



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning

Teknoøkonomisk analyse av fornybar energiproduksjon – Et casestudie for utslippsfri traktorbruk i 2030

Techno economic analysis of renewable energy
production – A case study for emission free use of
tractor in 2030

Ole Gunder Skiaker

Fornybar Energi

Forord

Oppgaven avslutter min femårige mastergrad i Fornybar Energi. Skriveprosessen har vært lærerik og interessant, men også utfordrende og til tider krevende. Jeg vil benytte anledningen til å takke min veileder Thomas Martinsen ved Fakultet for miljøvitenskap og naturforvaltning for god veiledning. Takk også til Jonathan Fagerstöm og Ida Hugem Lereng ved Institutt for energiteknikk (IFE) for veiledning og for at jeg fikk ta del i deres prosjektprogram Solar Farm. Prosjektet undersøker blant annet mulighetene for å benytte energi fra solceller for å erstatte dieseltraktoren med elektriske traktorer uten økt effektbehov fra strømmettet.

Takk til fornybar energiklassen 2017 – 2019 for vennskap og samarbeid gjennom to spennende år. En særlig takk til min gode venn Alexander Dybvad for gjennomlesning, innspill og hjelp. Takk til Andrea Kvinnesland Hvattum, Hilde Solend Vindedal og Mari Ringsaker for verdifull korrekturlesning. Takk til min familie for støttende ord og et kjærlig hjem!

Takk til det flotte studentmiljøet ved NMBU for å bidra til at hverdagen blir såpass variert og givende. Til slutt vil jeg takke for to fantastiske år i Over Rævne, det BEste, barskeste og eneste mannskoret ved Norges Landbrukshøyskole.

BBB

Ås, Mai 14, 2019

Ole Gunder Skiaker

Sammendrag

Norsk landbruk er under økende press for å produsere mat på en mer miljø- og klimavennlig måte. Ved å erstatte dieseltraktoren med elektriske traktorer kan landbrukets klimagassutslipp reduseres med 10 %, og representere et viktig steg mot et utslippsfritt landbruk. Gårder har tilgang på store ubrukte arealer som låvetak. Dette er arealer som egner seg godt for lokal energiproduksjon med solceller. Lokal energiproduksjon med fornybare energikilder er avgjørende for å dekke energibehovet til elektriske traktorer uten økt effektbehov fra strømmettet. Simuleringsprogrammet Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) er benyttet til å gjennomføre teknoøkonomisk optimering av energisystemet.

Datagrunnlaget består av strømmålinger på timesoppløsning og dieselbruk som er estimert for å representere en mellomstor gård på Østlandet. Simuleringene viser at energibehovet kan dekkes ved å benytte 155 kW solcelle, elektrolysør med 30 kW kapasitet og hydrogentank med 400 kg lagringskapasitet. Energisystemet er avhengig av å produsere hydrogen fra nettstrøm i perioder hvor hydrogentraktoren benyttes mye. Systemet har en samlet investeringskostnad på 4,85 millioner, som er 1,5 – 1,9 millioner lavere enn om hydrogenproduksjonen gjennomføres uten energi fra nettstrøm.

Det er gjort antagelser som kan påvirke nøyaktigheten til simuleringene. Oppgaven inneholder relevant og nyttig lesing for fremtidig arbeid med lokal energiproduksjon og belyser særlig utfordringene knyttet til produksjon av hydrogen.

Abstract

The agricultural sector of Norway strives to produce food in a more sustainable manner. By replacing the diesel tractor with an electrical tractor, the greenhouse gas emissions from the agricultural sector would be reduced with ten percent. This transition is an important step towards reaching the goal of emission free farming within 2030. Farms have large unutilized areas, like barn roofs, which are well suited for energy production from PV-panels. Production of local energy from renewable sources is crucial to meet the energy demand of tractors without resulting in increased power demand from the grid. The simulation tool Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) is used to conduct techno economical optimization of the energy system.

The simulations are based on a data set containing measurements of hourly power consumption and diesel consumption estimated to represent a medium sized farm in eastern Norway. The demand of energy is met by installing 155 kW of PV-panels, an electrolyzer with an installed capacity of 30 kW and a hydrogen storage tank with a maximum capacity of 400 kg. The energy system must produce hydrogen from grid power in periods with large hydrogen consumption. The investment cost of the optimal system is 4,85 MNOK.

Several assumptions are made and may affect the accuracy of the simulations. Development of future grid power price is not included. In addition, some of the hydrogen production and cost is calculated outside the simulation tool. These calculations are done to cope with the fact that the simulation tool does not include hydrogen production based on grid power.

The thesis may contain useful information for future work on local energy production. The challenges related to hydrogen production are thoroughly discussed.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	ii
Sammendrag.....	iii
Abstract.....	iv
Figurliste	viii
1. Innledning	4
1.1 Oppgavens struktur.....	5
2. Litteratur.....	6
3. Hybride energisystemer	8
3.1 Lokal energiproduksjon	8
3.1.1 Solinnstråling	8
3.1.2 Temperatur	10
3.1.3 Vindforhold	11
3.2 Lagring av energi.....	12
3.2.1 Produksjon av hydrogen.....	12
3.2.2 Kompresjon av hydrogen	12
4. Energikostnader	14
4.1 Strømpris	14
4.2 Teknologilæring.....	15
4.3 Økonomisk insentiver til lokal energiproduksjon	16
5. Teknoøkonomisk optimering av energisystemer	17
5.1 Simulering, optimering og sensitivitetsanalyser.....	17
5.1.1 Simulering	17
5.1.2 Optimalisering.....	17
5.1.3 Sensitivitetsanalyse	18
5.2 Økonomi	19
5.2.1 Diskonteringsrente, realrente, inflasjon og levetid.....	19

5.2.2	Nåverdikostnad.....	19
5.2.3	Levelized Cost of energy (LCOE)	20
6.	Metode.....	21
6.1	Datagrunnlag	22
6.1.1	Strøm	22
6.1.2	Diesel.....	22
6.1.3	Strømpris	22
6.1.4	Ressursgrunnlag fornybar energiproduksjon	22
6.2	Scenarioer	23
6.3	Komponentkostnader og virkningsgrader som ikke inngår i HOMER	24
6.4	Beregninger utenfor modellen	25
6.5	Simulering og optimering i HOMER	26
7.	Case.....	27
7.1	Energibruk	27
7.1.1	Strøm	27
7.1.2	Diesel.....	29
7.1.3	Batteri- og hydrogendreven traktor	30
7.2	Lade – og bruksprofil	31
7.3	Ressursgrunnlag.....	33
7.3.1	Solinnstråling	33
7.3.2	Vindforhold	33
7.3.3	Temperatur	34
7.4	Komponenter i energisystemet	35
7.4.1	Solceller.....	35
7.4.2	Vekselretter og likeretter	36
7.4.3	Vindturbin	36
7.4.4	Batteri	36

7.4.5	Elektrolysør	36
7.4.6	Hydrogentank	37
7.5	Nettstrøm	37
8.	Resultater	39
8.1	Teknoøkonomiske simuleringer	39
8.1.1	Manglende hydrogenproduksjon.....	40
8.2	Systemets robusthet	42
8.3	Økonomiske vurderinger	42
8.3.1	Energisystemets komponentkostnader	43
8.3.2	Endring i diskonteringsrente	44
8.4	Kjøp og salg av energi	45
8.5	Døgnvariasjon i energibehov og produksjon.....	47
8.6	Solcellens vinkel.....	48
9.	Diskusjon.....	49
9.1	Teknoøkonomiske simuleringer	49
9.1.1	Kilder til usikkerhet.....	49
9.2	Systemets robusthet	51
9.3	Økonomiske vurderinger	52
9.3.1	Komponentkostnader	53
9.4	Simuleringsverktøyet.....	53
9.5	Kjøp og salg av energi	54
10.	Konklusjon.....	55
10.1	Videre arbeid.....	56
11.	Referanser	57
	Vedlegg A - Beregning av traktorenes effektbehov	60
	Vedlegg B - Ulike traktorscenarioer	61
	Vedlegg C – 160 kW sol og vindturbiner	66

Figurliste

Figur 1 - Illustrasjonsbilde av ombygde John Deer 7810	7
Figur 2 - Illustrasjonsbilde av John Deere "GridCON".....	7
Figur 3 - Solstråler: direkte (IBC), diffuse (IDC) og reflekterte (IRC).....	9
Figur 4 - Solcellens vinkling	10
Figur 5 - Spotpris.....	14
Figur 6 - Læringsrater	15
Figur 7 - HOMER Systemskisse	18
Figur 8 - Oppsett av oppgavens metodikk	21
Figur 9 - Døgnvariasjon i primærlast.	28
Figur 10 - Originale dieselbruken	29
Figur 11 - Systemskisse for energisystem.....	30
Figur 12 - Solinnstrålingen sesongvariasjon	33
Figur 13 - Vindhastigheten.....	34
Figur 14 - Gjennomsnittlig temperatur for hver måned	34
Figur 15 - Hydrogentank og hydrogenbruk.....	41
Figur 16 - Komponentkostnader	43
Figur 17 - Nåverdi dieselkostnad	44
Figur 18 - Nåverdi hydrogenproduksjon	44
Figur 19 - Kjøp , salg og produksjon av energi.....	45
Figur 20 - Gjennomsnittlig energisalg	46
Figur 21 - Døgnvariasjon i energibruk og produksjon	47
Figur 22 - Energiproduksjon for 20° og 60 ° grader helning.....	48
Figur 23 - Lading og bruk av batteritraktor.....	61
Figur 24 - Døgnscenario til hydrogentraktor scenario 1	62
Figur 25 - Døgnscenario til hydrogentraktoren i scenario 2 – mye sol.....	63
Figur 26 - Lade - og bruksmønster for batteritraktor ved scenario 3 – lav effekt.	64
Figur 27 - Lading og bruk for scenario 4 og 5.	65

1. Innledning

Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) finner at landbruket var direkte ansvarlig for 14% av verdens klimagassutslipp i 2013 (Allen et al., 2014). Utslippene er forventet å stige i takt med befolkningsvekst og økende matproduksjon (Grafton et al., 2015). Landbruket i Norge, er i likhet med det globale landbruket, dominert av fossile energikilder. En gjennomsnittlig norsk gård hadde i 2014 et dieselforbruk på 3 100 liter (Bye et al., 2017). Fra tallene i 2001 utgjør det en økning på 40 %. I 2013 brukte norske traktorer 123 millioner tonn diesel med et samlet utslipp på 340 000 tonn CO₂ (Hohle, 2016). Utfasing av fossil energi vil kunne redusere landbrukets klimagassutslipp med 10 %, og med det være et viktig bidrag mot et klimanøytralt landbruk. Allerede i 2030 har Norges Bondelag en målsetting at norsk landbruk skal være klimanøytralt (Jakobsen, 2019).

I 2030 forventes 40 % av markedsandelen for tyngre kjøretøy å være fossilfrie (Aakenes et al., 2018). Sammenliknet med dieseltraktorer har elektriske traktorer høyere virkningsgrad og ingen direkte utslipp av klimagasser. De er stillegående, har færre bevegelige deler og mindre behov for vedlikehold (Berg et al., 2016). Imidlertid øker egenvekten til traktoren og krever mye plass, noe som fører til at elektriske traktorer har noe begrenset driftstid (Solberg, 2017). Hydrogendrevne traktorer har lengre driftstid enn batteridrevne traktorer. Imidlertid krever produksjon av hydrogen mye energi, i tillegg til at hydrogenet må komprimeres for å kunne benyttes på traktoren (Sheffield et al., 2014).

Man ser i dag på muligheten for at man i fremtiden kan dekke gårdens energibehov gjennom lokal energiproduksjon. Fornybare energikilder som sol og vind vil kunne spille en nøkkelrolle i et klimanøytralt landbruk hvor elektriske traktorer benyttes. Bahramara et al. (2016) finner at hybride energisystemer (HES) er mer robuste enn systemer bestående av kun en type energiproduksjon, da de ulike teknologiene komplimenterer hverandre. Med bakgrunn i dette ønsker vi i denne oppgaven å analysere mulighetene for å erstatte dieseldrevne traktorer med elektriske, hvor deler av energibehovet dekkes av lokal energiproduksjon. En mellomstor melk- og kjøttproduserende gård på Østlandet med traktorbruk basert på fossil diesel danner rammeverket for arbeidet i oppgaven. Med bakgrunn i denne gården har vi valgt å definere følgende problemstilling og underproblemstillinger:

Hvordan kan et lokalt energisystem kosteffektivt dekke energibruk til traktor og gård, uten direkte utslipp av klimagasser?

1. Hvordan dekke energibehovet uten økt effekt fra det lokale strømnettet?
2. Hvor robust er systemet for endringer i energibehov?
3. Hvordan tilfredsstille betingelsene med lavest mulig energikostnad?

1.1 Oppgavens struktur

I kapittel 2. presenteres relevant bakgrunnsliteratur med eksempler på lokal energiproduksjon, samt en litteraturgjennomgang av ulike energisystemer. Kapittel 3. forklarer hva som menes med hybride energisystemer og presenterer ressursgrunnlagets påvirkning på energiproduksjon. Kapittel 4. omtaler energikostnader, strømpris, teknologilæring og støtteordninger for lokal energiproduksjon. Simuleringsverktøyets oppbygning og virkemåte beskrives i kapittel 5. Kapittel 6 presenterer bakgrunnen for datagrunnlaget og beregninger som er gjennomført. I kapittel 7 beskrives den faktiske casen, med energibruk, ulike scenarioer for traktorbruk, ressursgrunnlag samt en beskrivelse av de ulike komponentene som benyttes i simuleringen. I kapittel 8 presenteres resultatet fra de teknoøkonomiske optimeringene med komponentstørrelse, samt økonomiske resultater. Resultatene blir til slutt diskutert før konklusjonen presenteres i kapittel 10.

2. Litteratur

Bahramara et al. (2016) finner i sin gjennomgang av hybride energisystemer at kun et fåtall prosjekter inkluderer hydrogen i energisystemer med nettilkobling. Mye av årsaken til dette er at nettet fungerer som et batteri hvor overskuddsenergi kan selges og energi kan hentes i perioder med energiunderskudd. Produksjon av hydrogen er en energikrevende prosess og hele $\frac{3}{4}$ av elektrisiteten tapes ved å benytte overskuddsstrøm til hydrogenproduksjon for så å lage elektrisitet av hydrogen.

Karmaker et al. (2018) finner at ladestasjoner hvor kjøretøy kan levere strøm til nettet kan være med på å redusere effekttoppene og med det gi mindre spenningsvariasjon. For å bevare levetiden til batteriet benyttes i deres studie et ladenivå "Depth of Discharge" (DOD) på 80%. Dette innebærer at energimengden i batteriet ikke reduseres til under 20% av batteriets kapasitet.

Schmuecker (2018) viser med sin demonstrasjonsgård at hydrogen kan produseres lokalt av fornybar energi og gjøre gården mer selvforsynt. Hydrogenproduksjonen benytter energi fra nettstrøm og solceller med installert effekt på 8,2 kW. Den gjennomsnittlige solinnstrålingen er $5 \text{ kWh/m}^2/\text{dag}$ og totalt produserer gården nok energi til å dyrke 1 300 mål med bønner og korn. Systemet er designet for å produsere opptil 30 kg hydrogen pr dag. På traktoren lagres hydrogenet i fire ståltanker på til sammen $2,1 \text{ m}^3$ med et trykk på 200 bar, med totalt 34 kg hydrogen, se Figur 1. I tillegg er traktoren installert med en ammoniaktank som benyttes som reserveenergi. Traktoren er basert på John Deere 7810 og er blitt bygget om for å kjøre på hydrogen og er dimensjonert for å fylles etter 4 timers drift.



Figur 1 - illustrasjonsbilde av den ombygde John Deere 7810 med hydrogen og ammoniaktank (Schmuecker, 2018).

Det finnes i skrivende stund mange prototyper for hybride eller helelektriske traktorer, mens mindre hjullastere allerede er tilgjengelig på markedet (Solberg, 2017). Traktorene har fordeler som høy virkningsgrad, lite støy og ingen direkte utslipp av klimagasser, men strever med kort rekkevidde før de elektriske traktorene må lades. John Deere presenterte i 2019 en elektrisk traktor med ladekabel på 1 kilometer med en effekt på 300 kW, se Figur 2. Dette gjør at traktoren kan kjøre uavbrutt, men den er begrenset av kabelens lengde, samt at traktoren vil belaste nettet med svært store effekttopper (John Deere, 2019).



Figur 2 - illustrasjonsbilde av John Deere sin nye elektriske traktor "GridCON" med 1 km kabel tilknyttet strømnettet.

3. Hybride energisystemer

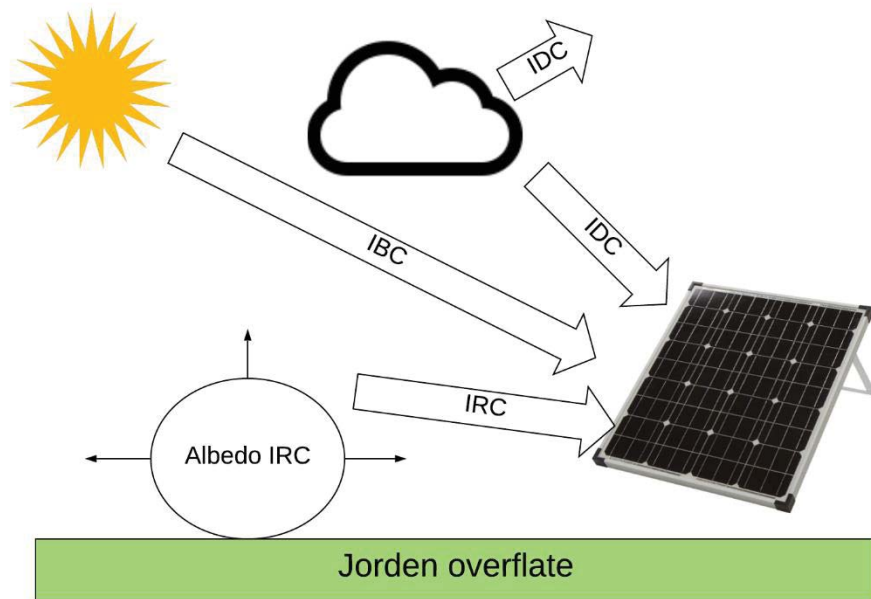
I dette avsnittet vil ressursgrunnlag og sentrale energikomponenter beskrives. En komponent kan være solcellepanel, likeretter, elektrolyser og lignende. Beskrivelsen av ressursgrunnlaget vil begrenses til det som er relevant for energiproduksjon fra solceller og vindturbiner. Ved å koble det tradisjonelle energisystemet sammen med lokal energiproduksjon fra fornybare energikilder får man det som omtales som hybride energisystemer (HES). Et energisystem består av ulike komponenter som produserer, konverterer, lagrer eller bruker energi. Energisystemene har gjerne ulike energikilder som produserer til ulike tidspunkt og av ulik kvalitet (Lambert et al., 2005).

3.1 Lokal energiproduksjon

Energiproduksjon fra solceller og vindturbiner avhenger av lokal solinnstråling, vindhastighet og temperatur. Disse ressursene varierer betydelig gjennom et døgn, og energiproduksjonen endres tilsvarende (Aakenes et al., 2018). Kvaliteten og presisjonen på ressursgrunnlaget som legges til grunn når energiproduksjonen beregnes vil ha stor påvirkning på den samlede energiproduksjonen.

3.1.1 Solinnstråling

Solinnstråling er summen av de direkte, diffuse og reflekterte solstrålene og måles ofte i gjennomsnittlig kWh/m²/dag (Adaramola, 2018). Direkte solstråler passerer uhindret gjennom jordens atmosfære og treffer jordoverflaten. Diffuse solstråler oppstår når solstrålen kolliderer med skyer eller andre partikler i atmosfæren, solstrålene bryter opp og blir spredt. Andelen diffuse solstråler avhenger av antall klarværsdager og antall overskyede dager. En klarhetsindeks med skala 0 til 1, hvor 1 indikerer klarvær og 0 indikerer overskyet benyttes for å beskrive fordelingen mellom direkte og diffuse solstråler (HOMERenergy, 2016). Reflekterte solstråler er de solstrålene som reflekteres fra jordens overflate og avhenger av overflatens farge og ruhet. Refleksjonsevnen kalles albedo og har en verdi fra 0 til 1, hvor 0 betyr at alt sollyset blir absorbert, mens 1 betyr at alt blir reflektert. Forskjellen på de ulike solstrålene er illustrert i Figur 3 (Adaramola, 2018).



Figur 3 - viser at samlet solinnstråling på solcellen består av direkte (IBC), diffuse (IDC) og reflekterte (IRC) solstråler.

Total solinnstrålingen som treffer solcellen (I_C) er summen av de direkte, diffuse og reflekterte solstrålene og er gitt av formel [1] (Adaramola, 2018).

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} \quad [1]$$

Hvor

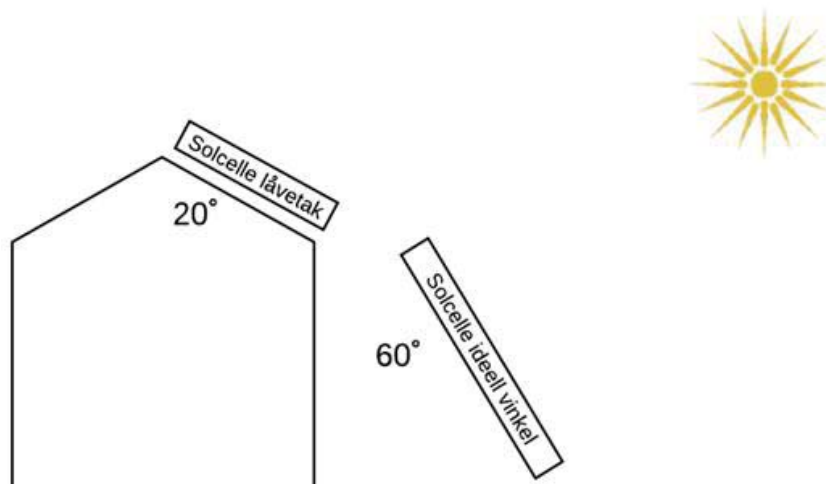
I_{BC} - direkte solinnstråling

I_{DC} - diffus solinnstråling

I_{RC} - reflektert solinnstråling

Gårder har ofte store tilgjengelige låvetak som egner seg godt for solcellepanel, da arealbruken i liten grad er i konflikt med andre interesser. Solcellen produserer mest energi når modulen er vinklet direkte på solen og burde ideelt sett følge solens bane over himmelen. Vermaak (2014) finner at solceller som følger solens bane produserer opptil 37 % mer energi enn statiske installasjoner. Slike installasjoner er dog forbundet med økte investeringskostnader, er ofte komplekse og øker arealbehovet fordi de fremre solcellepanelene kan skyggelegge raden bak (Adaramola, 2018). Tradisjonelt plasseres solcellene mot sør med en vinkling tilsvarende lokasjonens breddegrad for å oppnå jevnt høy produksjon, for Oslo tilsvarer dette en vinkel på

60°. Solcellene vil ha maksimal energiproduksjon ved en vinkling på 42° på Østlandet i Norge. Produksjonen blir høyere om sommeren, men også lavere om vinteren (Adaramola, 2018). Moderne låvetak har derimot sjeldent takvinkler brattere enn 20°, noe som vil redusere den årlige energiproduksjonen (Andersen, 2019). Installasjon av solceller i samsvar med takets helning er rimeligere enn å installere solceller med en vinkling på 60°, se Figur 4.



Figur 4 - illustrerer solcellens ideelle vinkling på 60° og en helning som representerer nyere låvetak.

3.1.2 Temperatur

Solcellers produksjonsevne påvirkes av temperaturen. Ved normale testforhold vil solcelletemperaturen være 25°C, ingen vind og en solinnstråling på 1000 W/m² (Adaramola, 2018). Disse forholdene er i liten grad representativt for de faktiske produksjonsforholdene da solstrålene ofte varmer opp solcellen. Endret energiproduksjon som følge av temperatur beskrives av en energikoeffisient (α_P) og vil ved økt temperatur gi redusert produksjon og motsatt med lavere temperatur. Den gjennomsnittlige energikoeffisienten til dagens solceller er på -0,48 (%/°C) og innebærer at en grads temperaturøkning reduserer virkningsgraden til solcellepanelet med 0,48% (HOMERenergy, 2016). Gitt at solcellene ikke er dekket av snø, vil kalde vinterdager kunne gi høy energiproduksjon.

3.1.3 Vindforhold

Vind skapes som følge av trykkforskjeller i atmosfæren og vindhastigheten avhenger av trykkforskjellen (Boyle, 2012). Vindturbiner kan utnytte den kinetiske energien i vinden og omdanne den til elektrisitet. Energien i vinden er gitt av formel [2] som viser at den kinetiske energien i vinden er kubisk til vindhastigheten (Manwell et al., 2002). Gitt en økning i vindhastighet fra 5 m/s til 10 m/s vil den kinetiske energien øke åtte ganger. Presise analyser av ressursgrunnlaget er essensielt for å kunne estimere korrekt energiproduksjon.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [2]$$

Hvor:

P – Kinetisk energi i vinden [W]

ρ – Luftens massetetthet [kg/m^3]

A – Sveipet areal [m^2]

V – Vindens hastighet [m/s]

Bygninger, trær og andre gjenstander bremser vindens hastighet, som øker med avstand fra overflaten. Denne effekten kalles vindskjær og avhenger av ruheten på terrengets overflate, hindringer og topografi (Manwell et al., 2002). For å måle vindhastigheten brukes et anemometer. Målingene må korrigeres for å estimere vindhastigheten ved turbinens navhøyde, se formel [3].

$$\frac{U_{hub}}{U_{anem}} = \frac{\ln \frac{Z_{hub}}{Z_0}}{\ln \frac{Z_{anem}}{Z_0}} \quad [3]$$

Hvor:

U_{hub} – Vindhastigheten ved navet på turbinen [m/s]

U_{anem} – Vindhastigheten ved anemometeret [m/s]

Z_{hub} – Turbinnavets høyde over bakken [m]

Z_{anem} – Anemometerets høyde over bakken [m]

Z_0 – Terrengets ruhet, målt i meter [m]

Ln – Den naturlige logaritmen

3.2 Lagring av energi

I etterkant av at solcellepanel og eller vindturbiner har produsert energi må energien anvendes, selges på strømmettet til spotpris eller lagres lokalt. Solceller og vindturbiner produserer likestrøm (DC) og vekselstrøm (AC) respektivt. Normal strømbruk i husholdninger er AC og energien fra solcellene må konverteres for å kunne tjene dette formålet, denne konverteringen skjer ved hjelp av en vekselretter. Vindturbiner produserer vekselstrøm og kan benyttes direkte i husholdningen. Om energien fra vindturbinen skal tjene en last som drives av likestrøm må elektrisiteten konverteres fra AC til DC via en likeretter. Konverteringen fra AC til DC og DC til AC har en virkningsgrad på 95 % ved optimal last. Ved lavere produksjon fra solceller eller vindturbiner vil veksel- og likeretteren operere med en lavere virkningsgrad (HOMERenergy, 2016).

Energi som ikke brukes, må lagres. For nettilknyttede-energisystemer vil strømmettet fungere som et stort batteri. Alternativt kan elektrisk strøm lagres lokalt, enten i batterier eller ved omdanning til hydrogen. Lokale batterier kan brukes til å supplere strømmettet i de perioder nettet ikke kan levere tilstrekkelig med energi. Batterier er kostbare, men kan benyttes som et alternativ til strømmettet i perioder med høy strømpris og stort effektbehov.

3.2.1 Produksjon av hydrogen

Lokal produksjon av hydrogen skjer ved å tilføre en elektrisk strøm til en elektrolytt hvor vannet splittes til hydrogen (H_2) og oksygen (O_2). Elektrolyse av vann gjøres i dag med en virkningsgrad på om lag 75 %, noe som innebærer at energiinnholdet i hydrogengassen er $\frac{3}{4}$ av energimengden som ble tilført elektrolyseren. Det finnes i dag ulike elektrolysører på markedet, både alkaliske og Proton Exchange Membrane (PEM). Av disse er PEM mest dynamisk og dermed best egnet til å håndtere den variable overskuddsenergien fra fornybare energikilder (Sundseth et al., 2017). Kostnadmessig konkurrerer lokal produksjon av hydrogen mot det å kjøpe hydrogenet eksternt til en kostnad på 90 kr/kg (UnoX, 2019).

3.2.2 Kompresjon av hydrogen

Atmosfærisk hydrogen har en massetetthet på $0,09 \text{ kg/m}^3$ og må komprimeres for å kunne lagres på en forsvarlig måte (Dagdougui et al., 2018). Pr kilo har hydrogen et energiinnhold på 33,3 kWh, omtrent tre ganger høyere enn diesel. Lagring av hydrogen kan skje på tre måter: flytende,

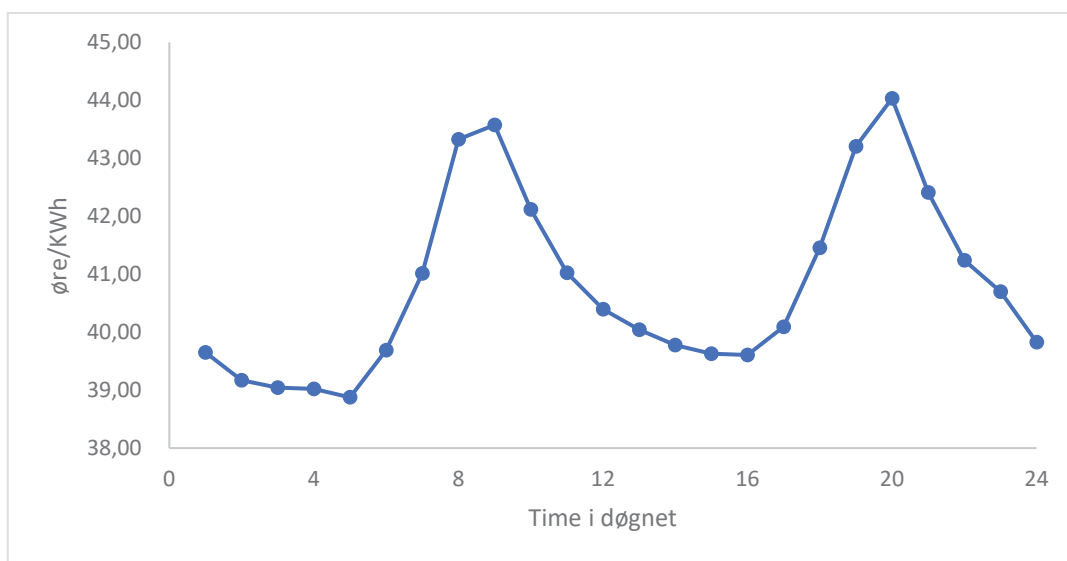
i metallstrukturer eller som komprimert gass. Komprimert hydrogen er den vanligste lagringsmetoden når areal ikke er en kritisk faktor og vil bli beskrevet under.

Ved å komprimere gassen til henholdsvis 350 bar og 700 bar øker massetettheten til 23 kg/m^3 og 38 kg/m^3 respektivt. Kompresjon av hydrogen til et trykk på 700 bar krever 6 kWh/kg , noe som tilsvarer en virkningsgrad på 84 % (Sheffield et al., 2014). Lagring av hydrogen gjøres i tanker tilpasset hydrogenets trykk. I industrien benyttes oftest tanker med trykk mellom 200 og 300 bar. For hydrogenbiler, hvor plass er en begrensende faktor, er det vanlig å benytte hydrogentrykk på 700 bar, mens busser har bedre lagringsplass og opererer med 350 bar trykk. Ved 350 bar vil en hydrogentank på 2 m^3 kunne lagre 50 kg hydrogen (Schmuecker, 2018). Fra hydrogentanken må hydrogenet fraktes over i kjøretøy via en fyllestasjon. I kjøretøyets brenselcelle reagerer hydrogenet med oksygen og danner vann, samt en elektrisk strøm som kan drive en elektrisk motor. Virkningsgraden til en gjennomsnittlig PEM brenselcelle er 50 % (Taner, 2018).

4. Energikostnader

4.1 Strømpris

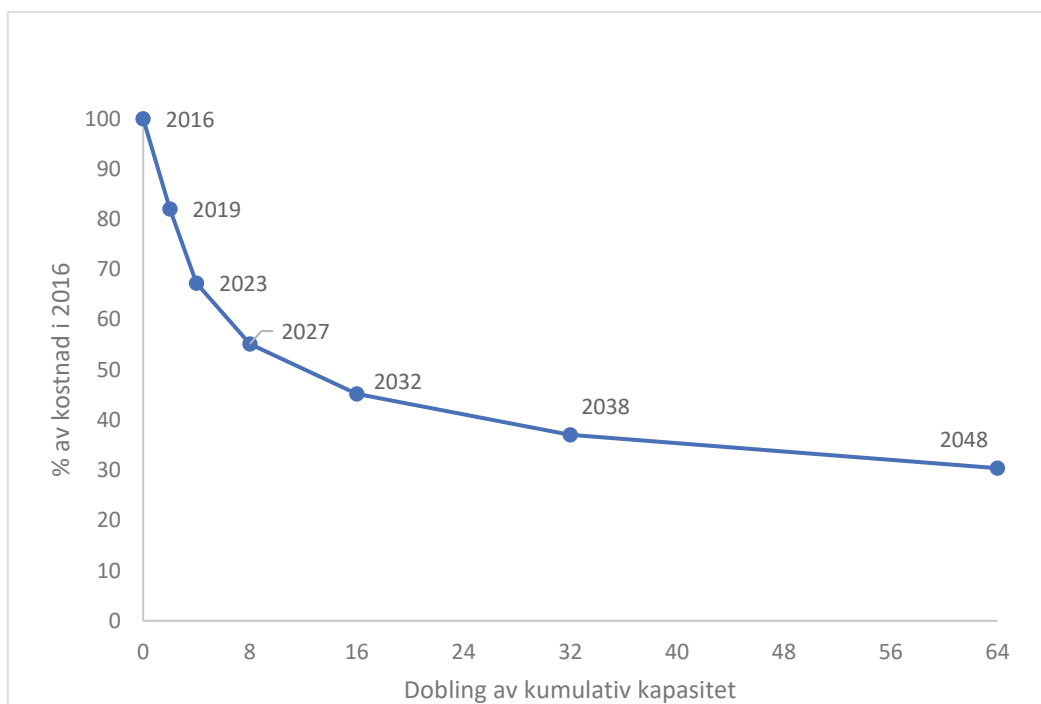
Strømprisen varierer med etterspørsel og tilbud. Typisk er strømprisen høyest morgen og kveld som følge av at strømbruk samfaller hos mange strømkunder, se Figur 5. Gitt disse forutsetningene vil det være økonomisk fordelaktig å dekke laster som lading av elektriske kjøretøy eller produksjon av hydrogen i perioder på døgnet hvor strømprisen er lav (Skotland et al., 2016). Norges vassdrags – og energidirektorat (NVE) finner i sin analyse at norske strømpriser vil stige fra 32 øre/kWh til 36 øre/kWh frem til 2030 (Bartnes et al., 2018). Årsaken er økt energihandel med det europeiske kraftmarkedet og forventet økning i CO₂-priser (Aakenes et al., 2018). Plusskunder som selger energi tilbake til strømmettet får kun betalt dagens spotpris, noe som er lite lønnsomt. I tillegg til spotpris inngår også nettleie, avgifter og effekttariffer i den samlede energikostnaden. Nettleien varierer avhenger av geografisk plassering og betales til det lokale nettselskapet. I avgiftene inngår elavgift, Enova-avgift, elsertifikater og merverdiavgift, som betales til den norske stat (Solberg & Haugen, 2019). Effekttariffen er en kostnad som varierer med sesongen, den er høyest om vinteren og lavest om sommeren. Tariffen multipliseres med det høyeste effektbehovet pr kalendermåned og er ment som et insentiv for å redusere effekttopper. Effekttariffer skal gjelde alle strømkunder innen 2022, mens det i dag kun pålegges kunder med årlig energibruk på mer enn 100 000 kWh pr år (Søiland & Johnsen, 2017)



Figur 5 -illustrerer et gjennomsnitt av prisene for uke 12 i 2019 i Osloregionen. Prisene er hentet fra Nord pool og er oppgitt i Euro/MWh, men regnet om til øre/kWh med en omregningsfaktor på 10 000 (Larsson et al., 2019).

4.2 Teknologilæring

I takt med utvikling og økt installert effekt av fornybare energikilder reduseres energikostnadene som følge av teknologilæring. Eksempelvis har kostnadene for landbasert vind hatt en læringsrate på 18 %. Det vil si at om den første GW med vind kostet 100 milliarder NOK så vil den andre GW koste 82 milliarder NOK (Aakenes et al., 2018). Frem mot 2050 er landbaserte vindturbiner, solceller og batterier forventet å ha læringsrater på henholdsvis 16%, 18% og 20%. For hver akkumulert dobling i kumulativ kapasitet vil kostnaden reduseres med teknologiens læringsrate. Som følge av at den kumulative kapasiteten øker vil tiden mellom hver dobling øke, se Figur 6



Figur 6 - kostnadsreduksjon i 2016-priser på 18 % pr akkumulert dobling i kumulativ kapasitet for solceller (Aakenes et al., 2018). Innen 2048 er prisen på solceller forventet å falle til 30 % av kostnaden i 2016. Kostnadsreduksjonen avtar i hastighet etter hvert som den akkumulerte kapasiteten øker.

4.3 Økonomisk insentiver til lokal energiproduksjon

I Merverdiavgiftloven (2009) § 8.1 fremgår det at :

«Et registrert avgiftsobjekt har rett til fradrag for inngående merverdiavgift på anskaffelser av varer og tjenester som er til bruk i den registrerte virksomheten»

For å få tilbake momsen er det et krav at investeringen har sammenheng med omsetning i bedriften, eller i dette tilfellet gården. I tillegg må bedriften ha en momspiktig omsetning på over 150 000 kroner og være registrert i merverdiavgiftregisteret. Eksempelvis vil solceller på en gård få momsfritak på 25 % av investeringskostnaden (Bjerke, 2018).

For privatpersoner eller enkeltpersonsforetak som installerer solceller eller vindturbiner på egen eiendom kan man søke investeringsstøtte fra Enova med 10 000 i grunnstøtte, pluss 1250 kr pr kW installert effekt opptil 15 kW. Totalt kan enkeltpersoner motta Enovastøtte på opptil 28 750 NOK (Enova, 2019).

5. Teknoøkonomisk optimering av energisystemer

Simulering av hybride energisystemer er utfordrende som følge av det store antallet mulige designløsninger og usikkerhet knyttet til fremtidig energibehov og strømpriser. Fornybare energikilder som sol og vind tilfører ytterligere kompleksitet med et uforutsigbart ressursgrunnlag som har store døgn- og sesongvariasjoner (Lambert et al., 2005). Solceller produserer mest om sommeren, mens vindforholdene er tradisjonelt sett mest gunstige om vinteren (Boyle, 2012). For å kunne beregne og analysere ulike designløsninger ble simuleringsverktøyet Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER) utviklet av amerikanske National Renewable Energy Laboratory (NREL).

5.1 Simulering, optimering og sensitivitetsanalyser

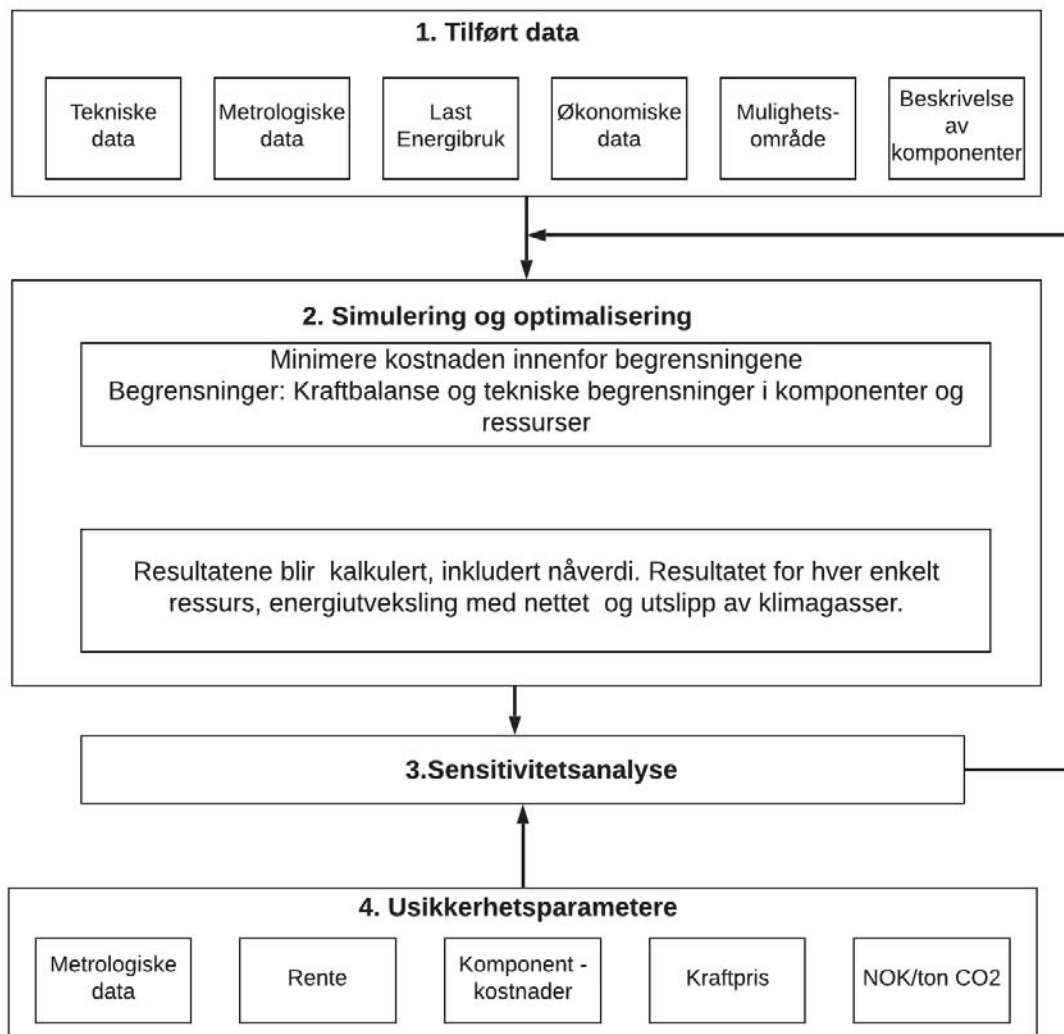
HOMER simulerer og rangerer alternative energisystemer basert på nåverdien og gjennomfører sensitivitetsanalyser for å teste energisystemets følsomhet for endringer i usikkerhetsparametere, f.eks. strømpris og energibehov. Sammenhengen mellom tilført data, simulering, optimalisering og sensitivitetsanalyse er illustrert i Figur 7.

5.1.1 Simulering

Ved å beregne energiproduksjon fra hver enkelt komponent og energibruk med timesoppløsning gjennom et år fastsetter HOMER hvorvidt et bestemt energisystem er egnet. Med egnethet, menes hvorvidt systemet kan tilfredsstille energibehovet, samt øvrige begrensninger. Om systemet er egnet blir livsløpskostnaden (C_{tot}) beregnet. Denne kostnaden summerer installasjon, vedlikehold og driftskostnader og er en viktig parameter i optimaliseringsprosessen (Lambert et al., 2005).

5.1.2 Optimalisering

Mens simuleringsprosessen modellerer et bestemt energisystem, beregner optimaliseringsprosessen den optimale systemkonfigurasjonen. Med optimal menes systemkonfigurasjon som tilfredsstiller alle behovene til laves mulig kostnad. For å finne det optimale systemet kombinerer HOMER en rekke sammensetninger av ulike komponenter, f.eks. solcelle, batterier og vekselretter med ulik størrelse og antall. I optimaliseringsprosessen simuleres ulike systemer, de uegnede forkastes, mens de egnede rangeres etter systemets nåverdi (Lambert et al., 2005).



Figur 7 - illustrer forholdet mellom simulering, optimalisering og sensitivitetsanalyse. Skissen er basert på (Bahramara et al., 2016).

5.1.3 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalyse gjennomføres for å vurdere effekten av endringer i usikre parametere ved optimering av et energisystem. Hvilke parametere som inkluderes avhenger av energisystem og lokasjon, men vindhastighet, solinnstråling, strømpris, komponentkostnader og primærlast er de vanligste (Bahramara et al., 2016). Eksempelvis finner Abdilahi et al. (2014) at kostnaden til et energisystem bestående av diesel, solceller og vindturbiner er langt mer følsom for endringer av vindforhold og dieselpris enn endringer i vedlikeholdskostnader og solinnstråling. Ved å gjennomføre sensitivitetsanalyse av tre ulike parametere som hver har tre ulike verdier vil det totalt gi 27 scenarioer ($3^3=27$). En økning i antall parametere vil raskt øke omfanget på analysen.

5.2 Økonomi

HOMER rangerer de ulike energisystemene etter lavest mulig Net Present Cost (NPC) som avhenger av nominell (i') og reelle (i) rente, inflasjon (f) og prosjektets levetid (N).

5.2.1 Diskonteringsrente, realrente, inflasjon og levetid.

“Diskonteringsrenten skal representere den alternative kostnaden av å binde penger i en investering og burde representere denne kostnaden” (Finansdepartementet, 2014). Det anbefales også at prosjekter med en forventet levetid på mindre enn 40 år har en diskonteringsrente på 4%.

Realrenten er definert som forskjellen mellom inflasjonen og den nominelle renten og beskriver dermed renten utover prisstigningen. Regjeringen har fastsatt en målsetning om 2% årlig inflasjon. Statistisk sentralbyrå sin oversikt fra (2019) viser at den gjennomsnittlige prisstigningen har vært 2,1% (Larsson et al., 2019). Den verdien vil benyttes videre i oppgaven. Realrenten er gitt av formel [4].

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad [4]$$

Hvor:

i – Realrenten [4%]

i' – Nominell diskonteringsrente renten [%]

f – Inflasjon [2,1%]

Med bakgrunn i inflasjonsrente og realrente er den nominelle diskonteringsrenten beregnet å være 6,2 %. Levetiden til prosjektet er fastsatt med grunnlag i hovedkomponenten med kortest levetid. I dette tilfellet har både solceller og vindturbiner en forventet levetid på 25 år.

5.2.2 Nåverdikostnad

Net Present Cost (NPC) benyttes av HOMER for å rangere ulike energisystemer. Modellen summerer inntekter og utgifter gjennom hele prosjektets levetid, justerer for inflasjon og renter, samt trekker fra eventuelle salgsverdier ved prosjektslutt. Den inkluderer investering, vedlikehold, erstatning og brenselkostnader. I tillegg kommer kostnader knyttet til strøm fra nettet og utslipp av klimagasser, se formel [5].

$$C_{NPC} = \frac{C_{tot}}{CRF(i, N)} \quad [5]$$

Hvor:

C_{tot} – Prosjektets totale kostnader

CRF – Capital Recovery Factor -annuitetsfaktor

i – Realrenten

N – Antall år

5.2.3 Levelized Cost of energy (LCOE)

Energikostnad er en annen økonomisk parameter som brukes til å sammenlikne kostnadene ved energiproduksjon for de forskjellige energisystemene. LCOE er de totale kostnadene knyttet til energiproduksjon fordelt på total energiproduksjon. For å beregne LCOE benyttes Capital Recovery Factor (CRF). CRF benyttes for å beregne nåverdien av en annuitet som er en årlig kontantstrøm, med lik verdi. CRF er gitt av formel [6].

$$CRF(i, N) = \frac{i(1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad [6]$$

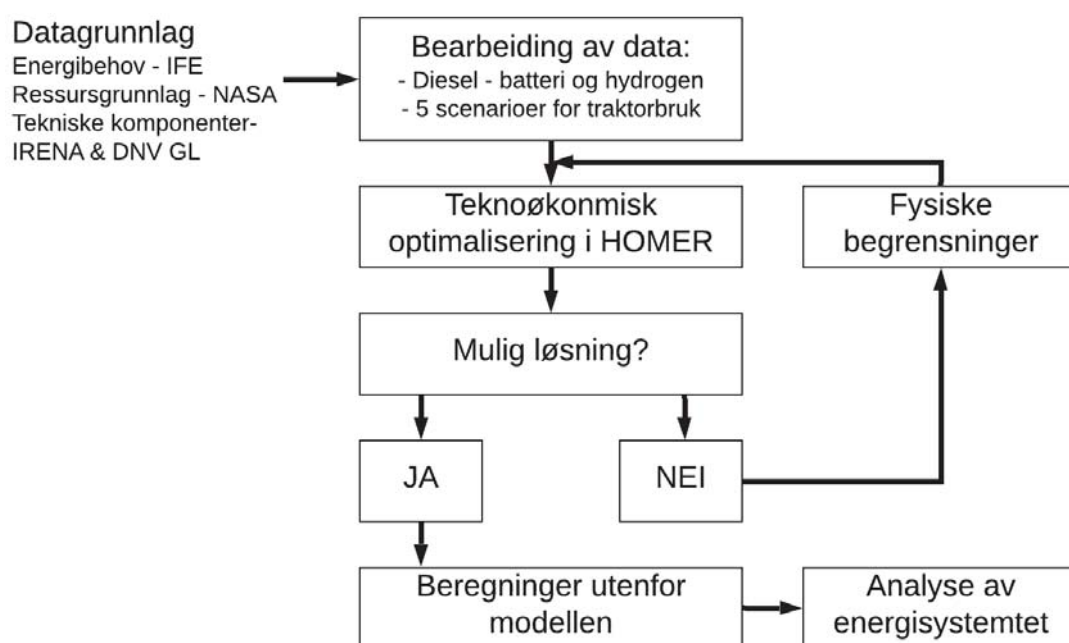
Hvor:

i - Realrenten

N – Antall år

6. Metode

Datagrunnlaget danner utgangspunktet for metoden og inkluderer diesel- og strømbruk på en gård, samt metrologisk måledata og teknisk beskrivelse av energisystemets komponenter. Dataene som beskriver gårdens dieselbruk ble tilpasset egenskapene til batteri- og hydrogentraktoren, i tillegg ble det utarbeidet fem ulike traktorscenarioer som tar høyde for ulike traktorbruk. Teknoøkonomisk optimering gjennomføres i HOMER og avgjør om energisystemet tilfredsstiller begrensningene eller ikke. For energisystemene som tilfredsstiller begrensningene ble det gjennomført beregninger utenfor modellen, som innebærer beregning av nåverdi til fremtidige dieselkostnader og kostnader ved hydrogenproduksjon basert på nettstrøm. Hydrogenproduksjon fra nettstrøm viser seg å være nødvendig for energisystemer som ikke tilfredsstiller hydrogenbehovet med lokalprodusert energi. For simuleringer som ikke gir en mulig løsning ble tekniske og fysiske begrensninger endret og optimeringen gjennomført på nytt, se Figur 8. Endring i begrensninger kan være å tillate en andel manglende hydrogenlast, eller øke øvre begrensning for solceller. Til slutt gjennomføres øvrige analyser av energisystemet.



Figur 8 – skjematisk oppsett av oppgavens metodikk.

6.1 Datagrunnlag

Som en liten del av Norsk Institutt for Bioøkonomi (NIBIO) og Institutt for Energiteknikk (IFE), med flere, sitt prosjektprogram SolarFarm, har jeg fått tilgang på et datagrunnlag som danner utgangspunkt for simuleringene (SolarFarm, 2018). Datagrunnlaget er todelt, med et grunnlag for strømbruk og et grunnlag for dieselbruk. I tillegg er data om strømpris en svært viktig input i simuleringene.

6.1.1 Strøm

Data om strømbruk har sitt opphav fra en melk- og kjøttproduserende gård på Biri i Oppland. IFE har etter kontakt med gårdbruker høsten 2018, fått tilgang på målingene som er gjennomført med et automatisk målesystem (AMS) og målt i antall kW pr time gjennom hele året.

6.1.2 Diesel

Dieselbruk på gården er fra Johansen et al. (2013) og Bakken et al. (2017). Roer-Hjelkrem og Bakken (2019) har i tillegg bidratt med vurderinger og utregninger for hvordan bruken fordeles gjennom året. Dieselgrunnlaget er tilpasset en mellomstor melk- og kjøttproduserende gård på Østlandet og er på så måte representativ sammenliknet med strømdataene. Dieseldataene er en sammenstilling av energibehov og tidsbruk pr areal for ulike jordbearbeidingsprosesser og resulterer i en timefordeling med antall liter diesel pr time gjennom hele året. Dieselgrunnlaget er videre konvertert til batteritraktor og hydrogentraktor hvor batteritraktoren dekker laster som tilsvarer mindre enn 12 liter diesel pr time og hydrogentraktoren dekker laster som tilsvarer med enn 12 liter diesel pr time. Virkningsgrad for dieseltraktoren er antatt å være 30%, mens batteri- og hydrogentraktoren har en virkningsgrad på 70% og 50% respektivt, se vedlegg A.

6.1.3 Strømpris

Datagrunnlaget for strømpris på gården er basert på historiske data fra Nord Pool og Hafslund (Hafslund Nett, 2019; Nord pool, 2019). Effekttariffer er inkludert og baseres på Hafslund sine satser for bedriftskunder (Hafslund Nett, 2019). Fremtidig prisendring er ikke inkludert i analysen.

6.1.4 Ressursgrunnlag fornybar energiproduksjon

Energiproduksjon fra solceller og vindturbiner er tett knyttet til lokale vind-, sol- og temperaturforhold, se avsnitt 3.1. Ressursgrunnlaget i HOMER Pro bygger på Surface

Metrology and Solar Energy Database (SMSED) og er basert på målinger levert av NASA (HOMERenergy, 2016). Alle metrologiske data er lastet ned 2. februar 2019 og representerer en celle på en kvadratmeter med senter i lengdegrad 60.5° og breddegrad 10.5° som er nærmeste metrologiske målepunkt. Måleserien for solinnstråling og temperatur strekker seg fra juli 1983 til juni 2005, en periode på 27 år. Vindforholdene er basert på målinger fra juli 1983 – juni 1993. Verdiene er oppgitt i gjennomsnitt pr måned med kWh/m²/dag, m/s og C° som enhet for solinnstråling, vindhastighet og temperatur, respektivt. I simuleringene er det benyttet en ruhefaktor på 0,1 m, som tilsvarer et terreng med trær og få bygninger.

6.2 Scenarioer

Batteri- og hydrogentrakter har ikke de samme egenskapene som dieseltrakter. Traktorbruken er derfor blitt stykket opp og forskjøvet for å dekke energibehovet i samsvar med egenskapene til de elektriske traktorene. Det er antatt at traktorbruken vil variere fra år til år og fra gårdsbruk til gårdsbruk. Ved å utarbeide ulike scenarioer for traktorbruk er det tatt høyde for at traktorbruk kan variere med gårdsbruk og sesong. Et energisystem som kan dekke energibehovet til alle scenarioene vil være robust for endringer i traktorbruk. De fem ulike scenarioene er listet under og er ytterligere beskrevet i vedlegg B. Mens scenario 1, 2 og 3 kun dekker energibehovet i sommerhalvåret, inkluderer scenario 4 og 5 at traktoren brukes hele året. For scenario 2 – Bare hydrogentraktor, dekker hydrogentraktoren all last, mens for de øvrige scenarioene er hydrogenbruken identisk og dekker laster som tilsvarer mer enn 12 liter diesel pr time. I scenario 1 og 4 lades batteritraktoren med 25 kW, mens den i scenario 3 og 5 lades med 5 kW effekt, se Tabell 1. De ulike scenarioene er listet under:

- Scenario 1 – Mye sol
- Scenario 2 – Bare hydrogentraktor
- Scenario 3 – Lav ladeeffekt
- Scenario 4 – Hele året, høy effekt
- Scenario 5 – Hele året, lav effekt

I scenario 1 – mye sol, er ladeperioden primært lagt i tidsrommet det forventes at solcellene skal ha høy produksjon og på den måten unngå at høye effekter må trekkes fra nettet. I scenario 3 – lav ladeeffekt, er høye effekttopper unngått ved å lade ved 5 kW. Scenario 4 og 5 har samme lademønster som scenario 1 og 3, respektivt, men representerer bruk av traktor hver dag

gjennom hele året. Hydrogenbruken er lik for alle scenarioene, foruten scenario 2 hvor all traktorbruk gjennomføres av hydrogentraktoren.

Tabell 1 - viser forskjell i fordelingen mellom batteri - og hydrogentraktor for de ulike scenarioene. Driften er kun lagt til vekst- og jordbearbeiding for scenario 1 - 3, mens scenario 4 - 5 har helårsbruk av traktorene. Ladeeffekten varierer ved de ulike scenarioene.

Scenario	1	2	3	4	5
Batteri	28 %		53 %	88 %	88 %
Hydrogen	72 %	100	47 %	12 %	12 %
Driftsmønster	Sesong	Sesong	Sesong	Helårs	Helårs
Ladeeffekt	25 kW	Ingen lading	5 kW	25 kW	5 kW

6.3 Komponentkostnader og virkningsgrader som ikke inngår i HOMER

Kostnader og virkningsgrader til de ulike komponentene som er nyttet i simuleringene av energisystemene er hentet fra tredjeparts kilder. Som følge av læringsrater, se avsnitt 4.2, er kostnadene forventet å synke innen år 2030. Denne kostnadsreduksjonen er inkludert i simuleringene.

Siden HOMER ikke har en kompressorkomponent, må kostnad og virkningsgrad inkluderes i kostnaden og virkningsgraden til elektrolysen. Kostnader ved komprimering av hydrogen er basert på Danebergs (2019) som har benyttet datagrunnlag fra Ulleberg (2016), se avsnitt 3.2.2. Det krever energi å komprimere hydrogen og den samlede virkningsgraden vil dermed reduseres. Den totale virkningsgraden til elektrolysøren og kompressoren er beregnet av formel [7].

$$\frac{E_{ut}}{\frac{E_{ut}}{\eta_{elektrolysør}} + E_{inn_kompressor}} = \eta_{elektrolysør \text{ og kompressor}} \quad [7]$$

Hvor:

E_{ut} – kWh/kg hydrogen

$\eta_{elektrolysør}$ – η

$E_{inn \text{ kompressor}}$ – kWh/kg hydrogen

Tidligere beregninger viste at hydrogenbehovet vil kreve en produksjon opptil 0,75 kg pr time og forutsetter en elektrolysør med effekt på 50 kW. En kompressor med øvre kapasitet på 0,75 kg pr time ha en kostnad på 538 700 NOK (Danebergs, 2019). Samlet kostnad for kompressor og elektrolysør er gitt av formel [8].

$$Kost_{kompressor\&elektrolyse} = Kost_{elektrolysør} + \left(\frac{1}{kW_{elektrolysør}} * Kost_{komp} \right) \quad [8]$$

Hvor:

$Kost_{elektrolysør}$ – Investeringskostnad elektrolysør pr kW

$kW_{elektrolysør}$ – Effekt elektrolysør

$Kost_{komp}$ – Kompressorkostnad (NOK/kg/time)

6.4 Beregninger utenfor modellen

Simuleringer i HOMER tillater ikke at elektrolysøren trekker energi fra strømmettet for å produsere hydrogen. Dette er et problem for min modell og begrensningen gjør at beregninger må gjennomføres utenfor modellen. Manglende hydrogenmengde og antall timer med ledig kapasitet hos elektrolysøren angir effektbehovet, som sammen med likeretterens virkningsgrad gir det gjennomsnittlige effektbehovet fra strømmettet, se formel [9].

$$Effekt\ fra\ nettet = \frac{kgH_2}{t} * \frac{kWt}{kg} * \frac{1}{\eta_{likeretter}} \quad [9]$$

Hvor:

kgH_2 – Antall kilo hydrogenmangel

t – Antall timer med ledig kapasitet i hydrogentank

$\frac{kWt}{kg}$ – Energispesifikt behov elektrolysør og kompressor

$\eta_{likeretter}$ – [n]

Nåverdien til energimengden som hentes fra strømmettet for å produsere hydrogen er gitt av formel [10]

$$Nåverdi\ energikostnad\ (i, N) = \sum_{n=1}^N \frac{Energikostnad_n}{(1 + i')^n} \quad [10]$$

Hvor:

Energikostnad – Kostnaden for å trekke strøm fra nettet til hydrogenproduksjon i år n.

n – Året

i' – Diskonteringsrenten

Ved å erstatte dieseltraktoren med alternative energikilder kan framtidige dieselkostnader trekkes fra på investeringskostnaden og nåverdikostnaden (NPC) til prosjektet. Nåverdien til dieselkostnaden er beregnet ved å estimere en fremtidig drivstoffkostnad basert på historiske priser og deretter diskontere verdien til dagens pris. Det forutsettes at den årlige dieselbruken er lik gjennom hele prosjektets levetid. Nåverdien til fremtidige dieselkostnader er gitt av formel [11].

$$Nåverdi\ diesel\ (i, N) = \sum_{N=1}^N \frac{Dieselkost_N}{(1 + i')^N} \quad [11]$$

Hvor:

i' – Diskonteringsrenten 6,2 %

N – Prosjektets levetid

6.5 Simulering og optimering i HOMER

Ressursgrunnlag, energibehov, teknisk beskrivelse og kostnad for de ulike komponentene ble lagt inn i HOMER. For vindressursen ble ruheten på underlaget endret fra 0,01 til 0,1, for å bedre samsvare med terrenget i tilknytning til gårder (Manwell et al., 2002), se avsnitt 3.1. Deretter ble det gjennomført simuleringer for hvert enkelt scenario, hvorpå det optimale scenarioet ble analysert.

For simuleringer hvor de øvre begrensningene i nettkapasitet og installert solcelleeffekt ikke gav mulige løsninger ble begrensningene endret. Øvre begrensning for solcellen ble økt fra 80 kW til 160 kW og fra 160 kW til 320 kW og nettkapasiteten ble for scenario 4 - Hele året, Høy effekt, økt til 50 kW.

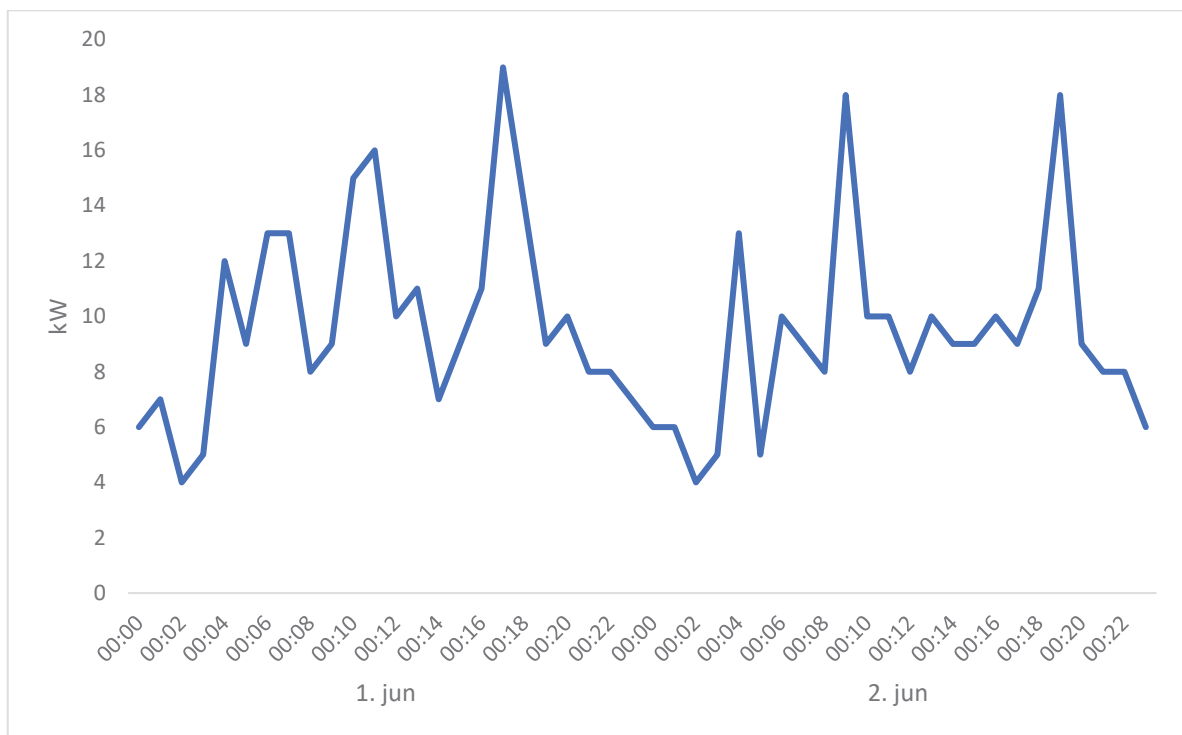
7. Case

Gården som danner utgangspunktet for strømbruken nyttet i simuleringen er plassert på Biri i Oppland fylke. Den består av to bolighus og flere driftsbygninger, med omlag 200 storfe, hvorav 60 melkekuer og 110 ungdyr. Informasjon om gården er gitt i kontakt med gårdbruker våren 2019 (Schiager, 2019). Gården benytter flere dieseltraktorer til å dyrke jorda og produsere fôr til buskapen.

7.1 Energibruk

7.1.1 Strøm

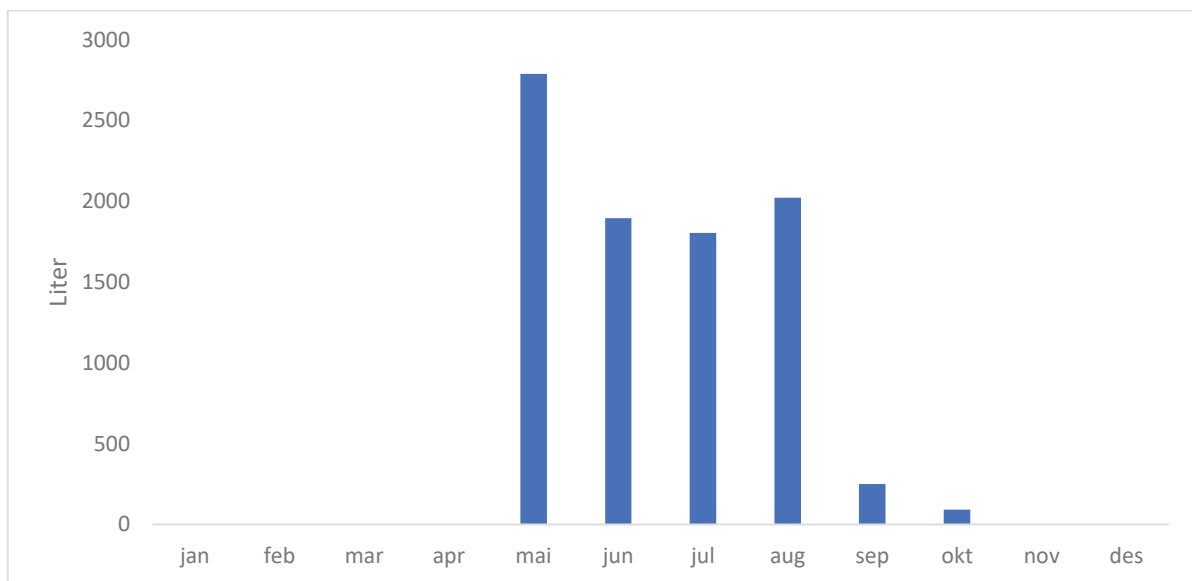
I 2018 brukte gården 97 650 kWh med et gjennomsnitt på 265 kWh pr dag. Dermed er gården marginalt under grensen på 100 000 kWh for å måtte betale effektledd (Hafslund Nett, 2019). Med bakgrunn i økt elektrifisering i landbruket har jeg valgt å inkludere effekttariffer da den generelle energibruken er forventet å øke. I tillegg er disse foreslått innført for alle strømkunder i løpet av de kommende årene (Søiland & Johnsen, 2017). Effektledd er beskrevet i avsnitt 4.1. Strømbruken er preget av store variasjoner gjennom døgn, sesong og år, med et øvre effektbehov på 39 kW og et nedre effektbehov på 2 kW. Innen et døgn kan effektbehovet variere betydelig, se Figur 9. De store effektsvingningene kan trolig forklares med at gårdsdriften har høy grad av automatisering. Fôrblanderer i fjøset blander ulike fôrtyper som kraftfôr, gress og halm før det blir fraktet til kuene. Den har en installert effekt på 30 kW, brukes omtrent to timer i døgnet og er trolig årsak til de høye effekttoppene. Fôrutleggeren frakter fôr fra fôrblanderer til kuene, den har en øvre effekt på 6 kW og benyttes en time i døgnet. I tillegg brukes melkeroboten til alle døgnetstider, med en årlig energibruk på 8000 kWh (Schiager, 2019). Det faktum at gården har stor grad av automatisering gjør at AMS-målingene er representativ for en fremtidig gård. Landbruket opplever økt elektrifisering og stadig flere gårdbrukere investerer i automatiske systemer som de beskrevet ovenfor.



Figur 9 - døgnvariasjon i primærlast de 48 første timene i juni. De høye effekttoppene skyldes trolig bruken av en 30 kW fôrblender, samt annet automatisering i gårdens fjøs.

7.1.2 Diesel

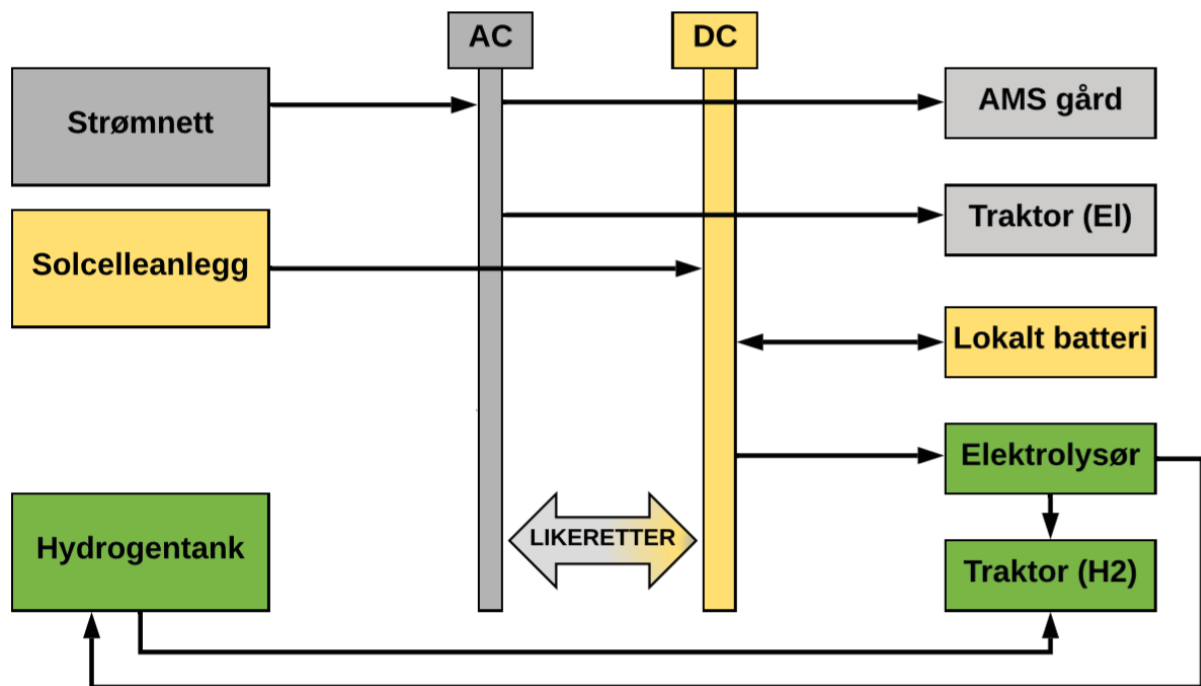
Dieselbruken som danner grunnlaget for beregningene er på 8 800 liter i året med en samlet kostnad på 88 000 kr. Det er forutsatt en dieselpriis på 10 kr pr liter for avgiftsfri diesel (Circle K, 2019). Traktoren nyttes primært i forbindelse med våronn og innhøsting og brukes totalt 63 dager i året hvor av 96 % finner sted i månedene mai, juni, juli og august. Dieselbruk varierer i takt med traktorbruk og gir store og raske endringer i energibehovet på gården, som fremgår av Figur 10.



Figur 10 - illustrerer den originale dieselbruken. Her nyttes ikke traktoren i vinterhalvåret. Bruken er størst i mai med 2780 liter diesel. 96% av gårdens dieselbruk skjer i månedene mai, juni, juli og august. Kilde (Alve, 2015; Bakken et al., 2017; Johansen et al., 2013).

Som en del av NIBIO og IFE sitt systemprosjekt SolarFarm skal jeg modellere en teoretisk gård for 2030. Systemprosjektet søker å redusere klimagassutslipp fra landbruket ved å fjerne dieselbruk, samt overdreven og upresis nitrogengjødsling (SolarFarm, 2018). På denne gården blir dieseltraktoren erstattet med en liten batteritraktor og en større hydrogentraktor. Lokal energiproduksjon fra solceller er med på å dekke traktorenes behov for strøm og hydrogen, samt gårdens primære strømbruk. Gården er tilknyttet strømmettet som vil være med på å dekke energibehovet i de periodene lokal energiproduksjon ikke er tilstrekkelig. Målsetningen er å dekke energibehovet til gården uten økt effektbehov fra strømmettet, da dette er forbundet med store kostnader. Energisystemet vil bestå av strømmett, solcelleanlegg, elektrolysør med

kompressor, hydrogentank, vekselretter hydrogen- og batteritraktor, primærlast (AMS) og muligens batterier og vindturbiner, se Figur 11



Figur 11 - Systemskisse for energisystem med komponenter og systemgrenser.

7.1.3 Batteri- og hydrogendreven traktor

De planlagte batteri- og hydroentraktorene finnes ikke i dag, men det forventes at de vil være kommersielt tilgjengelig på markedet i år 2030 (Aakenes et al., 2018). Batteritraktoren har en tenkt effekt på 50 kW og vil dermed kunne tjene relativt lette oppgaver, mens batterikapasitet på 100 kWh gjør at den kun kan operere i korte perioder på to til tre timer, avhengig av lasten. Gitt lavere laster enn det som er beskrevet i scenario 1 – Mye sol, kan batteritraktoren operere lengre enn tre timer, men siden dette sjelden er tilfellet er en nedre last på 30 kW fastsatt. Batteritraktoren vil være fulladet etter 4 timer ved en effekt på 25 kW, gitt at den før ladetidspunktet var helt utladet. Batteritraktoren antas å være utladet før lading finner sted. Hydroentraktoren har en effekt på 120 kW og er tenkt å tjene de tyngre oppgavene på gården. Med hydrogentank på 1,7 m³ og 350 bar trykk kan den transportere 40 kg hydrogen og er forventet å ha en driftstid på opptil 10 timer. Hydroentraktoren kan fylles på 3 – 15 minutter, noe som kan gjøres i sammenheng med lunsj- og middagspauser (Ulleberg & Gjerløw, 2017).

7.2 Lade – og bruksprofil

Felles for alle scenarioene er at traktoren ikke brukes utover tidsrommet 06:00 - 20:00. Batteritraktoren dekker laster mindre enn 12 liter diesel pr time, mens hydrogentraktoren dekker laster tyngre enn 12 liter diesel pr time. Ved laster på 49 kW/t kan batteritraktoren benyttes i to timer før den igjen må lades, se Tabell 2 . Ved laster på 30 kW/t kan traktoren brukes i overkant av tre timer, men vil i simuleringene maksimalt bli nyttet i tre timer. Hydrogentraktoren har en kapasitet på 40 kg hydrogen og kan operere ved maksimal effekt på 4,31 kg/time i 9,2 timer. I simuleringen opererer traktoren i tre firetimers perioder for å sikre at traktoren ikke går tom for hydrogen. Det ansees også som realistisk å legge inn to matpauser i en lang arbeidsdag og hydrogentraktoren kan fylles i tilknytning til disse.

Tabell 2 - viser døgnsyklusen til batteritraktoren med ulike ladetidspunkter og bruksperiode for de ulike scenarioene. I scenario 1 – mye sol - og 4 – hele året, høy effekt, lades batteritraktoren med en effekt på 25 kW, mens den i scenario 3 – lav ladeeffekt og 5 – hele året, lav effekt, lader ved en effekt på 5 kW. Tabellen representerer en dag hvor traktoren brukes et maksimalt antall timer.

Scenario	Lading	Bruk	Lading	Bruk	Lading	Bruk	Lading	Bruk
1 (49 kW)	02 - 06	06 - 08	08 - 10	10 - 11	11 - 15	15 - 17	17 - 19	19 - 20
1 (30 kW)	02 - 04	06 - 09	09 - 10	10 - 11	11 - 15	15 - 18	-	-
2 (H2)	-	06 - 10	10 - 11	11 - 15	15 - 16	16 - 20	-	-
3 (5 kW)	00 - 08	08 - 11	11 - 23	-	-	-	-	-
4 (25 kW)	02 - 04	08 - 09	-	-	-	-	-	-
5 (5 kW)	21 - 06	08 - 09	-	-	-	-	-	-

I scenario 1 – mye sol, lades batteritraktoren ved 25 kW. Lading er primært lagt til tidsrommet fra 11 – 15 da det er forventet høy produksjon fra solcellene, samt i tidsrommet 02 – 04, hvor øvrig effektbehov er lav. Traktoren benyttes ved både 30 kW og 49 kW last, og brukstiden varierer med dette, se Tabell 2. Totalt benyttes batteritraktoren 16 dager, med en samlet energibruk på 4 152 kWh pr år, se Tabell 3. Hydrogentraktoren brukes totalt i 41 dager i året med en samlet hydrogenbruk på 1 230 kg som tilsvarer 40 959 kWh. Totalt brukes traktorene i 57 dager i scenario 1 – mye sol. I scenario 2 – kun hydrogen, dekkes alt energibehov med hydrogentraktoren. Totalt benyttes traktoren i 77 dager og bruker totalt 1 397 kg hydrogen. Scenario 3 – lav ladeeffekt, har lik hydrogenbruk som i scenario 1 – mye sol, men batteritraktoren lades med 5 kW og brukes kun mellom 08 – 11.

Lading finner sted fra klokka 11 – 08. Totalt benyttes batteritraktoren 46 dager og gir en samlet traktorbruk på 87 dager, med samme energibruk som i scenario 1 – mye sol, se Tabell 3. Scenario 4 – hele året, høy effekt, og scenario 5 – hele året, lav effekt, tar høyde for energibruken som kreves for å frakte fôr fra lageret til gårdens fôrsentral og benyttes hver dag, hele året. Traktoren lades ved 25 kW og 5 kW for de respektive scenarioene og brukes hver dag utenom de dagene traktoren allerede er i bruk til andre tjenester.

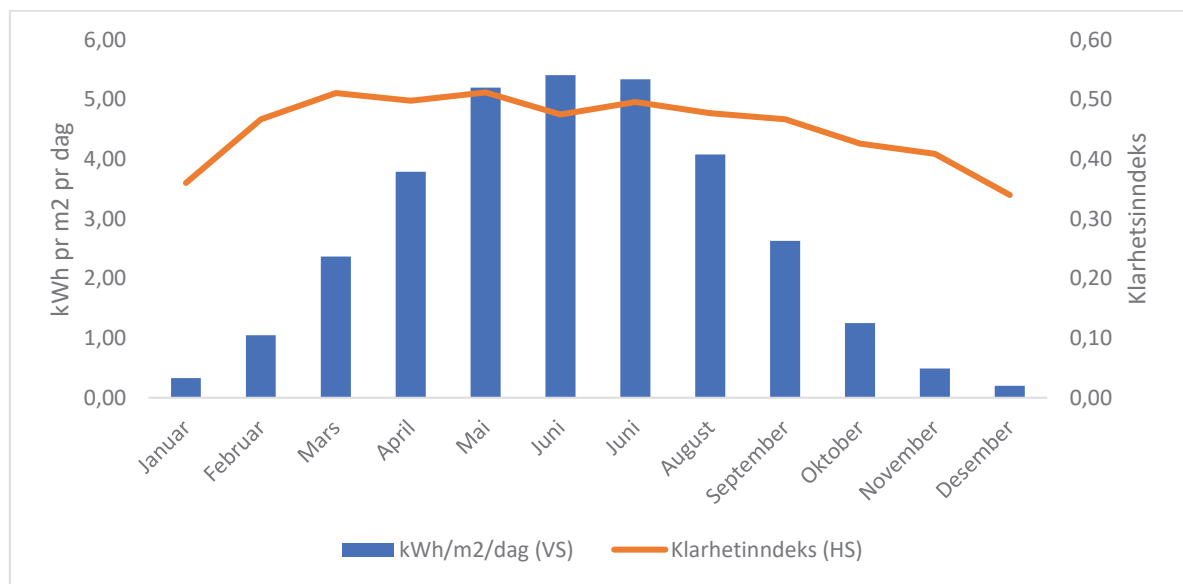
Tabell 3 - oppsummerer de ulike scenarioene med antall dager bruk, samt bruk av elektrisitet og hydrogen for de ulike traktorene ved de ulike scenarioene.

	Traktor	Dager	Pr år	Pr dag
Original drift	Diesel	63	8 850 liter	24,2 liter
Scenario 1 – Mye sol	Batteri	16	4 152 kWh	11,4 kWh
	Hydrogen	41	1 230 kg	3,37 kg
	Totalt	57		
Scenario 2 – Kun hydrogen	Batteri	0	0 kWh	0,0 kWh
	Hydrogen	77	1 397 kg	3,83 kg
	Totalt	77		
Scenario 3 – Lav ladeeffekt	Batteri	46	4 152 kWh	11,4 kWh
	Hydrogen	41	1 230 kg	3,37 kg
	Totalt	87		
Scenario 4 – Hele året, høy effekt	Batteri	324	19 391 kWh	53 kWh
	Hydrogen	41	1 230 kg	3,37 kg
	Totalt	365		
Scenario 5 – Hele året, lav effekt	Batteri	324	18 481 kWh	50 kWh
	Hydrogen	41	1 230 kg	3,37 kg
	Totalt	365		

7.3 Ressursgrunnlag

7.3.1 Solinnstråling

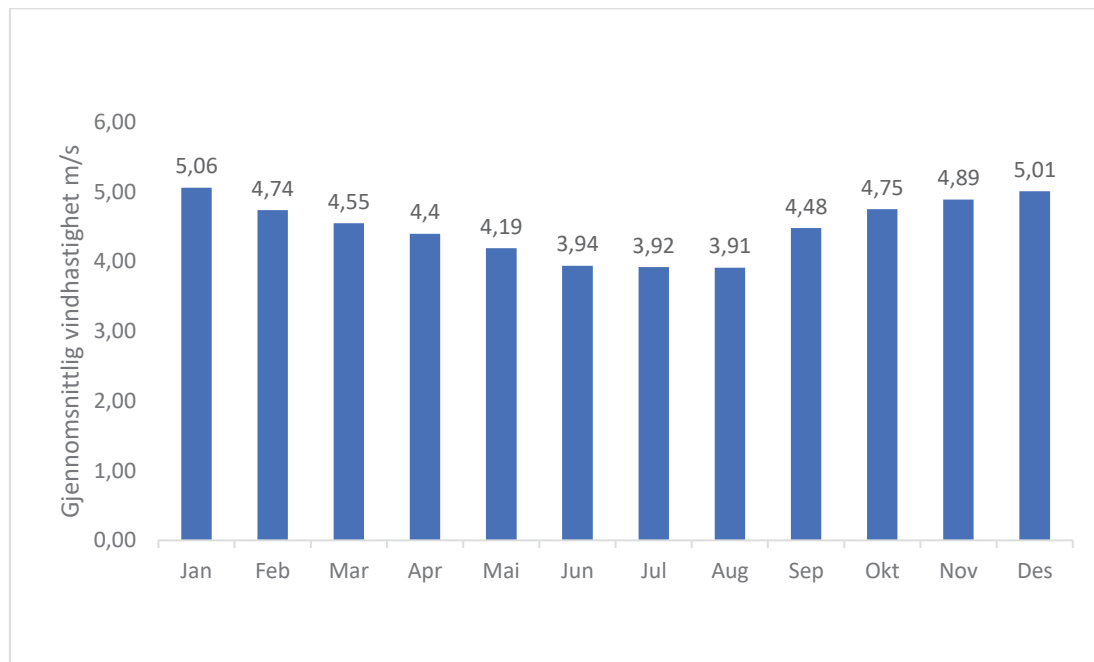
Den årlige gjennomsnittlige solinnstrålingen er 2,68 kWh/m²/dag. Solinnstrålingen varierer gjennom året, med toppunkt på 5,4 kWh/m²/dag i sommermånedene og 0,2 kWh/m²/dag i desember. Klarhetsindeksen har et gjennomsnitt på 0,47 og er noe jevnere gjennom året enn solinnstrålingen. Det er mer overskyet i vinterhalvåret enn det er i sommerhalvåret og følgelig er klarhetsindeksen høyest om sommeren, se Figur 12.



Figur 12 - solinnstrålingen varierer med sesongen. Den er høyest i juni med 5,4 kWh/m²/dag, men den er lavest i januar og desember med verdier under 0,5 kWh/m²/dag. Klarhetsindeksen er høyest om sommeren og lavere i vinterhalvåret.

7.3.2 Vindforhold

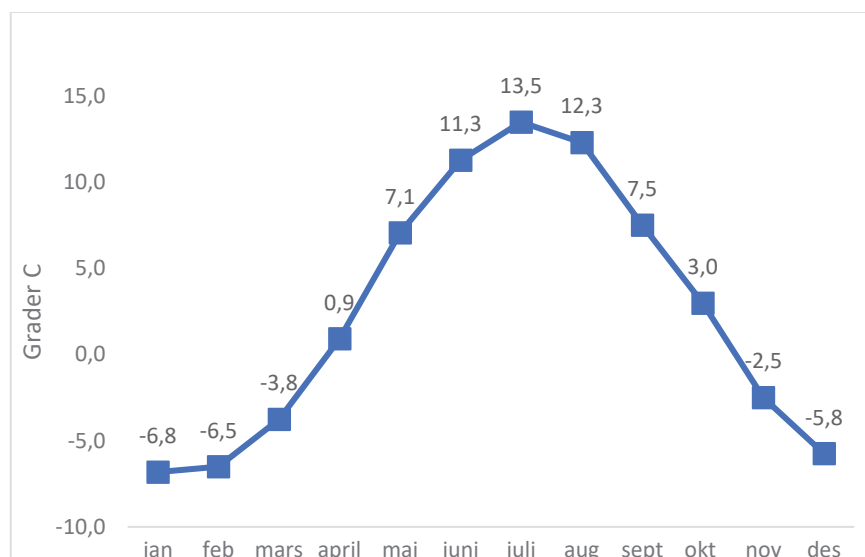
Den gjennomsnittlige vindhastigheten er 4,5 m/s med variasjoner fra 4 - 5 m/s, se Figur 13. Vindhastigheten er høyest i vinterhalvåret og lavest i sommerhalvåret og vindressursen er dermed omvendt av solinnstrålingen.



Figur 13 - vindhastigheten er høyest i vinterhalvåret med et gjennomsnitt på 5 m/s, mens vindhastigheten er noe lavere om sommeren med et gjennomsnitt på under 4 m/s.

7.3.3 Temperatur

Gjennomsnittstemperaturen pr måned er representert i Figur 14. Temperaturen er høyest i juli med 13,5 °C, lavest i januar med -6,8 °C og et gjennomsnitt i løpet av året på 2,52 °C.



Figur 14 - viser gjennomsnittlig temperatur for hver måned. Temperaturen er høyest i juli med 13,5°C og lavest i januar med -6,8°C.

7.4 Komponenter i energisystemet

Komponentkostnader er primært hentet fra DNV GL og IRENA sine rapporter (Aakenes et al., 2018; Andrei Ilas et al., 2018; Ralon et al., 2018). Kapitalkostnad, erstatningskostnad, årlig vedlikeholdskostnad og teknisk levetid for de ulike komponentene er oppsummert i

Tabell 4. Solceller og vindturbiner har en forventet teknisk levetid på 25 år og setter tidsrammene for prosjektet. Solcellene og vindturbinene vil dermed ikke ha noen restverdi ved prosjektslutt, mens komponenter som vekselretter og batteri vil ha blitt erstattet etter 15 år. Ny vekselretter, likeretter og batteri ha en salgsverdi på 33 % av investeringskostnaden (HOMERenergy, 2016). Ved omregning fra dollar til norske kroner er det benyttet omregningsfaktor på 9, mens ved omregninger fra euro til norske kroner er en faktor på 10 nyttet (DNB, 2019).

Tabell 4 - oppsummerer de ulike kostnadene knyttet til energisystemets komponenter.

Komponent	Enhet	Kapital-kost 2030	Erstat-ning	Årlige drift og vedlike-hold	Leve-tid (år)
Solcelle	Kr/kW	kr 8 100	kr 6 500	kr 100	25
Vekselretter	Kr/kW	kr 1 040	kr 1 040	kr 10	15
Vindturbin	Kr/kW	kr 12 600	kr 10 000	kr 200	25
Batteri	kr/kWh	kr 9 150	kr 9 150	kr 0	15
Elektrolyser og komprimering	Kr/kW	kr 17 250	kr 17 250	kr 130	15
Hydrogentank	Kr/kg	kr 7 000	kr 7 000	kr 0	30

7.4.1 Solceller

Solcellepanelet som blir benyttet i simuleringen er Jinko JKM255P med en maksimal effekt på 255Wp. Denne solcellen har en virkningsgrad på 15,5% ved standard testforhold (STC). Solcellen er 0,92 meter bred og 1,65 meter lang med et samlet areal på 1,64 m². Låvetaket areal på 514 m² begrenser antall solceller til maksimalt 314 moduler, med en øvre kapasitet på 80 kW. Låvetaket har en vinkel på 20° og en orientering rett mot sør. Solceller har en forventet levetid på 25 år. Solcellepanelene produserer mest når solcellene er vinklet rett mot sola, se avsnitt 3.1. Låvetaket har en helning på 20°, men i denne simuleringen er en vinkling på 60° benyttet.

Installasjon av en kW solcellemodul har en estimert kostnad på 8 100 NOK i år 2030, med en erstatningskostnad på 6 500 NOK og en årlig vedlikeholdskostnad på 100 NOK (Aakenes et al., 2018). Kostnadene er forutsatt en læringsrate på 18 %, se avsnitt 4.2.

7.4.2 Vekselretter og likeretter

Vekselretter (DC – AC) og likeretter (AC – DC) er beskrevet i avsnitt 3.2. Vekselretteren har en forventet levetid på 15 år og må dermed byttes ut i løpet av systemets levetid. Vekselretteren som nyttes ligger automatisk inne i HOMER og har gjennomsnittlige egenskaper som levetid og virkningsgrad. Vekselretteren har en forventet kapitalkostnad pr kW på 1 040 NOK og en tilsvarende erstatningskostnad (Strømberg, 2018).

7.4.3 Vindturbin

Turbinen på 1 kW er standard i HOMER. Den har en forventet levetid på 25 år og navhøyde på 17 meter. Ved å benytte 1 kW turbin kan HOMER beregne et mer detaljert resultat enn om turbinene hadde vært 100 kW, som ville vært en mer realistisk turbinstørrelse å installere på en gård. Vindturbinen har en kapitalkostnad pr kW på 12 600 NOK og årlige vedlikeholdskostnader på 70 NOK (Aakenes et al., 2018).

7.4.4 Batteri

I simuleringene benyttes et generisk litiumbatteri med 1 kWh kapasitet. Batteriene har en forventet levetid på 15 år, en komponentkostnad på 9150 kr og en tilsvarende erstatningskostnad. Prisen er for 2017, men antas å være representativt for mindre enheter i 2030 (Ralon et al., 2018). Som følge av teknologilæring og den globale satsningen på elektriske kjøretøy er kostnadene for lagring av batteri forventet å falle raskt.

7.4.5 Elektrolysør

PEM elektrolysører antas å ha virkningsgrad på 78% i år 2030. Kostnadene knyttet til PEM elektrolysører har sunket kraftig de senere årene og er estimert å reduseres med ytterligere 65% frem mot 2030. Investeringskostnaden settes til 6 500 NOK/kW med en tilsvarende erstatningskostnad og operasjonskostnad på 2% av investeringskostnaden (Saba et al., 2018; Sundseth et al., 2017).

Virkningsgraden og kostnaden til kompressoren kombineres med elektrolysøren, se avsnitt 6.3. Ved å benytte formel [7] gir det en samlet virkningsgrad på 0,68. Beregninger med formel [8] gir en samlet kostnad på 17 250 NOK/kW

7.4.6 Hydrogentank

En kg lagringskapasitet koster 7000 kr med en erstatningskostnad på 3500. Tanken har en forventet levetid på 30 år og vil en restverdi etter 25 år på $3\,500 * ((30-25)/30) = 583$ NOK. Kostnadene ligger inne som en generisk komponent i HOMER og antas å være realistisk for år 2030 (HOMERenergy, 2016). Fylling fra hydrogentank til traktor inkluderes ikke i beregningene. Årsaken er at det finnes lite informasjon om kostnader og virkningsgrad for fyllestasjoner med relativt små størrelser

7.5 Nettstrøm

Strømregningen består av spotpris, nettleie, statlige avgifter og effekttariffer, se avsnitt 4.1. Spotprisen varierer fra time til time basert på tilbud og etterspørsel (Nord pool, 2019). Nettleien er satt til 5,2 øre pr kWh i november til april og 3,0 øre pr kWh i fra april til og med oktober. De samlede avgiftene har en fast sats på 16,5 øre pr kWh (Solberg & Haugen, 2019). Effektleddet varierer med sesongen og er høyest når energibruken er høyest. Januar, februar og desember har en kostnad på 150 kr/kW, mars og november har en kostnad på 80 kr/kW. Resten av året av året er kostnaden 23 kr/kW. De ulike delene av strømprisen er oppsummert i Tabell 5. AMS målingene på gården har en topplast på 39 kW, 40 kW setter derfor øvre begrensning for energisystemets nettkapasitet i simuleringene.

Tabell 5 - lister hvordan de ulike delene av strømprisen endrer seg gjennom året. Spotprisen varierer fra time til time og fastsettes av Nord Pool med bakgrunn i tilbud og etterspørsel.

	Samlede avgifter	Nettleie	Effektledd	Spotpris
	øre/kWh	øre/kWh	NOK/kW	øre/kWh
Januar	16,5	5,2	150	Nord Pool
Februar	16,5	5,2	150	Nord Pool
Mars	16,5	5,2	80	Nord Pool
April	16,5	3,2	23	Nord Pool
Mai	16,5	3,2	23	Nord Pool
Juni	16,5	3,2	23	Nord Pool
Juli	16,5	3,2	23	Nord Pool
August	16,5	3,2	23	Nord Pool
September	16,5	3,2	23	Nord Pool
Oktober	16,5	3,2	23	Nord Pool
November	16,5	5,2	80	Nord Pool
Desember	16,5	5,2	150	Nord Pool

8. Resultater

8.1 Teknoøkonomiske simuleringer

De første simuleringene ble gjennomført med en nettkapasitet på 40 kW og opptil 80 kW installert solenergi. Dette gav ingen mulig løsning. Ved å fjerne den øvre begrensningen til solcellene gir HOMER en mulig løsning for alle scenarioer, foruten scenario 4 – hele året, høy effekt, se Tabell 6. For å generere en mulig løsning for dette scenarioet ble nettkapasiteten økt til 50 kW. Sammensetningen av energisystemet for de ulike scenarioene varierer minimalt. Andelen installert effekt fra solcellene varierer mellom 238 - 304 kW. I realiteten vil dette kreve et areal som er 3 ganger større enn låvetaket og vil derfor ikke være realistisk.

Tabell 6 - resultater fra simulering hvor HOMER optimerer antall solceller uten øvre begrensning og hvor hele hydrogenbehovet må møtes. Investeringskostnaden er svært lik for de ulike scenarioene, noe som peker på at systemet er nokså stabilt. Disse kostnadene er ikke justert for støtteordninger, momsfritak og nåverdien til diesel.

Scenario	PV (kW)	Batteri (kWh)	Elektro-lysør (kW)	Hydrogen-tank (kg)	Veksel-retter (kW)	NPC MNOK	COE MNOK	IK MNOK
1	239	25	60	400	129	7,96	2,37	6,14
2	238	0	60	400	116	7,6	2,44	5,89
3	304	0	70	400	159	8,34	2,08	6,64
4 (40 kW)	x	x	x	x	x	x	x	x
4 (50 kW)	240	4	60	400	140	8,45	2,32	6,42
5	259	19	60	400	9	8,79	4,87	6,11

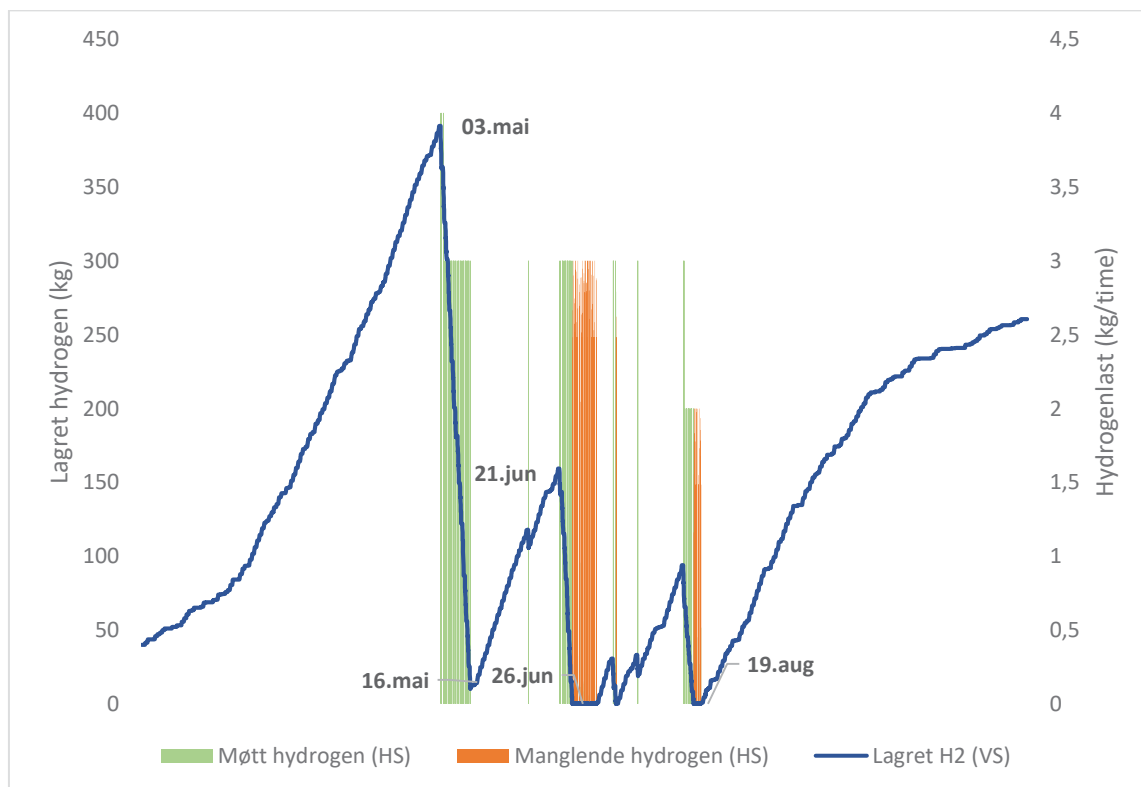
8.1.1 Manglende hydrogenproduksjon

Energisystemet tillates 30 % manglende hydrogenproduksjon. Deretter ble to nye simuleringer gjennomført med en begrensning på 80 og 160 kW solcellepanel. Simuleringer med 80 kW gav ingen løsning, mens simuleringer med 160 kW gav mulig løsning for alle scenarioene. De fem scenarioene tilfredsstiller begrensningene, men får en hydrogenmangel fra 369 – 454 kg, se Tabell 7. Dette produksjonsunderskuddet må dekkes med energi fra strømmettet. Energisystemene har i disse simuleringene lavere installert effekt for alle systemkomponenter og investeringskostnaden er redusert tilsvarende med 1,5 – 1,9 millioner kroner.

Tabell 7 - lister hovedresultatene for simuleringer med opptil 160 kW solcellepanel og opptil 30% manglende hydrogenproduksjon. Ved Scenario 4 – hele året, høy effekt, er nettkapasiteten økt til 50 kW, mens for de øvrige scenarioene er kapasiteten 40 kW.

Scen- rio	PV (kW)	Batteri (kWh)	Elektro- lyse (kW)	H2 - tank (kg)	Like- retter (kW)	NPC (MNOK)	COE (NOK)	IK (MNOK)	Mang- lende H2 (KG)
1	153	26	30	400	57	6,5	2,81	4,9	370
2	120	0	40	400	48	6,3	3,31	4,5	420
3	155	0	30	400	87	6,2	2,42	4,7	369
4 (50 kW)	111	5	40	400	56	6,7	3,12	4,5	454
5	157	0	30	400	82	6,4	2,30	4,7	369

Hydrogenmangelen oppstår i perioder hvor hydrogentraktoren brukes mye. Eksempelvis er det hydrogenmangel ved scenario 1- mye sol, i perioden 26. juni – 7. juli og 17 august. – 19 august., se Figur 15. Etter 3. mai er det ledig kapasitet i hydrogentanken, dette gir en periode på 106 dager hvor energi kan trekkes fra strømmettet for å produsere hydrogen. Energien kan kun trekkes fra nettet i perioder med ledig kapasitet på strømmett og elektrolysør. Dette tilsvarer tidsrommet hvor solcellene produserer lite energi og vil i praksis si fra klokka 18 – 06, totalt 1 272 timer.



Figur 15 - illustrer nivået i hydrogentanken (blå), når det begynner å falle, samt når hydrogenmangelen (oransje) oppstår. Det er ledig kapasitet i hydrogentanken fra 3.mai og siste hydrogenmangel er 19 august. En periode på 106 dager.

For at elektrolyseren skal produsere det nødvendige hydrogenet må produksjonen for de ulike scenarioene være fra 0,29 – 0,36 kg/time over en periode på 1272 timer, se Tabell 8. Energibehovet fra strømmettet varierer fra 22 517 – 27 718 kWh. Energikostnaden for produksjon av hydrogen fra strømmettet varierer fra 20 296 – 24 946 kroner pr år, med en gjennomsnittlig strømpris på 0,9 NOK pr kWh.

Tabell 8- viser manglende hydrogenmengde, ledig kapasitet, minimum produksjon i kg pr time, effektbehov fra strømmettet og strømkostnad.

Scenario	kg H2	Ledig kapasitet H2 - tank (timer)	Minimum produksjon (kg/time)	Gjennomsnittlig effekt elektrolyse (58 kWh/kg)	Behov fra strømmettet (η -likeretter 95%)	Energikostnad (NOK)
1	370	1272	0,29	16	22 591	20 332
2	420	1272	0,33	19	25 626	23 064
3	369	1272	0,29	16	22 517	20 265
4 (50 kW)	454	1272	0,36	20	27 718	24 946
5	369	1272	0,29	16	22 551	20 296

Ved å inkludere vindturbiner i energisystemet kan energibehovet dekkes uten manglende hydrogenproduksjon. Dette medfører tilsvarende urealistisk størrelse på systemkomponentene som i simuleringene med 300 kW solcelle. De teknøkonomiske resultatene fra simuleringer med vindturbiner kan sees i vedlegg C.

8.2 Systemets robusthet

Simuleringer med 160 kW solcelle og 30 % manglende hydrogenproduksjon gir liten variasjon i størrelse på de ulike energikomponentene, se Tabell 7. De ulike energisystemene vurderes som robuste og i stand til å dekke energibehovet til alle scenarioene. Følgelig vil mindre endringer i traktorbruk kunne dekkes av samme energisystem.

8.3 Økonomiske vurderinger

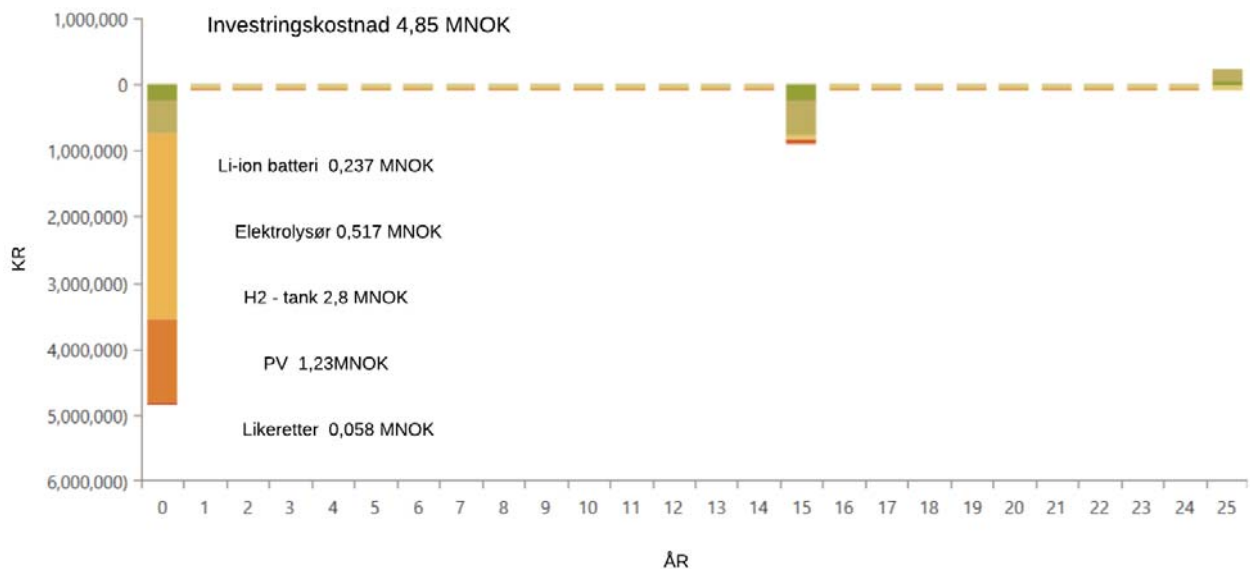
Simuleringer med 160 kW solcellepanel og 30 % manglende hydrogenproduksjon fra lokal energiproduksjon har en investeringskostnad fra 4,49 – 4,85 millioner kroner for de ulike scenarioene, se Tabell 9. Ved å erstatte dieseltraktoren med elektriske traktorer kan nåverdien til fremtidige dieselkostnader trekkes fra på investeringskostnaden. Med en diskonteringsrente på 6,2 % og en levetid på 25 år er nåverdien til diesel 1,48 millioner kroner. Nåverdien til produksjon av hydrogen fra nettstrøm må derimot legges til investeringskostnaden. Denne varierer fra 270 000 NOK til 332 000 NOK for de ulike scenarioene. Støtte fra Enova på 28 750 kroner og momsfratak på 25 % kan trekkes fra investeringen. Den samlede kostnaden varierer fra 2,17 til 2,39 for de ulike scenarioene, hvor scenario 1 – mye sol, er dyrest, mens scenario 2 – kun hydrogen, er rimeligst.

Tabell 9 - viser at den samlede investeringskostnaden ved å legge til energikostnaden for hydrogenproduksjon og trekke fra dieselkostnad, Enovastøtte og merverdiavgift. Alle kostnader er oppgitt i million norske kroner med bakgrunn i 2018 kroner.

	IK (MNOK)	Energikost- nad H2 (MNOK)	Diesel- kostnad (MNOK)	Enova (MNOK)	Moms (MNOK)	Samlet Kostnad (MNOK)
Scenario 1	4,85	0,271	1,49	0,029	1,21	2,39
Scenario 2	4,51	0,307	1,49	0,029	1,13	2,17
Scenario 3	4,66	0,270	1,49	0,029	1,17	2,25
Scenario 4	4,49	0,332	1,49	0,029	1,12	2,18
Scenario 5	4,67	0,270	1,49	0,029	1,17	2,26

8.3.1 Energisystemets komponentkostnader

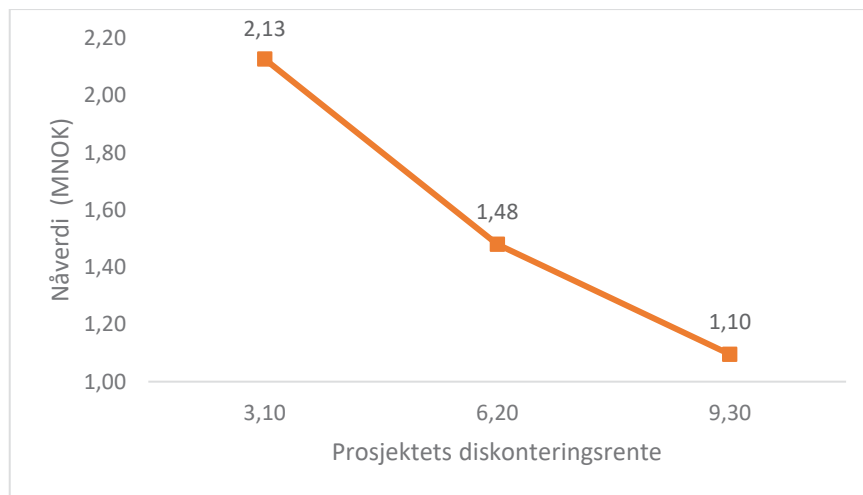
For scenario 1 – mye sol, er hydrogentanken den dyreste komponenten med en kostnad på 2,8 millioner, deretter følger solcelleanlegget med en kostnad på 1,23 millioner. Elektrolysør, batteri og vekselretter har en investeringskostnad på 520 000, 240 000 og 58 000 kroner respektivt, se Figur 16. Kostnadene fordeler seg likt for de fleste energisystemene.



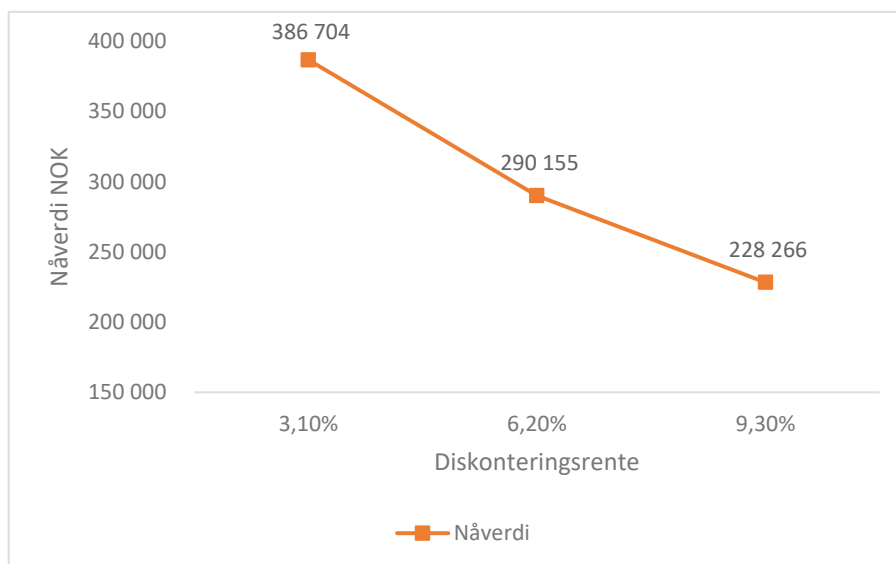
Figur 16 - viser fordeling av ulike komponenter sin kostnad gjennom prosjektets levetid. Hydrogentank og solcelleanlegg utgjør den største kostnaden. Elektrolyse og batteri har en levetid på 15 år og må erstattes. De nye batteriene, likeretteren og elektrolysøren vil ha en restverdi etter 25 år på 1/3 av investeringskostnaden.

8.3.2 Endring i diskonteringsrente

I simuleringene er det benyttet en diskonteringsrente på 6,2 %. Følsomhetsanalyser viser at en endring på 50 % vil endre nåverdien på fremtidige dieselkostnader med 500 000 kroner, se Figur 17. Nåverdien til energikostnaden for hydrogenproduksjon fra nettstrøm øker med 96 000 ved en diskonteringsrente på 3,1 %, mens den reduseres med 61 800 om diskonteringsrenten er 9,3 %, se Figur 18.



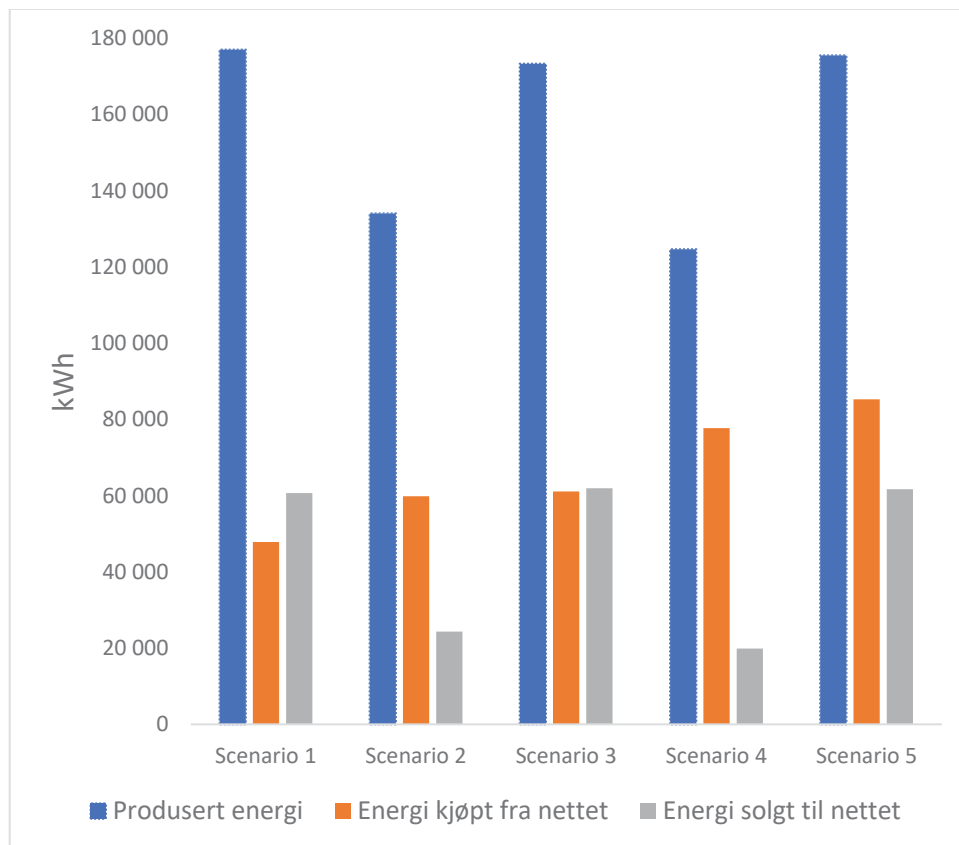
Figur 17 - viser nåverdien til fremtidig dieselkostnad, avhengig av prosjektets diskonteringsrente



Figur 18 - viser at nåverdien til hydrogenproduksjon basert på nettstrøm endres med ca 30% for en 50 % endring i diskonteringsrenten.

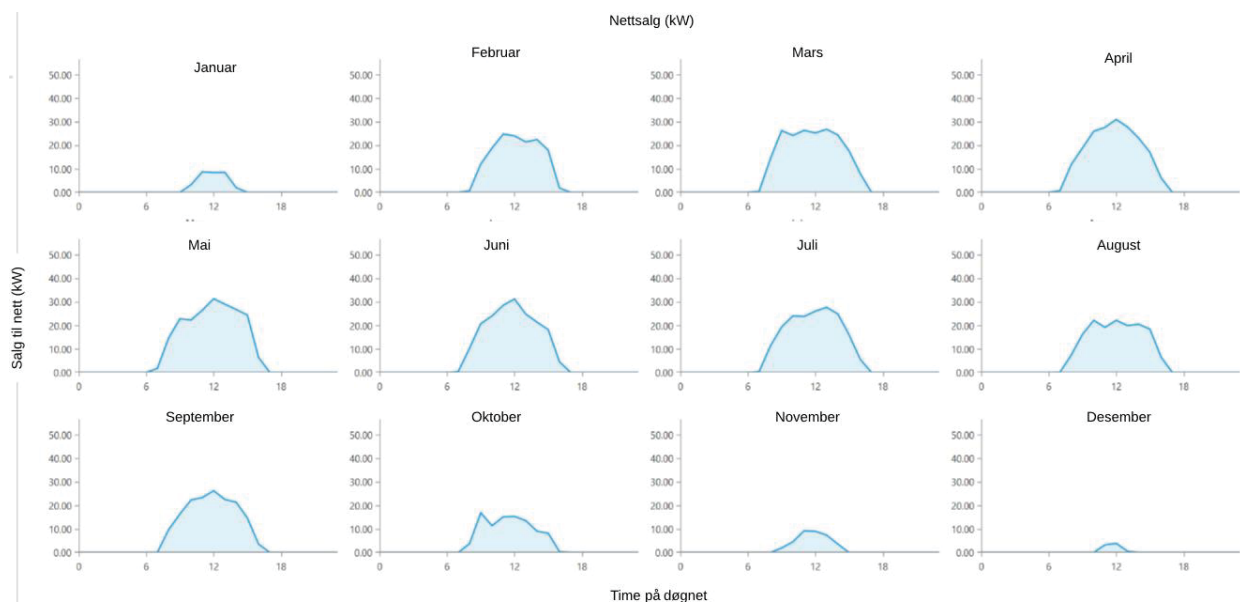
8.4 Kjøp og salg av energi

Simuleringer med opptil 160 kW solcelle og 30 % manglende hydrogen gir en årlig energiproduksjon mellom 120 000 kWh og 180 000 kWh for de ulike scenarioene. Energisalget er mellom 24 300 kWh og 61 900 kWh, mens energikjøpet varierer fra 41 700 til 85 300 for de ulike scenarioene, se Figur 19.



Figur 19 - viser at scenarioene som produserer mye energi fra solceller selger mer energi til nettet, men kjøper omtrent samme energimengde som energisystemene med mindre energiproduksjon.

For scenario 1 – mye sol, med 153 kW sol og 30 % manglende hydrogenlast oppstår det salg av energi til strømmettet i alle årets måneder. Salget samsvarer med produksjon fra solcellene og er høyest klokka 12 på dagen med et salg på 30 kW i de mest solrike timene, se Figur 20. Energisystemet produserer 177 000 kWh, selger 47 800 kWh og kjøper 60 728 kWh fra strømmettet. Store anlegg med periodevis høy energiproduksjon som selges på strømmettet er ikke ønskelig siden salgsprisen er langt lavere enn kjøpsprisen, se avsnitt 4.1.

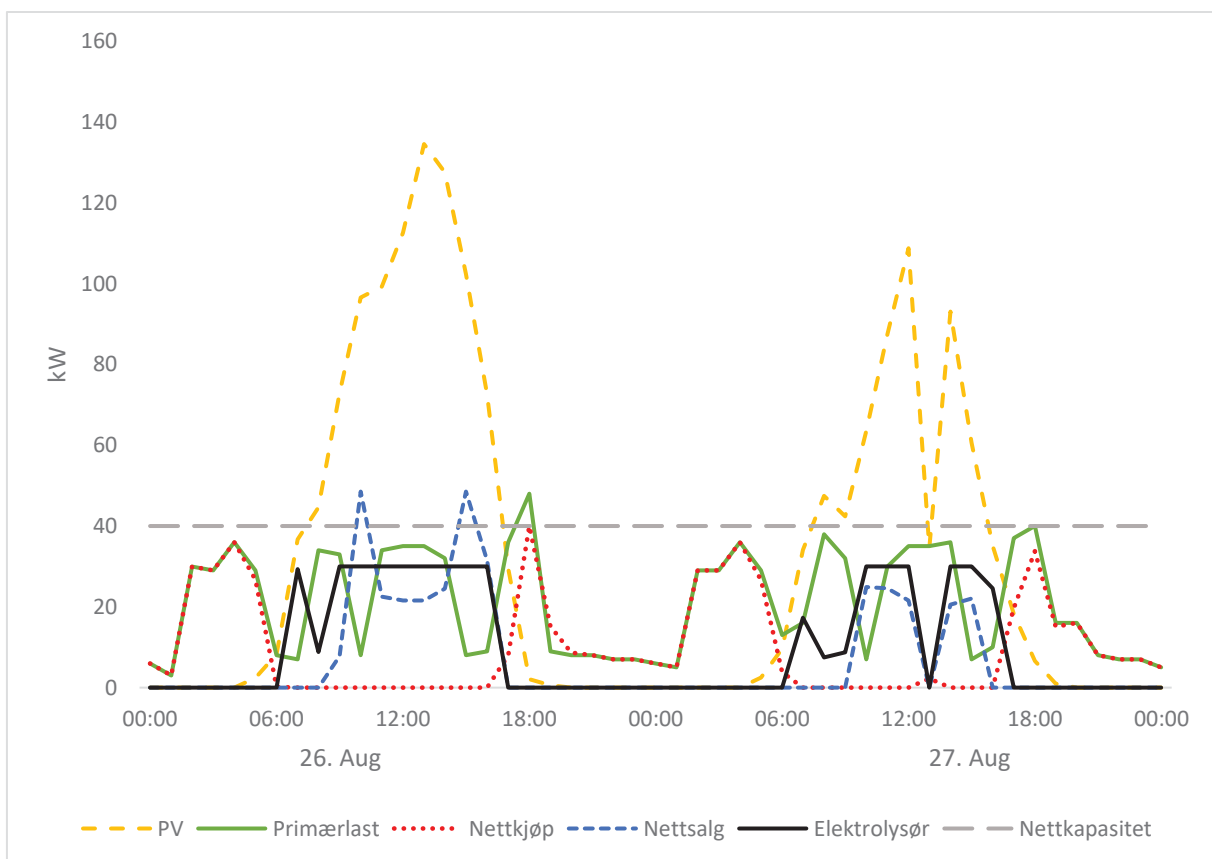


Figur 20 - viser det gjennomsnittlige energisalg pr dag for de ulike månedene. Energisalg oppstår når det er overproduksjon av solenergi og skjer mellom 06 – 18 i månedene med størst produksjon..

Pr kWh får systemeier lite betalt og energisalg burde begrenses.

8.5 Døgnvariasjon i energibehov og produksjon

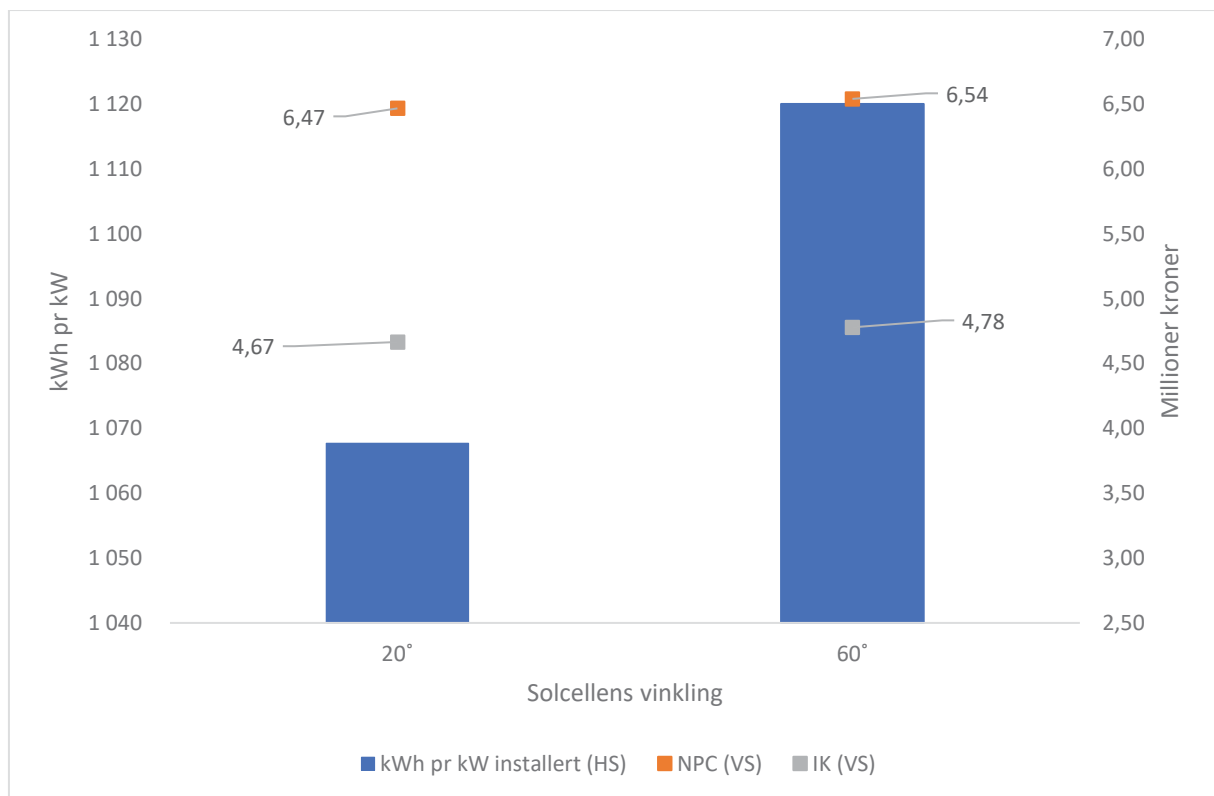
Et utklipp av simuleringene til scenario 1 – mye sol, er illustrert i Figur 21. Energibruk og energiproduksjon hos de ulike komponentene varierer mye fra 26 – 28 aug. Dette er en periode hvor batteritraktoren lades med 25 kW effekt, fra 02 – 06 og fra 11 – 15, og fører til store svingninger i primærlasten (grønn). Solcellen (gul) produserer energi på dagtid, men har ingen produksjon om natta. Elektrolysøren (sort) nyttiggjør seg av overskuddsenergien fra sola til å produsere hydrogen, men trekker ikke energi om natten. Primærlasten (grønn) dekkes dagtid av solenergi, men om natten må det trekkes strøm fra nettet (rød) for å dekke behovet. Overskuddsenergi blir solgt til strømnettet (lilla). Figuren illustrer, som beskrevet over, at elektrolysen har ledig kapasitet når solcellene ikke produserer energi. I dette tidsrommet vil det være ønskelig å produsere hydrogen med nettstrøm, men dette kan ikke sammenfalle med lading av batteritraktor på 25 kW, da det vil overstige nettkapasiteten på 40 kW (grå).



Figur 21 - døgnvariasjon hos ulike komponenter i energisystemet til scenario 1-mye sol. På dagen 26.aug dekkes primærlasten (grønn) og energibehovet til elektrolysen (sort) av solenergi (gul). Overskuddsenergi fra solcellene blir solgt på nettet (blå). For å dekke primærlasten (grønn), natt til 27 aug. må energi trekkes fra strømnettet (rød). Nettkapasiteten (grå) er 40 kW.

8.6 Solcellens vinkel

Moderne låvetak har en vinkel på omlag 20°. I disse simuleringene er en vinkel tilsvarende lokasjonens breddegrad på 60° blitt nyttet. Pr kW installert effekt produserer solceller med 20° 1 068 kWh, mens solceller med 60° helning produserer 1 120 kWh pr år, se Figur 22. Som følge av høyere produksjon pr kW øker HOMER det totale antallet solceller, noe som fører til at investeringskostnaden og NPC for prosjektet øker. Andelen solgt energi er størst for anlegget med 60°.



Figur 22 - energiproduksjon pr installert kW solcelle for 20° og 60 ° grader helning. NPC og IK er marginalt høyere ved 60 °.

9. Diskusjon

9.1 Teknoøkonomiske simuleringer

Simuleringene viser at energietterspørselen til samtlige scenarioer, foruten scenario 4 – hele året, høy effekt, kan tilfredsstilles uten å øke effektbehovet fra strømmettet. For dette scenarioet måtte nettkapasiteten økes fra 40 kW til 50 kW for å få mulige løsninger. Energieterspørselen kan dekkes på ulike måter. Første mulighet er å installere opptil 300 kW solcelle og eller vindturbin, dette vil kreve et areal som er 3,8 ganger større enn det som kan plasseres på ett låvetak og er dermed urealistisk. I tillegg vil størrelsen på de øvrige komponentene i energisystemet dimensjoneres slik at tilstrekkelige mengder hydrogen produseres i periodene med høy energiproduksjon fra solceller. Energisystemet vil dermed få høye kostnader og komponentene får lav kapasitetsfaktor, noe som er suboptimalt. Ved å tillate simuleringsverktøyet at 30 % av hydrogenproduksjon ikke dekkes av lokal energiproduksjon får systemer med opptil 160 kW installert solcelle en mulig løsning. Det manglende hydrogenet produseres ved å benytte nettstrøm i perioder med ledig kapasitet.

Det optimale energisystemet i simuleringen, er sammenliknet med Schmuecker (2018) langt større og leverer i tillegg mindre hydrogen. Noe av forskjellen kan forklares med at den gjennomsnittlige solinnstrålingen, nyttet i mine simuleringer, er halvparten av den hos Schmuecker. I tillegg har amerikanske jorder en topografi som er mindre energikrevende for traktorkjøring enn de norske. Det kan videre antas at resterende differanse dekkes ved å produsere hydrogen fra nettstrøm.

9.1.1 Kilder til usikkerhet

Datagrunnlaget som er nyttet i de teknoøkonomiske simuleringene er basert på historiske målinger og antagelser. Dette er opphav til noe usikkerhet.

AMS

Målinger av strømbruk med AMS er en ny teknologi og det finnes derfor kun korte måleserier. 2018 var et unormalt værår, med kald og snørik vinter, ekstrem varme om sommeren, etterfulgt av en svært våt høst. Strømbruken og strømpris vil kunne påvirkes av disse unormale temperaturene. Ideelt sett burde primærlasten nyttet i simuleringene vært et gjennomsnitt av flere målinger som strekker seg over lengere tidsperioder.

Dieselbruk

Det er blitt beregnet et detaljert energibehov for batteri- og hydrogentraktor basert på dieselbruk hos eksisterende dieseltraktorer. Små variasjoner i antagelsene om når traktoren nyttes og ved hvilken effekt vil ha stor påvirkning på samlet dieselbruk. Mer detaljerte dieselkurver ville gitt simuleringene mindre usikkerhet og ideelt sett burde datagrunnlaget basert seg på målinger fra traktorens kjørecomputer. Etter å ha vært i kontakt med importansvarlig for Fenttraktorer i Norge, Jørgen Skjelin, ble det kjent at disse dataene er mulig å oppdrive, men at det krever en del innsats, samt velvilje fra tredjepart. Fremtidig arbeid med lokal energiproduksjon på gårder burde tilstrebe å nytte datagrunnlag direkte fra traktorer.

Batteri- og hydrogentraktor

Egenskapene til de elektriske traktorene baserer seg på antagelser og ikke-eksisterende traktorer. Avvik i antagelsene om rekkevidde og virkningsgrad er forventet å ha stor påvirkning på dimensjoneringen av energisystemet. Gitt at batteritraktorens rekkevidde økte til 8 timer, kunne all lading funnet sted om natten med lav effekt. Dette ville ført til lavere effektopper og redusert arbeidsdagen til gårdbrukeren.

Scenarioene tar høyde for at batteritraktoren har en DOD på 100%. Det vil si at batteriene fylles og tømmes helt for hver ladesyklus. For å spare batteriene burde ladenivået holdes innenfor 90% og 10% maksimal kapasitet. Dette ville dog ført til at traktorbruken blir ytterligere oppstykket og jordbearbeidingsprosessen strekker seg over en lengere periode (Karmaker et al., 2018). På grunn av de elektriske traktorene sin begrensede rekkevidde er traktorbruken langt mer oppstykket enn ved bruk av dieseltraktor (Schmuecker, 2018). Dette fører til økt tomkjøring fra jordet til fyllestasjon og økt antall dager for å fullføre samme arbeidsprosess. Resultatet er trolig redusert vekstsesong og redusert avling, noe som er økonomisk ugunstig.

Strømpris

Det er ikke tatt høyde for fremtidig utvikling i strømprisen. Strømprisen er forventet å stige fra 32 øre til 36 øre pr kWh innen 2030, noe som kan gjøre lokal energiproduksjon mer gunstig enn ved dagens pris. Kostnadsutviklingen til avgifter, nettleie og effekttariffer er noe mer usikker, men forventes å øke.

Metrologiske data

Dataene er ikke hentet fra den faktiske lokasjonen, men fra nærmeste metrologiske målepunkt. Ved simuleringer av en bestemt gård burde det gjennomføres mer presise målinger for den bestemte lokasjonen, da det kan oppstå lokale variasjoner.

Vinkling av solceller

Moderne gårdstak har en helning på om lag 20°, mens det i simuleringene primært ble nyttet 60° siden helning tilsvarende breddegrad er standard i HOMER. Simuleringene viser at hver kW solcelle produserer fem prosent mindre energi ved 20° enn ved 60°. Kostnadene forbundet med å installere solceller med annen helning enn taket er betydelige og ansees ikke som sannsynlig når økt energiproduksjon kun er 5%. Simuleringer med 20° endrer i liten grad energisystemets sammensetning og resultatene vurderes å være representative.

Elektrolysør og kompressor

Virkningsgraden til kompressoren er inkludert i virkningsgraden til elektrolysøren. Som følge av at produksjonskapasiteten på anlegget er nokså lav finnes det få kilder og antagelsene vedrørende virkningsgrad og kostnad er forbundet med noe usikkert.

9.2 Systemets robusthet

Energisystemet varierer lite for de ulike scenarioene og ansees å være robust for endringer i traktorbruk. For å dekke energibehovet til traktorene er en dog avhengig av at hele energisystemet fungerer og vil ikke være robust for endringer som gjør at strømmettet eller produksjon fra solceller faller fra. Simuleringer av scenario 4 – hele året, høy effekt, og scenario 5 – hele året, lav effekt, viser at økt primærlast i liten grad påvirker sammensetningen av energisystemene. Så lenge bruken er moderat kan traktoren benyttes hele året, uten at det påvirker energisystemet. Utfordringene oppstår når traktorbruken er konsentrert i en kort periode, eksempelvis våronn og innhøsting. Som et alternativ til urimelig store energisystemer kan dieseltraktor dekke de tyngste lastene i perioder med hydrogenmangel. Alternativt kan hydrogenet kjøpes eksternt til en kostnad på 90 kr pr kg, men dette vil være mer kostbart enn å produsere den manglende hydrogenmengden fra nettstrøm.

9.3 Økonomiske vurderinger

Det optimale energisystemet dekker energibehovet uten økt effekt fra strømmettet med en investeringskostnad fra 4,5 til 4,9 millioner kroner. Kostnaden øker med 1,5 – 1,9 millioner om hele hydrogenbehovet skal produseres av lokale energikilder og det vil dermed være lønnsomt å basere noe av hydrogenproduksjonen på nettstrøm. Ved å trekke fra fremtidig dieselkostnad, støtte fra Enova og momsfritak reduseres investeringskostnaden til 2,17 - 2,39 millioner kroner for de ulike scenarioene. Scenario 2 – Bare hydrogentraktor er rimeligst, mens scenario 1 – Mye sol, har den høyeste investeringskostnaden. Dette kan forklares ved at det optimale energisystemet for scenario 2 –Bare hydrogentraktor, har mindre installert effekt av solceller, elektrolysør og ingen lokale batterier.

Energisystemene har høye kostnader og finansiell støtte vil være en forutsetning for at gårdbrukere skal investere i lokal energiproduksjon av den størrelsen som er presentert i resultatene. Ytterligere subsidiering av lokal energiproduksjon kan redusere landbrukets klimagassutslipp med 10 %.

Nåverdi dieseldata

Dieseldata er basert på historisk prisvekst frem til 2019. Fremtidig prisforskjell mellom avgiftspliktig og avgiftsfri diesel er antatt å være lik dagens forskjell på 4,7 kroner pr liter. I realiteten vil denne kostnaden variere med statlige reguleringer og forventes å øke noe. Nåverdien til fremtidige dieselkostnader er følsom for endringer i prosjektets diskonteringsrente. En endring på 50% vil endre nåverdien til diesel med 500 000 NOK.

Øke kapasiteten fra strømmettet

For scenario 4 – mye sol, overstiger effektbehovet kapasiteten til strømmettet. I simuleringene ble nettkapasiteten økt fra 40 kW til 50 kW, men kostnaden av denne utvidelsen ble ikke inkludert. Dette fører til at systemet vil være billigere enn hva som er realistisk. Kostnadene for utvidelse av nettkapasitet viste seg å være vanskelig å estimere. Etter kommunikasjon med Hafslund Nett AS er de antatt å være betydelige. Det er allikevel mulig at denne kostnaden er mindre enn alternativet, som er å investere i store hydrogentanker med investeringskostnad på 2,8 millioner for 400 kg lagringskapasitet.

9.3.1 Komponentkostnader

Komponentkostnadene er hentet fra tredjepartkilder som har beregnet nasjonale og globale pristrender. Typiske installasjoner av fornybare energikilder gjennomføres på langt større skala enn gårdsnivå og vil kunne føre til stordriftsfordeler som gir redusert kostnad pr kW. Innhenting av komponentpriser fra forhandlere kunne gitt et mer presist beregningsgrunnlag.

Hydrogentank

Hydrogentanken er den dyreste komponenten i samtlige simuleringer med en kostnad på 2,8 millioner kroner. Ved økt satsning på hydrogen kan kostnaden tilknyttet hydrogentanken forventes å falle og kan redusere de samlede kostnadene. Gitt at den akkumulerte installerte kapasiteten av hydrogentanker øker til 16 ganger dagens kapasitet vil kostnaden, med samme læringsrate som solceller, reduseres til 1,26 millioner. Hydrogen er lite utbredt og økt satsning kunne ført til at installasjonskapasiteten doblet seg raskt.

9.4 Simuleringsverktøyet

Som følge av at HOMER ikke muliggjør at elektrolysen produserer hydrogen ved å trekke strøm fra nettet er det blitt lagt inn tillatt hydrogenmangel. Kostnaden knyttet til å dekke denne produksjonen er beregnet utenfor simuleringsverktøyet og denne endringen kan ha ført til at optimeringen ville gitt andre resultater.

9.5 Kjøp og salg av energi

Simuleringene gir generelt store installasjoner av fornybar energiproduksjon med høy investeringskostnad. Dette fører til at energibehovet møtes og en stor andel energi selges til strømmettet. Andelen energi som selges er ideelt sett så lav som mulig da salgsprisen pr kWh er langt lavere enn simulert energikostnad (COE). Ved å redusere størrelsen på solcelleanlegget reduseres også kapasiteten til elektrolysør og vekselretteren. Investeringskostnaden reduseres tilsvarende, men energikostnaden COE stiger noe som følge av redusert salg av overskuddsenergi. Ved stor utbredelse av fornybare energikilder kan prisen reduseres som følge av stort tilbud i gitte tidspunkt og salg av lokalprodusert energi får redusert verdi.

Anbefalingen vil være å minimere solcelleanlegg, elektrolysør og likeretter slik at andelen solgt energi reduseres til et minimum. Nettet må benyttes aktivt til hydrogenproduksjon i periodene det er tilgjengelig kapasitet hos elektrolysør og nettet, samt når energiprisen er lav. På sommeren, når hydrogenmangelen oppstår vil strømprisen og øvrig effektbehov normalt sett være lave (Nord pool, 2019).

10. Konklusjon

Lokal energiproduksjon fra fornybare energikilder kan være med på å dekke gårdens og traktorens energibruk uten økt effektbehov fra strømmettet. Det er dog knyttet store investeringer til disse energisystemene som gårdbruker ikke er forventet å investere i uten ytterligere økonomiske rammebetingelser.

I tillegg til kostbar energiproduksjon har elektriske traktorer redusert rekkevidde, noe som fører til oppstykket kjøremønster og lengere perioder med jordbearbeiding. Batteritraktoren er godt egnet for å betjene små laster i nokså korte perioder og burde ideelt sett lades med lav effekt. For elektriske traktorer som skal tjene tyngre laster over lengere perioder vil teknologiutvikling være en forutsetning. Hydrogentraktoren tillater tunge laster over lengere perioder, men produksjon av drivstoffet er svært kostbart. Økt satsning på hydrogen vil kunne redusere kostnadene og gjøre teknologien mer egnet for å tjene dette formålet.

Ved å erstatte gårdens dieselbruk med energi fra fornybare energikilder reduseres det årlige utslippet med 23,4 tonn CO₂. Frem mot 2030 er elektriske traktorer forventet å bli kommersielt tilgjengelig og vil, ved å erstatte dieseltraktorer, redusere jordbrukets klimagassutslipp med 10%. I tillegg vil lokal energiproduksjon gi økt selvforsyningsgrad og redusere belastningen på det nasjonale nettet. Disse godene er ikke inkludert i analysen, men er forventet å øke nytteverdien til energisystemet og burde gi økt grunnlag for statlige støtteordninger.

10.1 Videre arbeid

Ved videre arbeid med lokal energiproduksjon på gårder burde følgende aspekter inkluderes:

- Dieseldata basert på målinger fra traktorens kjørecomputer.
- Inkludere fremtidig stigning i strømpris.
- Ved manglende hydrogen, benytt smart-styring av tidspunktene elektrolysøren trekker strøm fra nettet slik at den samlede effekten ikke overstiger nettkapasiteten og gir økte kostnader. Dette er en begrensning i HOMER
- AMS – målinger fra flere år for høyere sikkerhet i datagrunnlaget.
- Inkludere kostnader knyttet til økt kapasitet på nettet.
- Beregne de samfunnsøkonomiske fordelene av lokal energiproduksjon. De økonomiske godene kan være med på å forsvare støtteordninger for installasjon av energisystemer.

11. Referanser

- Aakenes, S., Ang, G., Asmelash, H. B., Chen, X., Eppink, J., Fratzscher, S., Glomsrød, S., Goel, N., Haldorsen, H. H. & Hjermann, L. (2018). *ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2018*. <https://www.dnvgl.com/>.
- Abdilah, A. M., Yatim, A. H. M., Mustafa, M. W., Khalaf, O. T., Shumran, A. F. & Nor, F. M. (2014). Feasibility study of renewable energy-based microgrid system in Somaliland's urban centers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40: 1048-1059.
- Adaramola, M. S. (2018). *FORN360 Solenergi - ressursgrunnlag, lønnsomhet og valg av løsninger*.
- Allen, M. R., Barros, V. R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., Church, J. A., Clarke, L., Dahe, Q., Dasgupta, P. & Dubash, N. K. (2014). *IPCC fifth assessment synthesis report-climate change 2014 synthesis report*. ipcc.no.
- Alve, H. U. (2015). *Elektrifisering av traktoren kombinert med bruk av solenergi produsert på låvetaket. En mulighetsstudie*: Norwegian University of Life Science, Ås.
- Andersen, C. (2019). *Blikk & Takservice* (10.05.2019).
- Andrei Ilas, Pablo Ralon, Asis Rodriguez & Taylo, M. (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. www.irena.org: International Renewable Energy Agency
- Bahramara, S., Moghaddam, M. P. & Haghifam, M. (2016). Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62: 609-620.
- Bakken, A. K., Daugstad, K., Johansen, A., Hjelkrem, A.-G. R., Fystro, G., Strømman, A. H. & Korsæth, A. (2017). Environmental impacts along intensity gradients in Norwegian dairy production as evaluated by life cycle assessments. *Agricultural systems*, 158: 50-60.
- Bartnes, G., Amundsen, J. S. & Holm, I. B. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Berg, H. Ø., Bekkelund, P. H. & Sedal, H. (2016). *MULIGHETSROMMET FOR ALTERNATIV TEKNOLOGI PÅ TRAKTORER* 1350018541
- Bjerke, E. (2018). *Årsoppgjør 2018*. Bondelaget.no: Norges Bondelag. Upublisert manuskript.
- Boyle, G. (2012). *Renewable energy power for a sustainable future*. Oxford: Oxford University Press in association with the Open University.
- Bye, A. S., Aarstad, P. A., Løvberget, A. I. & Høie, H. (2017). *Jordbruk og Miljø 2016 tilstand og utvikling*. Oslo: SSB.
- Circle K. (2019). *Drivstoffpriser*. Circlek.no: Circle K. Tilgjengelig fra: https://m.circlek.no/cs/Satellite/NO1/no_NO/pg1334073738687/business/miles/Drivstoffbedrift/Priser.html?c (lest 27.04.2019).
- Dagdougui, H., Sacile, R., Bersani, C. & Ouammi, A. (2018). *Hydrogen Infrastructure for Energy Applications: Production, Storage, Distribution and Safety*: Academic Press.
- Danebergs, J. (2019). *Techno-economic study of hydrogen as a heavy-duty truck fuel: A pathway for zero-emission on-road freight between Oslo and Trondheim*. <http://www.diva-portal.org> Upublisert manuskript.

- Enova. (2019). *El-produksjon*. Enova.no. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/solenergi/el-produksjon-/> (lest 23.04).
- Finansdepartementet. (2014). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv.* Tilgjengelig fra: https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.
- Grafton, R. Q., Daugbjerg, C. & Qureshi, M. E. (2015). Towards food security by 2050. *Food Security*, 7 (2): 179-183.
- Hafslund Nett. (2019). *Priser på nettleie - bedrift*. Hafslundnett: Hafslund. Tilgjengelig fra: <https://www.hafslundnett.no/artikler/nett-og-nettleie/priser-bedrift/1hqF2AQY1Ay8uW0a6i0S20> (lest 26.03.2019).
- Hohle, E. E. (2016). *Landbruk og klimaendringer*
- HOMERenergy. (2016). *HOMERenergy user manual version 3.7*: HOMERenergy. Tilgjengelig fra: <https://www.homerenergy.com/pdf/HOMERHelpManual.pdf> (lest 01.04).
- Jakobsen, L. B. (2019). *Nilø og Klima*. Norgesbondelag.no: Norges Bondelag. Tilgjengelig fra: <https://www.bondelaget.no/miljoogklima/> (lest 26.04).
- Johansen, A., Daugstad, K., Bakken, A. K. & Fystro, G. (2013). Inventories as basis for life cycle assessments of milk and meat produced at Norwegian dairy farms. Design and data for three modelled farms with medium production intensity. *Bioforsk Rapport*.
- John Deere. (2019). *Electric Tractor powered by cable*. Tilgjengelig fra: <https://www.deere.co.uk/en/our-company/news-and-media/press-releases/2019/february/GridCON.html> (lest 09.05.2019).
- Karmaker, A. K., Ahmed, M. R., Hossain, M. A. & Sikder, M. M. (2018). Feasibility assessment & design of hybrid renewable energy based electric vehicle charging station in Bangladesh. *Sustainable Cities and Society*, 39: 189-202.
- Lambert, T., Gilman, P. & Lilienthal, P. (2005). Micropower system modeling with HOMER. *Integration of alternative sources of energy*: 379-418.
- Larsson, G., Hov, K. N., Myklatun, K. H. & Thorsnes, S. S. (2019). *Konsumprisindeks, historisk serie, etter måned (2015=100) 1920 - 2019*. 08981. SSB.no: Statistisk sentralbyrå.
- Manwell, J., McGowan, J. & Rogers, A. (2002). *Wind energy explained*. West Sussex, England: Wiley.
- Merverdiavgiftloven. (2009). *Lov om merverdiavgift*: Lovdata.
- Nord pool. (2019). *Historical market data*. nordpool.no: Nord Pool. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> (lest 27.04.2019).
- Ralon, P., Taylor, M. & Ilas, A. (2018). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. IRENA.COM.
- Roer-Hjelkrem og Bakken. (2019).
- Saba, S. M., Müller, M., Robinius, M. & Stolten, D. (2018). The investment costs of electrolysis—a comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43 (3): 1209-1223.
- Schiager, H. (2019). *Personlig kommunikasjon* (11.03.2019).
- Schmuecker, J. (2018). *Raphael Schmuecker Memorial Solar-Hydrogen*. Tilgjengelig fra: <http://solarhydrogensystem.com/> (lest 14.04.2019).
- Sheffield, J., Martin, K. & Folkson, R. (2014). Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles. I: *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*, s. 117-137: Elsevier.

- Skotland, C. H., Eggum, E. & Spild, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?*, 74. SolarFarm. (2018). *SolarFarm*. Tilgjengelig fra: <https://www.nibio.no/en/projects/solarfarm> (lest 15.03.2019).
- Solberg, F. E. (2017). *Fossilfrie Maskiner: biogassoslofjord*. Tilgjengelig fra: <http://biogassoslofjord.no/wp-content/uploads/2016/05/v3.8.pdf> (lest 28.03).
- Solberg, L. R. & Haugen, O. (2019). *Hvordan forstå strømregningen*. Energinorge.no: Energi Norge. Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/sluttbruker/hvordan-forsta-stromregningen/> (lest 26.04.2019).
- Strømberg, C. C. (2018). *Solcellespesialisten*. Solcellespesialisten.no. Tilgjengelig fra: <https://solcellespesialisten.no/nettbutikk.html> (lest 04.12.2018).
- Sundseth, K., Møller-Holst, S. & Midthun, K. (2017). *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*.
- Søiland, A. & Johnsen, E. R. (2017). *Høring - forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet - tariffer*. NVE.no: Norges vassdrag og energidirektiv. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/om-nve/regelverk/forskriftsendringer-pa-horing/horing-forslag-til-endringer-i-forskrift-om-kontroll-av-nettvirksomhet-tariffer-avsluttet/> (lest 27.04.2019).
- Taner, T. (2018). Energy and exergy analyze of PEM fuel cell: a case study of modeling and simulations. *Energy*, 143: 284-294.
- Ulleberg, Ø. (2016). *Local H2 Supply for Energy Applications*. IEA HYDROGEN. Tilgjengelig fra: <http://ieahydrogen.org/Activities/Task-33.aspx> (lest 02.05.2019).
- Ulleberg, Ø. & Gjerløw, J. C. (2017). *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*, 72-2017. NVE.
- UnoX. (2019). *Hydrogenkostnad*. Tilgjengelig fra: <https://unox.no/hydrogen/sporsmal-og-svar> (lest 10.05).
- Vermaak, H. (2014). Techno-economic analysis of solar tracking systems in South Africa. *Energy Procedia*, 61: 2435-2438.

Vedlegg A - Beregning av traktorenes effektbehov

Effektbehovet til batteritraktoren er beregnet ved bruk av formel [12]

$$Effektbehov_{battraktor} (kW) = \frac{l_{diesel}}{time} * \frac{kwh}{liter_{diesel}} * \frac{\eta_{dieseltraktor}}{\eta_{batteritraktor}} \quad [12]$$

Hvor:

L_{diesel} : liter diesel pr timer 12 <

kWh pr liter diesel: 10 kWh

$\eta_{dieseltraktor}$: 0,3

$\eta_{batteritraktor}$: 0,7

Effektbehovet til hydrogentraktoren er beregnet ved bruk av formel [13]

$$Effektbeho_{hydrogentraktor} = \frac{\frac{l_{diesel}}{time} * \frac{kg}{liter\ diesel} * \frac{kWh}{liter\ diesel} * \frac{\eta_{dieseltraktor}}{\eta_{hydrogentraktor}}}{\frac{kWh}{kg\ hydrogen}} \quad [13]$$

Hvor

L_{diesel} : liter diesel pr time >12

Kg pr liter diesel: 0,84

Energiinnhold pr liter diesel: 10 kWh

$\eta_{dieseltraktor}$: 0,3

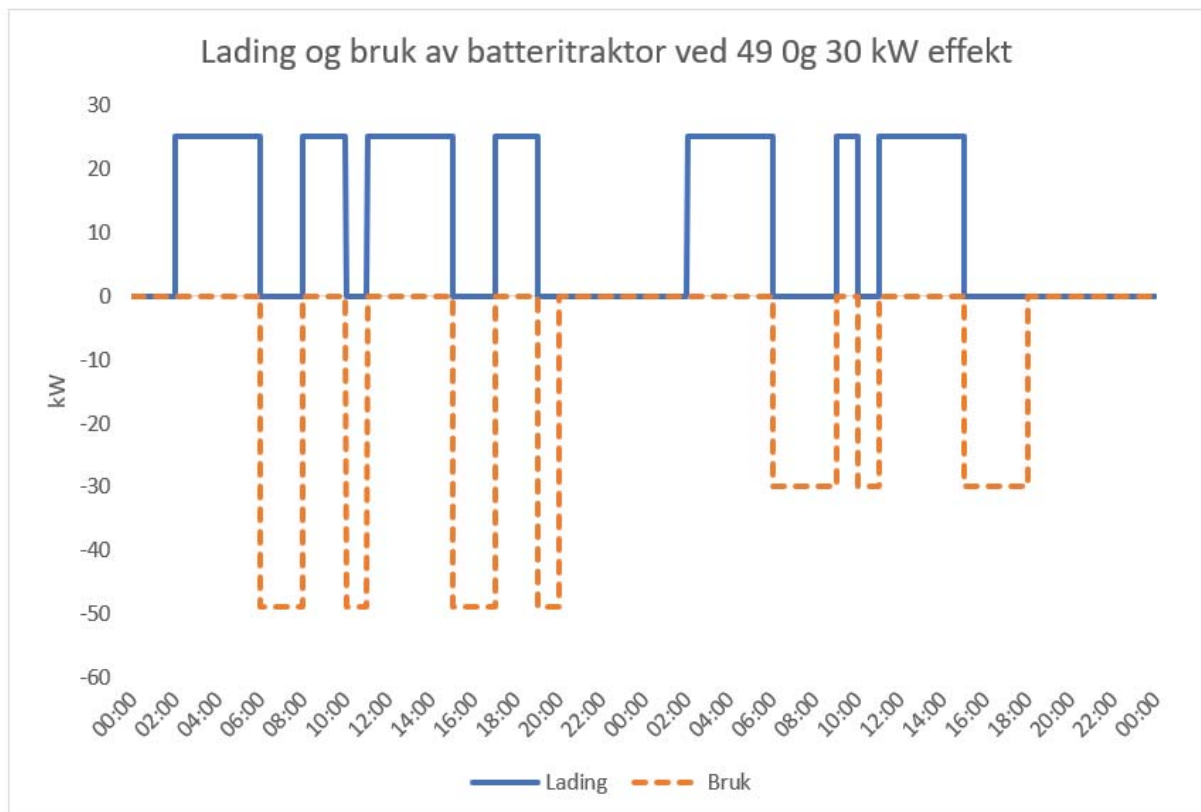
$\eta_{hydrogentraktor}$: 0,5

kWh pr kg hydrogen = 33,3 kWh

Vedlegg B - Ulike traktorscenarioer

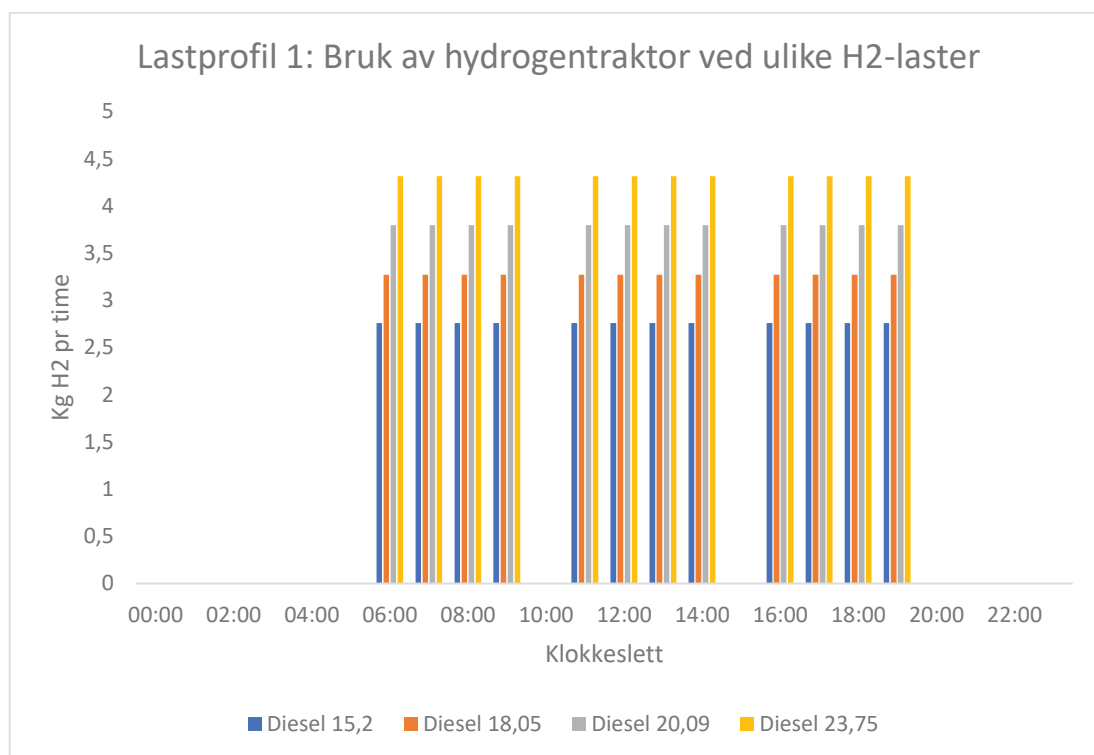
Scenario 1 – Mye sol

I dette scenarioet lades batteritraktoren med 25 kW og må lades i 4 timer for å fylle batteriet. Batteritraktoren lades primært mellom klokka 02 – 06, når gårdens øvrige effektbehov er lavt og mellom klokka 11 – 15 når solcellepanelene er forventet å ha høy produksjon, se Figur 23. En ladeeffekt på 25 kW vil i disse tidsrommene få økte effekttopper. Batteritraktoren brukes totalt 16 dager i året.



Figur 23 - illustrerer lading og bruk av batteritraktor over en periode på to døgn. I det første døgnet brukes batteritraktoren ved en effekt på 49 kW, mens den i døgnet to nyttes ved en effekt på 30 kW. Ved 49 kW kan traktoren brukes i 2 timer, mens den kan benyttes i 3 timer ved 30 kW effekt

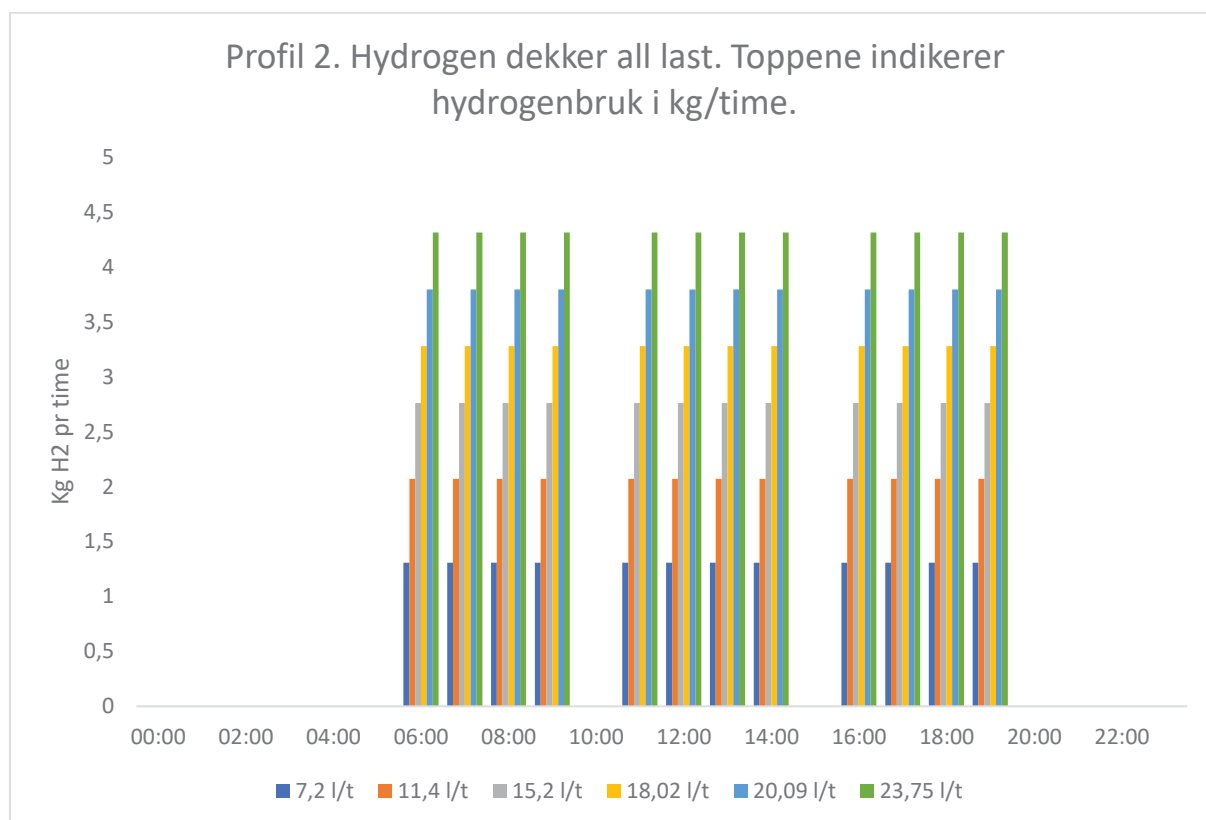
Hydrogentraktoren brukes til å dekke de lastene som er for tunge for batteritraktoren. Det vil si ved dieselbruk større enn 12 liter pr time. Hydrogenbruken varierer mellom 2,76 kg/t og 4,31 kg/t, noe som tilsvarer 15,2 liter diesel og 23,75 liter diesel i timen. Hydrogentraktoren brukes fra 06 – 10, 11 – 15 og 16 – 20. Traktoren fylles mellom 10 – 11 og 15 – 16, dette kan kombineres med lunsj og middag, se Figur 24. Hydrogentraktoren brukes 41 dager i året, med et samlet hydrogenbehov på 1 422 kg i året med et gjennomsnitt på 3,37 kg pr dag.



Figur 24 - illustrerer døgnsenario til hydrogentraktor ved ulike laster. Traktoren fylles mellom 10 - 11 og 15 - 16 og brukes utover dette i tre firetimers perioder.

Scenario 2 – Kun hydrogentraktor

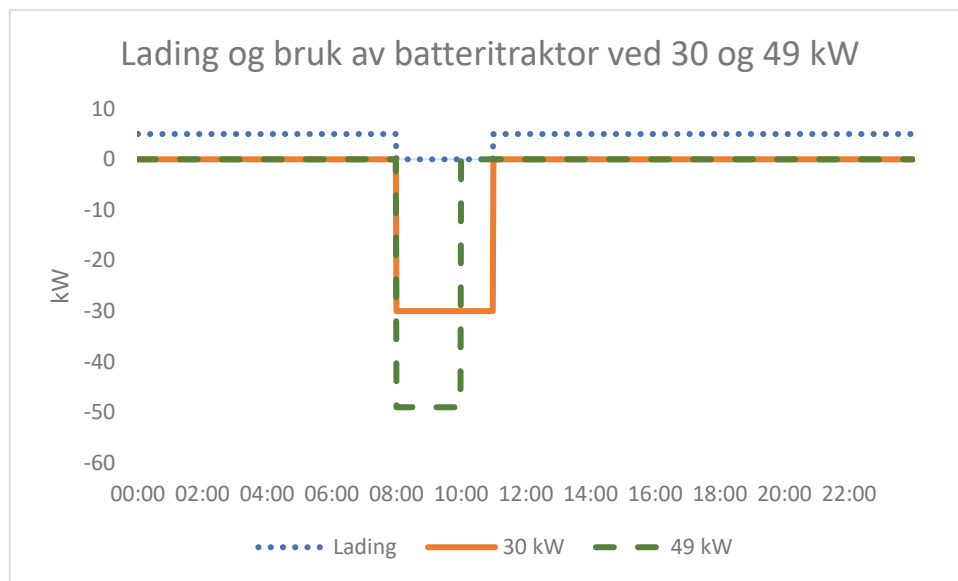
Hydrogentraktoren dekker alle arbeidsoppgavene på gården og batteritraktoren benyttes ikke. Hydrogentraktoren følger samme bruk- og fyllemønster som hydrogentraktoren i scenario 1 se Figur 25. Hydrogentraktoren brukes totalt 77 dager, en økning på 14 dager fra den originale dieseltraktoren. Siden hydrogentraktoren dekker lastene til batteritraktoren øker hydrogenbruken fra 3,37 til 3,83 kg H₂ pr dag.



Figur 25 - døgnscenario til hydrogentraktoren i scenario 2 – mye sol. Traktoren dekker alle laster tilsvarende fra 7,2 liter diesel pr time til 23,75 liter diesel pr time. Traktoren brukes fra 06 – 10, fra 11 – 15 og fra 16 – 20. Utenfor disse tidsrommene kan hydrogentraktoren fylles.

Scenario 3 – Lav ladeeffekt

Hydrogenlasten er tilsvarende den i scenario 1 – mye sol, men batteritraktoren nyttes mellom 08 – 11, maksimalt tre timer avhengig av om lasten er 30 kW eller 49 kW. Batteritraktoren lades med en effekt på 5 kW mellom 11 og 08, se Figur 26. Med denne effekten vil batteriet bli fulladet etter 20 timer som reduserer sannsynligheten for å føre til effektopper. Batteritraktoren benyttes 44 dager i året, sammen med hydrogentraktoren blir dette totalt 85 dager, mot 63 dager ved kun dieseldrift.



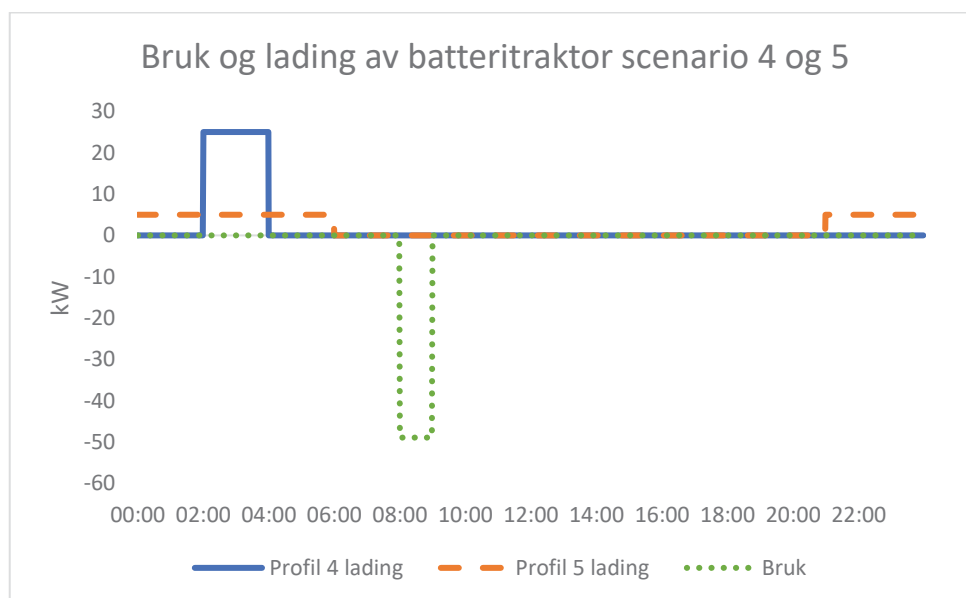
Figur 26 - lade - og bruksmønster for batteritraktor ved scenario 3 – lav effekt. Lades fra 11 - 08 med en effekt på 5 kW. Brukes mellom 08 – 11 ved en effekt på 30 eller 49 kW.

Scenario 4 – Hele året, høy effekt

Datagrunnlaget til NIBIO tar ikke høyde for at fôr må fraktes fra lagringsplass til fôringsautomaten. Kuene må ha tilgang på mat store deler av døgnet via det automatiske foringssystemet, som beskrevet i 4.1.1 Strømbruk. For å inkludere denne faktoren legges det inn at batteritraktoren nyttes en time hver dag fra 08 – 09 i forbindelse med morgenstell, se Figur 27. Traktorer nytter en effekt på 49 kW, men lading finner sted fra 02 – 04 og lader på 25 kW. Øvrige traktorbruk er likt som i scenario 1 og for de dagene hvor det er annen traktorbruk antas det at fôrtransport kan gjøres i sammenheng med andre operasjoner.

Scenario 5 – Hele året, høy effekt

Scenario 5 søker å belyse den samme utfordringen som i scenario 4. Altså å dekke energibehovet knyttet til å frakte fôr til forsystemet på gården. I motsetning til scenario 4 tar scenario 5 utgangspunkt i scenario 3. Batteritraktoren nyttes hver dag fra 08 – 09 med en effekt på 49 kW. For å unngå høye effekttopper lades batteritraktoren med 5 kW fra 21 – 06.



Figur 27 - illustrerer lading og bruk for scenario 4 og 5. Ved scenario 4 lades traktoren fra 02 - 04 ved en effekt på 25 kW, men scenario 5 lades med en effekt på 5 kW fra klokka 21 - 06. Bruken er lik for begge scenarioene med en effekt på 48,9 kW fra 08 – 09.

Vedlegg C – 160 kW sol og vindturbiner

Forskjellige produksjonsteknologier komplimenterer hverandre og gir energisystemet økt robusthet. Ved å tillate installasjon av opptil 300 kW vindturbin, samt øke den gjennomsnittlige vindhastigheten fra 4,49 m/s til 7 m/s, får alle scenarioer, foruten 4 en løsning, se Tabell 10. Simuleringer med den originale vindhastigheten gir ingen mulig løsning for noen av scenarioene. Ved å øke øvre begrensning for solceller til 160 kW får alle scenarioer en mulig løsning. Vindturbiner vil kunne være relevante i områder med bedre vindressurser enn det som er tilfellet for store deler av Østlandet. Energikostnaden er lavere som følge av at mye energi selges til nettet, men investeringskostnaden er høye.

Tabell 10 - ved 7 m/s vil en kombinasjon av 80 kW solceller og maksimalt 300 kW vindturbiner dekke energibehovet for alle scenarioer, unntatt 4.

Scena- rio	m/s	PV kW	VT kW	Bat- teri kWh	Elek- tro- lyse kW	H2- tan k kg	Like- retter kW	NPC MNO K	COE NOK	IK MNOK
1	7	80	135	10	50	500	56	8,15	2,15	6,86
2	7	80	199	0	60	400	59	8,1	1,37	7,05
3	7	80	194	0	60	500	60,7	8,18	1,79	7,69
4 (50 kW)	7	80	201	0	60	400	60	8,41	1,47	7,23
5	7	80	201	0	60	400	61	8,09	1,43	7,08

Ved å øke den øvre grensen for PV til 160 kW blir alle scenarioer foruten 4 mulige. Scenario 4 vil ikke la seg løse uten å øke nettkapasiteten. Legg merke til at HOMER i hovedsak kun velger å inkludere vindturbiner ved 7 m/s, se Tabell 11. Med vindturbin vil energiproduksjonen være mer spredd i tid, enn ved kun solcelle som har konsentrert produksjon på dagtid. Dette fører til at elektrolysøren er større for energisystemene som kun har solcelle, da hydrogenet må produseres i løpet av en kortere periode. For scenario 2, 3, 4 og 5 har vekselretteren en effekt på 3 – 11 kW.

Tabell 11 – simuleringer med 7 m/s og 4,5 m/s

	m/s	PV kW	VT kW	Bat- teri kWh	Elek- tro-lyse kW	H2- tank kg	Like- retter kW	NPC MNOK	COE NOK	IK MNOK
Scenario 1	4,5	151	0	26	70	500	51	8,6	4,46	6,2
Scenario 1	7,0	156	108	10	50	400	59	7,6	1,83	6,4
Scenario 2	4,5	132	0	0	60	500	3	8,4	4,98	5,6
Scenario 2	7,0	158	104	0	50	400	86	7,6	1,64	6,4
Scenario 3	4,5	135	0	0	60	600	3	8,9	5,63	6,3
Scenario 3	7,0	160	107	0	70	400	78	8,2	2,03	6,7
Scenario 4	4,5	137	0	6	60	500	5	8,8	4,83	6,0
Scenario 4	7,0	160	106	0	50	400	99	8,0	1,75	6,7
Scenario 5	4,5	160	20	2	60	500	11	8,6	4,68	6,1
Scenario 5	7,0	159	114	0	50	400	83	7,6	1,63	6,5



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway