type-materialet, mens hullet forblir i p-type-materialet. Hvis n- og p-type-materialet er koblet til en ekstern krets vil elektronene gå i kretsen som strøm, fra n til p, før de rekombinerer med hullene i p-type-materialet.

Prinsippet ved pn-overgang i solcelle er vist i figur 2.10.



Figur 2.10: Prinsippskisse av pn-overgang i solcelle. Ladningsforskyvningen som følger av pn-overgangen danner et depleksjonslag. n-type-materialet har en tykkelse på $0,25 - 0,5 \mu m$, mens p-type-materialet er $150 - 200 \mu m$, altså mye tykkere. Sølvfingre er elektriske kontakter på framsiden av solcella. På baksiden er det et lag av aluminium som også fungerer som kontakt. Innkommende foton absorberes av et elektron og eksiterer dette. Elektronet blir dratt mot n-type-materialet mens hullet forblir i p-type-materialet. På grunn av den eksterne kretsen ledes elektronene i denne som strøm. Spenningen U er potensialet satt opp av pn-overgangen.

n-type-materialet har en tykkelse på $0,25 - 0,5 \mu m$, mens p-type-materialet er $150 - 200 \mu m$, altså mye tykkere. Sølvfingre er elektriske kontakter på framsiden av solcella. På baksiden er det et lag av aluminium som også fungerer som kontakt.

Det finnes to hovedtyper av solceller lagd av silisium; mono- og multikrystallinske. En monokrystallinsk solcelle består av en eneste krystall, mens multikrystallinske består av mange små. Monokrystallinske solceller har en høyere virkningsgrad (18-24 %), men også høyere produksjonskostander. Multikrystallinske solceller er rimeligere å produsere, men har lavere virkningsgrad (16-19 %). Det er også mulig å lage tynnfilm-solceller av silisium, amorfe silisiumsolceller. Tynnfilm-solceller krever mindre råstoff enn krystallinske solceller,

men amorfe silisiumsolceller har lavere virkningsgrad (7-12 %).[24]

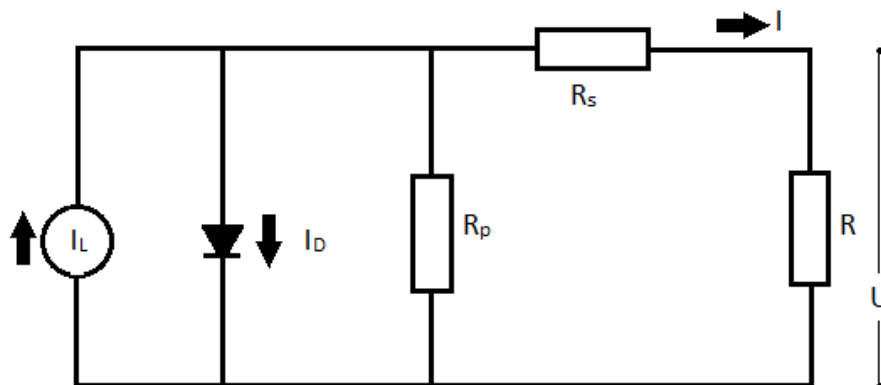
Virkningsgraden, effektiviteten, er hvor stor del av energien i solinnstrålingen som omgjøres til elektrisk energi i solcellen.

Effekt fra en solcelle

En solcelle kan sees på som en strømkilde som er parallellkoblet med en diode med pn-overgang. En ekvivalentkrets til figur 2.10 er vist i figur 2.11. Motstandene R_p og R_s er interne motstander i solcella. R_p kalles shunt-motstanden og skal helst være så høy som mulig for å minske eventuell tapsstrøm. R_s er en parasittisk motstand som bør være så liten som mulig. R representerer den eksterne lasten solcellen er koblet til. Strømmen gjennom dioden, I_D er gitt av likning 2.10,

$$I_D = I_0(e^{\frac{qU}{k_B T}} - 1) \quad (2.10)$$

hvor I_0 er metningsstrømmen til dioden. U er potensialet over solcella, q er elementær-ladningen, k_B er Boltzmanns konstant og T er temperaturen til solcella.



Figur 2.11: Ekvivalentkretsen til en solcelle.

Den fundamentale solcellelikningen gir strømmen ut fra solcella, I , og er gitt i likning 2.11.

$$I = I_L + I_0(e^{\frac{qU}{k_B T}} - 1) \quad (2.11)$$

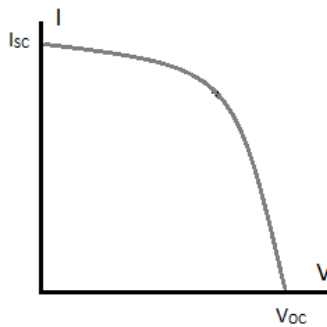
I_L er strømmen generert av de innkommende fotonene.

Kortslutningsstrømmen, I_{SC} , er den strømmen som kan måles i kretsen når lasten R er null. Ideelt sett er denne lik I_L .

Åpen-krets-spenningen, V_{OC} måles over de åpne tilkoblingspunktene i figur 2.10. Da er strømmen I null. Uttrykket for V_{OC} er gitt i likning 2.12. I_L er erstattet av I_{SC} og en forenkling er gjort på grunnlag av at $I_{SC} \gg I_0$.

$$V_{OC} = \frac{k_B t}{q} \ln \frac{I_{SC}}{I_0} \quad (2.12)$$

Av åpenbare årsaker kan ikke åpen-krets-spenningen og kortslutningsstrømmen opptre samtidig, men mulige strøm-spenning-kombinasjoner er gitt i en IV-kurve, se figur 2.12. IV-kurver kan oppgis både for én solcelle og for kombinasjoner av flere.



Figur 2.12: IV-kurve.

Effekten ut fra en solcelle er gitt av produktet mellom strøm og spenning.

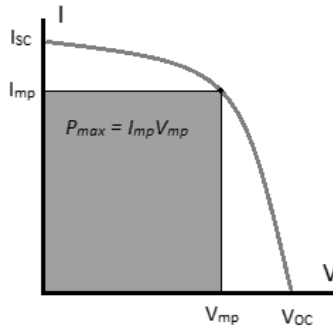
$$P_{celle} = IV \quad (2.13)$$

Denne effekten er alltid mindre enn produktet av kortslutningsstrømmen og åpen-krets-spenningen fordi disse to ikke kan opptre samtidig. Maksimal effekt ut av solcella inntreffer når kriteriet

$$dP_{celle} = IdV + VdI = 0 \quad (2.14)$$

er oppfylt, og maksimal effekt er gitt av likning 2.15. Se også figur 2.13.

$$P_{max} = I_{mp}V_{mp} \quad (2.15)$$



Figur 2.13: IV-kurve med P_{max} og fyllfaktor illustrert.

Fyllfaktoren sier hvor godt produktet $I_{mp}V_{mp}$ fyller IV-kurven, og er også et mål på effektiviteten til solcellen.

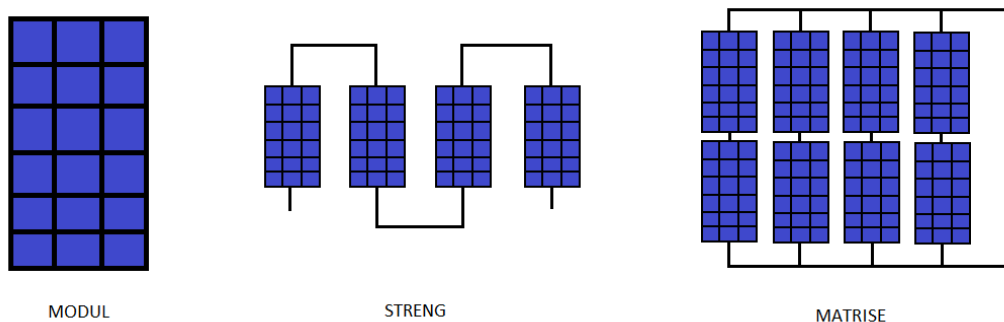
$$FF = \frac{P_{max}}{I_{SC}V_{OC}} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{I_{SC}V_{OC}} \quad (2.16)$$

FF er symbolet for fyllfaktoren. Den er avhengig av strålingspekteret som treffer solcella, resistivitetstap i cella og lasten som solcella er koblet til.

Moduler

Solceller er omtrent kvadratiske med sider fra 12 cm - 16 cm og rundt 0,2 millimeter tykke.[24] For å beskytte de enkelte solcellene fra vær, vind og eventuelle andre skader, kapsles de inn i moduler. I tillegg til å beskytte de tynne solcellene mot skader, beskytter også innkapslingen de elektriske ledningene og kablene mot vann og vanndamp. Modulene er rammet inn i aluminium.

En solcelle alene gir ikke mer enn 0,6 V, en sammenkobling til moduler vil oppnå høyere spenning. Det vanlige er å koble 36-96 celler i serie, og med dette oppnå en spenning over modulen på 21-57 V. Moduler kobles videre i serie og danner en streng, mens flere strenger kan kobles parallelt og danne en matrise, se figur 2.14.



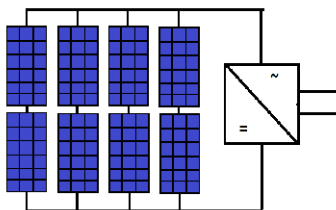
Figur 2.14: Illustrasjon av modul, streng og matrise.

En solcellemodul blir rangert etter hvor høy effekt den produserer under STC ved maksimalt effektpunkt (se figur 2.13). Dette kalles peak watt-rangering, W_p . Fordi produsentene tester solcellemoduler under STC vil W_p være overvurdert med 20-30 % i forhold til de nominelle forholdene (NOCT).[21]

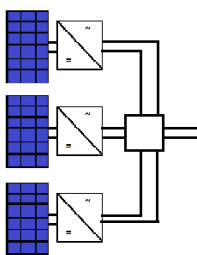
2.3.2 Inverterer

Dette avsnittet tar utgangspunkt i Handbook of Photovoltaic Science and Engineering av A. Luque og S. Hegedus[21] og Photovoltaics: System design and practice av H. Häberlin[26].

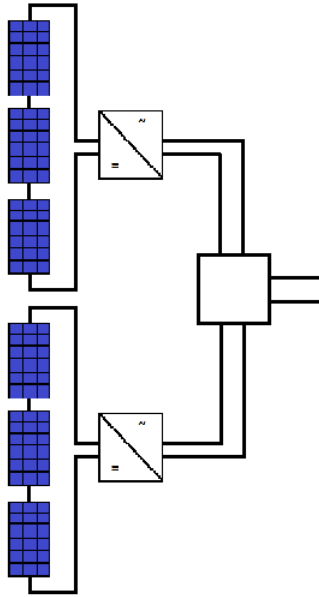
Både kraftnettet og mange enheter som krever strøm er designet for vekselstrøm. Et PV-anlegg genererer likestrøm, derfor er det nødvendig med en inverter som forandrer likestrøm til vekselstrøm. For et nettilkoblet PV-anlegg er oppgaven til en inverter å levere sinusformet vekselstrøm til kraftnettet. En billig inverter vil gi et firkantet bølgesignal, mens en dyrere og mer avansert vil kunne gi en så å si ren sinusform. Egenskaper som må innfris ved en inverter er at den er dimensjonert riktig i forhold til PV-anlegget, at den er lett å vedlikeholde og er pålitelig. For nettilkoblede PV-anlegg er det tre muligheter for installasjon av inverter; sentralinverter, strenginverter og modulinverter.



Figur 2.15: Plassering av sentralinverter.



Figur 2.16: Plassering av modulinverter.



Figur 2.17: *Plassering av strenginverter.*

I tilfellet med sentralinverter vil en hel matrise være koblet til én inverter. Dette er et rimelig alternativ fordi bare en inverter trengs for et helt system. Ulempen er behovet for kabling for likestrøm mellom strengene i matrisa og til inverteren. En annen ulempe ved bruk av sentralinverter er at skygging på en liten del av PV-anlegget vil gi utslag på strømproduksjonen fra hele matrisa. Sentralinverterkonfigurasjon er vist i figur 2.15.

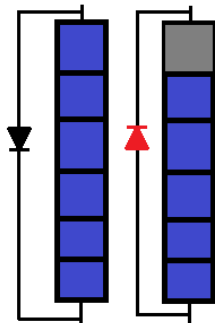
En strenginverter omformer strømmen fra en streng til vekselstrøm. Dette øker antall invertere og med det prisen. Fordelene er færre kabler for likestrøm og mindre tap i disse. Fordi hver streng har sin inverter vil tap ved skygging bli mindre. Hvis en streng er utsatt for skygging gjør ikke dette noe med de andre strengene som fortsetter som normalt med egen inverter. Det samme gjelder hvis noe går galt i selve inverteren. Dette vil ikke påvirke de andre strengene/inverterne. Strenginverterkonfigurasjon er vist i figur 2.17.

Effekttap på grunn av skygging av en celle eller modul begrenses til denne ene modulen ved modulinverter. Dessverre har en modulinverter (som virker på en lavere spenning enn streng- og sentralinverter) lavere effektivitet, og bør begrenses til steder med spesielt store skyggeproblemer. Fordi modulinverterne må være nær selve PV-anlegget vil de være utsatt for vær og vind, og dermed få kortere levetid. En siste ulempe er antallet invertere som behøves, som kan bli en uønsket utgiftspost. Modulinverterkonfigurasjon er vist i figur 2.16.

2.3.3 Skygging

At det faller skygge på et PV-anlegg er et stort problem, fordi skygging av bare én celle (og ikke engang hele cellen), reduserer generert strøm fra hele anlegget. Skygging kan forekomme ved trær, bygninger og liknende som kommer i veien for solcellene, eller det kan komme av snø, blader og annet som faller på cellene og dekker dem på denne måten.

Reduksjon i strømmen fra en celle er proporsjonal med hvor stor andel av cellen som er skygget. Fordi solcellene er koblet i serie for å danne en modul, vil en strømreduksjon i én celle bli til en strømreduksjon i hele modulen. Når i tillegg modulene er koblet i serie i en streng vil hele strengen få en redusert strømproduksjon.



Figur 2.18: Passeringsdioder koblet i parallell med hver sin del av en solcellemodul. Den skyggede cellen øverst til høyre fører til at høyre diode leder strøm og hot-spot-heating i den skyggede cellen unngås.

Når én celle har en lav strømproduksjon og reduserer produksjonen i de resterende, vil cellene som ikke er skygget produsere ekstra høye spenninger. All effekten som blir generert i solcellene som ikke er skygget vil bli avgitt i den skyggede solcellen, hvis denne er defekt på noen måte. (De fleste solceller har en eller annen defekt av forskjellig størrelse.) Dette fører til en kraftig oppvarming av denne ene cellen - hot-spot-heating. Dette er ikke ønskelig fordi det kan medføre at glass sprekker, metall smelter og at solcellen blir forringet.

Ved å installere en passeringsdiode kan effektene av skygging dempes. En passeringsdiode plasseres i parallell med et visst antall celler, og er i praksis en åpen krets når alle solcellene fungerer som de skal. Hvis en celle blir utsatt for skygging vil dioden begynne å lede strøm. Dette begrenser strømmen (og med det avgitt effekt) i den skyggede cellen. Det er for dyrt å installere en diode per celle, derfor er det vanlig med to dioder per modul med 36 solceller. [19]

Se figur 2.18 for en illustrasjon av plassering av passeringsdiode. Merk at antall celler ikke samsvarer med teksten, for enkelhets skyld.

2.4 Produksjon

I avsnitt 2.2.2 ble det trukket frem at en effekt på 1000 W/m^2 når jordoverflaten fra solinnstrålingen, klokken 12 på en skyfri dag. For Norge er dette et overdimensjonert tall, med unntak av helt skyfrie sommerdager. Årlig solinnstråling i Norge er $700\text{-}1100 \text{ kWh/m}^2$, mot en horisontal flate.[24] Ved antagelse om 4100 timer med produksjon fra et PV-anlegg i året, vil dette gi en effekt på $170\text{-}268 \text{ W/m}^2$. Merk at dette er gjennomsnittelige verdier gjennom året, og innstrålingen vil være vesentlig lavere på vinteren enn sommeren. I tillegg vil verdiene øke når flaten får en gunstig helningsvinkel. Produksjonen fra et PV-anlegg er med andre ord avhengig av flere aspekter, og det er flere måter å betegne den på.

Brukstimer defineres som antall timer hvor PV-anlegget måtte produsert ved watt-peak (ved STC) for å oppnå årlig produksjon.

$$\text{Brukstimer (h)} = \frac{\text{Årsproduksjon (Wh)}}{\text{Watt - peak (W)}} \quad (2.17)$$

Performance ratio (PR) er en prosentverdi som beskriver kvaliteten på et PV-anlegg. PR er definert som forholdet mellom faktisk produksjon fra et anlegg og den forventede produksjonen, som er angitt som nominell produksjon.[27]

$$PR = \frac{\text{Faktisk produksjon (kWh)}}{\text{Forventet produksjon (kWh)}} \quad (2.18)$$

PR er verken avhengig av de meteorologiske dataene eller orientering av anlegget, og blir derfor en universell sammenlikningsfaktor for anlegg på forskjellige steder under forskjellige forhold.[28] For å oppnå en PR på 100 % må modulen ha samme effektivitet alltid, også under forhold til avviker fra STC. Dette skjer sjelden. Både lav innstråling og høye temperaturer reduserer effektiviteten til modulen, og PR faller under 100 %.[29]

Hvis PV-anlegget er designet for å dekke et privat forbruk, er dekningsgraden definert som forholdet mellom produksjon og forbruk. Den er et mål på hvor godt produksjon og forbruk stemmer overens. Dekningsgraden kan angis for forskjellige tidsperioder, og er gitt i likning 2.19. Produksjon og forbruk må gjelde for samme tidsperiode.

$$\text{Dekningsgrad} = \frac{\text{Produksjon (kWh)}}{\text{Forbruk (kWh)}} \quad (2.19)$$

Kapittel 3

Vindteori

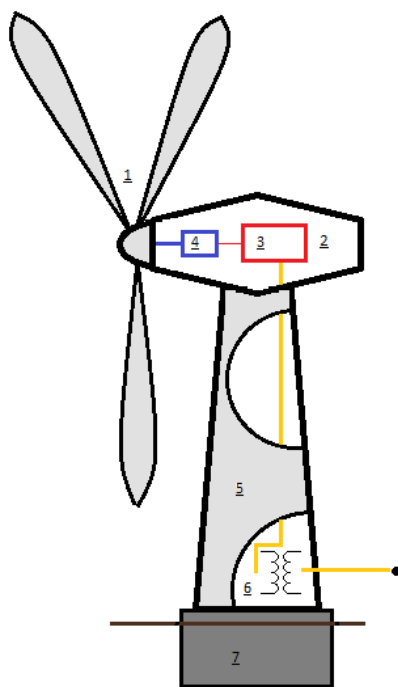
Som andre værphenomener er vind en reaksjon på oppvarming fra sola. Når sola varmer opp jorda og med det luftmassene rundt, blir det trykkforskjeller mellom luftmassene. Kald luft har høyere tetthet enn varm luft, derfor faller den kalde lufta mot bakken. Dette skaper et høytrykk. Lufta som blir varmet opp av energien i sola stiger oppover, noe som skaper et lavtrykk. Høy- og lavtrykk oppstår og forsvinner som en evig syklus. Vinden oppstår for å utjevne trykkforskjellen, luftmassene flytter seg fra høyt til lavt trykk. På grunn av jordas krumning og jordaksens helning er oppvarmingen fra sola ujevn over året og på forskjellige steder på jordoverflaten. Når luftmassene er satt i bevegelse påvirkes de av jordrotasjonen, som gjør at de beveger seg i spesielle globale mønstre.[30]

Dette kapitlet er skrevet på grunnlag av læreboka Renewable Energy Resources av J. Twidell og T. Weir [18] og nettsidene fornybar.no[24] og Vindportalen[31].

3.1 Vindturbin

Utnyttelse av den kinetiske energien i vinden til produksjon av elektrisk energi kalles vindkraft. Vindturbiner bruker en av to måter for å utnytte den kinetiske energien. Den ene er ved bruk av en vertikalakslet turbin (VAWT), den andre er ved bruk av en horisontalakslet turbin (HAWT). HAWT er mest utbredt, derfor drøfter denne studien kun bruk av horisontalakslet turbin, og vil beskrive dens komponenter.

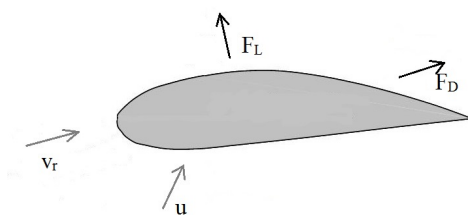
Se figur 3.1 for komponentene som beskrives.



Figur 3.1: Oversikt over komponentene i vindturbin. 1 er turbinens rotor og 2 viser til turbinens maskinhus. 3 og 4 er generatoren og girkassen, henholdsvis. 5 er tårnet med ankomststige og kabler ned til transformatoren, 6. 7 er forankringen i bakken.

3.1.1 Rotor

Turbinens rotor 1 omformer den kinetiske energien i vinden til mekanisk rotasjonsenergi. Rotorbladene blir løftet og dratt i av vinden og svarer med å rotere.



Figur 3.2: Vindhastigheter og krefter på rotorblad, grå og svarte piler. Vinden har hastighet u og den relative hastigheten er v_r . Dragkraften, F_D , virker langsmed v_r , mens løftkraften F_L står normalt på F_D . [Wikimedia Commons][32]

Luftens bevegelse rundt et rotorblad likner på bevegelsene rundt en flyvinge. Vinden treffer bladet med hastighet u , men bladet reagerer på kraften som skapes av hastigheten relativt til bladet, v_r . Denne kraften kan dekomponeres i to komponenter, løft (F_L) og drag (F_D), se figur 3.2. Dragkraften virker langs samme linje som v_r , mens løftkraften står normalt på denne linja. En rotor hvor dragkraften er dominant kan ikke rotere fortere enn vinden, men i en rotor hvor løftkraften dominerer kan bladene bevege seg fortere.

En horisontalakslet vindturbin kan ha ett eller flere rotorblader. Det vanligste for de kommersielle turbinene er tre blader. Et blad kan skape turbulens i vinden, som betyr at bladene må å gjennom turbulensen skapt av de andre bladene.

For høy vindhastighet, som fører til for høy rotasjonshastighet, er et problem for vindturbiner. Den høye rotasjonshastigheten kan føre til for høy produksjon, og for høy rotasjon for generator og eventuell girkasse. Det fins tre måter dette problemet kan løses på. De to første baserer seg på stall-regulering. Det kalles stall når løftkraften avtar ved høye vindhastigheter; turbinen bremses. Stall kan være enten passiv eller aktiv. Ved passiv stall-regulering, som i hovedsak brukes på mindre turbiner, vil løftkraften avta på grunn av rotorbladets utforming. Ved aktiv stall-regulering kan rotorbladene vris ved høye vindhastigheter, noe som tvinger fram stall.

Den tredje måten kalles pitch-regulering. Dette vrir bladene motsatt vei av aktiv stall-regulering, og resultatet blir at effektproduksjonen går ned, men stall unngås.[33]

Disse systemene slår inn ved vindhastigheter på 11-14 m/s, det er ved denne hastigheten turbinen produserer sin merkeeffekt. Merkeeffekten er den maksimale effekten, oppgitt av turbinprodusenten. Over denne hastigheten er det nødvendig å redusere effekten som tas ut av vinden. Stall- eller pitch-regulering bidrar til vinden har en hastighet på omtrent 25 m/s, hvor bladene vris slik at turbinen slutter å produsere (se også avsnitt 3.3).

3.1.2 Nacellen

Rotorbladene er festet i navet, som er festet på maskinhuset 2. Maskinhuset, også kalt nacellen, inneholder styringssystemer, meteorologiske sensorer, generator og eventuelt også girkasse.

Styringssystemer brukes for å vri turbinen slik at vinden utnyttes optimalt. Det kan enten være active eller free yaw. En elektromotor som vrir turbinen i den retningen vinden kommer fra er active yaw. Hvis turbinen er fri til å rotere kalles det free yaw. Da vil vinden snu turbinen slik at tårnet og maskinhuset treffes av vinden først.

Sensorer for meteorologiske data er plassert oppå nacellen. Disse registrerer blant annet vindhastighet og -retning, og registreringene sendes til styringssystemet. Styringssystemet gjør at vinden utnyttes på best mulig måte.

3.1.3 Generator

Den mekaniske energien fra rotorbladene ledes inn på en aksling til en generator 3. Generatoren omdanner den mekaniske energien til elektrisk energi. Det finnes to hovedtyper av generatorer, synkrongenerator og induksjonsgenerator.

En generator består av en stillestående stator og en roterende rotor. Begge disse består av metallspoler. En elektrisk strøm vil induseres når et magnetfelt og en elektrisk leder beveger seg med en viss hastighet i forhold til hverandre. Det er dette som skjer i en generator.

I en generator hvor magnetfeltet kommer av enten permanente magneter eller likestrøm, vil den induserte strømmen være vekselstrøm med en frekvens som er avhengig av hvor mange polpar generatoren har.

Denne typen generator kalles synkrongenerator, og det vanlige er at statoren er koblet direkte til nettet. Dette gjør at den kun leverer strøm når den kan produsere en vekselstrøm med identisk frekvens som nettet ($\sim 50Hz$).

Den andre typen generator er en induksjonsgenerator. I denne typen maskin vil stator lage et roterende magnetfelt rundt akslingen fordi statorspolene er koblet direkte til nettet. Rotoren er av typen fuglebur, hvor rotorspolene er kortsluttet, og en strøm blir indusert i disse. Den induserte strømmen lager et magnetisk felt i rotor, som igjen kan generere strøm i statorspolene, hvis magnetfeltene i rotor/stator roterer forskjellig fra hverandre.

Hvis nettfrekvensen er 50 Hz og generatoren har to polpar vil synkronturtallet være 1500 RPM, noe som er vanlig. For at induksjonsgeneratoren skal levere effekt må turbinrotoren rotere raskere enn synkronturtallet til generatoren.[34] Det vil si at turbinrotoren må rotere over 1500 omdreininger i minuttet, hvis eksempelet over brukes. Dette er heller uvanlig for en vindturbin, så rotorhastigheten må gires opp. Girkassen 4 er plassert på akslingen mellom turbinens rotor og generatoren.

En mulighet for å slippe unna giret, som gir store vedlikeholdsutfordringer, er å øke antall poler. Fordelen med en slik direkte-drevet (girkøst) generator er, som sagt, at girkassen unngås og med den hyppig vedlikehold. Ulempen er de ekstra polene, som gjør at generatoren blir større og tyngre.

3.1.4 Tårn og fundament

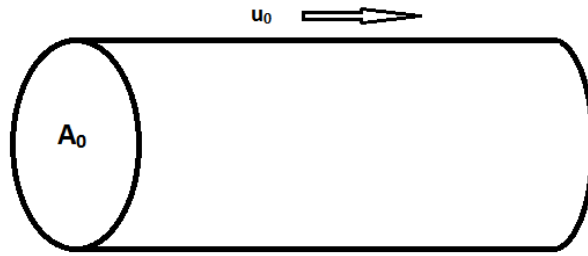
Fra generatoren går det kabler ned mot bakken, via tårnet 5. Den elektriske effekten blir transformert opp fra generatorspenningen til distribusjonsnettspenningen (vanligvis 22 kV), før den blir matet ut på kraftnettet. Transformatorer 6 er plassert nederst i tårnet. Selve tårnet lages i stål eller betong, men for mindre turbiner kan tårn av fagverk også brukes. Fordi vindens hastighet og kvalitet stiger med høyden er det en fordel med høye tårn. Med vindkvalitet menes at vinden følger laminære strømningslinjer høyt oppe, i motsetning til mer turbulens nærmere bakken. For å komme til selve turbinen for vedlikehold og liknende er tårnet hult, og gjerne utstyrt med heis eller trapp.

Fundamentet 7 fester turbinen til bakken med betong og forankringsstag.

3.2 Effekt i vinden

Dette underkapitlet er skrevet på bakgrunn av Renewable Energy Resources av J. Twidell og T. Weir.[18]

Et kontrollvolum er et avgrenset og vilkårlig volum i en luftstrøm. Dette er et tenkt volum som er enklere å håndtere i sammenheng med utledning av effekt i vinden. I dette tilfellet er kontrollvolumet en sylinder. Se figur 3.3.



Figur 3.3: Kontrollvolum sylinder med vindhastighet u_0 og tverrsnittsareal A_0 .

Kontrollvolumet oppstrøms for turbinen vil ha en effekt i henhold til likning 3.1.

$$P_0 = \frac{1}{2} \dot{m} u_0^2 \quad (3.1)$$

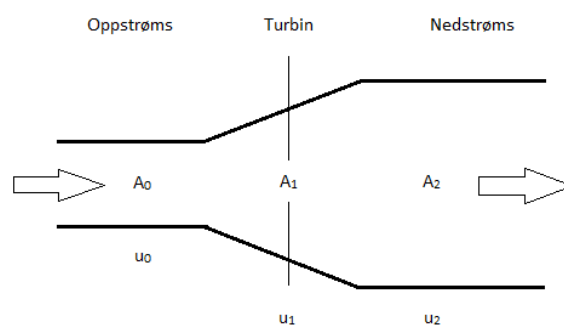
Her er P_0 effekten, \dot{m} er massestrømmen gjennom kontrollvolumet og u_0 er vindhastigheten. Når massestrøm er definert som

$$\dot{m} = \rho A u \quad (3.2)$$

hvor ρ er tettheten til lufta og A er tverrsnittsarealet, da kan P_0 skrives som

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A_0 u_0^3 \quad (3.3)$$

Likning 3.3 gir effekten i vinden som er uforstyrret av turbinen. Rotorskiven (sirkelen av areal som rotoren sveiper når den roterer) vil forandre trykket og dermed hastigheten til luftmassene som passerer. Dette må likning 3.3 korrigeres for. Figur 3.4 viser strømningslinjene i lufta før, i og etter turbinen. u_0 og ρ antas å være konstante.



Figur 3.4: Utvidelse av luftstrøm, Betz' modell.

A_0 og A_2 er tverrsnittsarealet oppstrøms og nedstrøms for turbinen. A_1 er sveipearealet til rotoren. u_0 , u_1 og u_2 er vindhastighetene henholdsvis oppstrøms, ved turbin og nedstrøms.

For å kunne korrigere for hastighetsendringen ved turbinen må u_1 finnes. For å finne denne, må effekten ved turbinen evalueres. Effekten gis som kraft multiplisert med hastighet. Kraften som virker på turbinen kan skrives som endring i bevegelsesmengde fra før turbinen til etter.

$$P_T = F u_1 = \dot{m}(u_0 - u_2)u_1 \quad (3.4)$$

Likning 3.1 kan skrives om som endringen av energi per tid over turbinen.

$$P_W = \frac{1}{2}\dot{m}(u_0^2 - u_2^2) \quad (3.5)$$

Likning 3.4 og 3.5 kan settes lik hverandre, noe som vil gi u_2 uttrykt ved u_0 og u_1 .

$$u_2 = 2u_1 - u_0 \quad (3.6)$$

Ved å sette likning 3.6 inn i likning 3.4 og bruke sammenhengen om massestrøm gitt i likning 3.2 oppnås et uttrykk for effekten i turbinen uten verken massestrøm eller hastigheten nedstrøms.

$$P_T = 2\rho A_1 u_1^2 (u_0 - u_1) \quad (3.7)$$

Hastigheten u_1 kan uttrykkes ved hjelp av støyfaktoren a .

$$u_1 = \frac{(1 - a)}{u_0} \quad (3.8)$$

Dette uttrykket sammen med videre utledning gir et uttrykk for effekten ved turbinen uttrykt ved P_0 .

$$P_T = C_p P_0 \quad (3.9)$$

Korrigeringsleddet C_p kalles effektfaktoren og er et mål på hvor stor andel av energien i vinden som kan utnyttes av en vindturbin. Ved derivasjon kan det vises at $C_{pmax} \approx 0,59$, som kalles Betzkriteriet.

C_{pmax} tilsier at bare drøye halvparten av effekten i vinden kan bli utnyttet. Hvis all energien i vinden kunne blitt nyttet ville hastigheten nedstrøms turbinen vært null. Det er ikke mulig at luftmassene hoper seg opp rett bak turbinen på denne måten. Luftmassene må bevege seg videre fra turbinen og krever energi til dette.

3.3 Produksjon

I avsnitt 3.2 ble formelen for effekt fra en vindturbin presentert, sammen med Betzkriteriet som sier noe om hvor stor del av vindens energi som er teoretisk utnyttbar. Selv om kriteriet sier at det er mulig å få ut 59 % av vindens energi, er det sjelden tilfellet. Typiske tap for et vindturbinsystem er tap i kraftnettet, isingstap, tap på grunn av driftsstand og liknende, tap på grunn av for høy vind og vaketap. Vaketape er tap knyttet til turbulens og redusert hastighet i vind som allerede har passert en annen turbin, noe som ikke er relevant for gårdsbruk med bare én turbin. Gunstig plassering for en enkelt vindturbin er i åpent landskap, dette er særlig viktig i hovedvindretningen.

Tap grunnet for høy vind viser til cut-out vindhastighet. En turbin slutter å produsere energi (eller produserer svært liten andel av vindens energiinnhold) ved en vindstyrke over 25 m/s. Cut-out kan være et misvisende begrep, fordi turbiner som har mulighet for å vri bladene, vil vri dem i en stilling slik at effektiviteten synker drastisk, ikke slutte å rotere. For andre turbiner vrir bladene slik at vindens krefter ikke lenger fanges, og i tillegg kan turbinen bremses av mekaniske bremsere.

Ved hastigheter under 25 m/s vil turbinen levere effekt. I området mellom 11-14 m/s og 25 m/s vil systemet produsere sin merkeeffekt. Stall- og pitchsystemer hjelper til når vinden varierer. I området under dette igjen brukes stall- og pitchsystemene for å vri bladene slik at vinden blir utnyttet optimalt. Cut-in vindhastighet ligger på 3-4 m/s. Driften starter normalt med at generatoren brukes som motor for å sette i gang rotoren. Dette skjer ved 2-3 m/s.

Energiproduksjonen fra en vindturbin kan betegnes på flere måter. Brukstimer er et mål på hvor mange timer turbinen måtte gått med full effekt for å produsere ett års produksjon.

$$Brukstimer(h) = \frac{\text{Produsert energi over et år (Wh)}}{\text{Installert effekt (W)}} \quad (3.10)$$

Det er vanlig med 2500-3000 brukstimer for større turbiner i Norge. En annen måte å angi energiproduksjonen på er kapasitetsfaktor. Den angir brukstimene som en prosentandel av året. Kapasitetsfaktoren gir samme informasjon som brukstimer.

$$Kapasitetsfaktor = \frac{\text{Brukstimer}}{\text{Timer i året (8760)}} \quad (3.11)$$

Størst mulig energiproduksjon fra vindturbinen er avhengig av mange faktorer. Brukstimer og kapasitetsfaktor sier litt om hvor godt turbinen fungerer, men sier ingenting om blant annet lønnsomhet, ressurstilgang eller behovet for vedlikehold.

Dekningsgraden defineres på samme måte som for et PV-anlegg er gitt i likning 3.12. Produksjon og forbruk må gjelde for samme tidsperiode.

$$Dekningsgrad = \frac{\text{Produksjon (kWh)}}{\text{Forbruk (kWh)}} \quad (3.12)$$

Kapittel 4

Materialer og metode

4.1 Simuleringsmetoder

4.1.1 PVsyst

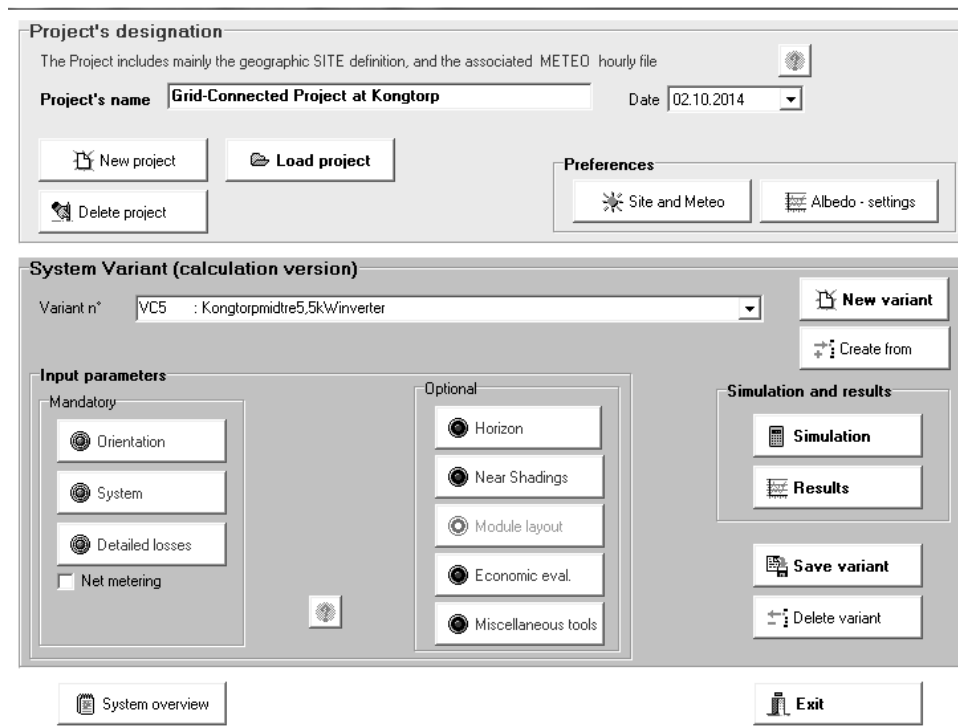
PVsyst er et av simuleringsprogrammene som brukes i PV-industrien og brukes også i denne studien. Programmet er grunnlagt og utviklet av Dr. A. Mermoud og M. Villoz ved universitetet i Genève. Integrert i PVsyst ligger en stor database med moduler og invertere til bruk i PV-anlegg. Dette kan brukes både i tekniske gjennomganger og dimensjonering av systemer. PVsyst har gode funksjoner for tapssimuleringer, og er et spesielt godt verktøy i skyggesimuleringer.[35] Programmet blir jevnlig oppdatert og simuleringene i denne studien er foretatt i PVsyst6 Premium (oppdatert 30.09.14).

Dette underkapitlet om PVsyst tar utgangspunktet i Brukermanualen til PVsyst6 Pro.[28] Begreper og navn er oppgitt på engelsk slik at de samsvarer med programvaren.

PVsyst har i utgangspunktet bare meteorologiske data for fire beliggenheter i Norge, derfor må eksakte data lastes inn. Dette gjøres fra nettstedet PVgis. PVgis er en nettbasert karttjeneste med innstrålingsdata over store områder av verden. Dataene er regnet ut ved hjelp av en algoritme som tar hensyn til breddegrad, terreng og skydekke, og er basert på målinger fra 1981 til 1990. I tillegg til å gi data på innstrålt effekt ligger blant annet solhøyden integrert i informasjonen herfra.[36] Innlastingen fra PVgis ble gjort 29.09.14. Innstrålingsdataene fra PVgis er utsatt for usikkerhet og det er avdekket avvik mellom de forventete verdiene fra PVgis og den faktiske innstrålingen på 19,7 %.[15]

PVgis gir en månedlig oppløsning på dataene, men PVsyst lager en syntetisk fil med data på timesbasis. Merk at PVsyst ikke tar hensyn til sommertid. Tidspunktene fra PVsyst er oppgitt i vintertid.

I vinduet Project Design kan brukeren velge å designe et nettilkoblet anlegg, som ble gjort i denne studien. Videre kreves det at en del parametre defineres. Noen av disse vil være felles for alle simuleringene, mens andre vil avhenge av sted eller bygning. Hovedvinduet i Project Design er vist i figur 4.1.



Figur 4.1: Hovedvinduet i prosjektutforming i PVsyst.

Albedo-settings

Tabell 4.1: Gjennomsnittelige albedoverdier for hver måned, basert på målinger fra Ås i perioden 2000-2013.[37]

Måned	Albedo
Januar	0,61
Februar	0,68
Mars	0,53
April	0,27
Mai	0,24
Juni	0,23
Juli	0,22
August	0,23
September	0,24
Oktober	0,24
November	0,30
Desember	0,52

I utgangspunktet er albedoinnstillingen i PVsyst satt til 0,2. Dette er lavt for et land som Norge, som ligger langt mot nord og er dekket av snø og is deler av året. Målinger fra Ås fra 2000 til 2013 gir høyere verdier, og det er et gjennomsnitt av disse som vil bli brukt, se tabell 4.1.[37] Det er vist at albedoinnstillingene ikke har mye å si for størrelsen

på produksjonen fra simuleringene, fordi avviket lå på mellom 0,5 % og 1,1 %.[15] Dette kan komme av at månedene med høy albedo på grunn av snø og is (altså stort avvik fra PVsysts forhåndsinnstillinger) er måneder med lav produksjon i utgangspunktet, på grunn av samme snø og is.

I samme vindu kan brukeren også forandre maksimal spenning på systemet. Denne kan settes av en av to standarder. Den ene er International Electrotechnical Commission (IEC) som setter maksimal spenning til 1000 V, og den andre er Underwriters Laboratory (UL) som setter taket til 600 V. Ingen av disse grensene vil ha noe å si for en simulering på størrelse med den i denne studien. IEC-grensen er forhåndsinnstilt i PVsyst.

Systemtemperaturer og grenser ved skyggelegging kan spesifiseres valgfritt, men erfaringer fra IFE har vist at forhåndsinnstillingene fungerer for en vanlig simulering.

Orientation

I parametervalgene for orienteringen kan helningsvinkelen og azimuthvinkelen til systemet settes. Vinklene settes i henhold til avsnitt 4.2.1.

System

I dette vinduet kan modultype og inverter spesifiseres. Det er mulig å spesifisere planlagt effekt, eller maksimalt utnyttbart areal for anlegget. Dette vinduet er vist i figur 4.2.

PVsyst avgjør hvor mange moduler som passer på takarealet eller gir ønsket effekt. Valget av invertere som passer er komplisert. Inverterene må ha en passende størrelse, men antallet kan også varieres for å passe antall strenger som modulene legges i. I PVsyst aksepteres en viss overbelastning av inverteren. Hvis overbelastningstapet ligger mellom 0,2 % og 3 % vil PVsyst gi en advarsel, men ikke hindre simuleringen. Er tapet større enn 3 % ber PVsyst om en annen konfigurasjon. Underdimensjonering godtas også, med samme kriterier. Erfaringer fra IFE har vist at å underdimensjonere inverterssystemet er mest gunstig, forutsatt at systemet takler en dag med maksimal stråling for beliggenheten. PVsyst tilbyr også selvvalgte antall strenger og moduler per streng. Dette vil forandre den nominelle effekten fra systemet og med dette kravene til inverter.

Detailed losses

Tap fra PV-anlegget er forhåndsinnstilt på rimelige verdier i PVsyst. Disse må ikke nødvendigvis endres, men det er viktig å være klar over dem. Tap fra PV-anlegget er alle mekanismer som reduserer energiproduksjonen i forhold til produsentens testresultater ved STC.

Strålingstap er definert som en avtagende effektivitet når innstrålingen varierer (i forhold til STC). Effektiviteten reduseres ved lavere innstråling, som henger sammen med motstandene innad i modulen, R_p og R_s . Lav R_p og høy R_s , som er motsatt av det som vanligvis er ønskelig, gir bedre effektivitet ved lav innstråling. Reduksjon i effektivitet som

Grid system definition, Variant "Kongtorpmidtre5,5kWInverter"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-arrays

Simplified Schema

Global system summary

Nb. of modules	90	Nominal PV Power	29.4 kWp
Module area	147 m ²	Maximum PV Power	25.6 kWdc
Nb. of inverters	5	Nominal AC Power	27.5 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation

Name: PV Array

Orient: Fixed Tilted Plane

Tilt: 19°
Azimuth: 19°

Presizing Help

No Sizing

Enter planned power: 30.4 kWp

... or available area: 152 m²

Select the PV module

Available Now: [v] Sort modules: Power Technology

SunPower	327 Wp 46V	Si-mono	SPR-E20-327	Since 2010	PVEL meas, B&V An	[Open]
----------	------------	---------	-------------	------------	-------------------	--------

Maximum nb. of modules: 93

Sizing voltages: V_{mpp} (60°C): 46.3 V
V_{oc} (-10°C): 71.9 V

Select the inverter

Available Now: [v] Sort inverters by: Power Voltage (max)

SMA	5.5 kW	246 - 480 V	LF Tr	50/60 Hz	Sunny Mini Central 6000A	Since 2006	[Open]
-----	--------	-------------	-------	----------	--------------------------	------------	--------

Nb. of inverters: 5

Operating Voltage: 246-480 V
Input maximum voltage: 600 V

Global Inverter's power: 27.5 kWac

50 Hz
 60 Hz

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series: 6 should be between 6 and 8

Nbre strings: 15 between 14 and 15

Overload loss: 0.0 %
P_{nom} ratio: 1.07

Nb. modules: 90 Area: 147 m²

Show sizing

Operating conditions

V _{mpp} (60°C)	278 V
V _{mpp} (20°C)	329 V
V _{oc} (-10°C)	431 V

Plane irradiance: 1000 W/m²

I _{mpp} (STC)	91.6 A
I _{sc} (STC)	97.9 A
I _{sc} (at STC)	96.9 A

Max. in data STC

Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C: 26.7 kW

Array nom. Power (STC): 29.4 kWp

[System summary]

[Cancel]

[OK]

Figur 4.2: Systemvinduet i PVsyst hvor modul- og invertertype velges og størrelse på anlegget angis.

følge av høyere innstråling kommer av en økning i celletemperaturen fra 25°. Når solcellen absorberer strålingen, vil noe av den gjøres om til varme, som øker temperaturen, slik at effektiviteten synker.

For å karakterisere de termiske tapene for en modul brukes U -verdi som en termisk tapsfaktor. U -verdien består av naturlig konveksjon, U_c , og tvungen konveksjon avhengig av vindhastighet, U_v . Hvis datasettet er syntetisk og vindhastigheten ikke er tilgjengelig, integrerer PVsyst U_v inn i U_c . Tester har gitt en verdi på U_c på 29 W/m²K.

Lysindusert forringelse (LID) av panelene forekommer i den første tiden panelet er utsatt for lys. I overenstemmelse med databladet fra SunPower settes LID lik 0.

Når innfallsvinkelen øker kan en større andel av strålingen bli reflektert fra overflaten av panelene. Dette kalles IAM (Incidence angle modifier). Effekten av dette er blitt

parametrisert, og avhenger kun av én parameter, b_o . Tester har gitt en verdi på b_o ved krystallinske solceller på 0,05.

PVsyst gjør det mulig å planlegge eventuelle perioder hvor PV-anlegget skal være ute av drift. Det antas at PV-anlegget ikke har noen vedlikeholdsavbrudd, og at alle årets timer vil være tilgjengelig for produksjon.

Valgfrie spesifikasjoner

Hittil har alle parametrene vært obligatoriske å definere i PVsyst. Til høyre for de obligatoriske spesifikasjoner er det en liste over valgfrie spesifikasjoner. I den øverste kan horisonten for anlegget angis. Med horisonten menes alle mulig skyggende elementer innenfor ti ganger systemets størrelse. Denne kan enten lastes inn i PVsyst fra andre databaser eller lages manuelt. Fordi dette anlegget skal plasseres i et jordbrukslandskap er horisonten så å si flat. Derfor defineres ikke noe spesielt i denne seksjonen.

For å definere skyggende elementer nærmere enn grensen i horisont, brukes verktøyet «Near shadings». PVsyst gir brukeren muligheten til å konstruere skyggescenarioer for en beliggenhet. Dette ble gjort i denne studien, og scenarioene er vist i figur 4.6, 4.7 og 4.9.

4.1.2 Simulering for vindturbin

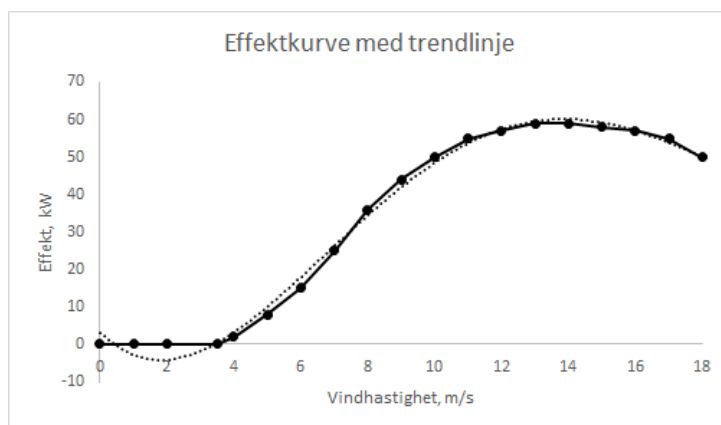
Vindkart for Norge er en oversikt over vindressursene i Norge. Kartet er laget av KVT for Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE). Vindhastighetene i kartet er målt gjennom 2005, og gis på høydene 50, 80 og 120 meter. Kartet har en oppløsning på 1 km x 1 km.[38] Opplysninger om vindressursene på Ruud er en skalering av dette vindkartet og samlet i en tidsserie. Opplysningene om Ruud er gitt på 18, 58, 113 og 190 meters høyde, med samme oppløsning (1 km x 1 km) som *Vindkart for Norge*. Tidsserien som er brukt i denne studien er ikke langtidskorrigert. 2005 var et år hvor vindhastighetene var 2-3 % høyere enn et normalår.

En vindrose er en figur som angir hyppigheten av en vindhastighet i et gitt område og hvilken retning vinden kommer fra. Vindrosen som er brukt i denne studien er basert på *Vindkart for Norge*, med samme oppløsning. Vindhastighetene i vindrosen er oppgitt ved 18 meters høyde.

Alle data om vindhastigheter, vindretning og usikkerhet er oppgitt av KVT, ved Ø. Byrkjedal.

Effektkurve

En effektkurve, oppgitt i databladet for vindturbinen, angir hvilken effekt som kan forventes ved en gitt vindhastighet. Effektkurven er lagt over i Microsoft Excel 2010 og vist i figur 4.3.



Figur 4.3: Effektkurven for Endurance Wind Power E-3120. Den stiplede linjen er en kurvetilpasning til effektkurven.

Programvaren Excel er videre brukt for å håndtere tidsserien som er mottatt fra KVT og effektkurven for E-3120.

Den stiplede linjen i figur 4.3 er en kurvetilpasning som er lagt på for å kunne regne om vindhastighetene for hver time til effekt, og dernest til elektrisitetsproduksjon.

Elektrisitetsproduksjonen gis av effekt ganger tid (her; én time):

$$\text{Produksjon} = kW * 1 \text{ time} = kWh \quad (4.1)$$

Dette vil si at effektverdien vindhastigheten svarer til også er produksjonen, i løpet av en time med konstant vindhastighet.

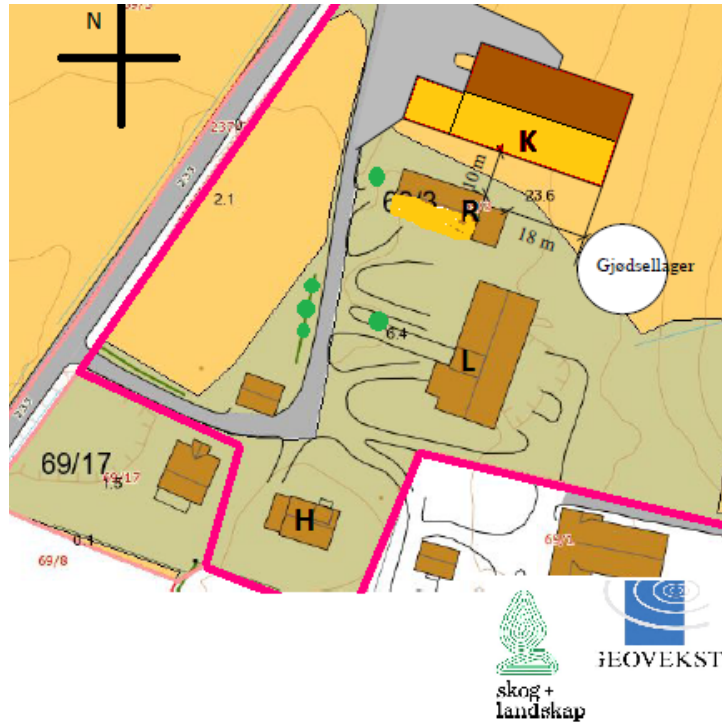
Vindhastigheter under cut in-hastighet til turbinen må settes til null i datasettet for at produksjonen i disse timene ikke gjør seg gjeldende. Cut in for E-3120 er 3,5 m/s.

4.2 Ruud

Gårdbruker H. P. Kongtorp har stilt gården sin, Ruud, til rådighet for denne studien. Gården driver med melkeproduksjon og ligger i Aurskog-Høland kommune, nær Bjørkelangen. Ruud er tilknyttet HSEV, som gjør opplysninger og kraftnett og forbruk lett tilgjengelig. Ruud består av hovedhus, låve, redskapsskjul og et nytt kufjøs som ble satt i drift februar 2013. Figur 4.4 viser et oversiktsbilde av gården. Ruud ligger på 59,87° nord og 11,53° sør.

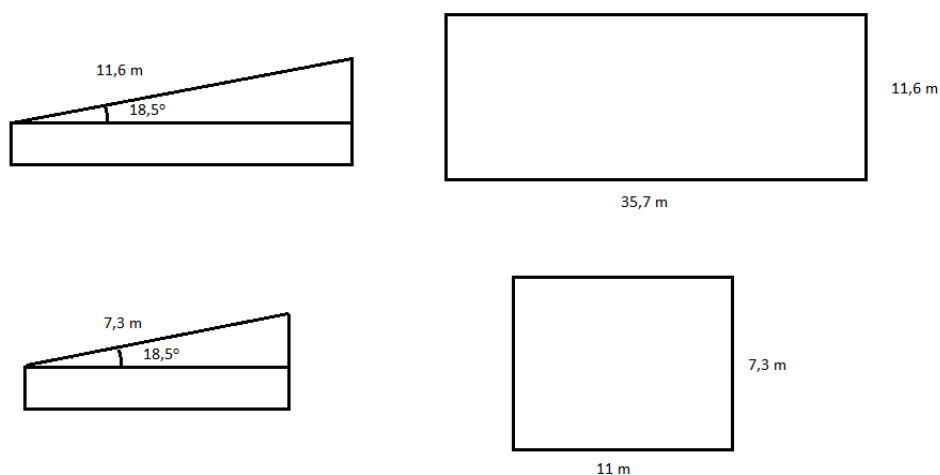
4.2.1 PV-anlegg

Både redskapsskjulet og det nye kufjøset er orientert med en azimuthvinkel på 19° og halvparten av taket (den mest sørvendte halvparten) på kufjøset og redskapsskjulet egner seg for PV-anlegg.



Figur 4.4: Oversiktsbilde over gården Ruud med nytt kufjøs, K, lengst mot nord, deretter redskapsskjul, R, låven midt i bildet, L, og hovedhuset, H. Gårdsgrensa er merket med rosa. De delene av taket på kufjøset og redskapsskjulet som er tenkt brukt til PV-anlegg er merket med gult. Trær er markert med grønne ringer. [Kilde: Skog og landskap. Kartgrunnlag: GEOVEKST.]

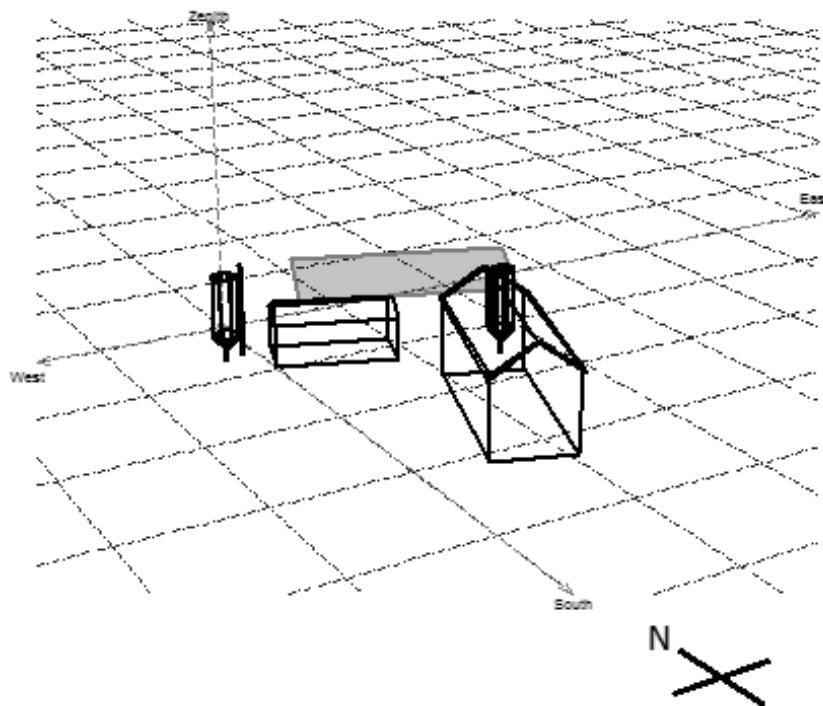
Fordi kufjøset ble oppført så sent som i 2012/2013 er nøyaktige plantegninger lett tilgjengelig med nøyaktige mål. Kufjøset består av en hoveddel og en førsentral, henholdsvis den store og lille firkanten av kufjøset i figur 4.4. Gavlene for kufjøset og førsentralen med mål er vist i figur 4.5.



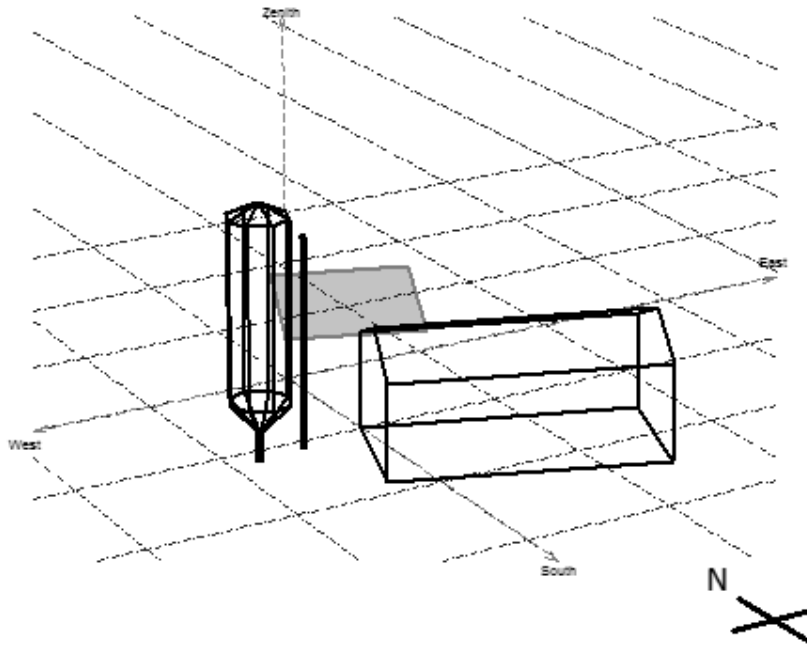
Figur 4.5: Illustrasjon av kortside og sørvendt tak for både hoveddel (øverst) og førsentral (nederst). Tegningen er ikke i målestokk.

De relevante målene for takene er arealet og helningsvinkelen. Ifølge plantegningene av bygningen er hoveddelen 35,7 m lang og det sørvendte taket er 11,6 m bredt. Dette gir et sørvendt takareal på 414 m². Fôrsentralen er 11 m lang og taket er 7,3 m bredt, som gir et sørvendt takareal på 80 m². Takarealene er beregnet uten takutstikket. Helningsvinkelen er 18,5°.

Skyggende elementer rundt det nye kufjøset er et bjørketre og en telefonstolpe plassert rett vest for for redskapsskjulet. Disse er merket med grønn ring i figur 4.4. Selve redskapsskjulet ligger bare ti meter unna kufjøset og kan også bli et skyggende element. På taket av kufjøset er det plassert en lufteventil, og en til er planlagt. Fordi disse er plassert helt øverst på taket er det lite trolig at disse vil få noen skyggende effekt på modulene, men de vil få innvirkning på plassering av modulene. Skyggende elementer for kufjøset og fôrsentralen er vist i figur 4.6 og 4.7. Vinterstid vil også snø få skyggende effekt hvis denne legger seg på modulene. Det er mange aspekter ved snødekking av PV-moduler, som hvordan den legger seg på modulene, hva som skal til av regn for å få den bort og om den smelter og glir forttere av som følge av at den legger seg på en modul, men dette er utenfor denne studiens rammer.

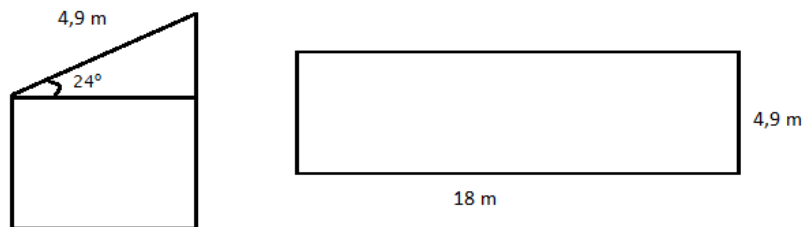


Figur 4.6: Illustrasjon fra PVsyst av skyggende elementer for PV-anlegget på kufjøset. Anlegget er vist som et tiltet rektangel, uten resten av bygningen.



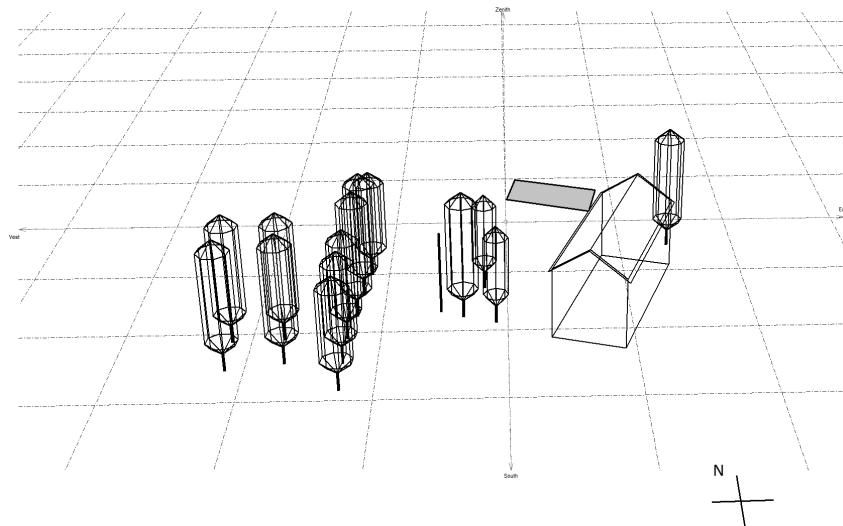
Figur 4.7: Illustrasjon fra PVsyst av skyggende elementer for PV-anlegget på fôrsentralen. Anlegget er vist som et tiltet rektangel, uten resten av bygningen.

Redskapsskjulet er eldre og det er ingen nøyaktige plantegninger tilgjengelig, og målene er oppgitt av H. P. Kongtorp og vil by på en del usikkerhet. Ifølge ham er redskapsskjulet 18 m langt og 9 m bredt og har en totalhøyde på 6,5 m. Figur 4.8 viser gavlen på redskapsskjulet med målene oppgitt fra H. P. Kongtorp. Helningsvinkelen er 24° og det sørvendte takarealet er 88 m^2 .



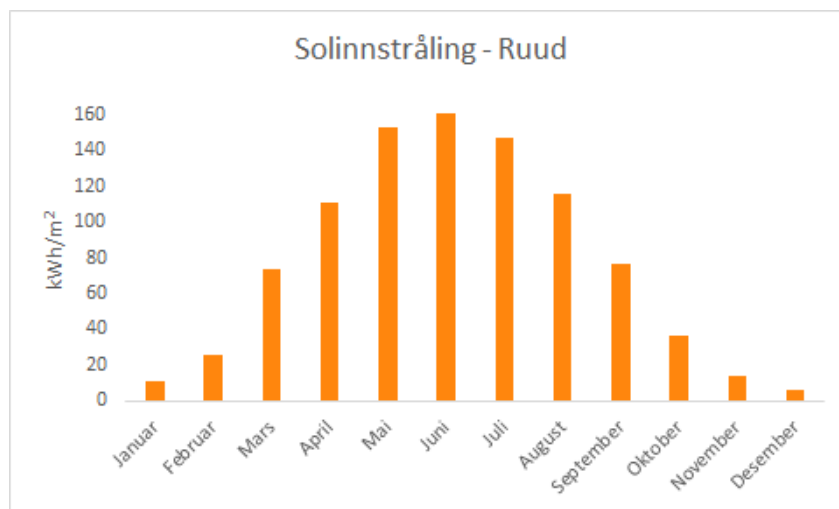
Figur 4.8: Plantegning over kortsiden og sørvendt tak på redskapsskjulet. Sørvendt takareal er 88 m^2 og helningsvinkelen er 24° . Målene er oppgitt av H. P. Kongtorp.

Skyggende elementer rundt redskapsskjulet er en rekke av bjørketrær langs veien inn på gården, tre trær vest for låven og selve låven. Trærne er markert med grønne ringer i figur 4.4. Skyggescenarioet til redskapsskjulet er vist i figur 4.9.



Figur 4.9: Illustrasjon fra PVsyst av skyggende elementer for redskapsskjulet. PV-anlegget er vist som en tiltet flate.

Solinnstrålingen på Ruud er vist i figur 4.10. Verdiene er hentet fra PVsyst og er gitt i kWh/m². Årlig solinnstråling mot en horisontal flate er 932 kWh/m².



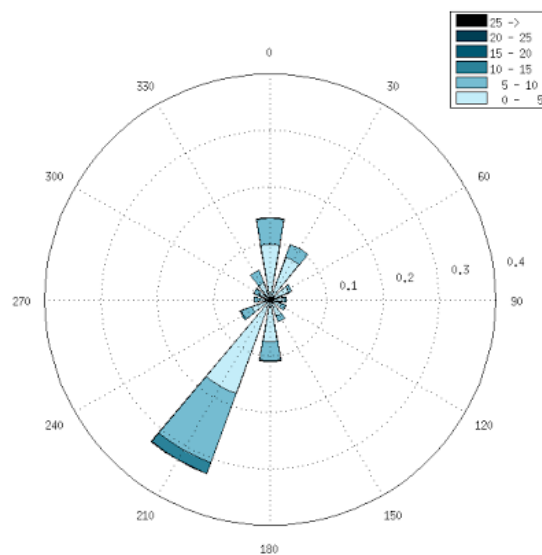
Figur 4.10: Månedlig solinnstråling på gården Ruud. Verdiene er hentet fra PVsyst og gitt i kWh/m².

4.2.2 Vindturbin



Figur 4.11: Plassering av vindturbin. Hovedhuset på Ruud er merket med et ett-tall, vindturbinen er merket med rød stjerne. [Trykket med tillatelse fra Gule Sider.]

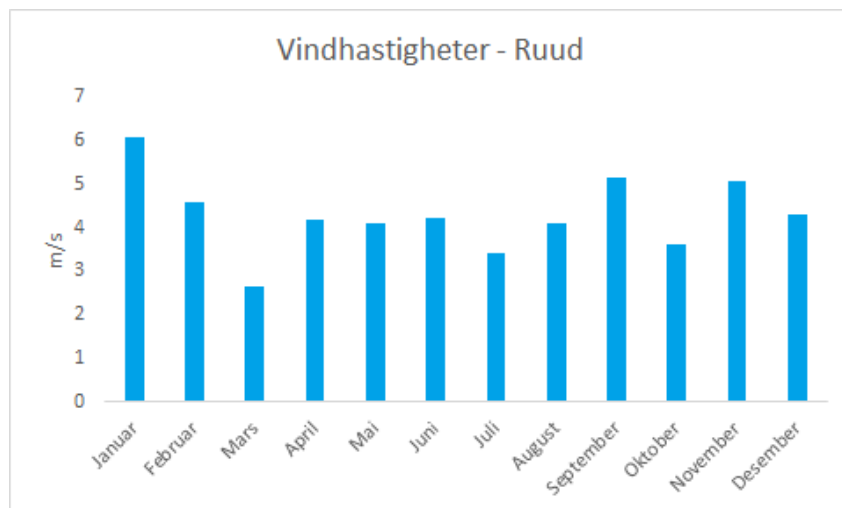
Det er en fordel å plassere en vindturbin i et relativt åpent landskap.[39] I tillegg kan det være gunstig å plassere turbinene på høydedrag eller topper, fordi det vil være en hastighetsøkning i vinden rundt disse.[40] For gården Ruud er et mulig punkt markert med rødt i figur 4.11. Dette er det høyeste punktet i nærhet til gården. I figur 4.11 er det tydelig at punktet er omgitt av en del skog som ikke er ønskelig, men H. P. Kongtorp informerte om at denne skogen er tenkt hogd for å utvide beiteområdet til kuene.



Figur 4.12: Vindrose for Kongtorp. Hovedvindretningen er sør-sørvest, og hastighetene ligger mellom 0 og 10 m/s. Hastighetene er gitt for 18 meters høyde. [Trykket med tillatelse fra Ø. Byrkjedal]

Figur 4.12 viser en vindrose for Kongtorp. Fra vindrosen er det tydelig at mest vind vil komme fra sør-sørøst, med en hastighet på 0-10 m/s.

En oversikt over gjennomsnittelig månedlig vindhastighet på Ruud er vist i figur 4.13. Verdiene tar utgangspunkt i tidsserien for Ruud, som er oppgitt på timesbasis. Tidsserien er en presisering av *Vindkart for Norge* for Bjørkelangen, hvor dataene er gitt for høydene 18, 58, 113 og 190 meter. I figuren er hastigheter for 18 meter vist.



Figur 4.13: Gjennomsnittelige månedsverdier for vindhastighet ved 18 meters høyde for Ruud. Verdiene er oppgitt av Ø. Byrkjedal ved KVT, og gitt i m/s.

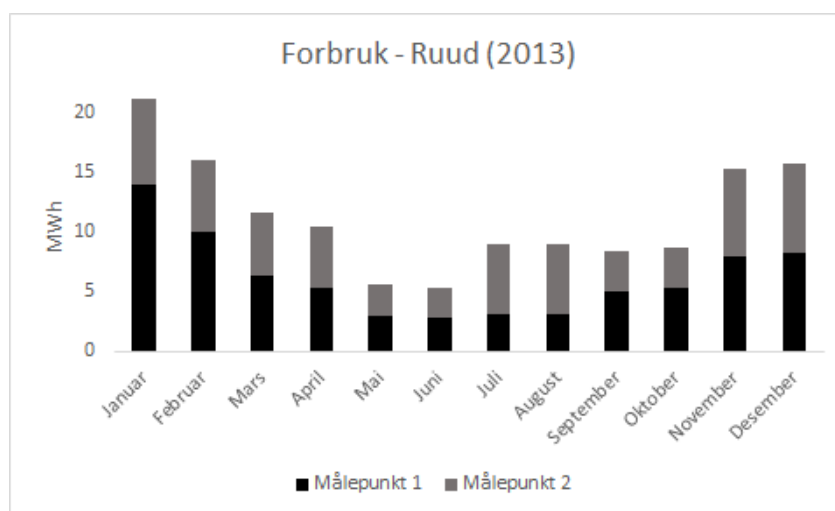
4.2.3 Forbruk

Oversikt over forbruket på Ruud er oppgitt av HSEV, og bearbeidet ved hjelp av Excel. Ruud har to målepunkt for elektrisitetsforbruk. Målepunkt 1 måler forbruk i hovedhuset og den gamle låven. Målepunkt 2 er knyttet til det nye kufjøset. Målepunktene er ikke avlest jevnlig, og forbruksserien som er levert av HSEV er en kombinasjon av avlest og estimert forbruk. For målepunkt 1 er det mottatt dokumentert forbruk fra så langt tilbake som i 2005. Det nye kufjøset ble satt i drift i 2013, og målinger fra 12. februar 2013 er tilgjengelige for målepunkt 2. I tabell 4.2 vises årsforbruket fra 2005 til 2013. Verdiene gjelder for målepunkt 1.

Tabell 4.2: Oversikt over årsforbruket fra målepunkt 1, 2005-2013.

År	Forbruk
2013	74036
2012	64863
2011	67568
2010	56953
2009	54594
2008	51444
2007	52616
2006	51864
2005	59954

På grunn av idriftsettingen av det nye kufjøset, og at forbruket har holdt seg tilnærmet jevnt siden 2005 er det valgt å fokusere på forbruket som er målt i 2013. Som nevnt begynte målingene ved målepunkt 2 12. februar. For 1. januar-11. februar er det brukt verdier som er registrert i 2014 for å få en årlig serie også for dette punktet. Figur 4.14 viser forbruket i 2013 for begge målepunkter.



Figur 4.14: Årsforbruk i 2013 måned for måned. For målepunkt 2 er verdiene for 01.01-11.02 hentet fra målinger i 2014.

4.2.4 Kraftnettet

For flere private kraftprodusenter kan tilkoblingen til kraftnettet være en begrensende faktor. Transformatorstasjonen (trafo) som er koblet til husstanden kan ha for liten effekt til å kunne transformere produksjonen som blir levert fra husstanden opp til høyspentnivå. Lavspennetnettet fra trafoen til husstanden kan hende ikke tåler effekten fra den private produksjonen. Begge problemer kan føre til overoppheting og forringelse av trafo eller kabler. Private kraftverk som ligger langt unna trafoen kan også oppleve tap av spenning

i lavspentnettet, som ikke er ønskelig. Ifølge HSEV blir dette tapet vesentlig ved avstander over 600 meter.

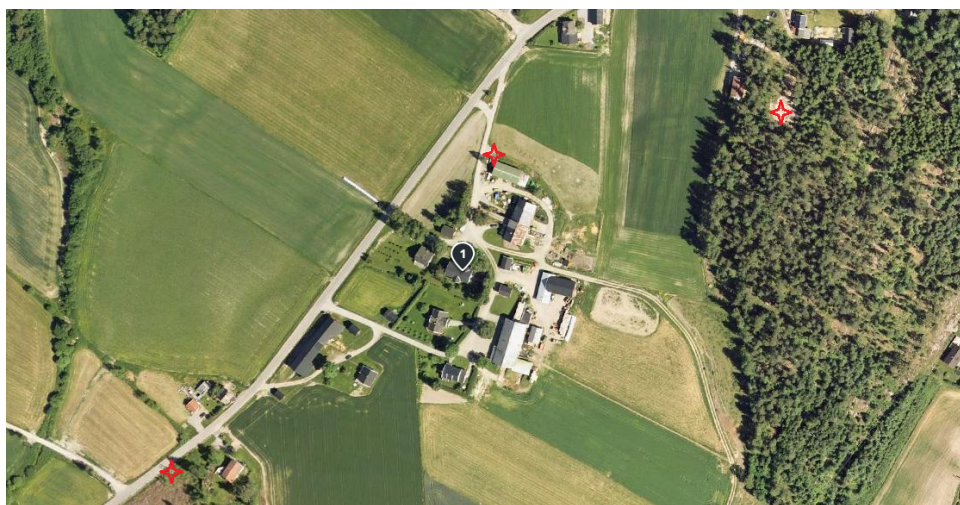
Plusskundeordningen

En plusskunde er en bruker av elektrisk energi som også produserer egen. Ordningen er gjennomført av NVE. For å få statusen kan ikke normal årsproduksjon være større enn årsforbruket, altså brukeren må være netto forbruker. Fordelen med å være plusskunde er at enkelte krav uteblir, og at det ikke trengs å inngå egen avtale med Statnett eller egen tilgang til kraftmarkedet. Det lokale nettselskapet kan kjøpe elektrisk energi som er produsert privat, som senker utgiftene kunden har til denne energien.[41]

Hvis årlig dekningsgrad er under 1 vil produsenten omfattes av plusskundeordningen.

Det er fordelaktig at Ruud omfattes av plusskundeordningen, som også blir en begrensende faktor ved simulering. Merk at plusskundeordningen er et politisk virkemiddel, og det er full mulig at denne ordningen forandres. At årsforbruket må overgå årsproduksjon er dermed en skranke nå, men ikke nødvendigvis i fremtiden.

Tilkobling på Ruud



Figur 4.15: Flyfoto over avstand mellom tilkoblingspunktet til kraftnettet og PV-anlegg/vindturbin. Hovedhuset på Ruud er merket med ett-tall, og PV-anlegget, turbinen og tilknytningspunktet er merket med rødt. [Trykket med tillatelse fra Gule Sider]

Sør-vest for Ruud er det plassert en transformatorstasjon som er gårdens tilkoblingspunkt til kraftnettet. Avstanden til kufjøset og redskapsskjulet måles langs de eksisterende kablene som kobler Kongtorp til nettet. Denne avstanden er omtrent 320 m. Kablene til vindturbinen bør kobles på det eksisterende lavspentnettet inne på gården, og avstanden fra dette nettet til turbinen er 208 m. Over disse avstandene vil den elektriske energien fraktes med lav spenning, og dermed høyere tap. Dette er viktig å ha i bakhodet særlig

med tanke på installasjon av vindturbin, hvor det vil forekomme tap i kabelen som må legges fra turbinen til lavspentnettet.

Lavspentnettet på Ruud har en overføringskapasitet på 40 kW som vil bli en begrensende faktor for produksjon på gården. I praksis vil dette si at overproduksjonen ved gården ikke kan overstige en effekt på 40 kW. Fra HSEV sin side er det ikke planlagt noen utskiftning av transformatoren, men muligens en oppgradering av lavspentnettet mellom gården og transformatoren. Det er derfor ikke gitt at begrensningen på 40 kW er bindende.

4.3 Valg av PV-modul og vindturbin

I Norge, som ligger langt nord og har relativt lav solinnstråling, er det gunstig å installere PV-moduler med god effektivitet.

Moduler fra SunPower kom godt ut i en test utført av det internasjonale tidsskriftet Photon International, under deres testforhold. Testvinneren fra SunPower fikk en PR på 95,2 %, hvor første modul på lista som ikke var fra SunPower fikk 93,6 %.[29] Modulene er brukt i flere norske anlegg, og derfor også i denne studien. Modulene har en høy effektivitet, opptil 21,5 %, og høy installert effekt, som gjør det mulig å få ut mer av mindre takareal. Modulene er også pålitelige og har lang garantitid.

Modulen som er valgt er SunPowers E20-327. Den har en installert effekt på 327 W og en moduleffektivitet på 20,1 %. Fyllfaktoren er 0,78. Modulen består av 96 monokrystallinske solceller og har en størrelse på 1,559 m x 1,046 m, 1,63 m². Modulene veier 11,4 kg/m². For å beskytte produksjonen mot skygging er det installert 3 bypass-dioder per modul. Når modulen virker ved de nominelle testforholdene (se avsnitt 2.1) er celletemperaturen på 45°.

Invertertypen som er valgt er SMA, som kommer godt ut i invertertesten gjennomført av Photon International.[42] SMA kommer i mange forskjellige størrelser, og ved hjelp av simuleringsprogrammet PVsyst vil antall og størrelse avgjøres.

Ifølge sluttrapporten til “Prosjekt fornybar elektrisitetsproduksjon i landbruket” er det mest gunstig med en gårdsturbin med installert effekt på omtrent 50 kW. Denne anbefalingen følges i denne studien. Fordi vindhastigheten i Bjørkelangen ligger mellom 0 og 10 m/s, er det gunstig å finne en vindturbin med en merkehastighet som ligger i dette området.

Turbinen som er valgt er av merket Endurance Wind Power (EPW), et selskap som selger vindturbiner i Canada, Storbritannia, Italia, USA og Danmark. Turbinen som er valgt, EWP E-3120, har 50 kW installert effekt og en rotordiameter på 19,2 m. Høyden på tårnet kan velges og er enten 30, 36 eller 42 meter. Den laveste høyden velges til denne studien. Turbinen har induksjonsgenerator og med dette også en girkasse. En stige langsmed tårnet og kontrollskap i nacellen skal gjøre det enkelt å utføre vedlikehold. Hovedkontrollpanelet er plassert i bunnen av tårnet. Turbinen er i utgangspunktet basert på free yaw, men har også installert en yaw-demper, som gjør rotasjonen smidigere.

Å velge en vindturbin på størrelse med den som er valgt er positivt, fordi turbinen

blir konsesjonsfri. Turbiner med en spenning under 1000 V vil slippe å søke konsesjon, søknaden behandles heller lokalt i kommunen, etter plan- og bygningsloven.[43] Denne spenningsgrensa er også foreslått endret til en installert effekt-grense på 500 kW. Også denne grensen går EWP E-3120 under. I en telefonsamtale med K. Wiermyhr (OED) opplyses det om at den nye grensen forhåpentligvis trer i kraft 01.01 2015.

Datablad for SunPower E20-327 og EWP E-3120 ligger vedlagt.

Studien tar ikke for seg å sammenlikne forskjellige typer paneler eller turbiner, men vil gi et bilde av mulighetene på Ruud, derfor er det valgt én leverandør for hver av teknologiene.

4.4 Metode

Produksjonen fra PV-anleggene simuleres av PVsyst. Produksjonen fra vindturbinen regnes ut ved hjelp av Excel og effektkurven. Begge produksjonsseriene blir simulert på timesbasis og behandlet i Excel.

Forbruket deles opp i dager og deretter i timer. På grunn av de ujevne avlesningene er dagsforbruket gjennomsnittet av forbruket som er avlest/estimert for en periode. I en epostkorrespondanse med T. Myrum ble døgnvariasjon i elektrisitetsforbruk på melkebruk diskutert. Myrum driver melkebruk med melkerobot og mener at et gårdsbruk med melkerobot vil ha et tilnærmet jevnt forbruk over døgnet. På bakgrunn av dette er det valgt å dele dagsforbruket i 24 like deler for å oppnå timesforbruket. Forbruksserien på timesbasis behandles i Excel.

Produksjons- og forbruksseriene vil deretter sammenliknes. Dette avgjør dekningsgrad og gir et bilde av når produksjonen og forbruket stemmer/ikke stemmer overens. Når produksjon og forbruk blir sammenliknet på timesbasis vil det være mulig å avgjøre om det finnes, og eventuelt hvor mange, timer hvor overproduksjonen overgår skranken på 40 kW. Disse timene vil presenteres for seg.

Det er ikke gitt at produksjon fra alle PV-anlegg pluss produksjon fra vindturbin er optimalt mot forbruket på Ruud, derfor er følgende kombinasjoner foreslått og vist i tabell 4.3. Alle kombinasjonene måles opp mot totalt forbruk.

Tabell 4.3: *De forskjellige kombinasjonene som det utredes for i denne studien.*

Nummer	Kombinasjon
1	Vindturbin og alle PV-anlegg
2a	Vindturbin
2b	Fullt PV-anlegg
3a	Vindturbin og PV-anlegg på kufjøset
3b	Vindturbin og PV-anlegg på førsentralen
3c	Vindturbin og PV-anlegg på redskapsskjulet
3d	PV-anlegg på kufjøset

Kapittel 5

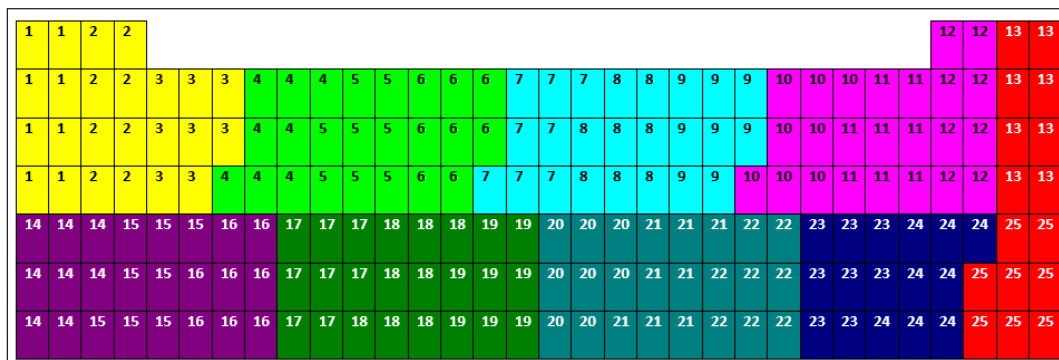
Resultater

I dette kapitlet blir først resultatene fra PVsyst, produksjonen fra vindturbinen og forbruksprofilen presentert. Deretter vil forbruket sammenliknes med produksjonen fra de forskjellige kombinasjonene av teknologiene.

5.1 PV-anlegg

5.1.1 Kufjøset

Modulayouten som ble modellert av PVsyst til kufjøset er gitt i figur 5.1.



Figur 5.1: Modulayout for kufjøset på Ruud fra PVsyst. Strengene 1-25 er angitt med tall. Farge angir hvilken av de ni inverterne strengen er koblet til. Modulene dekker et areal på 326 m². Figuren er ikke i målestokk.

Anlegget har 25 strenger med åtte moduler per streng, 200 moduler samlet sett. Tilsammen dekker modulene 326 m², som er 79 % av takarealet på 414 m². Anlegget har en effekt på 59,2 kW ved celleteperatur på 50°. I modulayouten av dette anlegget er det tatt hensyn til den eksisterende og den planlagte ventilasjonsventilen plassert øverst på taket.

PVsyst angir ni invertere fra SMA med en nominell effekt på 6,0 kW - Sunny Mini Central 6000 TL. Syv av inverterne er koblet til tre strenger hver, de to siste er koblet til to strenger hver. Samlet nominell effekt på inverterne er 54 kW.

Dette anlegget har en årlig produksjon på 64 MWh. Tapet ved å underdimensjonere inverterkonfigurasjonen er 47 kWh, et neglisjerbart tap.

Skyggescenarioet for anlegget på kufjøset er vist i figur 4.6. Produksjonstapet grunnet skygging er 4,3 %.

Antall brukstimer for dette anlegget er 963 ved watt-peak lik 65,4 kW. PR er 90,1 %.

5.1.2 Fôrsentral

Modulayouten som ble modellert av PVsyst til fôrsentralen er gitt i figur 5.2.

1	1	2	2	3	3	4	4	4
1	1	2	2	3	3	3	4	4
1	1	2	2	2	3	3	4	4
1	1	1	2	2	3	3	4	4

Figur 5.2: Modulayout for fôrsentralen på Ruud. Strengene 1-4 er angitt med tall. Anlegget vekslettes av én inverter på 11 kW. Modulene dekker et areal på 59 m². Tegningen er ikke i målestokk.

Anlegget på fôrsentralen har fire strenger med ni moduler per streng, 36 moduler samlet sett. Tilsammen dekker modulene 59 m², som er 74 % av takarealet på 80 m². Anlegget har en effekt på 10,7 kW ved celletemperatur på 50°.

PVsyst angir én inverter på 11 kW - Sunny Mini Central 11 000 TL, som skal vekslette alle fire strengene.

Anlegget har en årlig produksjon på 11 MWh.

Skyggescenarioet for anlegget på fôrsentralen er vist i figur 4.7. Produksjonstapet grunnet skygging er 7,6 %.

Antall brukstimer er 934 ved watt-peak lik 11,8 kW og PR er 86,9 %.

5.1.3 Redskapsskjul

Modulayouten som ble modellert av PVsyst til redskapsskjulet er gitt i figur 5.3.

1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	6	6	6
1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6
1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6

Figur 5.3: Modullayout for redskapsskjulet på Ruud. Strengene 1-6 er angitt med tall. Anlegget vekslerettes av to invertere på 5,5 kW hver, som er merket med forskjellige farger. Modulene dekker et areal på 69 m². Tegningen er ikke i målestokk.

Anlegget på redskapsskjulet har seks strenger med syv moduler i hver streng, 42 moduler samlet sett. Tilsammen dekker modulene 69 m², som er 77 % av takarealet på 88 m². Anlegget har en effekt på 12,4 kW ved celletemperatur på 50°.

PVsyst angir to invertere på 5,5 kW - Sunny Mini Central 6000A, som er koblet til tre strenger hver.

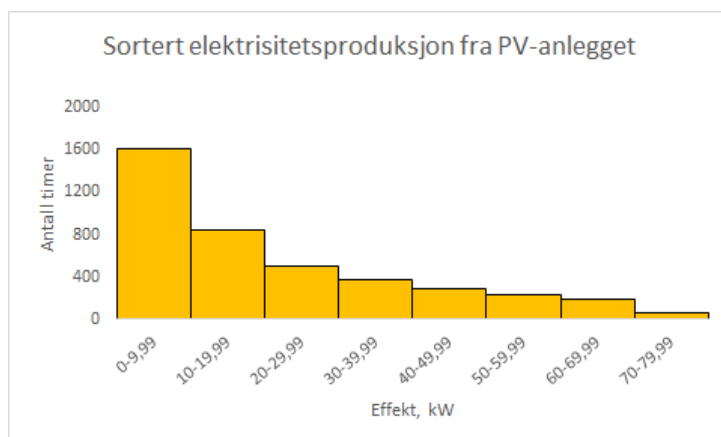
Anlegget har en årlig produksjon på 12 MWh. Underdimensjoneringen av inverterkonfigurasjonen fører til et produksjonstap på 26,3 kWh. Dette er 0,2 % av produksjonen som er innenfor det området av overbelastning hvor PVsyst gir en advarsel.

Skyggescenarioet for anlegget på redskapsskjulet er vist i figur 4.9. Produksjonstapet grunnet skygging er 13 %.

Antall brukstimer for dette anlegget er 876, ved watt-peak lik 13,7 kW. PR er 79,5 %.

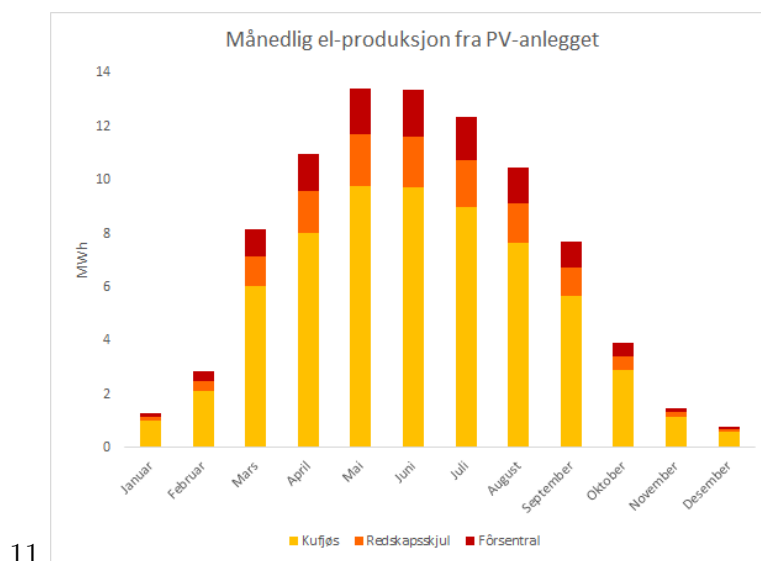
5.1.4 Produksjon

Produksjonen fra PV-anleggene time for time er vist i vedlegg 1. Frekvensdiagram med sortert timesproduksjon er vist i figur 5.4. I dette diagrammet er de tre PV-anleggene summert. Den høyeste timesproduksjonen ligger i overkant av 70 kWh. Vær oppmerksom på at timene hvor produksjonen er 0 er utelatt i diagrammet. Produksjonen er 0 i 4660 av årets timer.



Figur 5.4: Produksjonen fra PV-anleggene sortert etter størrelse. Merk at timene med 0 produsert elektrisitet er utelatt i diagrammen. Disse teller 4660.

Månedlig produksjon er vist i figur 5.5. Det er tydelig fra figuren at produksjonen er høyest i sommermånedene, hvor dagene er lengst og sola står høyere på himmelen enn i vintermånedene, der produksjonen er lav. Mai er måneden med høyest produksjon, på 13,4 MWh. Total årsproduksjon for PV-anleggene er 87 MWh.



11

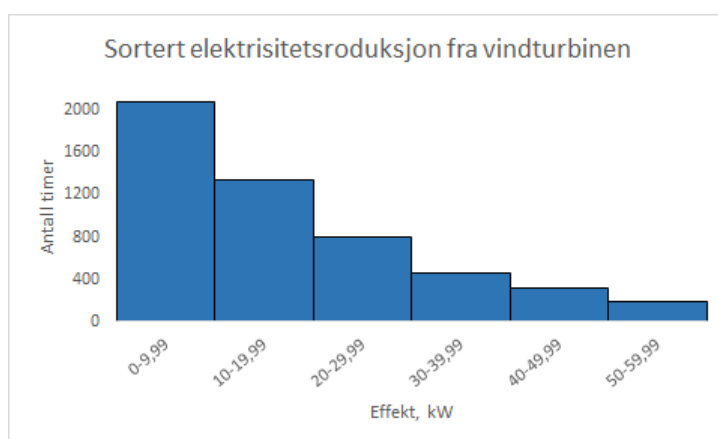
Figur 5.5: Månedlig produksjon for PV-anleggene på taket av kufjøset (gult), fôrsentralen (rødt) og redskapskjulet (oransj).

Døgnvariasjoner i produksjonen fra PV-anleggene for tre forskjellige døgn er vist i avsnitt 5.3.

5.2 Vindturbin

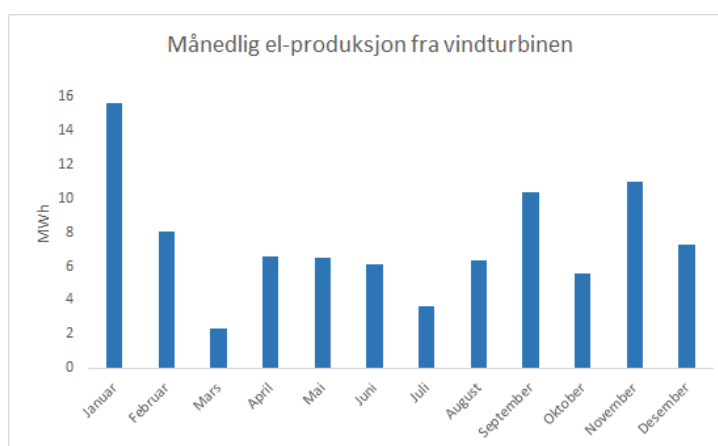
Produksjonen fra vindturbinen time for time er vist i vedlegg 4. Maksimal timesproduksjon ligger i underkant av 60 kWh.

Også for produksjonen fra vindturbinen er det laget et frekvensdiagram hvor produksjonstimene er sortert etter størrelse. Merk at timene hvor produksjonen er 0, 3500 timer, er utelatt fra figuren. Frekvensdiagrammet er vist i figur 5.6.



Figur 5.6: Produksjonstimene fra vindturbinen sortert etter størrelse. Timene hvor produksjonen er 0 er utelatt fra figuren. Produksjonen er basert på vinddata fra 2005.

Månedlig elektrisitetsproduksjon er vist i figur 5.7.



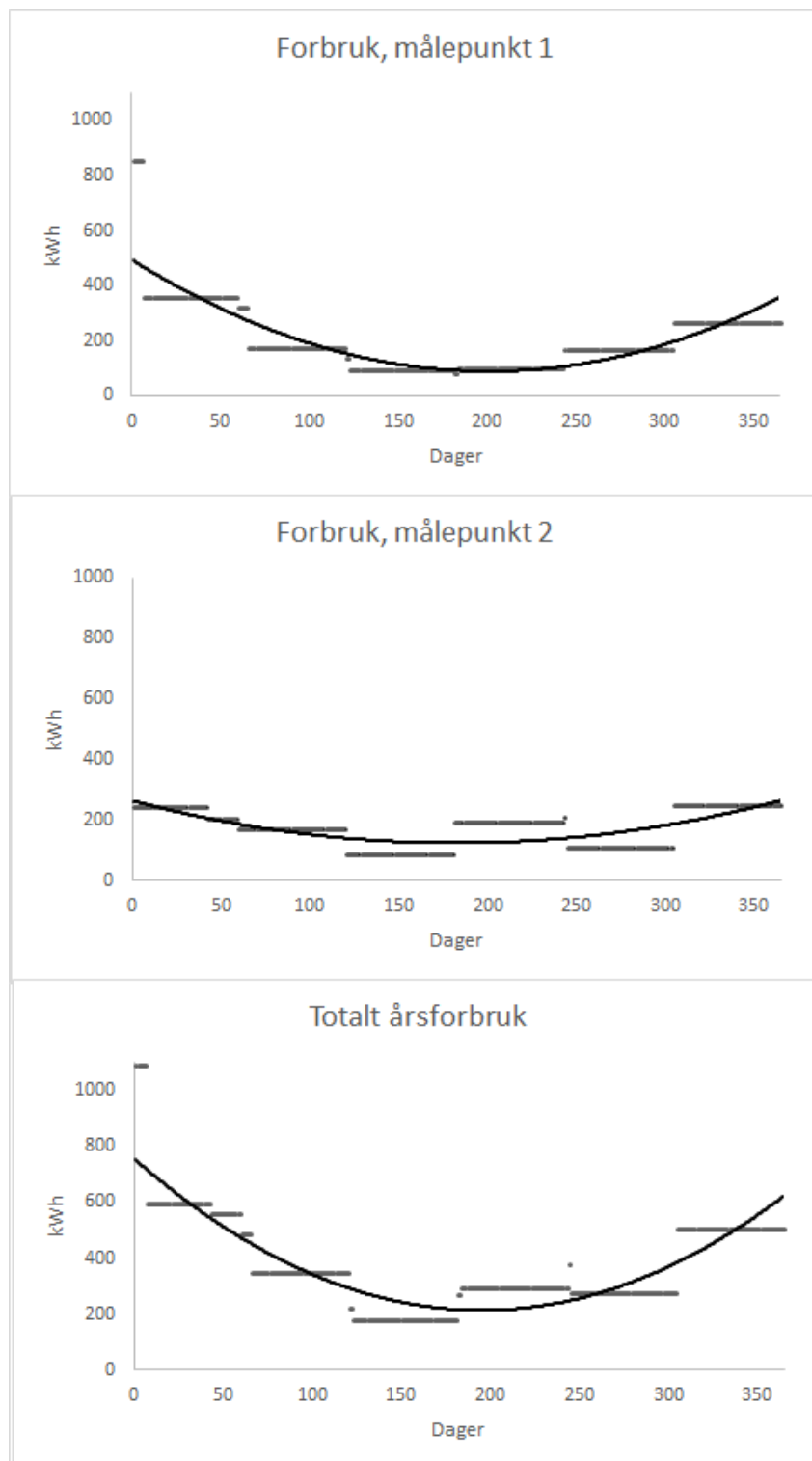
Figur 5.7: Månedlig elektrisitetsproduksjon fra vindturbinen.

Vindhastighetene har ikke samme daglige trend, slik som solinnstrålingen. Derfor trekkes det ikke frem noen typisk dagsprofil for elektrisitetsproduksjonen fra vindturbinen.

Årlig produksjon fra vindturbinen er 89 MWh.

Betegnelsene på energiproduksjon fra vindturbin ble definert i teorikapitlet. Fra disse likningene har dette anlegget 1780 brukstimer og en kapasitetsfaktor på 0,2.

5.3 Forbruk



Figur 5.8: Forbruk for målepunkt 1 (øverst), målepunkt 2 (midten) og totalforbruket (nederst) dag for dag. I tillegg til dagsforbruket er en modell vist for hver av profilene. Likningen for hver modell er gitt i likning 5.1, 5.2 og 5.3.

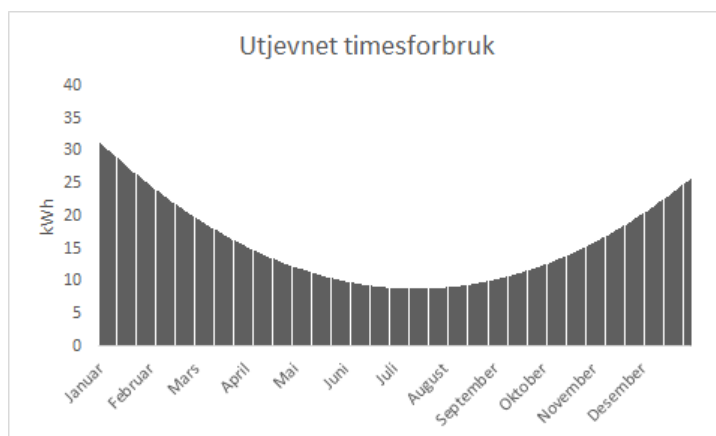
Figur 5.8 viser forbruket for de to målepunktene og totalforbruket (målepunkt 1 + målepunkt 2) dag for dag. Den svarte kurven er en modell for forbrukene. Likningene for modellene er gitt i likning 5.1, 5.2 og 5.3. Tilhørende R^2 til likningene er henholdsvis 0,7489, 0,5082 og 0,7839. R^2 er et mål på hvor godt denne modellen stemmer med data-serien, hvor 1 er god overenstemmelse og 0 er dårlig. Merk at hvis modellene integreres over et helt år vil summen bli lik det målte forbruket.

$$\text{Dagsforbruk, målepunkt 1} = 0,01x^2 - 4,035x + 493,62 \quad (5.1)$$

$$\text{Dagsforbruk, målepunkt 2} = 0,0042x^2 - 1,5312x + 264,08 \quad (5.2)$$

$$\text{Dagsforbruk, totalt} = 0,0142x^2 - 5,5663x + 757,7 \quad (5.3)$$

Figur 5.9 viser timesforbruket for hver dag gjennom et helt år. Maksmalt timesforbruk forekommer første januar, 31,3 kWh, og minimalt timesforbruk forekommer 13.-17. juli og ligger på 8,8 kWh.



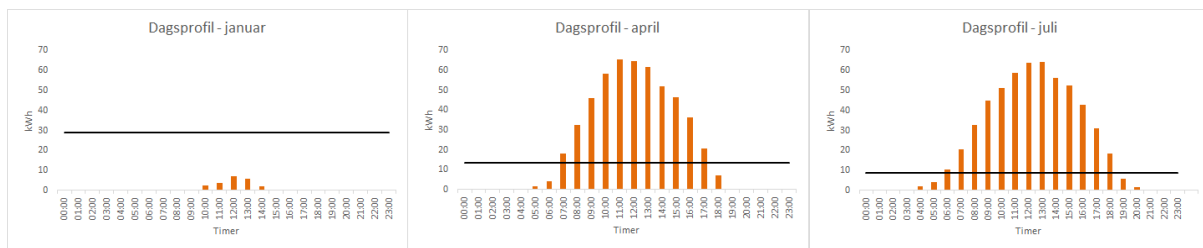
Figur 5.9: Timesforbruket for hver dag i året. Timesforbruket antas jevnt over døgnet og blir da $1/24$ av dagsforbruket.

Årsforbruket er tilsammen 136 MWh.

Døgnvariasjon fra PV-anlegget

Produksjonen fra PV-anleggene er størst rundt klokken 12, og faller til null på hver side. Tidspunktene for når produksjonen starter om morgenen og slutter om kvelden avhenger av når på året dagsprofilen tas fra. Det samme gjelder verdien på maks punktet. Dagsprofiler fra januar, april og juli er vist i figur 5.10. Dette gir et visst inntrykk av forskjellene over døgnet, og også over årstidene.

I figur 5.10 ligger også forbruket lagt inn som en strek. Fordi forbruket er jevnt over dagen, mens produksjonen fra PV-anleggene ikke er det, vil det variere over døgnet hva som kan dekkes.



Figur 5.10: Dagsprofiler fra 12.01, 15.04 og 21.07. Produksjonen starter tidligere og slutter senere i juli og april, og verdien på makstimen er høyere enn i januar. Dagsforbruket er lagt på som en svart strek for hver dag.

5.4 Forbruk mot produksjon

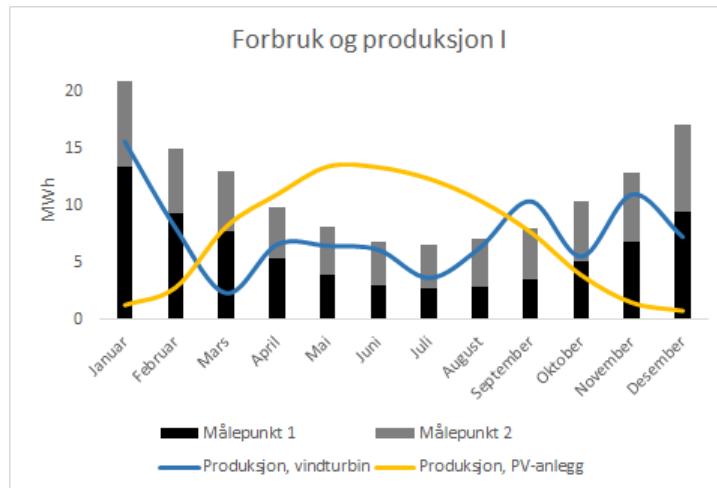
Ved presentasjon av forbruket mot produksjonen brukes kombinasjonene som ble beskrevet i avsnitt 4.4, se også tabell 5.1. Dataene i dette underkapitlet er samlet til månedlige summer, men det presiseres der det fins timer som overgår skrankene nevnt i avsnitt 4.2.4. I hver kombinasjon er det totalforbruket på 136 MWh som produksjonen måles mot. Legg merke til kombinasjon 3e som er lagt til i ettertid.

Tabell 5.1: De forskjellige kombinasjonene av produksjon som vil bli sammenliknet med det totale forbruket på Ruud.

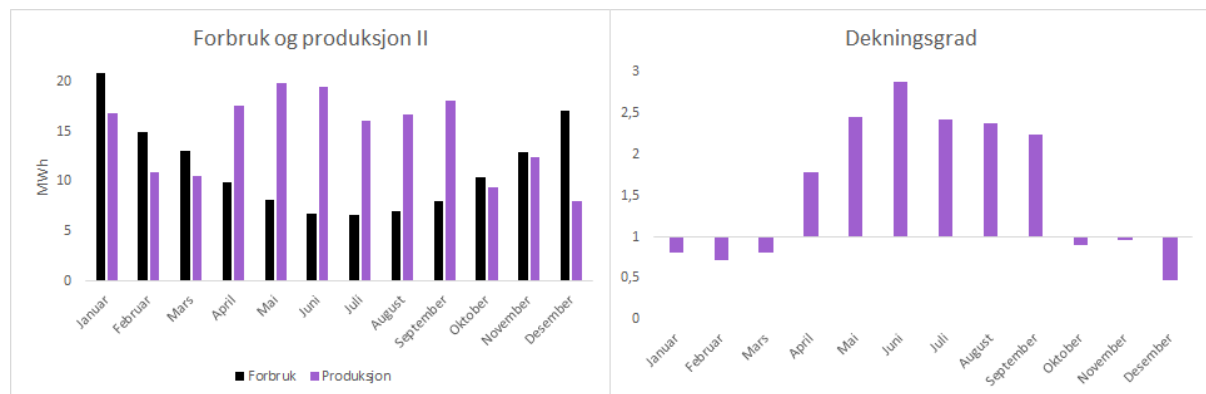
Nummer	Kombinasjon
1	Vindturbin og alle PV-anlegg
2a	Vindturbin
2b	Fullt PV-anlegg
3a	Vindturbin og PV-anlegg på kufjøset
3b	Vindturbin og PV-anlegg på försentralen
3c	Vindturbin og PV-anlegg på redskapsskjulet
3d	PV-anlegg på kufjøset
3e	Vindturbin og lite PV-anlegg på kufjøset

5.4.1 Kombinasjon 1

Forbruket og produksjonen fra vindturbin og fullt PV-anlegg er vist i figurene 5.11 og 5.12. I figur 5.11 skilles det mellom målepunktene og mellom produksjonsteknologiene, for å vise mulighetene ved kun én av teknologiene. Figur 5.12 viser totalt forbruk og total produksjon mot hverandre. Årsproduksjonen for denne kombinasjonen er 176 MWh. Månedlige dekningsgrader for denne kombinasjonen er vist til høyre i figuren.

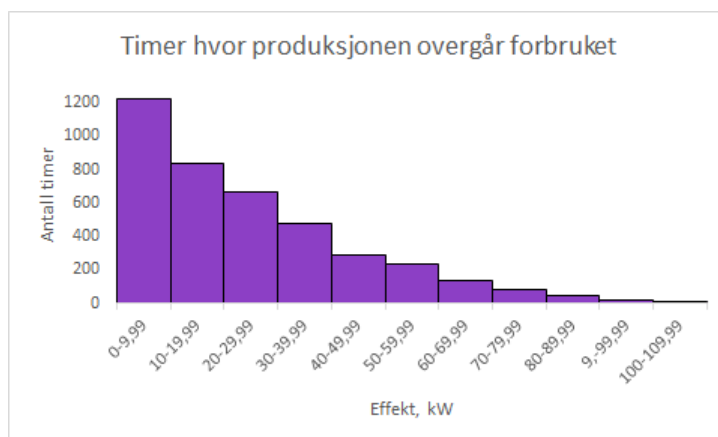


Figur 5.11: Forbruk og produksjon på månedsbasis. Det skilles mellom forbruket som er målt ved målepunkt 1 og 2, og også mellom produksjon fra PV-anlegg og vindturbin.



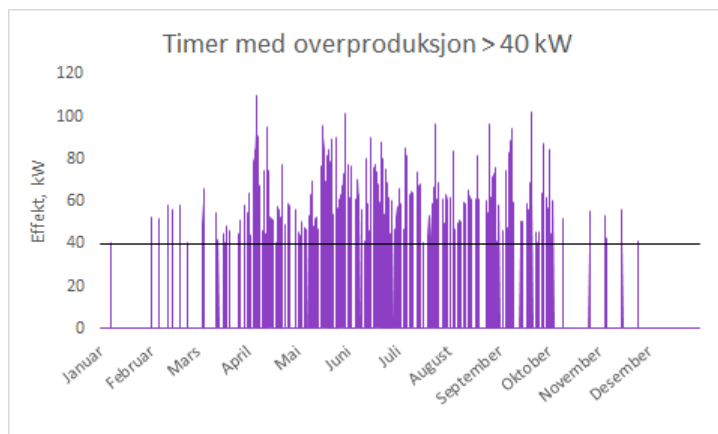
Figur 5.12: Totalt forbruk og total produksjon på månedsbasis.

Dataene i figur 5.11 og 5.12 er månedlige summer av timesproduksjonen som er simulert. Total produksjon (PV-anlegg + vindturbin) og forbruk på timesbasis er vist som vedlegg.



Figur 5.13: Timene hvor produksjonen er større enn forbruket, sortert etter størrelse på overproduksjonen. Merk at forbruket er trukket fra.

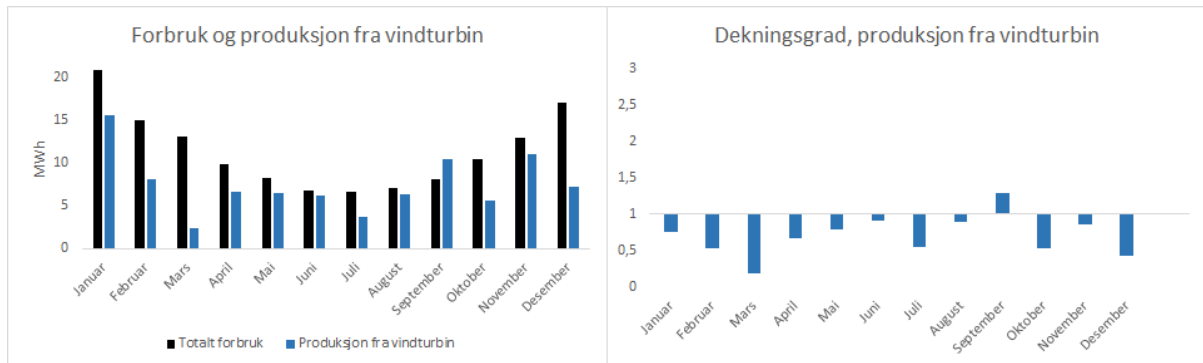
Figur 5.13 viser antall timer i året hvor produksjonen dekker forbruket. Alt i alt er det 4000 timer hvor Ruud vil overføre strøm til nettet. 800 av disse timene har en overproduksjon som er større enn overføringskranken i lavspentnettet. Hvordan disse fordeler seg utover året er vist i figur 5.14. Den svarte streken er 40 kW-grensa.



Figur 5.14: Oversikt over timer der overproduksjonen er større enn 40 kW og når på året de inntreffer. Merk at forbruket allerede er trukket fra verdiene.

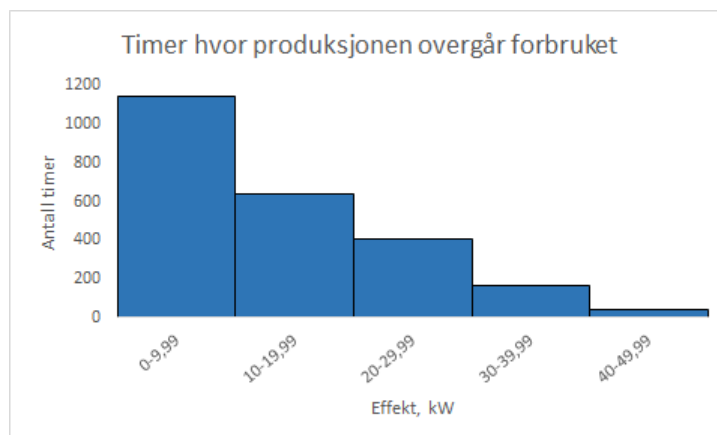
5.4.2 Kombinasjon 2a

Forbruket og produksjonen fra kun vindturbinen og dekningsgraden er vist i figur 5.15.



Figur 5.15: Forbruk og produksjon fra vindturbin til venstre. Månedlige dekningsgrader for kombinasjonen til høyre.

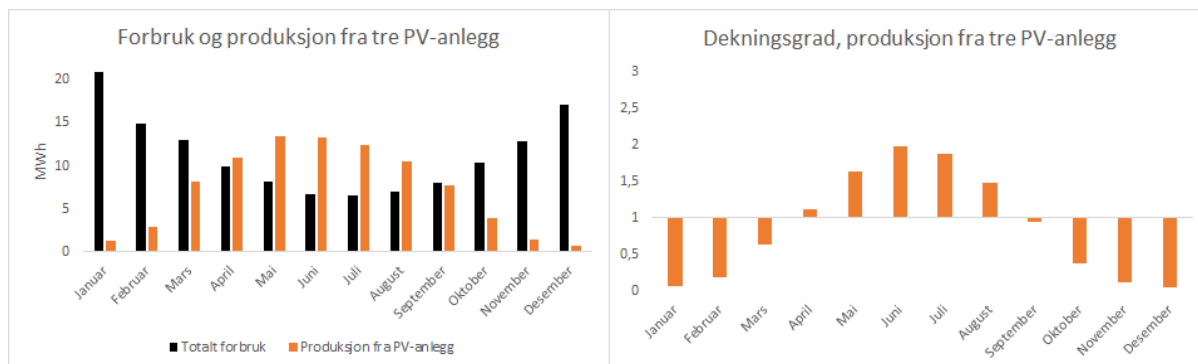
Årsproduksjonen for denne kombinasjonen er 89 MWh. De timene hvor produksjonen er større enn forbruket er vist i figur 5.16. Det forekommer 45 timer hvor overproduksjonen er større enn overføringsskranken.



Figur 5.16: Timene hvor produksjonen er større enn forbruket, tilsammen 2400 timer.

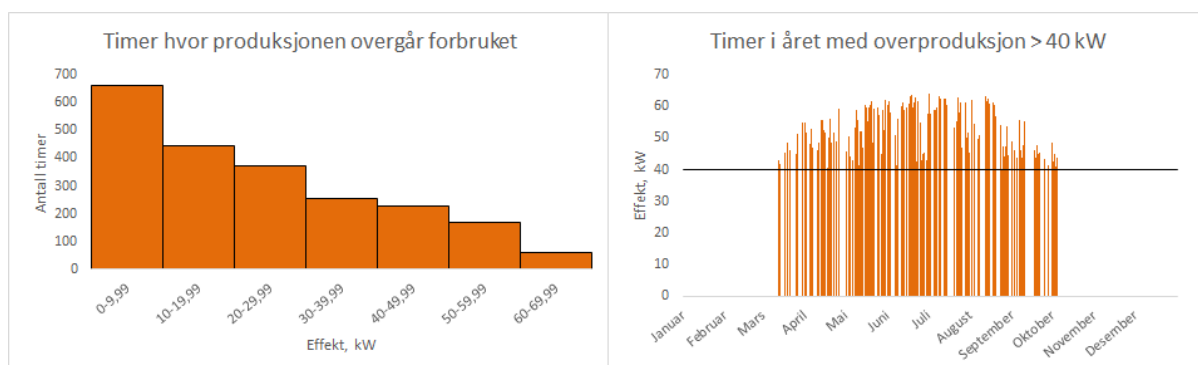
5.4.3 Kombinasjon 2b

Forbruket og produksjonen fra fullt PV-anlegg og dekningsgraden er vist i figur 5.17. Årsproduksjonen er 87 MWh.



Figur 5.17: Forbruk og produksjon fra fullt PV-anlegg. Dekningsgraden er vist til høyre.

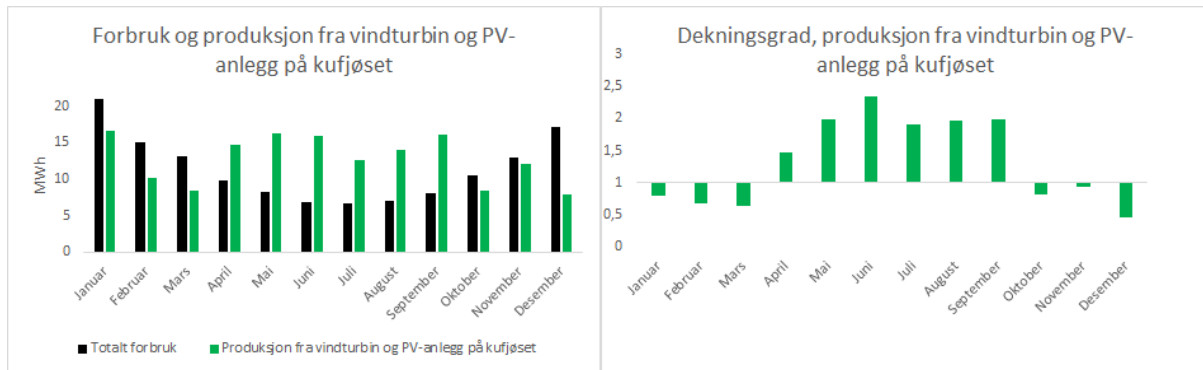
Antall timer hvor produksjonen overgår forbruket er 2200. Av disse har 460 en overproduksjon som er større enn overføringsskranken på 40 kW. Se figur 5.18. Fordelingen av timene med overproduksjon større enn skranken over året er vist til høyre i figur 5.18.



Figur 5.18: Stolpediagram med antall timer med overproduksjon sortert etter størrelse for kombinasjon 2b. Til høyre, en oversikt over timene hvor overproduksjonen er større enn 40 kW og når på året de inntreffer. Merk at forbruket allerede er trukket fra verdiene.

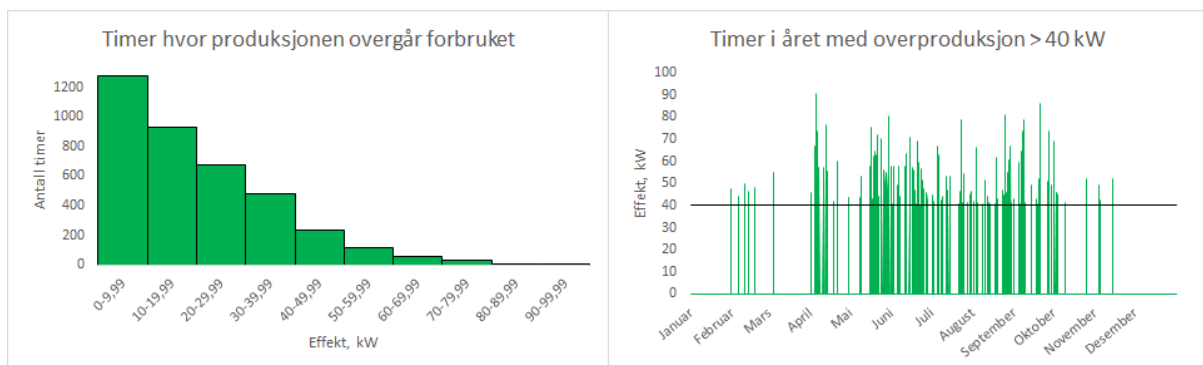
5.4.4 Kombinasjon 3a

Forbruket og produksjonen fra vindturbinen og PV-anlegg bare på kufjøset er vist i figur 5.19. Årsproduksjonen for kombinasjon 3a er 153 MWh. Dekningsgraden er også vist i figuren.



Figur 5.19: Forbruk og produksjon fra vindturbin og PV-anlegg på kufjøset til venstre. Dekningsgrader til høyre.

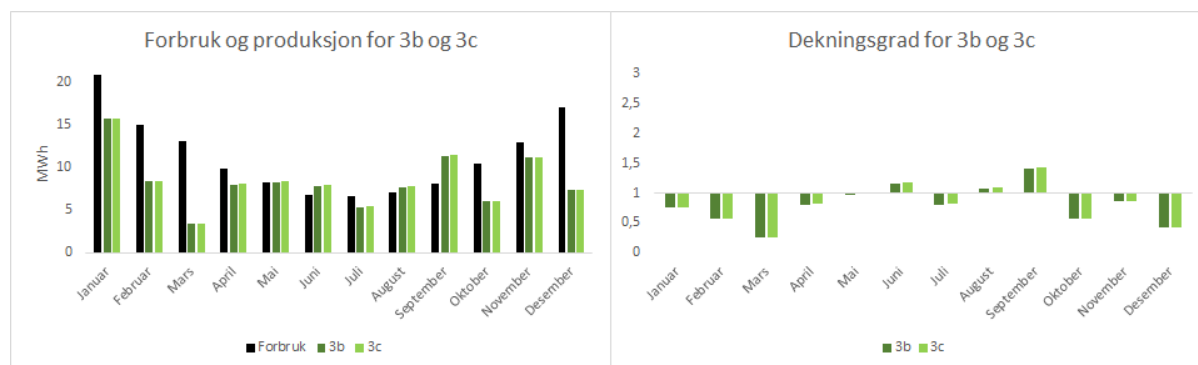
Timene hvor produksjonen er større enn forbruket er vist i figur 5.20. Av de 3800 timene hvor produksjonen overgår forbruket, har 446 en overproduksjon som er for stor for lavspennettet. Hvordan disse fordeler seg over året er vist til høyre i figuren.



Figur 5.20: Oversikt over timer med overproduksjon sortert etter størrelse. Fordelingen av disse timene er vist til høyre.

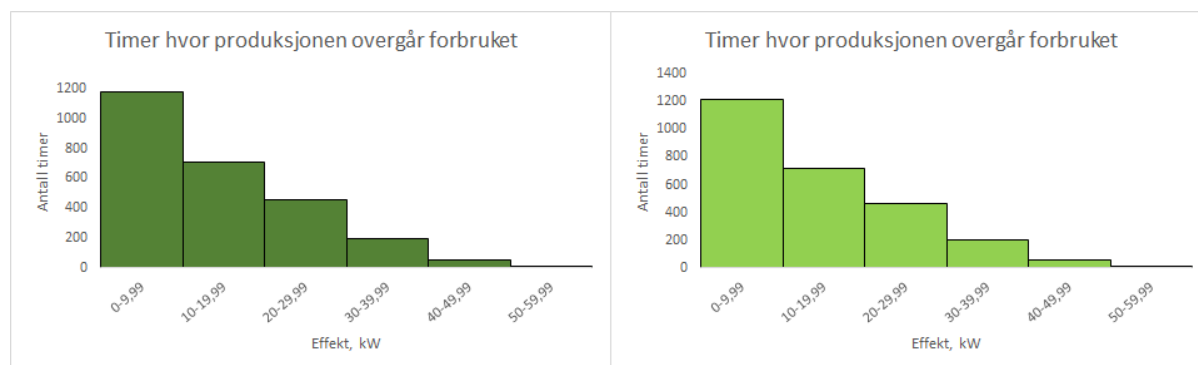
5.4.5 Kombinasjon 3b og 3c

Forbruket og produksjonen fra kombinasjon 3b og 3c er vist i figur 5.21. Produksjonen fra disse to kombinasjonene er nesten lik, PV-anlegget på redskapsskjulet gir bare marginalt mer enn det på fôrsentralen. Årsproduksjonen for kombinasjon 3b er 100 MWh, og for 3c er den 101 MWh. Til høyre i figur 5.21 vises dekningsgradene for de to kombinasjonene.



Figur 5.21: Forbruk og produksjon fra vindturbin og PV-anlegg på fôrsentralen. Månedlige dekningsgrader er vist til høyre.

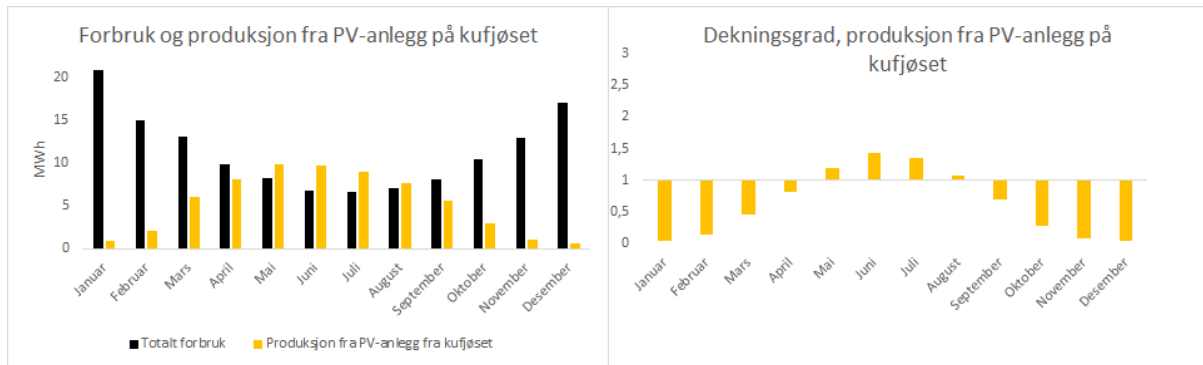
Antall timer hvor produksjonen overgår forbruket i de kombinasjonene er vist i figur 5.22. I figuren er timene sortert etter størrelse på overproduksjonen.



Figur 5.22: Timer hvor produksjonen overgår forbruket sortert etter størrelse på overproduksjonen. 3b er vist til venstre, 3c til høyre.

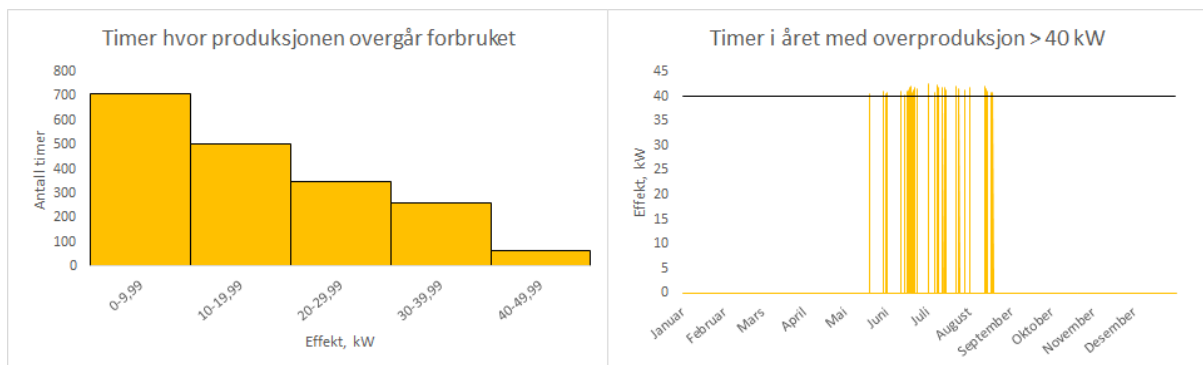
5.4.6 Kombinasjon 3d

Forbruket og produksjonen kun fra PV-anlegg på kufjøset er vist i figur 5.23. Årsproduksjon for kombinasjon 3d er 64 MWh. Månedlige dekningsgrader er vist til høyre i figuren.



Figur 5.23: Forbruk og produksjon fra PV-anlegg på kufjøset.

Antall timer hvor produksjonen overgår forbruket er 1900. Disse er sortert etter størrelsen på overproduksjonen i figur 5.24. Av de 1900 timene med overproduksjon, er overproduksjonen for stor for overføringskrankene i lavspennetnettet inne på Ruud i 66 timer. Fordelingen av disse er vist til høyre i figur 5.24.

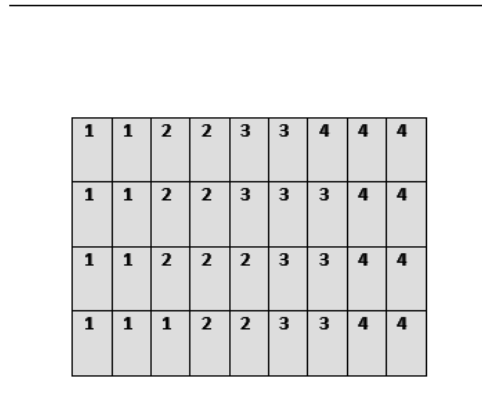


Figur 5.24: Timene hvor produksjonen overgår forbruket sortert etter størrelse på overproduksjonen. Oversikt over timer hvor overproduksjonen er større enn 40 kW og når på året de inntreffer er vist til høyre. Merk at forbruket allerede er trukket fra verdiene.

5.4.7 Kombinasjon 3e

Etter å ha sett overensstemmelse mellom forbruket og produksjonen fra kombinasjon 3b og 3c var det ønskelig å simulere for et lite anlegg på kufjøset. Kufjøset er mindre skyggeutsatt, og vil få et mindre produksjonstap enn anleggene på fôrsentralen og redskapsskjulet. Størrelsen er lik som anlegget på fôrsentralen.

Modullayouten som ble modellert av PVsyst for et lite anlegg på kufjøset er vist i figur 5.25.



Figur 5.25: Modullayout for et lite PV-anlegg på kufjøset. Strengene 1-4 er angitt med tall, inverterer angis med farge. Modulene dekker et areal på 59 m², som er plassert øst på kufjøstaket. Hele kufjøstaket er ikke vist i tegningen. Tegningen er ikke i målestokk.

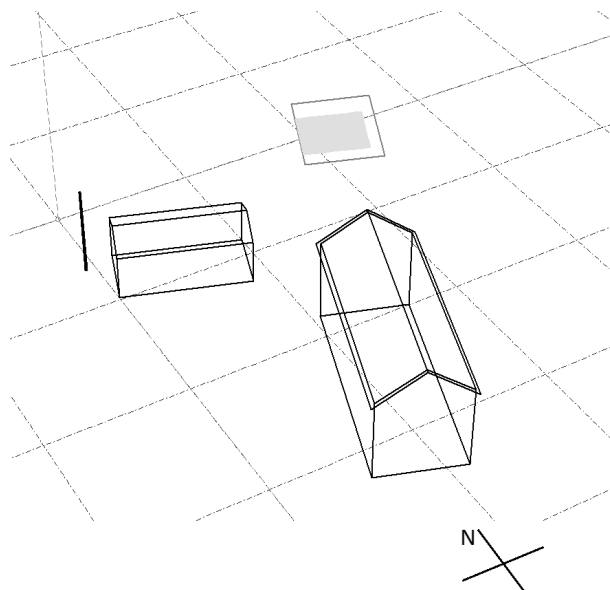
Det lille anlegget på kufjøset har 4 strenger med 9 moduler i hver streng, 36 moduler totalt. Modulene dekker et areal på 59 m². Dette er bare 14 % av takarealet på kufjøset. Anlegget har en effekt på 10,7 kW ved 50° celledetemperatur.

Anlegget vekslerettes av én inverter - Sunny Mini Central 11 000 TL på 11 kW.

Den årlige produksjonen er 11,7 MWh.

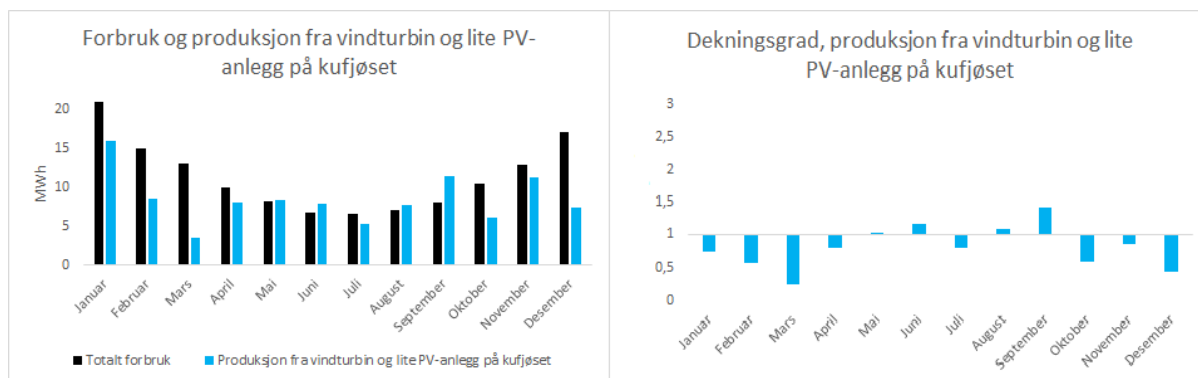
Skyggescenarioet for dette anlegget er vist i figur 5.26. Merk at treet nord for låven og treet vest for redskapsskjulet antas hogd i denne simuleringen. Produksjonstapet grunnet skygging er 2,3 %.

Antall brukstimer for dette PV-anlegget er 994 og PR er 91,9 %.



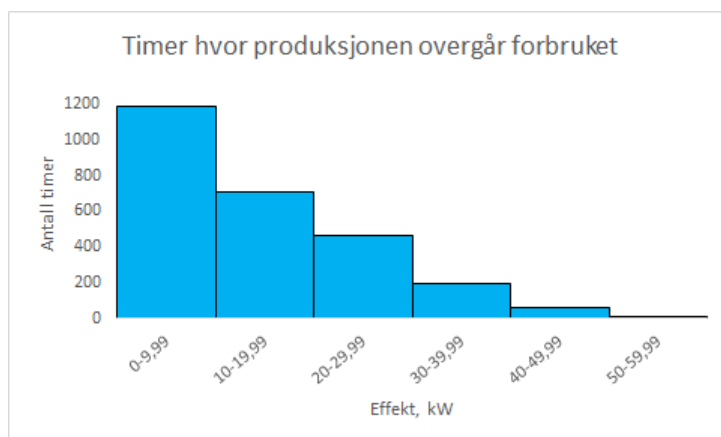
Figur 5.26: Illustrasjon fra PVsyst av skyggende elementer rundt østre del av kufjøset. PV-anlegget er vist som et tiltet rektangel, uten resten av kufjøstaket eller bygningen.

Forbruket mot produksjonen fra kombinasjon 3e er vist til venstre i figur 5.27. Årsproduksjonen er 101 MWh. Månedlige dekningsgrader er vist til høyre i figuren.



Figur 5.27: Forbruk og produksjon fra vindturbin og et lite PV-anlegg på kufjøset. Dekningsgrader til høyre.

Timene hvor produksjonen er større enn forbruket er sortert etter størrelse på overproduksjonen i figur 5.28. Av disse 2600 timene er det 65 timer hvor overproduksjonen overgår overføringskapasiteten i lavspennetnettet.



Figur 5.28: *Timer hvor produksjonen overgår forbruket for kombinasjon 3e.*

5.4.8 Oversikt

Tabell 5.2 gir en oversikt over de forskjellige kombinasjonene som er presentert i dette kapittelet. Alle verdiene er årlige. Når dekningsgraden over året er større enn 1, faller kombinasjonen utenfor plusskundeordningen slik den er beskrevet i avsnitt 4.2.4.

Tabell 5.2: *Oversikt over kombinasjonene med produksjon, dekningsgrad og antall timer hvor overproduksjonen er for stor. Alle verdiene er årlige.*

	Produksjon (MWh)	Dekningsgrad	Overproduksjon > 40 kW (timer)
1	176	1,29	801
2a	89	0,65	45
2b	87	0,64	456
3a	153	1,13	446
3b	100	0,74	61
3c	101	0,74	66
3d	64	0,47	66
3e	101	0,74	65

Kapittel 6

Diskusjon

6.1 Samsvar mellom forbruk og produksjon

6.1.1 Kombinasjon 1

Begrepet total produksjon brukes her om produksjonen fra alle PV-anleggene pluss produksjonen fra vindturbinen. Kombinasjon 1 er med andre ord den høyeste produksjonen som kan ventes fra Ruud når takene på både redskapsskjulet og driftsbygningen blir dekket med de valgte PV-modulene, og en vindturbin med 50 kW installert effekt benyttes.

Fra figur 5.12 er det tydelig at produksjonen forekommer i størst grad i månedene januar og april til september. Den paraboliske formen på forbruksmodellen gjør dermed at det er stor grad av overproduksjon i april til september. Denne overproduksjonen kan mates inn på nettet, og dermed senke Ruud sine utgifter til elektrisitet som må overføres til gården når forbruket overstiger produksjonen. Dette er tilfellet i de resterende månedene, altså oktober til mars. Tilsammen er det 4000 timer med overproduksjon, og 4760 hvor det må tas ut elektrisitet fra kraftnettet.

Verdiene som er vist i figurene i kapittel 5 er månedssummer. Det vil si at det kan forekomme dager og timer hvor produksjonen er høyere enn forbruket i januar, og dager og timer der forbruket er høyere enn produksjonen i juli. Innmating og uttaking fra nettet er derfor en dynamisk prosess, og skranken i lavspenningsnettet kan gjøre seg gjeldende. Figur 5.14 viser timene hvor overproduksjonen er større enn skranken på 40 kW. Figur 5.14 er uoversiktlig, men viser når på året disse timene oftest inntreffer, som naturlig nok er på sommerstid på grunn av produksjonsbidraget fra PV-anlegget. For denne kombinasjonen vil det også være timer på våren, høsten og vinteren hvor overproduksjonen er for høy. Overføringskrankene er bindende i 801 av årets 8760 timer, i overkant av 10 %. Timene med for høy overproduksjon forekommer rundt kl 12 på dagen, og er spredt utover på hver side av dette klokkeslettet på samme måte som produksjonen fra PV-anlegget. Dette gjelder de dagene hvor produksjonen fra PV-anlegget gjør seg gjeldende (sommeren, og til en viss grad også vår og høst.) Ved å vurdere figur 5.18 som gir fordeling av timer med overproduksjon større enn 40 kW for kun PV-anlegg er det grunn til å påstå at

PV-anlegget bidrar sterkt til antallet timer med for høy overproduksjon. Kombinasjon 2a (kun vindturbin) har på sin side bare 45 timer som strider med overføringsranken.

Dekningsgraden for kombinasjon 1 er større enn 1 i månedene april til september, og størst i juni. Da produseres det nærmere tre ganger så mye som det forbrukes på Ruud. I oktober og november er dekningsgraden henholdsvis 0,9 og 0,96, som tilsier at produksjonen nærmest dekker forbruket. Årlig dekningsgrad for denne kombinasjonen er 1,29. Med en slik dekningsgrad faller kombinasjonen utenfor plusskundeordningen. Dette faktum gjør kombinasjon 1 uaktuell med de begrensningene som er satt i denne studien.

Kombinasjon 1 gir ikke en så jevn produksjonen fra PV-anlegg og vindturbin som ventet, hvis Fraunhofer Institutes presentasjon fra 2014, nevnt i innledningen, legges til grunn. På den andre siden, hvis presentasjonen fra 2013 tas med i vurderingen er det tydelig at hvor jevn produksjonen er varierer fra år til år. Produksjon fra PV-anlegg følger samme profil, men størrelsen på produksjonen varierer. Produksjonen fra vindparkene varierer mye.[6, 7] Denne variasjonen vil mest sannsynlig bli tilfellet på Ruud også, fordi tidsserien med vindhastigheter ikke er et normalår. Produksjonen fra vindturbinen vil variere fra år til år.

Scenarioet med et fremtidig fornybart Europa anslo en optimal kombinasjon av installert effekt på PV-anlegg og vindturbin på 45 % mot 55 %. Kombinasjon 1 forutsetter 62 % PV-anlegg mot 38 % vindturbin.[13] På sin side er fordelingen 52 % PV-anlegg 48 % vindturbin i Tyskland.

Performance ratio og brukstimer

Jo høyere antall brukstimer, jo bedre utnyttes den installerte effekten i anlegget. PV-anlegget på redskapsskjulet har lavest antall på 876, som kanskje er forventet med den store andelen skygging som resulterer i produksjonstap. Fôrsentralanlegget og anlegget på kufjøset følger med 932 og 963. Brukstimene for PV-anleggene tar også med tapene som eventuelt forekommer i inverterne. Det er usikkert hvor brukstimer bør ligge for PV-anlegg i Norge, men høyere tall betyr at anlegget produserer mer per watt installert. Vindturbinen har antall brukstimer på 1780. Med slike tall for brukstimer er det tydelig at det produseres mer elektrisitet per installert watt i vindturbinen enn i PV-anleggene på Ruud.

PR for PV-anleggene varierer. Anlegget på redskapsskjulet har lav PR 79,5 % som ville gitt nest siste plass av 151 moduler i samme test som ga SunPowers moduler gode skussmål. Anlegget på fôrsentralen presterer bedre med 86,9 %. Derimot har både det store og det lille anlegget på kufjøset en PR på over 90 %. Dette betegnes som et godt resultat.[29] Avgjørelsen med å simulere for et lite anlegg på kufjøset ser med dette ut til å være et riktig valg.

6.1.2 Kombinasjon 2a

Produksjonen overgår forbruket kun i én måned ved kombinasjon 2a. Vindturbinen produserer årlig 89 MWh, mot forbruket på 136 MWh. Denne kombinasjonen faller med andre ord innunder plusskundeordningen, med en årlig dekningsgrad på 0,65. Dekningsgraden er større enn 1 bare i september, i alle de andre månedene må det importeres elektrisitet til Ruud. Uansett om det må importeres elektrisitet i noen måneder vil Ruud redusere kostnadene til elektrisitet i disse månedene på grunn av egenproduksjonen. Mars er den måneden med lavest dekningsgrad. Størst del av forbruket må importeres i denne måneden, omtrent 10 MWh. På timesbasis er det 2400 av årets timer som dekkes av produksjonen fra vindturbinen. I de resterende timene må det tas ut fra kraftnettet.

Som nevnt har denne kombinasjonen et vesentlig lavere antall timer med overproduksjon som strider med skranken i lavspentnettet enn kombinasjon 1. Bare 45 av årets timer har overproduksjon større enn 40 kW. Flest av disse inntreffer rundt måneden september, men på grunn av årsvariasjonene som kan forekomme i vindhastighetene er ikke dette noe som vil gjelde alle år. Figur 5.16 viser at timene som strider med skranken gjør dette marginalt. Timen med størst overproduksjon har en effekt på 47 kW. Da spørsmål om denne overproduksjonen ble rettet S. Halveg i HSEV mente han at dette problemet kunne løses ved å plassere en regulator i turbinen. Etter korrespondanse med B. Slupstad i HSEV ble det fastslått at en slik løsning er aktuell, som gjør kombinasjon 2a til en mulighet. En regulator avpasser frekvensen, som igjen regulerer generatoren. Den vil regulere ned effekten i de timene det er nødvendig, slik at overføringen ikke blir for stor.

Rapporten fra utredelsen av melkebruket på Prince Edward Island i Canada ga en dekningsgrad på 82 % ved installasjon av en vindturbin av halv størrelse av det som er utredet på Ruud. Vindturbinen på Prince Edward Island ga en årlig produksjon på 90 MWh. Dette er mer enn turbinen på Ruud produserer på tross av den halve størrelsen. Gjennomsnittelig årlig vindhastighet på Prince Edward Island er 5,2 m/s, mot 4,3 m/s på Ruud, som kan forklare noe av forskjellen, men ikke alt. Det er usikkert hvorfor turbinen i Canada har lik produksjon på halv installert effekt. brukstimer på turbinen på Ruud er 1780, mens turbinen i Canada har 3600 brukstimer. 3600 er bedre enn gode store turbiner, hvis bare antall brukstimer legges til grunn.[8]

Scenarioet med 45 kW-turbin på Roer gård i Rygge ga en årsproduksjon på 87 MWh som ligner produksjonen på Ruud. Roer hadde høyere forbruk (167 MWh) og dekningsgraden ble 0,52. Hvis kombinasjon 2a skal installeres på Ruud vil det være fornuftig å undersøke om vindturbinen ble installert på Roer og sette seg inn i dette anlegget på forhånd.[9]

I Prosjekt fornybar elektrisitetsproduksjon i landbruket påpekes det at installasjon av vindturbin er positivt for gårdsbruk med gode vindforhold og forbruk høyere enn normalt. Ruud har ikke spesielt høyt forbruk, ei heller særlig gode vindhastigheter. Likevel gir installasjon av vindturbin en dekningsgrad på over 0,6, som må anses som positivt.[11]

6.1.3 Kombinasjon 2b

Forbruk og produksjon fra PV-anlegg på Ruud følger motsatte profiler, ifølge venstre del av figur 5.17. Produksjonen er vesentlig større enn forbruket på sommeren, mens det motsatte er tilfelle vinterstid. De to eneste månedene hvor dekningsgraden ligger rundt 1, er april og september. 2200 timer i året kan fullt og helt dekkes med produksjon fra PV-anleggene. Av disse vil overproduksjonen bryte skranken på 40 kW i 456 timer. Disse inntreffer hovedsakelig på sommeren, sen vår og tidlig høst, se figur 5.18. I tillegg til at antall timer er høyt, er størrelsen på overproduksjonen en del større enn i kombinasjon 2a.

Total årsproduksjon for de tre PV-anleggene er 87 MWh som gir en årlig dekningsgrad på 0,64. Dette er omtrent like godt som i kombinasjon 2a, men antall timer med overproduksjon gjør denne kombinasjonen mindre aktuell. Løsningen med regulator byr på flere utfordringer enn for kombinasjon 2a, dette er videre diskutert i avsnitt 6.1.7.

En mulighet for å gjøre kombinasjon 2b mer aktuell er å koble PV-anleggene sammen med en form for lagringsmulighet. Da kan overproduksjonen om dagen/sommeren lagres til bruk på kvelden/vinterstid. Hvis en lagringsenhet installeres vil det være muligheter for å unngå overføringskranken i lavspenningsnett. Dette utredes ikke videre fordi det ligger utenfor denne studiens rammer.

Uten lagringsmulighet vil kombinasjon 2b bli mindre aktuell, på bakgrunn av det høye antall timer med for stor overproduksjon, på tross av at kombinasjonen ville gitt plusskundestatus.

I mulighetsstudien på Roer gård ble det oppnådd en dekningsgrad på omtrent 0,5 ved bruk av tre av gårdens tak til PV-anlegg. Årlig produksjon ble 87 MWh, det samme som produksjonen fra PV-anleggene på Ruud. På samme måte som ved kombinasjon 2a, er det fornuftig å undersøke mer rundt utredningen av Roer gård hvis kombinasjon 2b skal installeres. Det viser seg at disse to har liknende ressursgrunnlag, om enn forskjellig forbruk.[10]

Et aspekt å ha i bakhodet er det faktum at sjansen for havari er vesentlig større ved en vindturbin. En turbins roterende deler vil være utsatt for slitasje og det er en risiko for gir- eller generatorhavari. Disse risikoene unngås i et PV-anlegg, hvor roterende deler er null. Og selv om modul og inverter også kan gå i stykker er disse lettere tilgjengelig for reparasjon enn nacellen i vindturbinen. Det er også lenger garantitid på PV-modulene enn turbinen.

Døgnvariasjoner

Figur 5.10 viser at når PV-anlegget produserer på sommerstid (og til tider også vår og høst) er produksjonen vesentlig høyere enn forbruket. PV-anleggets produksjonsprofil gir store dekningsvariasjoner, hvor det trengs en lagringsmulighet av noe slag for å hindre et stort energitap om dagen. Dette gjelder særlig de timene hvor overproduksjonen er for stor for overføringsnett. Med en lagringsmulighet vil overskuddselektrisiteten som

produseres om dagen kunne brukes om natten, der forbruket er det samme som om dagen, mens produksjonen faller til null.

Vinterdagene gir generelt liten produksjon, selv på dagtid, og store deler av forbruket må importeres fra kraftnettet.

6.1.4 Kombinasjon 3a

Kombinasjon 3a gir en årsproduksjon på 153 MWh. Dette er høyere enn forbruket og gir ikke plusskundestatus. Den høye produksjonen på sommeren fører til 446 timer hvor overproduksjonen er for høy. Størrelsen på overproduksjonen er større enn både 2a og 2b. Kombinasjon 3a likner på kombinasjon 1, PV-anlegget er bare skalert ned fra to små tak og ett stort, til ett stort. Dette fører til en relativt lik fordeling av timene hvor overproduksjonen er for stor for lavspentnettet, se figur 5.20.

Overproduksjonstimene i denne kombinasjonen byr på samme problemer som i 2b, og også samme utfordringer med en eventuell lagringsmulighet. Uansett om disse problemene kan løses, er kombinasjon 3a uaktuell fordi den faller utenfor plusskundeordningen.

6.1.5 Kombinasjon 3b og 3c

PV-anlegget produserer 11 MWh (3b) og 12 MWh (3c), mot vindturbinens 89 MWh, derfor likner produksjonsprofilene i kombinasjon 3b og 3c på den for kombinasjon 2a. PV-anlegget bidrar mest på sommeren som bedrer dekningsgradene vesentlig i mai, juni, juli og august. Både kombinasjon 3b og 3c gir gode dekningsgrader, og passer relativt godt overens med forbruksprofilen. Den dårligste dekningsgraden inntreffer i mars for begge kombinasjoner, hvor både vindhastigheter og solinnstråling er lav.

I 2600 til 2700 av årets timer vil forbruket dekkes i sin helhet av produksjonen. I 61 til 66 av disse timene er overproduksjonen større enn effektgrensa som er i lavspentnettet. Dette er vesentlig færre timer enn kombinasjon 3a, hvor produksjonen fra vindturbinen kombineres med produksjon fra PV-anlegget på kufjøset. Disse timene vil ikke nødvendigvis inntreffe på sommeren, som i kombinasjon 2b, fordi produksjonen fra vindturbinen ikke følger samme profil som den fra PV-anleggene. Hvis problemet med plassering av regulator kan løses på en enkel måte, og at denne er i stand til å regulere effekter over 50 kW ned til 40 kW er kombinasjon 3b aktuell utifra begrensningen i lavspentnettet. Se også avsnitt 6.1.7.

En annen mulighet for å minske produksjonen er å lage PV-anleggene mindre. Det må vurderes flere aspekter ved dette, blant annet vil det ikke være mulig å redusere antall timer med for høy produksjon til null bare ved å skalere ned PV-anleggene. I tillegg bidrar PV-anleggene sterkt på sommerstid, og dekningsgraden i sommermånedene ligger allerede rundt 1. Hvis PV-anleggene blir vesentlig mindre vil det være fare for at kombinasjon 3b eller 3c ikke kan dekke forbruket så godt som er mulig i sommermånedene.

Årsproduksjonen er 100 MWh (3b) og 101 MWh (3c), som gir en årlig dekningsgrad på 0,74. Begge disse kombinasjonene faller inn under plusskundeordningen.

6.1.6 Kombinasjon 3d

Hvis ett av PV-anleggene skal brukes alene må det være anlegget på kufjøset, på grunn av størrelsen. Dette anlegget gir en årsproduksjon på 64 MWh, og en årlig dekningsgrad på 0,47. Overproduksjon forekommer i mai, juni, juli og såvidt i august, se figur 5.23. Timene med for høy produksjon forekommer i samme tidsrom, men disse er bare såvidt for høye, se figur 5.24. Kombinasjonen havner innunder plusskundeordningen og figur 5.24 viser at overproduksjonen bare er marginalt for høy. Ved å lage anlegget mindre, vil disse timene kunne utelukkes helt. Det må da simuleres ytterligere for å finne ny modullayout og inverterkonfigurasjon. Uansett størrelse på dette anlegget bør det forsøkes lagt mest mulig mot øst på taket, hvor skyggingen er minst.

Vinterstid vil ikke denne kombinasjonen dekke stort av forbruket. Dekningsgradene er nær 0 i januar, november og desember. Hvis ønsket er å minimere antall timer hvor produksjonen overgår forbruket og det ikke er så vesentlig med dekning av forbruket vinterstid er dette et aktuelt anlegg.

Døgnvariasjonene i denne kombinasjonen vil være lik som den i kombinasjon 2b, og vil føre med seg samme ulemper og utfordringer.

Kombinasjon 3d minner om PV-anlegget som var tenkt anlagt på Roer gård i Rygge. Både på Ruud og Roer stemmer produksjon og forbruk dårlig overens.[10]

6.1.7 Kombinasjon 3e

Hvis kombinasjon 3b eller 3c skulle gjennomføres, ville taket på kufjøset (som er mindre utsatt for skygging) stått tomt. Derfor var det ønskelig å simulere et anlegg på størrelse med fôrsentralen, men plassert øst på kufjøstaket. I tillegg til å flytte anlegget er det antatt at treet rett nord for låven, og treet rett vest for redskapsskjulet er hogget.

Det lille anlegget på kufjøset har et produksjonstap grunnet skygging på bare 2,3 %, som er vesentlig mindre enn både anlegget på fôrsentralen og redskapsskjulet. Det lille anlegget på kufjøset har også en performance ratio på 91,9 %, som er vesentlig bedre enn anlegget både på fôrsentralen og redskapsskjulet. Også antallet brukstimer er høyere for dette anlegget enn de andre. Forskjellen i produksjon mellom dette anlegget og det på fôrsentralen er derimot ikke så stor, bare 10 %. De to anleggene er like i størrelse, og har lik inverterkonfigurasjon.

Årsproduksjonen, dekningsgraden og antallet timer med for høy overproduksjon er så å si likt med kombinasjon 3b og 3c. Hvis samme forutsetninger gjøres med tanke på regulator, er dette også et anlegg som er aktuelt.

Forholdet mellom installert effekt i de to teknologiene er 82 % vind og 18 % PV for kombinasjon 3b og 3e og 80 % vind og 20 % PV for kombinasjon 3c. Dette er ganske langt unna det som oppgis som optimalt for Europa i et fornybart scenario.[13] Det er stor forskjell på Ruud og Europa, og den optimale kombinasjonen mellom teknologiene er mest sannsynlig ikke lik.

Produksjonsprofilene for kombinasjon 3b, 3c og 3e er også jevnere enn kombinasjon 1 og 3a, selv om de også baserer seg på en kombinasjon av vindturbin og PV-anlegg.

Regulator

Etter diskusjon og epostkorrespondanse med B. Slupstad i HSEV er det avdekket muligheter for installasjon og bruk av regulator. En regulator avpasser frekvensen i et anlegg slik at det passer med kriteriene som settes. For Ruud er dette kriteriet at overføringen fra gården til transformatorstasjonen ikke skal overgå 40 kW til enhver tid. Ved bruk av en regulator, kan dekningsgraden for kombinasjonene synke. Etter vurdering av kombinasjonene med tanke på dette er det avgjort at dekningsgraden for kombinasjon 2a, 3c og 3e forblir uforandret. De andre kombinasjonene får en redusert dekningsgrad, hvorav bare kombinasjon 2b får en reduksjon som er vesentlig, ned til 0,60. Kombinasjon 1 og 3a havner fremdeles utenfor plusskundeordningen.

For en vindturbin plasseres regulatoren direkte i kombinasjon med generatoren i turbinen. Det er ikke utredet hvordan dette passer med EWP E-3120, men det antas at dette er mulig.

For et PV-anlegg reguleres frekvensen i inverteren og må plasseres i kombinasjon med den. Det blir derfor vesentlig at invertertypen som er valgt er kompatibel med regulatoren og at det er plass til begge disse. Det kan by på vanskeligheter ved at PV-anleggene på Ruud vekselrettes av et stort antall invertere. For PV-anlegg fins det regulatorer opp til 100 kW, så overproduksjonen på Ruud er liten nok til å avpasses med en regulator. Men disse regulatorene er i utgangspunktet bygd for en annen koblingstype i kraftnettet enn det det opereres med i Norge. Ifølge B. Slupstad er dette et problem som er mulig å løse.

Kraftnettet ligger i utgangspunktet utenfor denne studiens rammer, men regulatoren er nevnt for å vise mulighetene når produksjonen overgår forbruket med effekter som er for store for lavspennetnettet.

Samsvarskombinasjonene vil ha ulike utfordringer når det kommer til installasjonen av en regulator. Det tas bare hensyn til de kombinasjonene som faller innenfor plusskundeordningen.

Kombinasjon 2a vil virke godt med en regulator for å regulere ned overproduksjonen når det trengs. Det er bare ett produksjonspunkt, og dermed bare én regulator, som slipper å ta hensyn til andre produksjonspunkt på Ruud. I denne kombinasjonen trengs ikke en spesielt stor regulator, fordi timene med for stor overproduksjon har en effekt mellom 40 og 47 kW.

Kombinasjon 2b har et problem ved at PV-anleggene vekselrettes av mange invertere. Det må utredes videre om dette i det hele tatt er mulig.

Kombinasjon 3b, 3c og 3e må forandres slik at PV-anleggene vekselrettes av en sentralinverter, istedet for flere små. Likevel må det utredes for om det går an å kombinere flere anlegg med regulator sånn som det er ønskelig for disse kombinasjonene.

6.2 Ruud

Skygging

Hvis det skal installeres PV-anlegg på Ruud gård bør noen forutsetninger gjøres. Treet nord for låven må hogges, sammen med treet rett vest for redskapsskjulet. Fra simuleringen av det lille kufjøset vises det at dette vil senke skyggeprosenten iallefall på kufjøset. Redskapsskjulet er den mest skyggeutsatte bygningen. For å senke skyggeprosenten for denne bygningen bør det hogges flere trær sørvest for redskapsskjulet.

Selv om alle tre takene er utsatt for skygging fra låven er det ikke stort å gjøre med dette elementet. Det samme gjelder stolpen rett vest for redskapsskjulet som skygger for fôrsentralen og kufjøset.

Hogst med tanke på vindturbin

Om en vindturbin skal installeres på det punktet som er foreslått i avsnitt 4.4 er det nødvendig med hogst. Dette både på grunn av vindens kvalitet som vil forringes ved mange hindre langs bakken, og faren for at sveipearealet til turbinen blir forstyrret av trærne. Fra vindrosen i avsnitt 4.2.2 er det synlig at hovedvindretningen er fra sør-sørvest, og dermed er det viktigst å hogge trær i denne retningen, og i retningen bak turbinen, som blir nord-nordøst.

Bygningene med tanke på PV-anlegg

Helningsvinkelen på bygningene på Ruud er slak. En brattere helningsvinkel vil i Norge gi bedre utbytte. Optimal helningsvinkel for Norge ligger på omtrent 40° [35], som er brattere enn vinkelen på kufjøset og fôrsentralen på Ruud. Det er imidlertid slik at ved driftsbygninger er det gulvarealet som forsøkes maksimeres, gjerne i kombinasjon med en lav takhøyde. Dette gir automatisk slake helningsvinkler.

Mens denne studien har utviklet seg har det dukket opp en sidediskusjon om hvor mye vekt taket på driftsbygningen på Ruud tåler. En første bekymring ble meldt av bonden selv, H. P. Kongtorp, på bakgrunn av feil i konstruksjonsprosessen med driftsbygningen. Takstolene har seget sammen etter disse feilene, og det var avgjørende for Kongtorp at det kunne garanteres at taket holder ved anleggelse av PV-anlegg. H. Solbakken i RingAlm Tre, som leverte takstolene, kom med beskjeden at taket ikke er beregnet for noe ekstra vekt enn snølast og takstein. Han mente heller ikke å se noen enkel måte taket kunne forsterkes på. T. C. Tuv i FUSen derimot mener at vekta ikke bør være noe problem. Ifølge H. Solbakken er taket dimensjonert for 300 kg/m^2 snølast, og T. C. Tuv påpekte at de ytterlige 11 kg/m^2 fra et PV-panel er bare snaue 4 % av snølasten. S. Merlet fra Multiconsult hadde heller ikke hatt problemer med vekta før, og påpeker at bygninger i Norge er dimensjonert for snølast og en god sikkerhetsmargin. I tillegg til vektspørsmålet i seg selv er det et spørsmål om hvordan snøen oppfører seg på panelene. T. C. Tuv

skriver at i praksis vil snøen gli lettere av, men at denne egenskapen vanskelig lar seg kvantifisere. Hvis dette er tilfellet, vil behovet for vekt som er satt av til snølast gå ned.

Angående andelen av taket som kan brukes til PV-anlegg er det satt en grense på 80 % i denne studien. Denne antagelsen er tatt på bakgrunn av epostkorrespondanse med S. Merlet og T. C. Tuv. Det er ikke sikkert om dette er en nødvendig grense å sette, for Ruud vil nok vektproblematikken være en mer vesentlig grunn til å eventuelt senke andelen fra 100 %.

Valg av panel og turbin

Med tanke på vektproblematikken kan det være nødvendig å vurdere lettere paneler hvis taket ikke tåler de 11 kg/m² som SunPower veier. Alternativet kan være tynnfilmsteknologier, hvor noen av dem har en vesentlig lavere vekt, men effektiviteten er dårligere.[44]

Selv om en vindturbin faller utenom konsesjonssøknadsgrensen på 500 kW, vil prosjektet likevel måtte søke kommunen, hvor søknaden vil behandles i henhold til plan- og bygningsloven.[43] Der er det åpning for innspill fra blant annet personer og foreninger som føler seg berørt av installasjonen. En vindturbin møter ofte motstand, på grunn av naturinngrepet det er å installere den. EPW E-3120 blir nærmere 40 meter høy, med navhøyde på 30 m og bladlengde på ni meter. Dette kan falle i dårlig smak hos naboer og andre som føler seg berørt, så selv om en enda større turbin ville kunne gitt større produksjon er ikke det overveid. Mulighetene for å installere en mindre turbin er selvfølgelig tilstede, for å gjøre turbinen mindre ruvende, det fins flere turbiner på omkring 18 m ved navet, men med lavere sveipeareal. EWP E-3120 er valgt på bakgrunn av det store sveipearealet ved den installerte effekten. I samsvar med råd fra Ø. Byrkjedal er dette brukt som begrunnelse for valget av turbintype.

Oppkobling mot kraftnettet

Elektrisitetstransport gjennom kabler fører til tap i spenningsnivået til den elektriske energien. Det vil si at den delen av elektrisitetsproduksjonen på Ruud som brukes på gården unngår et slikt tapsledd. Dette er en fordel for e-verket som slipper dette tapsleddet ved å overføre elektrisitet til gården. Skranken på 40 kW overføringskapasitet i lavspennetnettet er bindende nå, men vil kanskje kunne overkommes i fremtiden hvis nettet oppgraderes. På grunn av den nye driftsbygningen ble lavspennetnettet nylig oppgradert. Til dags dato er det ikke avgjort om noen ny oppgradering vil komme.

Når det gjelder tap over større avstander, er det sagt fra HSEV sin side at avstanden blir problematisk først ved 600 m. Vindturbinen vil ligge i overkant av 500 m fra transformatorstasjonen (i kabelavstand), og det må vurderes hvordan dette tapet vil innvirke på elektrisiteten levert til kraftnettet fra vindturbinen. Fra vindturbinen til det eksisterende lavspennetnettet på Ruud må det legges en ny kabel, og denne må kunne tåle effekten som vindturbinen kan levere. Tapet som vil forekomme i denne kabelen er ikke tatt hensyn til i sammenlikningen i denne studien.

Ressursmålingene

Det er ikke optimalt å anvende innstrålingsdata fra PVgis, da disse avviker fra faktisk innstråling, men erfaringer fra IFE gjort med disse dataene har vist at de gir et godt første estimat. PVgis brukes også i mange tilfeller i Norge. PVsyst genererte en fil på timesbasis på bakgrunn av månedsdataene fra PVgis.

Begge disse aspektene vil føre til avvik mellom forventet og faktisk innstråling på Ruud, og har direkte innvirkning på produksjonen fra PV-anlegget estimert med PVsyst. Hvis avviket mellom forventet og faktisk innstråling i PVgis' data stemmer, vil produksjonen fra PV-anleggene på Ruud være større enn det som er simulert.

Tidsserien med vindhastigheter har en geografisk oppløsning på 1 km x 1 km, og høyden som er benyttet i denne studien er 18 m. For det første er oppløsningen for lav til å utføre detaljerte beregninger for et enkelt gårdsbruk. Tidsserien går ut ifra like hastigheter for en hel kvadratkilometer, og tar ikke nok hensyn til terrenget. Den speed-up av vinden som forventes der vindturbinen er tenkt plassert er ikke nødvendigvis med i variasjonene i vindhastighetene, og det må den være for å få en riktigere produksjonsprofil fra vindturbinen.

For det andre er 18 m lavere enn turbinens navhøyde. Turbinen er tenkt installert med en navhøyde på 30 m, som vil gi en litt annerledes tidsserie. Økningen på gjennomsnittelig årlig vindhastighet fra 18 meters høyde til 58 meter er ikke mer enn 20 % (4,3 m/s til 5,1 m/s), men det vil likevel føre til en økning i produksjon fra vindturbinen, og da kanskje aller viktigst, i timene hvor overproduksjonen overgår skranken i lavspentnettet.

Tidsserien som er oppgitt er for 2005. Vindhastighetene varierer også årlig, og 2005 avvek fra et normalår ved å ha 2-3 % høyere vindhastigheter. Dette har naturlig nok en innvirkning på produksjonen fra vindturbinen. Dette er viktig å merke seg for alle kombinasjonene som innebærer vindturbinen. Produksjonsprofilene for disse kombinasjonene vil ikke nødvendigvis være like fra år til år.

6.3 PV-anleggene

Modullayoutene som er modellert av PVsyst, med mulighet for manuell tilpasning, er lagt slik for å minimere tapet ved skygging på deler av PV-anlegget. Strengene er forsøkt lagt slik at bare én og én streng skygges av gangen. Skygging er en dynamisk prosess, det er så å si umulig at bare en streng får skygge på seg av gangen. Det er ikke sikkert at modullayoutene som er vist i figur 5.1, 5.2 og 5.3 er de mest gunstige. For å være sikker bør skyggingen av modulene undersøkes nøyere, og om nødvendig kan modulene legges annerledes og kobles til strenger på en annen måte. PVsyst gir gode muligheter for en slik analyse, men det var utenfor denne studien.

Inverterkonfigurasjonen vil også kunne få innvirkning på skyggetapene. På samme måte som strengene er lagt ut, er inverterne koblet opp mot strengene på en måte som gjør at skygge treffer anlegget inverter for inverter. Dette vil minske tapene som skygging

forårsaker, og i likhet med strengene, er det så å si umulig å oppnå dette perfekt, iallefall når modulene ligger tett i tett på taket.

Det vil utgjøre en forskjell om det benyttes modulinverter, strenginverter eller sentralinverter. Ved bruk av sentralinverter vil en feil i inverteren føre til at hele anlegget blir berørt. En feil i en modulinverter vil bare føre til at en eneste modul blir berørt. Hvis det skal benyttes regulator i anlegget på Ruud er det bedre med færre inverttere, heller enn flere.

Anlegget på redskapsskjulet er simulert med to inverttere, men kan like gjerne installeres med én, da blir dette den samme som for førsentral og lille kufjøs. Som nevnt kan det være gunstigere med underdimensjonerte inverterkonfigurasjoner, det vil si at det er mulig å skalere ned inverteren (iallefall for anlegget på førsentral/lille kufjøs) til for eksempel 10 kW. Anlegget på redskapsskjulet er allerede overbelastet med 0,2 %, og invertterne bør ikke skaleres ned ytterligere.

På kufjøset er det valgt å ikke bruke en sentralinverter. Anlegget er såpass stort at en feil i inverteren vil få stor innvirkning på produksjonen fra hele gården. Det er valgt inverttere som er koblet til to eller tre strenger. Dette betyr at invertterne som er koblet til to strenger vil være overdimensjonert, mens de som er koblet til tre strenger vil være underdimensjonert. Sett under ett er invertterne underdimensjonert, med 54 kW på inverterkonfigurasjonen mot 59,2 kW på PV-anlegget. Dette er neglisjerbart, ifølge PV-syst. Ved bruk av regulator vil det være positivt med færre, og da større inverttere, noe som må vurderes nærmere hvis dette blir aktuelt.

Det er fullt mulig å dimensjonere invertterne annerledes og legge opp til flere/færre inverttere. Et aspekt ved valget av inverterkonfigurasjon er blant annet hvor mye plass som er tilgjengelig til inverteren. Hvordan skyggingen fordeles seg over strengene er vesentlig, og selvfølgelig størrelsen på anlegget mot størrelsene på invertterne.

6.4 Forbruket

HSEV opplyser at forbruket på Ruud ikke er lest av siden 14. mars i år, og før det ble det avlest 3. juli 2013. De ujevne avlesningene gjør at forbruksserien på Ruud er en kombinasjon av estimert og avlest forbruk. På denne måten er det vanskelig å avgjøre et korrekt forbruk. HSEV anslår årlig forbruk på Ruud til omtrent 130 MWh. Den forbruksserien som er mottatt fra HSEV er med andre ord basert på estimering og de få avlesningene som er foretatt. Dette fører med seg usikkerhet i forbruksprofilen.

Den estimerte forbruksserien er delt opp i dager. Dette er gjort ved at forbruket som er oppgitt for en tidsperiode er oppdelt i likt forbruk hver dag. Dette gir et lite nyansert bilde av hvordan forbruket fordeler seg. Derfor ble det laget en parabolisk modell for forbruket, som gir et mer dynamisk bilde. Det er en antakelse at forbruket vil bli mer realistisk med en slik modell, for å fjerne noen av usikkerhetene ved forbruksserien fra HSEV. Det er ikke gitt at denne antakelsen er gyldig, men på bakgrunn av utetemperaturene i Norge og bruken av elektrisk energi deretter er det naturlig å anta at forbruket er lavere på sommeren enn på vinteren, og at en gradvis overgang forekommer på våren og høsten.

Fra figur 5.8 kan det sees at forbruket er lavere på sommerstid enn rundt årsskiftet. Særlig for målepunkt 1 er dette synlig.

Overenstemmelsen mellom modellen og forbruksserien blir beskrevet med R^2 -verdien. Se figurer og likninger i avsnitt 5.3. For målepunkt 1 og totalforbruket stemmer modellen relativt godt med R^2 -verdier på henholdsvis 0,7489 og 0,7839. R^2 -verdien dras ned av det høye forbruket tidlig i januar som ikke kommer med i likningen til modellen. For målepunkt 2 stemmer ikke modellen fullt så godt, $R^2=0,5082$. De samme forutsetningene er brukt for å bruke modellen for begge målepunktene, jamfør avsnittet over.

Å bruke modellene fjerner til en viss grad variasjonene i forbruket som kommer av manglende og ujevne avlesninger. Ulempen vil være at eventuelle forbrukstopper ikke fanges like godt opp. Det antas uansett å gi et godt estimat å bruke de utjevnedede verdiene.

I antakelsen om at forbruket er jevnt gjennom et helt døgn, er variasjonene i husholdningsforbruket utelatt. I en vanlig husholdning vil forbruket ha en topp på morgenen før jobb og skole. Forbruket faller slakt nedover mot middagstid, der det igjen får en økning. Forbruket ved middagstid vedvarer utover kvelden.[45] Denne variasjonen vil gjøre utslag på forbruksprofilen, noe som burde vært tatt hensyn til når samsvaret mellom forbruk og produksjon fra vindturbin og/eller PV-anlegg ble vurdert.

6.4.1 Forbruk avhengig av drift

Forbruket antas å henge tett sammen med hvilken type drift gården baseres på. Ta som eksempel melkebruk med melkerobot kontra melkebruk med fjøsstell¹. Et bruk med robot vil ha et jevnt forbruk over døgnet, fordi kuene går i roboten og melkes når de vil, gjennom hele døgnet. Et bruk som baserer seg på fjøsstell vil ha vesentlig høyere energibruk når stellene gjennomføres. Forbruket vil også reduseres hvis det brukes varmegjenvinningsanlegg til melketanken, istedet for å kjøle melken ved bruk av elektrisitet.

Den generelle erfaringen fra denne studien, etter kommunikasjon med bøndene T. Myrum, H. P. Kongtorp og A. Klerud, er at jo mer automatisert et gårdsbruk er, jo jevnere kan forbruket antas å være.

¹Kyrne melkes to ganger om dagen (morgen og kveld) manuelt, hvor forbruket vil ha topper på disse tidspunktene.

Kapittel 7

Konklusjon

Forskjellige kombinasjoner av PV-anlegg og vindturbin er blitt foreslått for å dekke forbruket på Ruud gård. Forbruket ligger på 136 MWh i året. Årsproduksjonen skulle ikke overgå årsforbruket, og skranken i lavspentnettet på 40 kW har vært bindende.

PV-anlegget består av modulen SunPower E20-327 og invertere fra SMA, og det er simulert for PV-anlegg for taket på driftsbygningen og redskapsskjulet. Det har vist seg mest gunstig å plassere PV-anlegg øst på taket av driftsbygningen, der er skyggingen minst.

Turbinen er av merket Endurance Wind Power og typen E3120 - 50 kW, og plasseres på en liten høyde nord-øst for Ruud. I tillegg til turbinen vil det måtte legges en kabel fra turbinen det eksisterende nettet på gården.

På bakgrunn av de simuleringene og antakelsene som er gjort og de begrensningene som studien har hatt, er kombinasjon 2a (vindturbin), 3d (PV-anlegg på taket av kufjøset) og 3e (vindturbin og et lite PV-anlegg på kufjøset) de mest aktuelle for Ruud. Kombinasjon 2a gir 89 MWh, som gir en dekningsgrad på 0,65. I tillegg har kombinasjonen færrest timer hvor overproduksjonen overgår skranken på 40 kW.

Kombinasjon 3d har lavere dekningsgrad, men består kun av PV-anlegg som ikke krever mye vedlikehold. Dette PV-anlegget kan skaleres ned slik at dekker sommerforbruket akkurat, men vil ha lav produksjon om vinteren. Kombinasjonen har 59,2 kW installert effekt og produserer 63 MWh.

Kombinasjonen av vindturbin og et lite PV-anlegg på kufjøset gir 101 MWh og dekningsgrad på 0,74. Den har også få timer hvor overproduksjonen er for høy, 66 timer. Ellers er det denne kombinasjonen som dekker forbruket best, med flest brukstimer og høyest PR for PV-anlegget, det vil si best utnyttelse av den installerte effekten på 61 kW. Det er kombinasjon 3e som blir anbefalt av denne studien.

Kapittel 8

Videre arbeid

Prosjekt sol og vind på gårder er i startgropa, og det er avdekket en del videre arbeid som bør fortsette etter at denne studien er avsluttet og levert. Underveis er det blitt holdt møter med involverte parter for å drøfte motivet for prosjektet, utfordringer og videre arbeid. I tillegg til Ruud gård er Løhren gård også med som “forsøksgård”.

Forbruket av elektrisk energi på gårdsbruk i Norge er dårlig kartlagt. Dette er et problem for prosjektet fordi det er vanskelig å avgjøre hva slags fornybar teknologi som egner seg for en bestemt gård når en forbruksprofil ikke er tilgjengelig. Forbruksmålere er dermed et viktig skritt videre med prosjektet. Målere er bestilt og planlagt montert på Ruud og Løhren, men dette må gjøres i større skala for å gi et bredere datagrunnlag. I 2019 skal alle norske strømkunder få installert såkalte smarte strømmålere (AMS) som vil logge strømforbruket automatisk.[46] Det er ikke noe i veien for at prosjektet i samarbeid med HSEV starter dette arbeidet tidligere. Det er en fordel å dele opp gårdsbruk i flere målepunkt, slik at det går an å få ut egne målinger for for eksempel driftsbygninger.

En bedre oversikt over forbruket for forskjellige gårdsbruk er viktig for kvantifiseringen av elektrisitetsforbruket. Det er nødvendig å vurdere nærmere sammenhengen mellom driftstype og forbruk, og få en bedre oversikt over dette. Driftstype bør være vesentlig for hvilke gårder som det installeres målere på, for å få riktig datagrunnlag til å gå videre med prosjektet.

Vindhastighetene som er brukt i denne studien er ikke langtidskorrigert og er kun representative for det året de er målt i. Vindhastighetene er heller ikke gitt for korrekt høyde (i forhold til turbinen brukt på Ruud) og den geografiske oppløsningen er for dårlig for å avgjøre produksjonen riktig. I prosjektet er det ikke tenkt å sette opp vindmålere, men istedet jobbe med en nedskalering av *Vindkart for Norge*, slik at høyere oppløsning kan oppnås. I følge Ø. Byrkjedal er det tenkt å ha en oppløsning på 50 m x 50 m. Et kart med en slik oppløsning vil også ta hensyn til terrenget, og registrere eventuelle speed-up hastigheter. Arbeidet med denne nedskaleringen utføres av Kjeller vindteknikk.

Bruk av data fra PVgis er ikke tilstrekkelig, avviket fra faktisk innstråling er for stort. Istedet bør det settes opp målere for solinnstråling på gårder hvor det er tenkt å installere PV-anlegg. Slike målere er det allerede lagt opp til i prosjektet.

Fire gårder var oppe til diskusjon som “forsøksgårder”, det burde vurderes om alle disse blir tatt med i prosjektet allerede fra nyttår, og få installert både solinnstrålings- og forbruksmåler. Alle bøndene har gårder i Aurskog-Høland, så for nedskaleringen av vindkartet vil utvidelsen ikke få store konsekvenser, fordi de ligger i samme geografiske område. På møter i prosjektgruppa er det gjort et poeng ut av at målere og annet ikke skal gi ekstraarbeid til bøndene, som forhåpentligvis videreføres når antallet “forsøksgårder” øker.

Problemet med hva taket på driftsbygningen tåler av vekt bør avklares, ikke bare på Ruud, men det burde undersøkes om dette er et problem på flere gårder. Hvis det viser seg å være utbredt, er det i så fall mulig å forsterke disse takene på noen god måte? På et møte i Aurskog-Høland kommune ble dette bragt på bane, og det er muligens nødvendig fra Bondelagets side å opplyse om dette eventuelle vektproblemet til bønder som er i prosessen med å sette opp nye driftsbygninger. Samme utredning gjelder angående overføringskapasiteten inne på gårdene. På Ruud er jo dette avdekket som en bindende skranke, og det vil være interessant å få klarhet i om dette gjelder flere gårdsbruk.

Hva simuleringene for Ruud gjelder er disse usikre på grunn av at tidsserien med vindhastigheter og solinnstrålingen er usikre. Hvis/når målere av forbruk og solinnstråling og tidsserien for vindhastigheter er nedskalert bør simuleringen gjøres på nytt for å avgjøre om resultatene i denne studien stemmer.

Referanser

- [1] P. Skorge. bondelaget.no, 2014, 10.09.14.
- [2] Norges Bondelag. Prosjektskisse, utnyttelse av fornybar energi. Søknadsutkast, Prosjekt sol og vind på gårder, 2014.
- [3] N. Bjørke. Bondelagets energistrategi - bondelaget.coretek.no/getfile.php/Dokumenter-/Energi,%20milj%C3%B8%20og%20klima/Nils%20T.%20Bj%C3%B8rke%2012.1011%20-%20Bondelagets%20energistrategi.pdf, 2011, 11.09.14.
- [4] Agropub. Enøk i landbruket - www.agropub.no/id/490?hidemenu=true&kap=kap2, 2004, 10.09.14.
- [5] J. Scurlock. Agricultural Good Practice Guidance for Solar Farms - BRE (2014) Agricultural Good Practice Guidance for Solar Farms. Ed J Scurlock, 2014, 09.09.14.
- [6] B. Burger. Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 - www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf, 2014, 22.11.14.
- [7] B. Burger. Electricity production from solar and wind in germany in 2013 - www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf, 2014, 22.11.14.
- [8] C. Houston S. Gyamfi J. Whale. Evaluation of energy efficiency and renewable energy generation opportunities for small scale dairy farms: A case study in Prince Edward Island, Canada. *Renewable Energy*, 67, 2014.
- [9] J. O. Brenne Volden. Småskala vindkraft på en gård i Rygge kommune - en mulighetsstudie. Master's thesis, UMB, 2013.
- [10] A. Madland Størdal. Systemdesign av solcelleanlegg og produksjonssimuleringer for en gård i Rygge kommune. Master's thesis, UMB, 2013.
- [11] T. Engvik. Prosjekt fornybar elproduksjon i landbruket - sluttrapport. 2013.
- [12] G. Panayiotoua S. Kalogiroua S. Tassoub. Design and simulation of a PV and a PV-Wind standalone energy system to power a household application. *Renewable Energy*, 37, 2011.

- [13] D. Heide L. von Bremen M. Greiner C. Hoffmann M. Speckmanne S. Bofingere. Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy*, 35, 2010.
- [14] N. El Bassam. Renewable energy for rural communities. *Renewable Energy*, 24, 2001.
- [15] M. Andersen. Analyse av faktisk og prognosert energiproduksjon for et solenergisystem i Norge. Master's thesis, NMBU, 2014.
- [16] C. Chen. *Physics of Solar energy*. John Wiley & Sons, 2011.
- [17] M. Green. *Solar Cells*. Prentice Hall Inc., 1982.
- [18] J. Twidell T. Weir. *Renewable Energy Resources*. Taylor & Francis, 2006.
- [19] C. Honsberg S. Bowden. Photovoltaic education network - pveducation.org, 2014.
- [20] C. Honsberg S. Bowden. PVeducation - tidskorreksjon - pveducation.org/pvedrom/properties-of-sunlight/solar-time, 2014, 10.10.14.
- [21] A. Luque S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons, 2011.
- [22] AM solar Inc. www.amsolar.com/home/amr/page_164, 2014, 15.09.14.
- [23] O. Engvold. Store norske leksikon - snl.no/sola, 2013, 31.08.14.
- [24] B. Ramm (Multiconsult). fornybar.no, 04.09.14.
- [25] Nantennagroup. [File:radiation spectrum.png](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:radiation_spectrum.png) - commons.wikimedia.org/wiki/file
- [26] H. Häberlin. *Photovoltaics: System design and practice*. John Wiley & Sons, 2012.
- [27] SMA Technical Information. files.sma.de/dl/7680/perfratio-uen100810.pdf, 2014, 01.12.14.
- [28] PVsyst SA. files.pvsyst.com/help/, 2012, 13.11.14.
- [29] J. Siemer. Photon module yield test - www.solar360.com.au/files/yingli%20yge%20photon%20module%20yield%20test%202012.pdf. 2012, 03.10.14.
- [30] J. Cappelen. Det globale vindsystem - dmi.dk/laer-om/temaer/vejr/vejrgudernes-hvirvlende-dans/det-globale-vindsystem/, 2013, 20.08.14.
- [31] Norwea & Energi Norge. Vindportalen - vindportalen.no, 2014, 30.08.14.
- [32] Wikimedia Commons commons.wikimedia.org/wiki/File:Lift_and_angle_of_attack.jpg. Lift_and_angle_of_attack, 2005.
- [33] Danmarks Vindmølleforening. Fakta om vindenergi - dkvind.dk/fakta/t1.pdf, 2013, 01.09.14.
- [34] T. Wildi. *Electrical Machines, Drives and Power Systems*. Prentice Hall, 2006.

- [35] M. Berner. Kostnadsstudie, solkraft i norge 2013. Technical report, Enova & Multiconsult, 2013.
- [36] European Commission Joint Research Centre. re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/, 2012, 25.10.14.
- [37] S. Kroken. [www.nmbu.no/om/fakulteter/miljotek/institutter/imt/laboratorier/fagklim/-meteorologiske-data, 2000-2014](http://www.nmbu.no/om/fakulteter/miljotek/institutter/imt/laboratorier/fagklim/-meteorologiske-data,2000-2014), 03.11.14.
- [38] NVE. www.nve.no/no/energi/fornybar-energi/vindkraft/, 2009, 12.12.14.
- [39] E. Dellwik L. Landberg N. O. Jensen. WAsP in the Forest. *Wind Energy*, 9, 2005.
- [40] J. Berg J. Mann A. Bechmann M. S. Courtney H. E. Jørgensen. The Bolund Experiment, Part I: Flow Over a Steep, Three-Dimensional Hill. *Boundary-Layer Meteorology*, 141, 2011.
- [41] NVE. www.nve.no/no/kraftmarked/nettleie1/beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/plusskunder/, 2013, 22.11.14.
- [42] H. Neuenstein. Photon inverter test - www.photon.info/upload/inverter_testinfo_en_971.pdf, 2011 03.10.14.
- [43] Ø. Lie. Nå blir det enklere å bygge små vindmøller - <http://www.tu.no/kraft/2012/12/10/na-blir-det-enklere-a-bygge-sma-vindmoller>, 2012, 30.11.14.
- [44] Solopower systems. SoloPanel Modul SP1 - spec sheet, 2014.
- [45] H. M. Kure. Strømforbruk i norske husholdninger - fordypningsprosjekt. Master's thesis, NTNU, 2011.
- [46] M. Sprenger. Smarte strømmålere utsatt til 2019 - <http://www.tu.no/kraft/2013/02/18/smar-te-strommalere-utsatt-til-2019>, 2013, 02.12.14.

Kapittel 9

Vedlegg

Vedlegg 1 - Datablad SunPower E20-327

Vedlegg 2 - Datablad Endurance Wind Power E-3120

Vedlegg 3 - Timesproduksjon fra PV-anleggene fordelt over året.

Vedlegg 4 - Timesproduksjon fra vindturbinen fordelt over året.

Vedlegg 5 - Total timesproduksjon og -forbruk fordelt over året.

20% EFFICIENCY

SunPower E20 panels are the highest efficiency panels on the market today, providing more power in the same amount of space

MAXIMUM SYSTEM OUTPUT

Comprehensive inverter compatibility ensures that customers can pair the highest-efficiency panels with the highest-efficiency inverters, maximizing system output

REDUCED INSTALLATION COST

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

RELIABLE AND ROBUST DESIGN

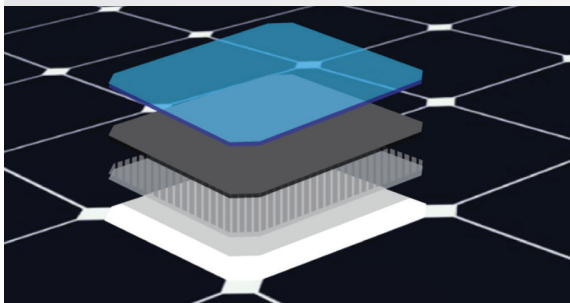
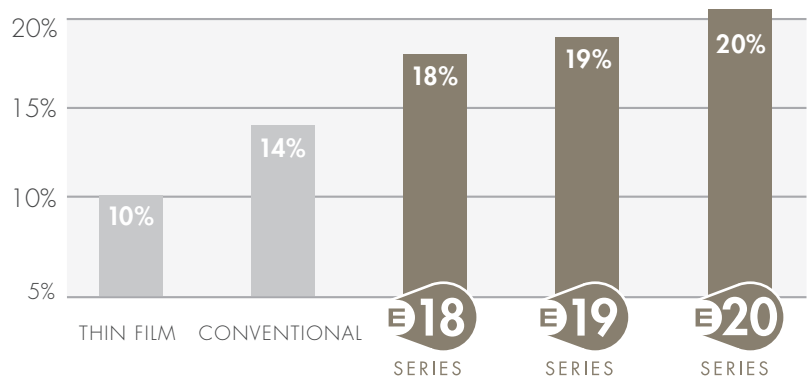
SunPower's unique Maxeon™ cell technology and advanced module design ensure industry-leading reliability



THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

SunPower™ E20 Solar Panels provide today's highest efficiency and performance. Powered by SunPower Maxeon™ cell technology, the E20 series provides panel conversion efficiencies of up to 20.1%. The E20's low voltage temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SUNPOWER'S HIGH EFFICIENCY ADVANTAGE



MAXEON™ CELL TECHNOLOGY

Patented all-back-contact solar cell, providing the industry's highest efficiency and reliability

sunpowercorp.com



MODEL: SPR-327NE-WHT-D

ELECTRICAL DATA

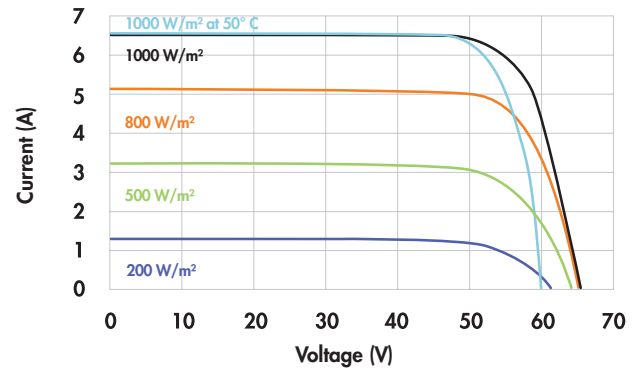
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C

Peak Power (+5/-3%)	P _{max}	327 W
Cell Efficiency	η	22.5 %
Panel Efficiency	η	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	5.98 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.9 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.46 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients	Power (P)	-0.38%/K
	Voltage (V _{oc})	-176.6mV/K
	Current (I _{sc})	3.5mA/K
NOCT		45° C +/- 2° C
Series Fuse Rating		20 A
Grounding		Positive grounding not required

MECHANICAL DATA

Solar Cells	96 SunPower Maxeon™ cells
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes Dimensions: 32 x 155 x 128 mm
Output Cables	1000 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063 (black)
Weight	41.0 lbs (18.6 kg)

I-V CURVE



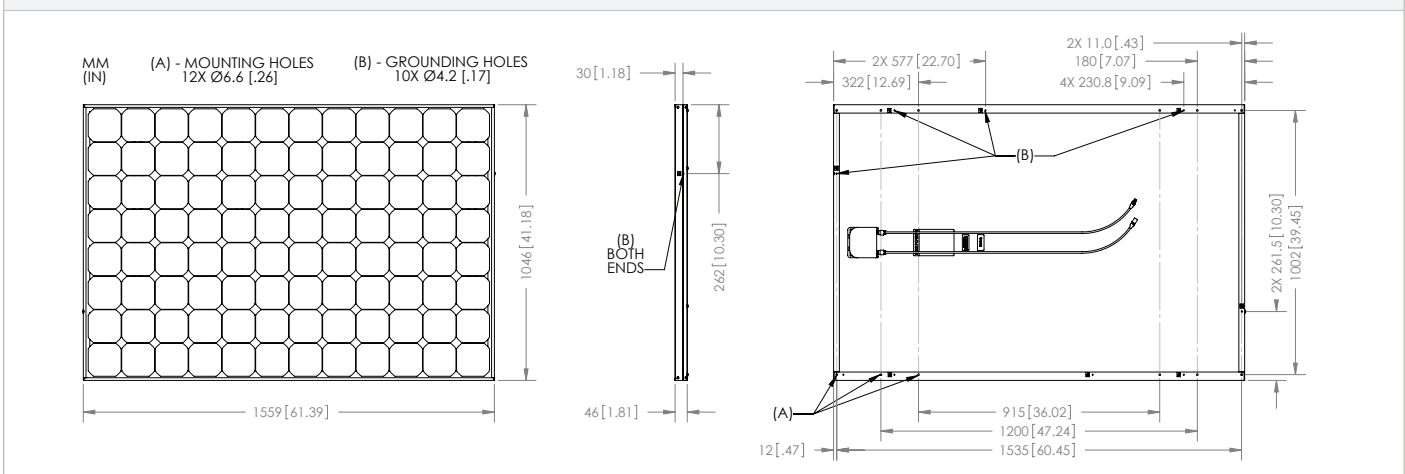
TESTED OPERATING CONDITIONS

Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Max load	113 psf 550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/specifed mounting configurations 50 psf 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS

Warranties	25-year limited power warranty 10-year limited product warranty
Certifications	Tested to UL 1703. Class C Fire Rating

DIMENSIONS



Please read safety and installation instructions before using this product, visit sunpowercorp.com for more details.

EnduranceTM wind power

we power the future



E-3120 50kW Wind Turbine

The Endurance E-3120 wind turbine is designed to produce renewable energy efficiently, reliably, safely, and quietly. This turbine is ideal for larger farms, schools, hospitals, and commercial/industrial sites, and will produce 100,000 - 250,000 kWh per year in appropriate winds.

green energy that works



www.endurancewindpower.com

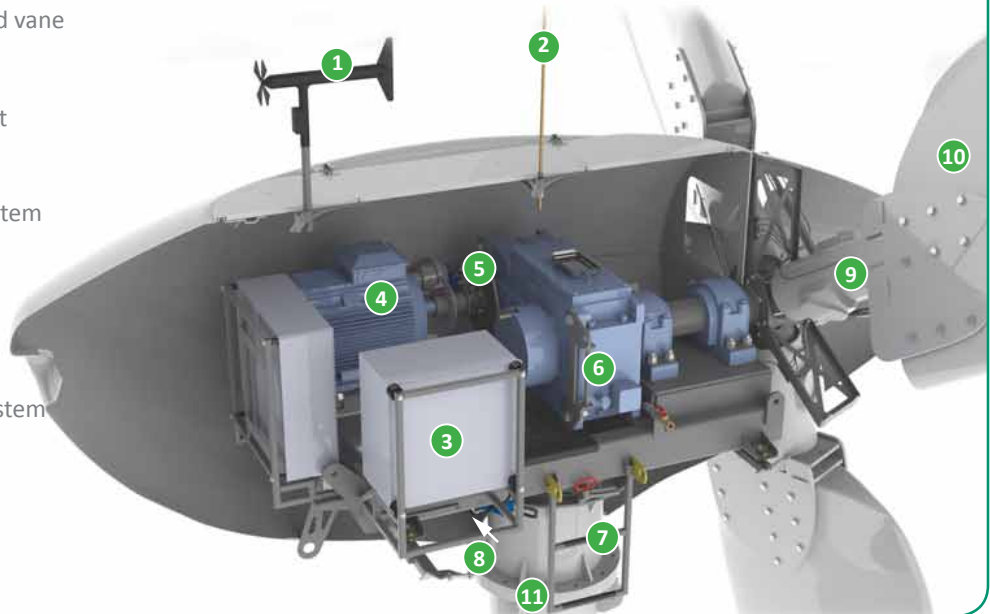
E-3120 Benefits

- ❖ Reduces the environmental footprint of your electrical energy supply
- ❖ Eligible for renewable energy credits
- ❖ Promotes community sustainability values
- ❖ Lowers and stabilizes energy costs
- ❖ Provides energy independence



E-3120 50kW Wind Turbine

- 1 Anemometer and wind vane
- 2 Lightning rod
- 3 Nacelle control cabinet
- 4 Induction generator
- 5 Fail-safe disk brake system
- 6 Gearbox
- 7 Access ladder
- 8 Yaw damper
- 9 Pitch control safety system
- 10 Fiberglass blade
- 11 Tower



1 Anemometer and wind vane

Measures wind speed and direction to control starting, stopping, and orientation of the turbine to maximize power production.

2 Lightning rod

Guides lightning to the ground, protecting the turbine.

3 Nacelle control cabinet

Houses the tower-top electronics in a weather-protected environment for maximum reliability. The main turbine control panel is located at the base of the tower for easy access.

4 Induction generator

Delivers grid-compatible power and eliminates the need for an inverter or other power electronics. This improves efficiency and reliability, and reduces up-front costs.

5 Fail-safe disk brake system

Safely stops the wind turbine using twin brake calipers in situations such as extreme wind or grid failure.

6 Gearbox

Drives the generator at full speed while the rotor turns slowly. The gearbox uses rugged, conventional design for long life and high reliability.

7 Access ladder

Allows easy and safe access to the nacelle for maintenance. Safety is a top design priority.

8 Yaw damper

While the turbine is aerodynamically oriented by the wind, the yaw damper smooths the movement to ease tower and rotor loads.

9 Pitch control safety system

Provides backup protection against rotor over speed. If the rotor turns too fast for any reason, the blades are pitched by a spring mechanism to control the speed.

10 Fiberglass blade

Designed to quietly and efficiently produce energy, particularly in light winds.

11 Tower

Attractive monopole are available in sizes from 30.5 to 42.7 meters (100 to 140ft) to comply with height restrictions or reach the best winds at your site.

Cornerstones of Endurance Design

Production Efficiency

Most distributed wind customers did not select their site for wind resources, but look to generate power from the wind available to them. Endurance wind turbines are designed specifically for less-than-perfect wind conditions.

218,000 KWH
@7M/S E-3120 50kW
ANNUAL ENERGY PRODUCTION

Swept Area

The blades capture the energy of the wind. The larger the rotor diameter, the more wind energy the turbine captures. The Endurance E-3120 has a 19m (63 ft) rotor diameter- one of the largest rotor diameters per rated kW in its class- to capture the most wind energy.

Motoring

Motoring starts the blades spinning so the turbine operates in lighter wind conditions than if it relied solely on the wind to start (3-phase models only).

Generator Type

The induction generator produces electricity that can be transferred to the power grid without inverters. This provides lower equipment and maintenance costs and increases overall power production.

Reliability

All Endurance turbines have been extensively tested to ensure customers receive dependable energy production. They are built with proven commercial components for durability and easy support in the future.

Five Year Warranty

Endurance offers one of the best warranties in the wind industry, covering all defective components and labor for five years.

Safe Operation

When the turbine control system detects any fault, such as high wind or a grid power loss, the dual caliper disc brake system activates, safely stopping the turbine until the condition is cleared.

Passive Stall Rotor Design

The fixed-speed rotor aerodynamically stalls the blades as the first layer of protection for the turbine during high winds.

Control and Remote Interface Software

Each Endurance wind turbine is operated safely by an onboard computer system with advanced control logic. This system also records data including energy production, average power, wind speed and event history. Turbine controls and data are also remotely available from a web browser.

Quiet Operation

Quiet operation is essential for a wind turbine in a community environment. Endurance turbines use slowly turning blades and high-quality manufactured components to make them the quietest turbines in their class.

Clean Aesthetics

A wind turbine makes a powerful statement about your commitment to the environment and clean energy. Endurance wind turbines have clean lines and make an attractive addition to any landscape.

Turbine

Configuration	3 blades, horizontal axis, downwind
Rated power @ 9.5 m/s	50kW
Applications	Direct grid-tie
Rotor speed	42 rpm
Cut-in wind speed	3.5 m/s (7.8 mph)
Cut-out wind speed	25 m/s (56 mph)
Survival wind speed	52 m/s (116 mph)
Overall weight	3 990 kg (8 800 lbs)

Rotor

Rotor diameter	19.2 m (63.0 ft)
Swept area	290 m ² (3120 ft ²)
Blade length	9.00 m (29.5 ft)
Blade material	Fiberglass/Polyester
Power regulation	Stall control (constant speed)

Generator

Type	Induction generator
Configurations	3 ϕ , 480 VAC or 600 VAC @ 60 Hz 1 ϕ , 240VAC @ 60Hz

Brake & Safety Systems

Main brake system	Rapid fail-safe dual mechanical brakes
Secondary safety	Pitch control system (for over-speed regulation) using passive, spring-loaded mechanism

Automatic shut down triggered by :	- High wind speed - Grid failure - Over-speed - All other fault conditions
------------------------------------	---

Controls

Control System	Programmable logic controller (PLC)
User interface	Wireless or wired network software interface for remote monitoring and control

Warranty

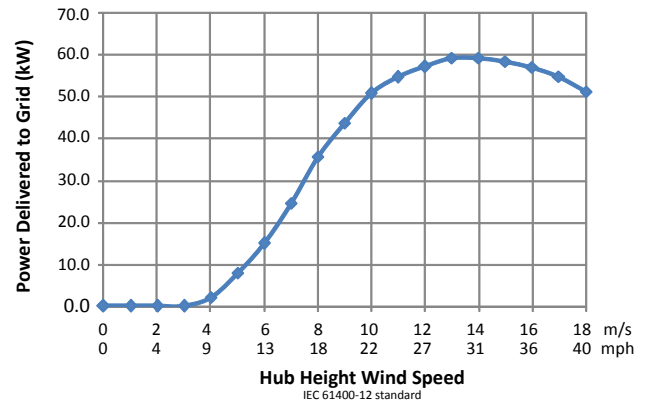
Turbine & controls	5 years parts and labour
--------------------	--------------------------

Towers

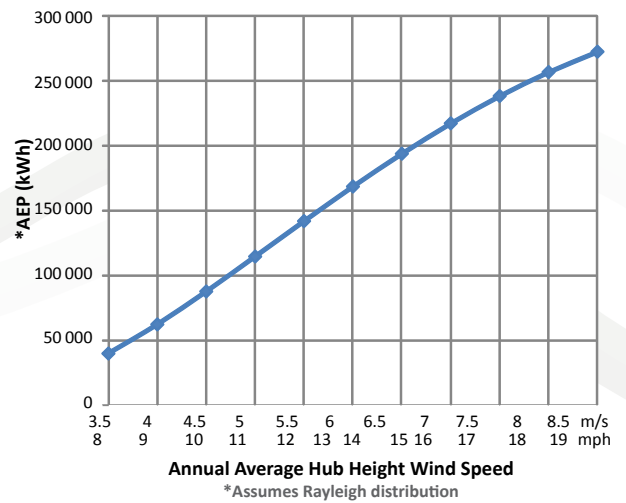
Free-standing monopole	30.5m (100 ft), 36.5m (120 ft), 42.7m (140 ft)
------------------------	--

Maintenance access	Safe climbing system Working space inside the nacelle Tower-top work platform
--------------------	---

Power Curve



Annual Energy Production (AEP)



Annual Average Hub Height Wind Speed (m/s)	Annual Energy Production (kWh)
3.5	40 100
4.0	62 500
4.5	88 000
5.0	114 900
5.5	142 200
6.0	168 900
6.5	194 300
7.0	217 700
7.5	238 800
8.0	257 200
8.5	273 000

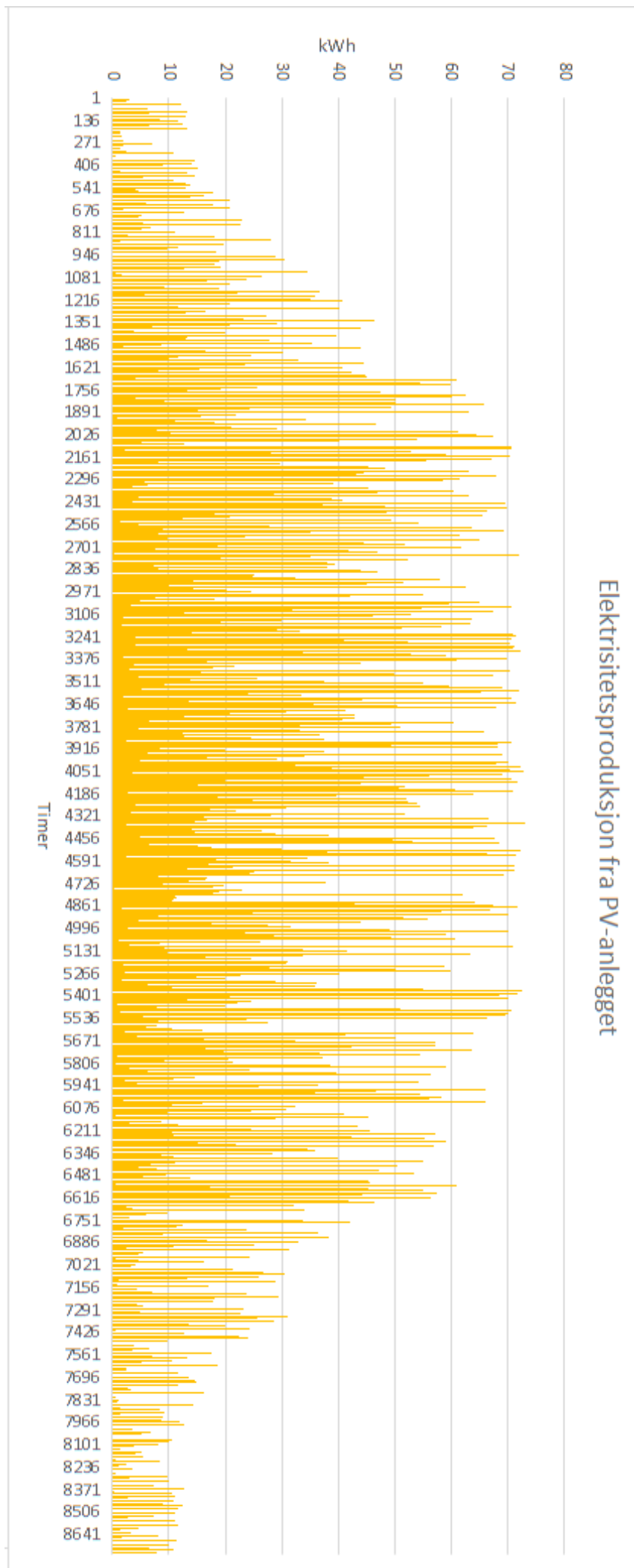
Wind Speed Conversion Table

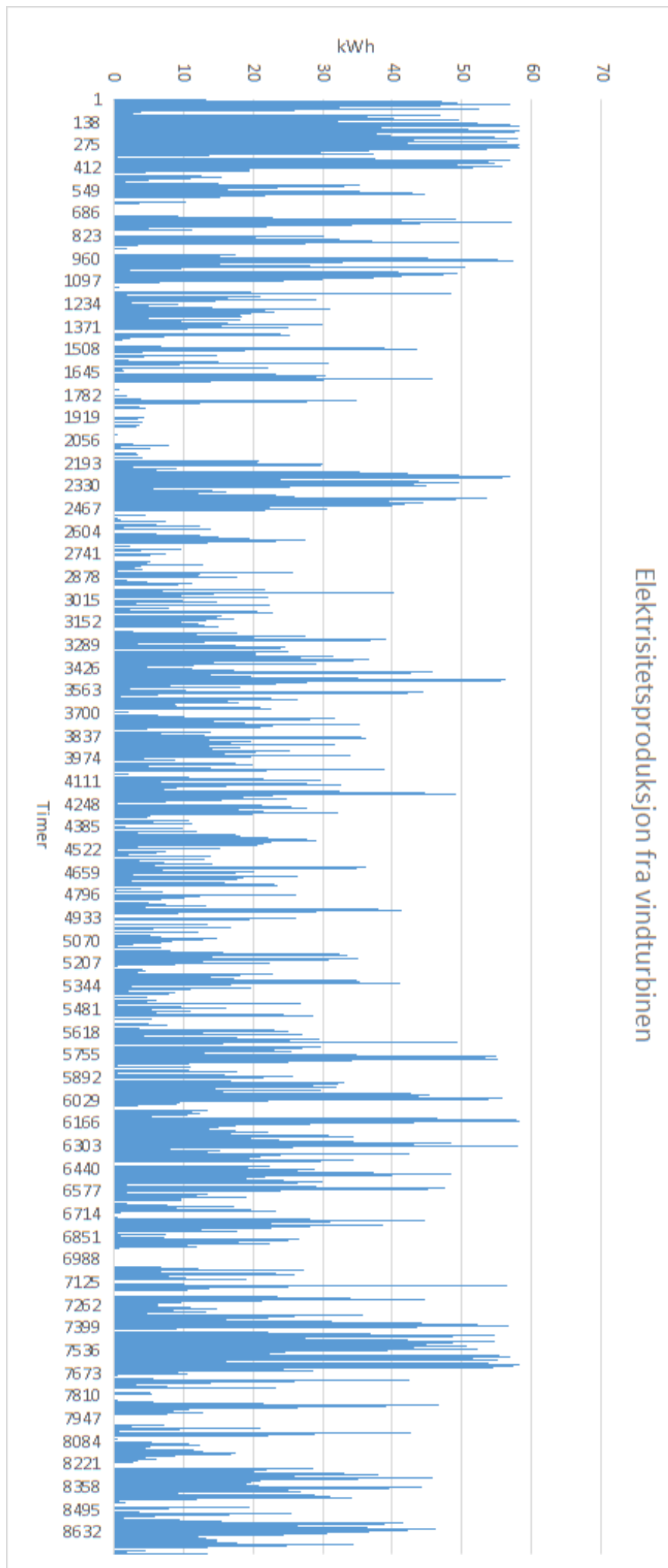
m/s	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
km/h	14	18	22	25	29	32	36	40	43	50
mph	9	11	13	16	18	20	22	25	27	31

www.endurancewindpower.com
info@endurancewindpower.com

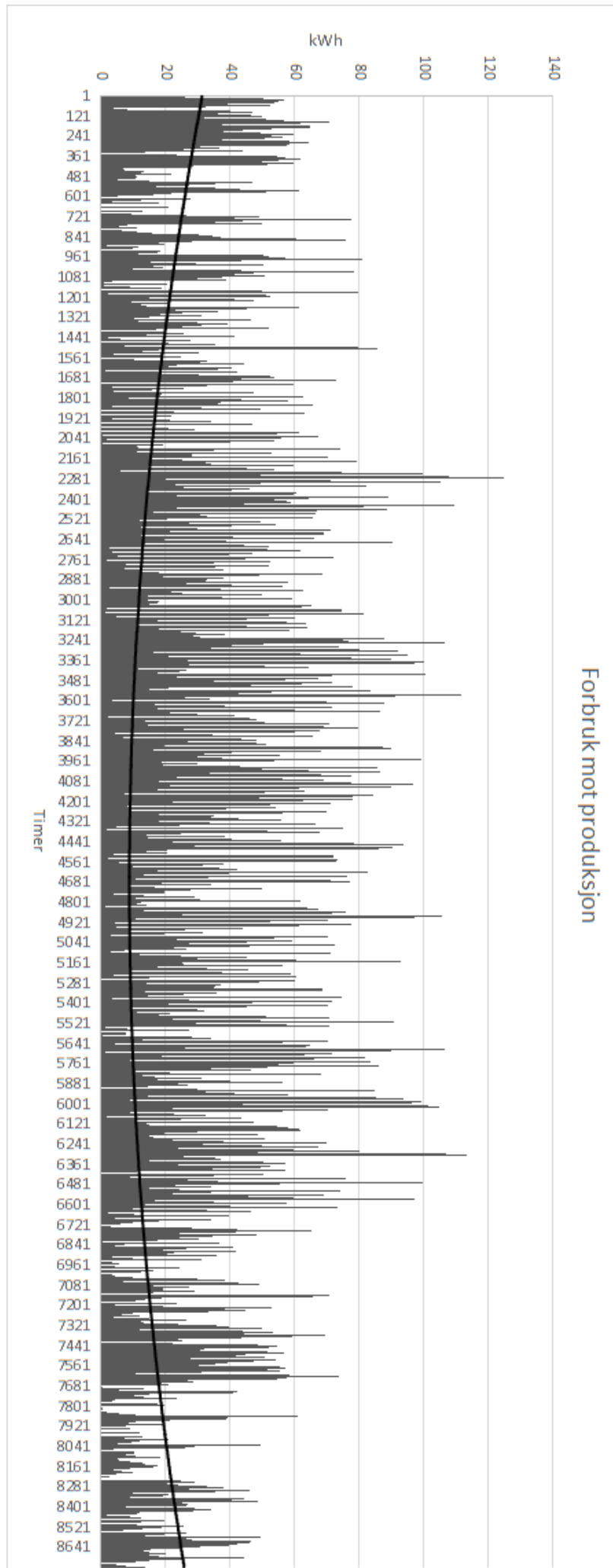


Endurance Wind Power uses 100% renewable energy at its head office and manufacturing plant





Vedlegg 5





Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no