

Mats Kornelius Karlsen

Energioptimalisering og mikrogrid, Granåsen skisenter

Masteroppgave i kybernetikk og robotikk

Veileder: Geir Mathisen

Juni 2019



Lokasjon Granåsen

Mats Kornelius Karlsen

Energioptimalisering og mikrogrid, Granåsen skisenter



Masteroppgave i kybernetikk og robotikk
Veileder: Geir Mathisen
Juni 2019

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for teknisk kybernetikk



HOVEDOPPGAVE/MASTER THESIS

Kandidatens navn: Mats Kornelius Karlsen

Fag: **Teknisk kybernetikk/Engineering Cybernetics**

Oppgavens tittel (norsk): **Energioptimalisering og mikrogrid, Granåsen skisenter**

Oppgavens tittel (engelsk): **Energy optimization and microgrid, Granåsen ski resort**

Oppgavens tekst:

Det skal undersøkes potensialet for et mikrogrid anlegg ved Granåsen. Basert på kartlegging av effektstore laster og logging av effektforbruk fra lastene skal det utvikles forenklete mikrogridmodeller. Undersøkelsen vil inkludere optimalisering av energibruk og kostnad. Videre skal ulike tiltak vurderes, som styringsstrategi og hvilke energikilder som kan være aktuelle for anlegget.

Oppgaven består av følgende 4 punkter:

1. Utfør et litteratursøk med informasjonsinnhenting om hva er mikrogrid, potensielle energikilder, energilagingsprinsipper og ulike kontrollstrategier for mikrogrid. Videre skal litteratursøket omfatte programvareverktøy for hvordan en forenklet mikrogridmodell kan lages.
2. Basert på kartlegging av effektstore laster foreta logging av effektforbruk fra lastene.
3. Vurder resultatene fra litteratursøket for et mulig mikrogrid anlegg i Granåsen. Utarbeide spesifikasjoner for de forenklete modellene og foreta et valg av programvareverktøy for modellering.
4. Implementere forenklete modeller i valgte programverktøy. Bruk modellene og datainnsamling (som f.eks. punkt 2), til å teste ut effekten av forskjellige potensielle energikilder, energilagingsprinsipper og ulike kontrollstrategier for mikrogrid.

Oppgaven gitt: 07. Januar, 2019

Besvarelsen leveres: 03. Juni, 2019

Utført ved Institutt for Teknisk kybernetikk

Faglig veileder: Geir Mathisen, veileder SIAT: Bjørn Aas

Trondheim, den 17.01.2019

Geir Mathisen

Faglærer

Forord

Denne rapporten er et resultat av emnet *TTK4900 Masteroppgaven* (30 sp) ved Institutt for teknisk kybernetikk, Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Arbeidet har foregått i perioden 07.01.19 til 03.06.19. Masteroppgaven bygger videre på deler av innholdet i emnet *TTK4551 Fordypningsprosjekt* (7,5 sp) med en medfølgende prosjektrapport. Forklaring med samtykke på hvordan denne kan skaffes, beskrives i vedlegg *Forprosjektrapport*. Karaktervurderingen for forprosjektet er allerede fastsatt, så i denne rapporten er den kun ment som tilleggsinformasjon.

Jeg ønsker å takke mine veiledere Geir Mathisen (Teknisk kybernetikk), Snorre Olsen (tidligere veileder SIAT) og Bjørn Aas (nåværende veileder SIAT). Disse har bidratt med faglig støtte og annen veiledning under både forprosjekt og masterprosjekt. Bjørn Aas tok over som veileder for SIAT i begynnelsen av januar.

Det er flere som også fortjener en stor takk. Anleggseier, Trondheim kommune har vært til stor nytte ved generelle spørsmål og annen rådgiving, samt til bistand med å komme i kontakt med andre samarbeidspartnere. Kjente personer i kommunens bydrift Kjell Valør og Asbjørn Sagøy har vært behjelpelig med befaringsrunder og installasjon av loggere i Granåsen. Loggeren er av typen ELITEpro XC fra Dent Instruments. Uthenting og behandling av dataene er blitt gjort i «Elog 15» fra Dent Instruments. Dataen er målt i et minutt oppløsning.

I samarbeid med en annen masterstudent (Marius Lervik) med samme veileder ved teknisk kybernetikk, er det blitt installert eksternt loggeutstyr for fire AMS målere i Toppidrettsenteret. Denne loggingen er satt opp med et minutt oppløsning.

Det er innhentet loggedata med timesoppløsning ved en rekke måletrafoer ved anlegget igjennom Trondheim kommunes energioppfølgingsystem på web, «Esave». Videre er det blitt innhentet data fra to effektloggere med 30 sekundsoppløsning fra selskapet SafeBase ved to av trafoene.

Ved valg av verktøy for modellering har en rapport som analyserer og fremstiller 75 modelleringsverktøy for mikrogrid vært nyttig (Ringkjøb, 2016). Institutt for elkraftteknikk ved NTNU og SINTEF har bidratt med forslag og har vist til ulike lisenser studenter har tilgang på. Verktøyet «HOMER Pro» fra selskapet HOMER Energy ble valgt. Først 21 dagers gratis lisens og deretter personlig kjøp av studentlisens for tre måneder.

Tilgang til Trondheim kommunes ENOVA-prosjekt for Granåsen som pågikk våren 2018, har vært nyttig. Visjoner, planer og teknisk informasjon om dagens og fremtidens Granåsen, samt energiutredninger har vært til stor hjelp. Parameter innhenting som; økonomiske parametere og tekniske komponenter er blitt innhentet gjennom kontakt med bedrifter, andre rapporter og internettsøk for å kunne inkludere realistiske parametere.

Bortsett fra det overnevnte er denne oppgaven et selvstendig arbeid utført av meg.

Mer om nevnt og ikke nevnt mottatt hjelp fra hvem og annen informasjon, fremstilles i *Vedlegg E: Kontaktpersoner*.

Mats Kornelius

Mats Kornelius Karlsen



SIAT – Senter for
idrettsanlegg og teknologi

Innhold

Forord	ii
Innhold	iii
Abstract	1
Sammendrag	2
1 Innledning.....	3
1.1 Bakgrunn og motivasjon for oppgaven	3
1.2 Begrensninger	4
1.3 Bidrag	5
1.4 Disposisjon av oppgaven	5
2 Produksjon og lagringskilder, begreper, kontrollteknikker, økonomi og programverktøyer for mikrogrid	6
2.1 Mikrogrid – Hva er det	6
2.2 Potensielle energikilder ved mikrogrid anlegg	7
2.2.1 Solkraft	8
2.2.2 Vindkraft	8
2.2.3 Lagring	9
2.2.4 Energiproduksjon basert på brensel-aggregater	12
2.2.5 Andre kilder.....	13
2.3 Oppsummering av energikilder og andre tiltak ved mikrogrid	15
2.4 Begreper ved mikrogrid.....	16
2.4.1 Top down og Up down modelleringsmetode	16
2.4.2 Fleksibel og ikke fleksibel last	17
2.4.3 Effekt og energi optimaliseringsteknikker	17
2.4.4 Frekvensregulering	19
2.4.5 Balansert og ubalansert system	19
2.5 Kontrollteknikker innen mikrogrid.....	20
2.5.1 Distribuert generering	20
2.5.2 Master-slave og peer to peer arkitektur	20
2.5.3 P/Q kontroll	21
2.5.4 V/F eller U/F kontroll.....	21
2.5.5 Droop kontroll	22
2.5.6 Strømkontroll	22

2.6	Økonomiske begreper innen mikrogrid	22
2.6.1	Avkastning på investering (ROI)	22
2.6.2	Simpel payback period (SSP) for energi prosjekter	22
2.6.3	Netto nåverdi	22
2.6.4	LCOE – Levelized cost of energy	23
2.7	Programvareverktøyer for mikrogrid simulering og system realisering	24
2.7.1	MATLAB m/ simulink og biblioteket Simscape electrical	24
2.7.2	HOMER Pro	25
2.7.3	System Advisor Model (SAM)	26
2.7.4	Oppsummering av programverktøyene	27
3	Anleggsspesifikasjoner og metoder	28
3.1	Lokasjon Granåsen, energiforbruk og målere	28
3.1.1	Dagens Granåsen	29
3.1.2	Fremtidens Granåsen	30
3.2	Valg av modelleringsverktøy for mikrogridmodellene	32
3.3	Hva skal de forenklete mikrogridmodellene inneholde	33
3.3.1	Fast tilkobling	33
3.3.2	Loggedata fra laster	33
3.3.3	Produksjon av lokal elektrisk energi	33
3.3.4	Energilagring og energilagring system	34
3.3.5	Andre måter for lagring og produksjon av energi	34
3.3.6	Virkelige komponenter	34
3.3.7	Økonomiske parametere	35
3.4	Lastmåling spesifikasjoner	35
3.4.1	Lastmålinger basert på timesoppløsning	35
3.4.2	Lastmålinger fra ELITEpro XC logger med et minuttsoppløsning	35
3.4.3	Lastmålinger fra Safebase logger med 30 sekundsoppløsning	36
3.5	Databearbeiding	36
3.5.1	Måledata	37
3.5.2	Data tilknyttet betaling av kraft	37
3.5.3	Prosjekt økonomiske parametere	38
3.5.4	Databehandling av høypoppløselige målinger	39
4	Installasjon av loggere, annen datainnhenting og implementasjon av forenklete mikrogridmodeller	39
4.1	Innstallering av loggere og annen datainnhenting	39
4.1.1	ELITEpro XC loggerne	39
4.1.2	Installasjonsarbeid av loggere i bygget Toppidrettsenteret	43

4.2	Forenklede mikrogridmodeller	44
4.2.1	Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft.....	44
4.2.2	Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler	44
4.2.3	Modell basert på dagens lastdata med batterilagring	46
4.2.4	Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler	49
4.2.5	En mer fremtidige modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem.....	49
4.2.6	Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak.....	50
4.2.7	Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem	51
5	Resultater.....	52
5.1	Måledata fra timesmålinger ved trafoer og andre høyoppløselige loggere	52
5.1.1	Timesmålinger ved dagens trafoer	52
5.1.2	Utplasserte et minutts loggere	53
5.1.3	30 sekunds loggere ved to trafoer fra selskapet Safebase	58
5.2	Simuleringsresultater ved de ulike modellene.....	59
5.2.1	Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft.....	60
5.2.2	Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler.....	62
5.2.3	Modell basert på dagens lastdata med batterilagring	65
5.2.4	Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler	66
5.2.5	Oppsummering av modeller basert på dagens lastdata	67
5.2.6	En mer fremtidige modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem.....	68
5.2.7	Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak.....	70
5.2.8	Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem	72
5.2.9	Oppsummering av estimerte fremtidige modeller.....	73
5.3	Styringsstrategier ved modellene.....	74
5.4	Oppsummering av resultatene	75
5.4.1	Egenlogging og datainnhenting.....	75
5.4.2	Modellene.....	75
6	Diskusjon.....	77
6.1	Usikkerhetsmomenter ved spesifikasjoner, metoder, datainnhenting og logging og implementasjon for mikrogrid.....	77
6.1.1	Logging og annen datainnhenting	77
6.1.2	Mikrogridmodellene.....	78
6.2	Vurdering av mikrogridmodellene og simuleringsresultatene	80
6.3	Tiltak basert på analyse og resultater	82
7	Konklusjon	83
8	Videre arbeid	84

Referanseliste	86
Vedlegg A: Distribusjon dagens Granåsen kart og tabell	91
Vedlegg B: Fremtidens Granåsen og langrenn løypekart	93
Vedlegg C: Estimert fremtidig energiforbruk	95
Vedlegg D: Parameter lister	96
Vedlegg E: Kontaktpersoner	125
Forprosjektrapport	126

Abstract

Granåsen ski facility (approx. 1 - 1.3 GWh/year for the last 5 years) is facing major changes in the years to come. Several development phases are planned, and the first phase is currently in development. The development will contribute to higher energy consumption (estimated at >6.1 GWh/year) and increased frequency and magnitude of peak power. The development of Granåsen ski facility is a part of Trondheim municipal's plans regarding energy and climate for the period 2017-2030. Mapping of loads, installation of power meters, other measurements regarding the facility and literature study, has been carried out to investigate the potential of a microgrid in Granåsen from an energy and economic perspective. A modelling and simulation tool (HOMER Pro) have been used to create simplified models of Granåsen as a microgrid.

Results from installed power meters are presented in this work. The measured loads include light for cross-country trails, snow production, as well as floodlights for cross-country and ski jump stadiums. The measurement and assessment of the results have led to concrete proposals for energy optimization. Specifically, replace older technology with smart control of LED floodlights and more automatic snow production is advised. Automatic snow production will help to provide greater flexibility, reducing hours spent on pre-work and start-up of the snow production units. Measurement equipment was installed in Toppidrettsenteret (a building), which contributes to Granåsen's total energy consumption due to heating (greatest energy sector).

Several simplified models have been implemented in HOMER Pro. One reference model of the current situation, as well as scenarios with battery, solar panel models or combinations. The models include the production (solar panels) and energy storage (batteries) as these are realistic measures for Granåsen. Previous surveys and planning show that solar panels can be installed in a variety of locations. There are uncertainties associated with the simulation results because the models are built using parameters, such like current prices for solar panels and batteries.

The microgrid model with solar and battery (NPC: 16 461 810 kr) led to a higher life-cycle cost compared to today's reference model (NPC: 9 779 497 kr), but the microgrid model reduced energy and demand charge. The model with solar panels and battery storage can provide a cost saving of 9.77 % for the energy charge per year and 14.18 % saving for the demand charge per year. According to the simulations, the solar panels can deliver approximately 115 118 kWh/year. Future energy demand was estimated. The microgrid model with future energy demand (NPC: 88 009 640 kr) still led to a higher life-cycle cost compared to the future reference model (NPC: 33 811 020 kr), but the microgrid model reduced energy and demand charge. The model with solar panels and battery storage for future demand can provide a cost saving for the energy charge of 16.12 % and the demand charge by 9.95 % per year. From the simulation, the solar panels could deliver approximately 1 604 984 kWh/year.

These simulations do not include financial support, and the models are also unprofitable. The initial investments in the various models are high. Power prices are lower in the summer when solar power is most effective. Lower technology costs, as well as increased energy costs, are needed to make solar and battery more competitive in Norway. A microgrid in Granåsen should consider other measures to reduce power consumption as well as the use of solar panels and mobile battery systems.

Sammendrag

Granåsen (ca 1 - 1,3 GWh/år for de siste 5 år) står ovenfor store endringer årene fremover. En rekke utbyggingsfaser er under planlegging, og første utbyggingsfase pågår allerede. Utbygningene vil bidra til et høyere energiforbruk (estimert til >6,1 GWh/år) med oftere og høyere effekttopper. Utbygningene skal følge Trondheims kommunedelplan for energi og klima for perioden 2017-2030. Kartlegging av laster, installasjon av effektloggere, andre målinger vedrørende anlegget og litteraturstudie, er utført for å undersøke potensialet for mikrogrid i Granåsen fra et energi- og økonomisk perspektiv. Et modellerings- og simuleringsverktøy (HOMER Pro) har blitt brukt til å lage forenklete modeller av Granåsen som mikrogrid.

Resultater fra installerte effektloggere fremstilles i rapporten. De målte lastene inkluderer lys for langrennsløyper, snøproduksjon, og flomlys ved langrenn og hoppstadion. Måledataen og vurdering av resultatene har ført til konkrete forslag for energioptimalisering. Mer spesifikt, erstatte eldre teknologi til smart styring av LED flomlys og mer automatisk snøproduksjon er blitt anbefalt. Automatisk snøproduksjon vil bidra til å gi større fleksibilitet, redusere timer som blir brukt på forhåndsarbeid og oppstart av snøproduksjonsenhetene. Loggeutstyr ble installert i Toppidrettsenteret (en bygning), som bidrar til Granåsen totale energiforbruk på grunn av oppvarming (størst energisektor).

Flere forenklete modeller er blitt implementert i HOMER Pro. En referansemodell for anleggets nåværende situasjonen, samt scenarioer med batteri, solcellepanelmodeller eller kombinasjoner. Modellene inkluderer produksjonen (solcellepaneler) og energilagring (batterier), da disse er mulige tiltak for Granåsen. Tidligere undersøkelser og planlegging viser at solcellepaneler kan installeres en rekke steder. Det er usikkerheter tilknyttet simuleringsresultatene fordi modellene er bygd ved hjelp av parametere, som for eksempel dagens priser for solcellepaneler og batterier.

Mikrogridmodellen med sol og batteri (NPC: 16 461 810 kr) førte til en høyere livsløpskostnad sammenlignet med dagens referansemodell (NPC: 9 779 497 kr), men mikrogridmodellen reduserte energi og effektleddet. Modellen med solcellepaneler og batterilagring kan gi en kostnadsbesparelse på 9,77 % for energileddet per år og 14,18 % for effektleddet per år. Ifølge simuleringene kan solcellepanelene levere ca. 115 118 kWh/år. Et fremtidig energibehov ble estimert. Mikrogridmodellen med fremtidig energibehov (NPC: 88 009 640 kr) førte fortsatt til en høyere livsløpskostnad sammenlignet med fremtidig referansemodell (NPC: 33 811 020 kr), men mikrogridmodellen reduserte energi og effektleddet. Modellen med solcellepaneler og batterilagring for fremtidig behov kan gi en kostnadsbesparelse for energileddet på 16,12 % og effektleddet med 9,95 % per år. Fra simuleringene kan solcellepanelene levere ca. 1 604 984 kWh/år.

Disse simuleringene inkluderer ikke økonomisk støtte, og modellene er også ulønnsomme. Investeringene i de ulike modellene er høye. Kraftprisene er lavere om sommeren når solenergi er mest effektiv. Lavere teknologikostnader, samt økte energikostnader, er nødvendig for å gjøre solenergi og batterier mer konkurransedyktig i Norge. Mikrogrid i Granåsen bør vurdere andre tiltak for å redusere energiforbruket, samt bruk av solcellepaneler og mobile batterisystemer.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og motivasjon for oppgaven

Granåsen skisenter er Trondheims hovedarena for nordiske grener. Her er det hoppbakker, langrennsløyper, skiskytter- og langrennsstadion. Videre er det en rekke næringsbygg, barnehage og boliger i området. Snøproduksjon, lysløyper, flomlysanlegg ved stadion og hopparena, elektrisk forbruk i nærliggende bygg og spesielt stor aktivitet under vinter arrangementer er bidragsytere for energiforbruket og periodevis høye effekttopper igjennom året.

Trondheim kommune har store planer for fremtidens Granåsen. Det pågår utbyggingsarbeid etter ulike faser og det planlegges at flere faser skal realiseres fremover. Utbygningene skal følge Trondheims kommunedelplan for energi og klima for perioden 2017-2030. Disse målsetningene er gjengitt som følgende (Trondheim 2030, 2017):

- I 2020 er de direkte klimagassutslippene redusert med 25 % i forhold til 1991.
- I 2030 er de direkte klimagassutslippene redusert med 80 % i forhold til 1991 (nytt mål).
- I 2030 er stasjonær energibruk i bygg og anlegg på samme nivå som i 2013 (ca 3,5 TWh). Dette tilsvarer en 20 % reduksjon i forbruk per person (nytt mål).
- I 2020 er Trondheim et forbilde og en samarbeidsarena for grønn verdiskaping og utvikling av klimavennlige teknologi og levemåter (nytt mål).
- I 2030 er Trondheim robust for å møte framtidige klimaendringer (nytt mål).

Granåsen har et varierende effektforbruk. Et fast hverdagsbehov mesteparten av året, men også særtrekkene; arrangementer og perioder med snøproduksjon som vil bidra til høyt effektbehov over flere timer. Typiske energi og effektbehov fremstilles i Tabell 1.

Hva	Energi og effektbehov
Dagens årlige forbruk	1-1,3 GWh
Hverdageffekter	200 - 500kW i takt med dagen
World Cup Hopp (for eksempel Raw air i mars)	3 - 5 MW gjennom ca 2 - 3 timer
En typisk sommer konsert	2 – 3 MW gjennom ca 3 - 5 timer
Perioder med snøproduksjon	1 MW i maksperioden med en varighet på 1 – 2 uker
Full utbygning (fremtid), planlagt installert effekt	7 MW størrelsesområdet
Fremtidig energiforbruk	> 6,1 GWh

Tabell 1 – Ulike estimerte scenarier (Enova, 2018, s 15-17).

Det ønskes at utbygningen skal kunne imøtekomme overnevnte målsetningene, med minst mulig miljøbelastning. Mer bruk av Granåsen i fremtiden; flere arrangementer (både for vintergrener og konserter), nye bygg og annen næringsvirksomhet vil føre til et høyere energiforbruk.

Her kommer begrepet mikrogrid inn, som omhandler at det skal satses mere på lokal grid utbygning i stedet for sentralisert nettbasert kraft. I stedet for bare å benytte ressurser på å oppgradere eller bygge ut mer nettbasert kraft, ønskes det å gjøre en rekke tiltak lokalt ved anlegget. Dermed vil det være behov for lokale løsninger for produksjon og distribusjon av energi. Dette forklares mer i detalj i *kapittel 2.1 Mikrogrid – Hva er det*.

En del tidligere arbeid for energi og klima er blitt gjort for anlegget. En Enova konseptutredning mellom Trondheim kommune og en rekke samarbeidsbedrifter foregikk våren 2018 og er noe som fortsatt pågår i andre former. Rapporten med Enova; *Energiutredning Granåsen hverdagsanlegg – Sluttrapport konseptutredningen* (Enova, 2018) oppsummerer mye av arbeidet. Arbeidet har bidratt til å skaffe bedre oversikt over Granåsen. Dette gjelder forbruk, lastkartlegging, energiutredninger og mye mer. Videre er en annen energiutredning (Rambøll, 2018) vært nyttig. Estimeringer fra dagens og fremtidens forbruk er noe som fremkommer her, samt en rekke potensielle tiltak som kan gjøres for Granåsen med tanke på energi. En viktig post er å sikre snøbehovet i Granåsen hvert år. Et prosjekt gjort av SIAT; *Granåsen skisenter forprosjekt snøproduksjon* (Vagle & Aas, 2017) har vært nyttig. Her gjøres en analyse av dagens og fremtidens snøbehov i sammenheng med energi og miljø, samt hva mer automatisk snøproduksjon kan bidra til.

Et nyttig masterprosjekt ved institutt for elkraftteknikk ved NTNU foregikk våren 2018. *Model for Load Analysis at Granåsen* (Hansen, 2018) tok for seg lastanalyse og ulike tiltak som kan gjøres for energi og effektförbedringer. Noen av disse tiltakene var solcellepaneler og batterilagring. Rapporten var med å skaffe oversikt over Granåsen, samt å se hvilke interessante resultater som prosjektet ga.

Fordypningsprosjektet; *Forprosjekt: Granåsen, idrettspark som mikrogrid* (Karlsen, 2018) er forarbeidet til denne masteroppgaven og mye av arbeidet videreføres. Kartlegging av laster og arbeid med installasjon av loggere er noe som fremkommer i forprosjektrapporten. I denne rapporten er enkelte elementer forklart på nytt eller gjengitt fra forprosjektrapporten.

Dette prosjektet bygger på mye av de overnevnte prosjektene. I stedet for å bare se på ren energioptimalisering vil også økonomi bli inkludert. Når økonomiske parametere inkluderes vil det føre med seg en del usikkerhetsmomenter. Likevel hvis det inkluderes realistiske økonomiske parametere, vil det være muligheter til å få realistiske resultater fra simulering. I dette prosjektet inkluderes optimalisering av energi og kostnad. Begrepene går litt om hverandre, siden hvis det gjøres energioptimalisering vil dette påvirke økonomien positivt og hvis den økonomiske siden skal forbedres må energi og effekt förbedringer gjøres. Videre i prosjektet blir modellering og simuleringsverktøyet HOMER Pro brukt til å undersøke potensialet med mikrogrid løsninger.

Et masterprosjekt ved Fakultet for vitenskap og teknologi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) foregikk våren 2018. *Economic feasibility analysis of microgrids in Norway: an application of HOMER Pro* (Rendall, 2018) utforsket muligheten for mikrogrid ved å ta utgangspunktet i et stort verksted for T-bane og tog på Ryen i Oslo. Her ble modellering og simulering gjort i HOMER Pro. Rapporten har vært en inspirasjonskilde for hvordan lignende anlegg kan bygges opp i HOMER. Enkelte nøkkeltall har vært utfordrende å få tak igjennom kontakt med bedrifter, så nøkkeltallene i den rapporten har hatt stor verdi.

1.2 Begrensninger

Oppgaven tar for seg energi og kostnad optimalisering igjennom å basere seg på mulige realiseringer, innsamlet data og utvikle forenklete mikrogridmodeller. Det er ikke blitt fokusert på å lage eksakte modeller av Granåsen grunnet for lite tilgang på data, samt for få målere. Videre ville det blitt for omfattende å beskrive anlegget helt eksakt igjennom matematiske formler og virkemåten til hver enkelt effektlast. Lastene er dermed sett på som en felles last som representerer Granåsen energi og effektförbruk. Videre er det tenkt å sette opp dagens anlegg som en referansmodell mot ulike mikrogridmodeller. Disse modellene kan være

solcellepanelmodeller med og uten batterilagring, rene batterilagringsmodeller for effekttopp redusering og flere modeller basert på andre energikilder og lagringsprinsipper.

Både innhentet data fra trafomålepunkter i timesoppløsning og to med 30 sekundsoppløsning, samt flere utplasserte loggere med et minuttsoopløsning brukes i videre undersøkelser. All dataen fra et minutt og 30 sekundsoppløsning blir ikke inkludert i modelleringen. Grunnen er at denne dataen bare gjelder spesifikk data på enkelt laster med et par måneders logging. Disse er ikke representativ for et helt år, noe som timesmålinger er. Timesmålinger ved trafoene i Granåsen har hatt en loggeperiode siden 2014 med timesoppløsning. Årssimuleringer er vurdert som mer interessante siden det er lettere å simulere etter det, og det bidrar til å gi et bilde av energi og effektforbruket igjennom et helt år. Dermed kommer tendensene igjennom året lettere frem. Typisk når var det konkurranser, når pågikk det snøproduksjon, når var det sommerkonserter osv. Disse tendensene er noe som også vil gjelde i fremtiden.

Dataen med høyere oppløsning enn en time er likevel interessant, da det fremkommer tydeligere hvordan en last operer og hvilken effektvariasjoner som skjer under en time.

En del vanskeligheter som at det ikke er AMS målere med HAN-port ved trafoene har gjort at det bare kunne hentes ut data med timesoppløsning fra disse. Videre burde loggerne med et minuttsoopløsning vært installert tidligere, for mer datainnsamling. Dette har bidratt til noe ressursbegrensinger, som har vært med å gi mikrogridmodellene begrensinger, med at det kun blir basert på tidligere timesmålinger.

1.3 Bidrag

Denne rapporten undersøker mulighetene med mikrogrid ved lokasjonen Granåsen skisenter. Hva er mulighetene med dagens priser for ulike teknologier og hvilke påvirkninger har det for anlegget. I arbeidet er det prøvd å få satt opp loggere på strategiske steder ved anlegget. De stedene det har lyktes er på spesifikke enkelt laster som er særegen for Granåsen Skisenter; snøproduksjon og flomlys i langrennsløyper og hoppbakke. Loggerne skiller seg fra de som står der fra før. I dag står det loggere med timesoppløsning som standard. Ved å installere loggere med høyere oppløsning kan mer data innhentes.

Noe som skiller seg fra tidligere arbeid er inkludering av data fra effektlaste, økonomiske parametere og klima målinger (solforhold, temperatur, vind osv), og bruke det i mikrogrid programverktøyer som er tilgjengelig på markedet. Programverktøyet som er blitt brukt er HOMER Pro, som er et allsidig verktøy hvor det kan inkluderes en rekke energiproduksjon og lagringskilder. Verktøyet er blitt brukt til å lage flere modeller; referansmodell for anlegget i dag, solcellepanelmodell, batterimodell og modell med bruk av solcelle og batterisystem. Videre er det laget estimerte modeller for fremtidens Granåsen.

1.4 Disposisjon av oppgaven

Når oppgavebeskrivelsen var på plass, kunne en innholdsfortegnelse for rapporten bygges opp. Oppgavebeskrivelse og innholdsfortegnelse har hatt en avgjørende betydning for hvordan rapporten er disponert, spesielt de fire punktene i oppgavebeskrivelsen.

Kapittel **1 Innledning**, gir en innføring i prosjektarbeidet og hvorfor det gjøres. Tar opp bakgrunn, motivasjon, begrensinger og bidrag med rapporten.

2 Produksjon og lagringskilder, begreper, kontrollteknikker, økonomi og programverktøyer for mikrogrid er det største informasjonsinnhenting kapittelet og er lagt til for å svare på det første punktet i oppgavebeskrivelsen.

3 Anleggsspesifikasjoner og metoder forklarer mye av spesifikasjonene om Granåsen og metoder som ligger til grunn for implementasjon kapittelet **4**. Hører også til punkt to og punkt tre fra oppgavebeskrivelsen.

Kapittelet **4 Installasjon av loggere, annen datainnhenting og implementasjon av forenklete mikrogridmodeller** tar opp ulike deler av praksisarbeidet og hører også til punkt to og punkt tre fra oppgavebeskrivelsen.

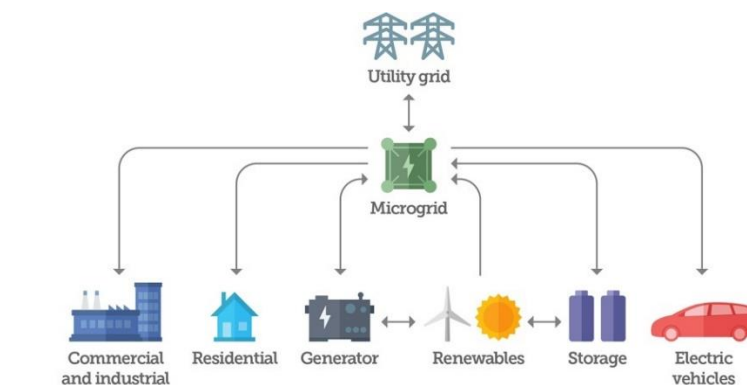
Siste punktet i oppgavebeskrivelsen, punkt fire fremkommer også i kapittel **4 Installasjon av loggere, annen datainnhenting og implementasjon av forenklete mikrogridmodeller**. Dette kapittelet er selve implementasjon kapittelet i rapporten.

Avslutningsvis i rapporten fremkommer kapittel **5 Resultater** og **6 Diskusjon**. Her fremstilles ulike resultater, som loggedata og simuleringresultater. Disse resultatene og annet arbeid i prosjektperioden blir diskutert i sistnevnte kapittel.

2 Produksjon og lagringskilder, begreper, kontrollteknikker, økonomi og programverktøyer for mikrogrid

De videre delkapittelene gir en innføring i ulike typer energiproduksjonskilder og lagringsprinsipper. I tillegg vil teori og kontrollteknikker innen mikrogrid presenteres ved å ta utgangspunktet i tidligere forskningsrapporter. Begreper knyttet til økonomiske parametere forklares nærmere, da noen av disse brukes videre i arbeidet. Tilslutt presenteres ulike programverktøy for mikrogrid modellering. Mye av de overnevnte temaene er innhentet fra tilgjengelig litteratur via internettsøk for å finne relevante forskningsrapporter, artikler, prisinformasjon og annet.

2.1 Mikrogrid – Hva er det



Source: LG CNS
© 2016 The Pew Charitable Trusts

Figur 1 - Mikrogrid illustrasjon (PEW, 2018).

Mikrogrid omhandler å inkludere lokale energikilder for et mindre område, mikronett. Området kan for eksempel være et industriområde, et nabolag eller en øy. Slike systemer kan ha mulighet til å være selvforsynte, ved at anlegget kan koble seg fra den større sentraliserte nettbaserte forsyningen av kraft («Utility grid» eller makrogrid) og over til «øymodus». Mikrogrid kan bestå av både ikke fornybare og fornybare energikilder. Dersom lokasjonen har perioder med begrenset tilgang på energi eller skal arrangere større arrangementer over forholdsvis kort tidsrom, er man avhengig av nok energi. Under høye effekttopper kan et dieselaggregat være en mulig løsning.

Har området tilgang på nettbasert kraft bygges ofte slike mikrogrid anlegg for å redusere kostnader ved kjøp av elektrisk kraft, eller for å sikre nok kapasitet under høye effekttopper. Med bruk av fornybare energikilder eller ikke fornybare energikilder med minst mulig klimaavtrykk, bidrar det til en mer miljøvennlig energiproduksjon. Inkluderer solkraft, vindkraft, batterilagring, brenselcelle eller andre løsninger vil anlegget ha flere kilder å drive energiproduksjon med, fremfor å måtte bygge ut eller oppgradere den nettbaserte kraftforsyningen.

Mikrogridsystemer er egentlig ikke et nytt begrep. Det inneholder ordet mikro, da snakkes det som regel om et mindre område. Det tenkes ikke på store sentraliserte områder som en by. Smartgrid er et annet begrep som har mange likheter med mikrogrid, men her kan det være større fokus på at systemet er automatisert. Smarte instrumenter og kommunikasjonsteknologi er innvevd i styresystemet. Informasjon som værprognoser, oppførselen til forbrukerne og fremtidige arrangementer samles inn. På bakgrunn av all denne tilgjengelige informasjonen avgjør styringsalgoritmer hvordan systemet skal oppføre seg med tanke på faktorer som effektivitet, reliabilitet, økonomi, bærekraftig produksjon og distribusjon av elektrisk energi.

Når det i dag bygges mikrogrid benyttes moderne teknologi, slik at disse også er smarte systemer. Det er ikke alltid likevel at det er implementert smarte datainnsamlende styringsalgoritmer, hvor det betraktes som «smartgrid». Hvis et eldre skianlegg med begrenset energi trenger større kapasitet ved et arrangement, kan det for eksempel installeres eller leies et aggregat. Anlegget kan da betraktes som et mikrogrid (to lokale kilder; nettbasert kraft og energi fra aggregat), men ikke som et smartgrid.

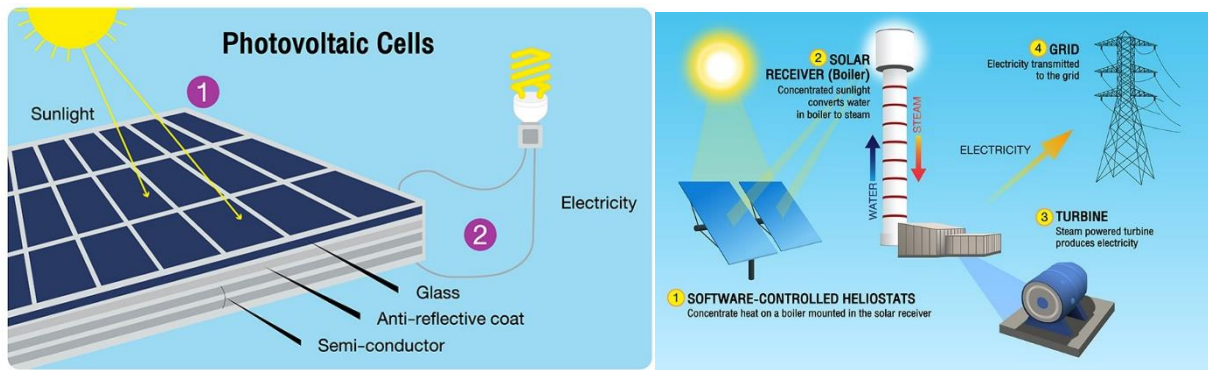
Fornybare energikilder som sol og vindkraft er ferskvare, som kan gi dårlig fleksibilitet og varierende effekt. Batterilagring er god match til slike kilder, ved at den bidrar til større fleksibilitet. Overskuddsenergi kan lagres for eksempel igjennom batterilagring, selge energien tilbake på kraftnettet eller lagre det i nabohuset. Ved å inkludere elektriske kjøretøy kan det brukes som energikilder og forbrukere (to veis kopling). Lad kjøretøyet når strømmen er billigst, og bruk det som energikilde når strømmen er dyrest.

Slike anlegg vil det bli mer av i fremtiden, at lokale områder eller husstander bygger egne systemer for energieffektivisering. Det kan være økonomiske gevinster i dette, og skape mer miljøvennlighet. Energikildene bør komme fra fornybare kilder, som f.eks. solcelle eller solfangere på hustak, eller vindturbiner for å nevne noen. Mikrogrid bidrar til mer fleksibilitet ved å ha en rekke kilder å spille på.

2.2 Potensielle energikilder ved mikrogrid anlegg

Det er mange energikilder som kan benyttes, men i dagens samfunn snakkes det gjerne om solkraft, vindkraft og vannkraft. Kilder i form av lagring med batteri, hydrogen eller kondensatorer er noen av mange energilagingsprinsipper. Andre viktige tiltak ved mikrogrid, er løsninger som fjernvarme, varmpumper og LED teknologi.

2.2.1 Solkraft



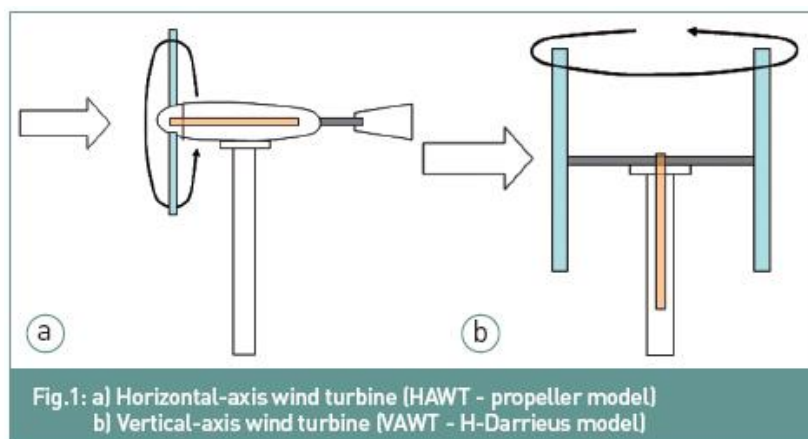
Figur 2 - Solcelle og solfanger prinsippet (Solar Panels Technology, 2018).

Ved å høste solenergi igjennom solcellepaneler, kan det genereres elektrisk energi etter prinsippet fotovoltaisk (PV- Photovoltaic) effekt. Annen solenergi høsting er via solfanger. Solfangere varmer opp et medie som igjen kan omgjøres til elektrisk energi eller som en ren varmekilde. Virkningsgraden til dagens solcellepaneler avhenger av hva slags type materiale, vinkel og krummingen på panelet og en rekke andre faktorer. «Solceller som kan absorbere alle bølgelengder som sollyset består av, vil ha en teoretisk virkningsgrad på 85 %» (Mæhlum, 2017). Selv for Norge med få soltimer enn mange andre steder i verden, er det fortsatt enkelte fordeler. Jo kaldere det er, desto bedre er det for virkningsgraden. Snø, som det er mye av i Norge, hjelper til å reflektere sollyset bedre. Det kan også være en ulempe, at hvis snøen legger seg på solcellepanelene, reduseres virkningsgraden.

Effektiviteten til kommersielle systemer ligger i området 15-20 %. Energimengden påvirkes i størst grad av hvor mange solcellepaneler som brukes, for eksempel ved større solkraftverk kan det leveres effekt på flere MW.

To viktige begreper som beskriver spesifikasjoner ved solcelleanlegg, er effekten (**kW**) anlegget leverer, og «**kWp**» effekten et solcellepanel leverer under standardiserte testforhold (STC).

2.2.2 Vindkraft



Figur 3 - To typer vindturbin teknologier (JEC Group, 2008).

Vind er et resultat av horisontale temperaturforskjeller som skaper trykkforskjeller. Vinden forsøker å jevne ut disse trykkforskjellene (Dannevig & Harstveit, 2018). En vindturbin omdanner bevegelsesenergi fra vind via generator som generer elektrisk energi. Ifølge Betz'lov

kan den energien som fanges opp av bladene på en vindturbin omgjøres til mekanisk energi med en maksimal virkningsgrad på 59 % (Rosvold & Hofstad, 2018). Ved kommersielle vindkraftverk ligger den totale virkningsgraden fra vindenergi til elektrisk energi på et lavere område, ca 30-45 %. Virkningsgraden endres i takt med vindhastigheten. Vinden varierer gjennom døgnet og etter årstid. For eksempel i Norge er det mer vind på vinterstid. En fordel med at det blåser mest om vinteren er at energibehovet er størst da.

2.2.3 Lagring

Energy Storage (ES) og Energy Storage Systems (ESS) er begreper som omhandler energilagring. Slike systemer gjør det mulig å lagre produsert energi, for så å kunne benytte seg av denne på et senere tidspunkt. Energi fra solkraft og vindkraft er ferskvare, slik at produsert energi kan gå til spille hvis ikke lagring benyttes. Slike systemer kan bidra til å redusere effektforbruket, redusere effekttopper og annen stabilisering i nettet. Mer om denne stabiliseringen fremkommer i kapitlet 2.4.3.2, *peak shaving* og *load leveling*.

2.2.3.1 Batterilagring

Lagring med batterier har eksistert lenge, men for mikrogrid er det et mer moderne konsept. Som for eksempel boliger med; solcellepaneler på tak i kombinasjon med batterilagring, el-bil lader og annet. Batterilagring kan bidra til større fleksibilitet ved å redusere høye effekttopper. Ofte krever denne type lagring invertere siden AC-laster er mest vanlig i mikrogrid nettverk.

AC batterier er et eget begrep. Det er i grunn en enhet som inneholder; for eksempel en batterivariant, et styresystem og invertere (Svarc, 2018). Kalles for BESS; «*Battery energy storage systems*» i større dimensjoner. Det kan være et stort batteri eller container løsninger med egne invertere og styresystem. For ytterligere økt fleksibilitet kan lagringsløsningene være mobile; TESS «*Transportable energy storage systems*». Et kommunalt eid system kan da flyttes mellom ulike steder, for eksempel rundt i Granåsen eller leies ut til Lerkendal stadion i forbindelse med fotballkamper eller konserter.

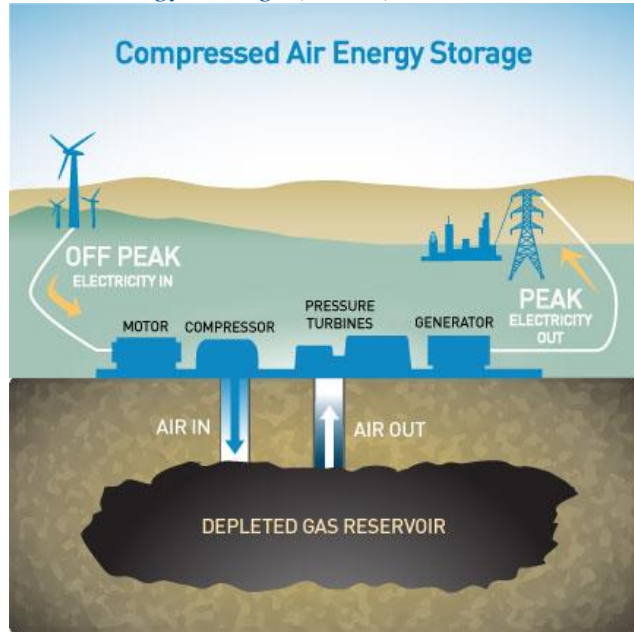
Kommersielle batterier for mikrogrid kan for eksempel typisk være; blybatteri, litium-ion, sink-brom, aqueous hybrid ion (AHIB), Tesla eller NiCd (Allruwaili, 2016, s 16). Batterier oppgis med spesifikasjoner som kWh og påtrykt effekt (kW). Disse beskriver evnen batteriet har til å lagre enn viss mengde energi og maks effekt, og begrepene er viktig for effekttopp reduisering.

	Flooded Lead Acid	Gel Lead Acid	Lithium-ion
Energy Density (Wh/L)	80	100	250
Specific Energy (Wh/kg)	30	40	150
Regular Maintenance	Yes	No	No
Initial Cost (\$/rWh) - Prices Are Only A Market Average & Estimate	65	120	600
Cycle Life	1,200 @ 50%	1,000 @ 50% DoD	1,900 @ 80% DoD
Typical state of charge window	50%	50%	80%
Temperature sensitivity	Degrades significantly above 25°C	Degrades significantly above 25°C	Degrades significantly above 45°C
Efficiency	100% @20-hr rate 80% @4-hr rate 60% @1-hr rate	100% @20-hr rate 80% @4-hr rate 60% @1-hr rate	100% @20-hr rate 99% @4-hr rate 92% @1-hr rate
Voltage increments	2 V	2 V	3.7 V

Figur 4 – Sammenligning av teknisk informasjon for tre type batterier (SAE Group, 2015).

2.2.3.2 Komprimert luft lagring - Compressed air energy storage (CAES)

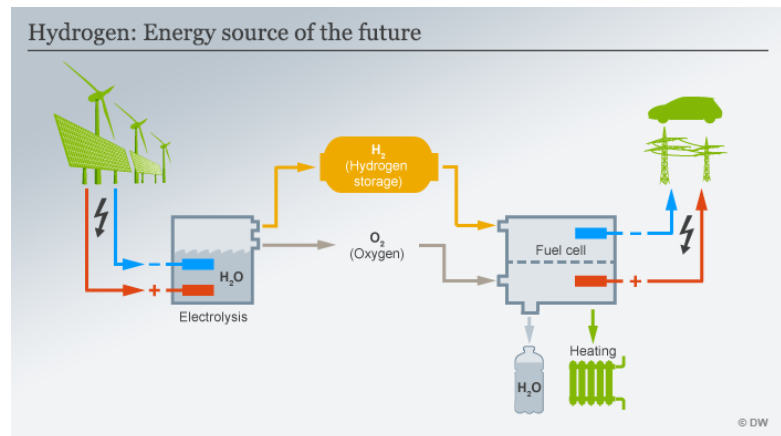
Komprimert luft kan lagres i tanker eller reservoarer. Ved å bruke den komprimerte luften i luftgeneratorer kan det produseres energi. En annen måte er å utnytte energien til injisering i en forbrennings-motor. Lagre produsert energi når energibehovet er lavt, og nyttiggjøre seg av energien når behovet er større. Dette vil også kunne bidra til å motvirke høye effekttopper. Når anleggskalaen for slike systemer øker, synker energieffektiviteten. Dette kommer av at når anlegget skal ta vare på den komprimerte luften, er temperatur en avgjørende parameter for effektivitet (ref tilstandsligningen; trykk, volum og temperatur for innsiden og utsiden av tanken eller reservoaret).



Figur 5 – Prinsippet for komprimert luft lagring (PG&E, 2019).

2.2.3.3 Hydrogen energilagring

Lagringen skjer ved å konvertere hydrogen igjennom elektrolyse. Hydrogen kan dermed bli lagret og omdannet til elektrisk energi igjen ved brenselcelle. Alternativt, kan hydrogen brukes som et tilsatt brensel i kombinasjon med gassproduksjon for å produsere elektrisk energi ved behov. Energieffektiviteten ved slik lagring og omgjøring ligger i dag på ca 30 – 40 %, men i fremtiden kan opp mot 50 % være mulig, hvis mer avansert teknologi blir utviklet.



Figur 6 - Prinsippet bak hydrogenlagring (Ruiz, 2016).

Sammenlignet med batteri, pumpelagring og CAES, er en av de største fordelene med prinsippet lagringskapasiteten (ESA, 2019).

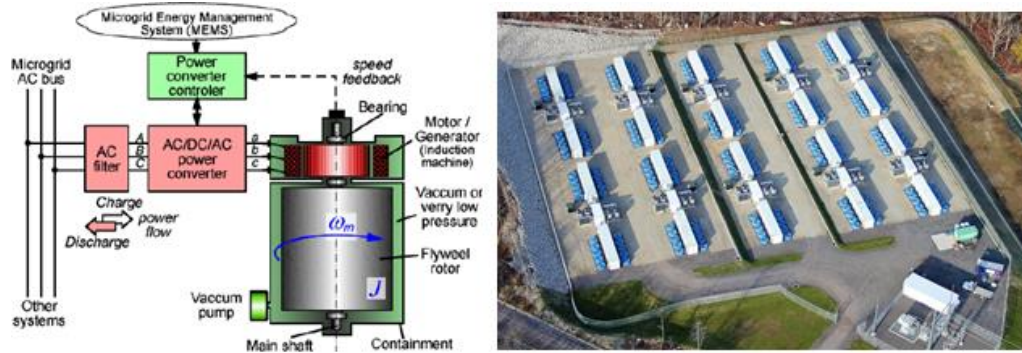
2.2.3.4 Pumped hydro storage - pumpelagring

Vann blir lagret mellom to vannmagasiner med høydeforskjell, kan den potensielle energien utnyttes. Prinsippet brukes til å genere energi via et vannkraftverk. Når energibehovet er tilstede drives energiproduksjon med vannkraftverket, ved hjelp av det naturlige vannfallet mellom magasinene. Når energibehovet er lavest benyttes billigere energikilder i gridnettverket til å pumpe vannet tilbake til det øvre magasinet (ESA,2019).

2.2.3.5 Flywheel – Spinnhjul

Spinnhjul er en mekanisk innretning som lagrer rotasjonsenergi ved å akselerere en rotor under høye hastigheter. Hastigheten ved spinnhjulet justeres etter om det skal leveres energi (senkes farten), og om det skal lagres energi i systemet (økes farten). Prinsippet fungerer som et

reservelager for vekselspanning nettet, ved at den kan stabilisere raske variasjoner. Lagringsprinsippet har mulighet til å reagere på raske endringer, ned på sekundnivå. Dette gjenspeiler også utladningstiden. Prinsippet er ikke egnet for å lagre energi over lengre tid.



Figur 7 Spinnhjul energilagringssystemet (Kamwa, 2015). Spinnhjul anleggspildet (Ramsdal, 2015).

2.2.3.6 Superkondensator- Supercapacitor

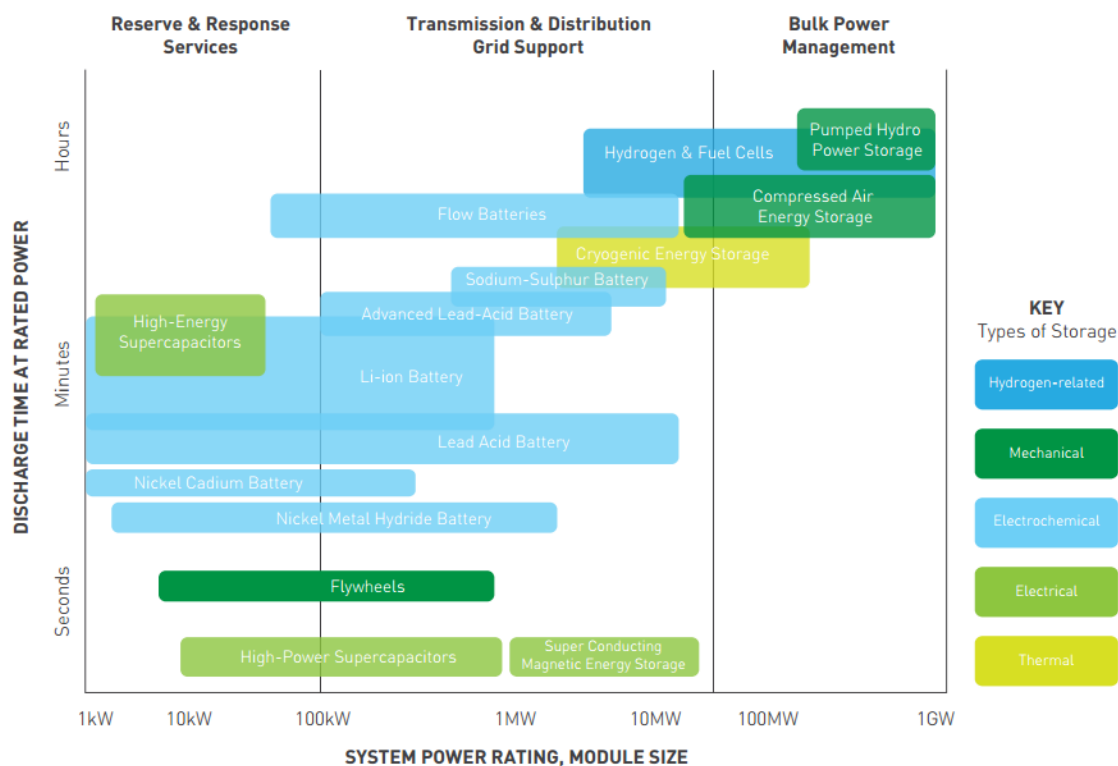
Superkondensator er en kondensator med stor kapasitet. Ved rask eller kortvarig variasjoner i nettet kan kondensator brukes til mellomlagring, for å utjevne variasjoner ned på minutt og sekundnivå. Dette blir også utladningstiden. Prinsippet er ikke egnet for å lagre energi over lengre tid.

2.2.3.7 Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)

Prinsippet er basert på at når strøm forsetter å strømme igjennom en superleder selv etter at spenningen er slått av. Ved å avkjøle superlederspølen oppnås et fenomen hvor det fås ubetydelig motstand, og fører til at strømmen forsetter å strømme. Energien lagres igjennom et magnetfelt som genereres av strømmen i spølen (Barbour, 2019). Teknologien skaper raske utladninger og oppladningssekvenser, slik at det kan brukes til å utjevne variasjoner ned på minutt og sekundnivå. Dette gjenspeiler også utladningstiden, og er ikke egnet for å lagre energi over lengre tid.

2.2.3.8 Oppsummering av overnevnte energilagringssystemer

Flere av prinsippene over og noen som ikke er nevnt fremstilles i Figur 8. I denne figuren kan det ses ulike energilagringssystemer etter energimengder. Dette i forhold til utladningstider ved de forskjellige prinsippene.



Figur 8 – Sammenligning av energilagringssystemer mot produsert energimengde og utladningstid (ESRU, 2019).

Bruk av lagringssystemer vil være med å bedre fleksibiliteten i kombinasjon med sol og vindkraft, som har liten grad av fleksibilitet og som vil levere varierende effekt. Ut fra Figur 8 er det ulike teknologier for raske variasjoner som er godt egnet til utjevning ned på sekund og minutt skalaen. Videre kan flere av teknologiene bidra til større reduksjon av effekttopper og lastforflytning i lengre tidsperioder. Overskuddsenergi som mikrogrid kan produsere, ønskes skal bli brukt eller lagret i lagringssystemer. En annen løsning er å selge overskuddet tilbake på nettet.

En alternativ måte er å benytte energilagringssystemet til å kjøpe elektrisk energi når det er billigst og senere benytte seg av det når kjøp av energi er dyrest. Videre, drive last utjevning når effekttoppene er som høyest. Måten kan føre til et høyere forbruk, siden når energi er dyrest og skjer samtidig med et høyt energibehov, er det ikke sikkert at energilagringssystemet kan takle situasjonene. Det fører til at ikke nok energimengde kan leveres av lagringsskilden.

Et slikt smartgrid pilotprosjekt i Norge som inkluderer solkraft og vindkraft med batterilagring er ved Sandbakken miljøstasjon, på øykommunen Hvaler (Østfold). Anlegget har stor fleksibilitet, ved at det kan kobles fra hovednettet over lengre tid, og være selvforsynt på energi fra sol og vindkraft i kombinasjon med batterilagring. *Dette legger også grunnlaget for et interessant lokalt marked hvor «grønn strøm» kan kjøpes og selges lokalt samtidig som den produseres* (Smart Innovation Norway, 2019).

2.2.4 Energiproduksjon basert på brensel-aggregater

Et brenselaggregat er enhet for produksjon av elektrisk energi. En annen navn på betegnelsen er strømaggregat. Slike varierer i størrelse etter som hvor mye de skal levere av elektrisk kapasitet. De kan for eksempel drives på diesel, bensin eller ulike bio produkter. Denne type

teknologi har blitt mer avansert og mer effektive med årene. Slike flyttbare aggregater kan være en ekstra ressurs for å bedre strømkapasiteten til anlegg med begrenset kapasitet. Skal det arrangeres større arrangementer som kan få høye effekttopper for normalt et lite område og ha begrenset energikapasitet, kan dette være en aktuell energikilde. For eksempel ble dieselaggregat benyttet under tidligere konserter ved Granåsen, som Bruce Springsteen konsert fra 2016 (Hansen, 2018, s. 33).

Avgiftsfri diesel er et dieselprodukt hvor veibruksavgiften trekkes fra. Kjøretøy beregnet for veitrafikk har ikke lov å benytte seg av denne dieseltypen. Anleggsmaskiner eller andre motorredskaper har lov og dermed også dieselaggregater. For eksempel har prisen for anleggsdiesel hos Circle K (ekskl. mva) variert mellom 9 og 10 kroner/liter i 2018 og 2019 (Circle K, 2019). Forbruket til et dieselaggregat (liter/time) varierer etter type og størrelse, men er et billigere alternativ i forhold til vanlig diesel.

Et eksempel; hvis anleggsdieselprisen er på 12,36 kr/liter inkl mva (pris hentet 04.01.19) og at en liter gir 10,056 kWh (Miljøkommunen.no, 2017) blir strømprisen på 1,229 kr/kWh. En del dyrere strømpris i forhold til kjøp av elektrisk kraft, men det unngås en del avgifter som elektrisk kraft medbringer (fastleie, effektpris osv).

2.2.5 Andre kilder

Det er flere energikilder som kan brukes ved mikrogrid. Over ble noen av de vanligste kildene nevnt.

Med moderne mikrogrid er ikke alltid målet å bli selvforsynt, men bidra til energieffektivisering og ikke overbelaste eller redusere utbyggelsen av sentral kraftnettet, ved for eksempel å kunne benytte mer miljøvennlige energikilder. Dette gjenspeiler seg også ved flere steder innen bygg og anlegg. Bygg ønsker også å være energieffektive. Riktig dimensjonert ventilasjonsanlegg, effektiv oppvarming, annen gjenvinning og smart styring av LED-lys er eksempler. Ventilasjonsanlegget og resten av bygget kan inkludere bruk av varmepumper. Videre er tilgang på varme fra fjernvarmeanlegg et annet godt tiltak. Er det mange andre forbedringer som gjøres for energioptimalisering enn å bare installere lokale produksjonskilder. Et godt eksempel på dette er *passivhus*, som viser hva som er mulig på veien mot det langsiktige målet *plusshus*.

Geoenergi

Geoenergi går ut på å unytte energi fra jordas indre som varmtvann eller damp. I områder med vulkaner kan damp og varmt vann nå opp til jordoverflaten. Dette er ikke tilfelle i Norge, men jordvarmen kan utnyttes likevel. Prinsippet går ut på å borre en brønn og la vann sirkulere ned og tilbake igjennom rør ved pumpetrykk. Dermed vil kaldt vann kunne oppvarmes til varmt vann. Det oppvarmede vannet kan kobles til bygget, eller først føres igjennom en varmepumpe for ytterligere økt energieffektivitet (Energiveven, 2019).

Varmepumper

Når det skal bygges nye bygg og anlegg, eller redusere kjøp av elektrisk energi som brukes til oppvarming og ventilering, kan varmepumpe være en god erstatning til ren elektrisk oppvarming som panelovner. En varmepumpe fungerer slik at et arbeidsmedium, gjerne kalt kuldemedium drives igjennom systemet. En enkel forklaring på prinsippet går ut på å pumpe varme fra omgivelsen gjennom et todelt system, et på innsiden og et annet på utsiden av bygget.

En kompressor øker trykket og kuldemediet blir varmere. Denne varmeenergien fraktes til den innvendige kondensatoren hvor varmen avgis til omgivelsene fra mediet i røret og dermed blir mer flytende. Deretter går den igjennom en strupeventil som reduserer trykket til mediet. I det siste leddet; fordampere, er trykket blitt redusert slik at omgivelsene kan varme opp fordampere. Denne prosessen gjentas ved at mediet blir sendt tilbake til kompressoren (Gundersen, 2018). Under oppsummeres ulike varmepumpe prinsipper:

- *Luft til luft varmepumpe*, igjennom luften blir varmen tatt inn med vifter.
- *Vann til luft varmepumpe*, her blir varmen hentet fra sirkulerende eksterne kilder som innsjøer eller grunnvann, eller i kombinasjon med geoenergisystemer.
- Ventilasjon varmepumpe. «*Den henter varme fra innelufta som ventileres ut og flytter varmen over til utelufta som ventileres inn*» (Christensen, 2006).

LED – teknologi

LED lysteknologi er ikke spesielt banebrytende i dag, men at det tas i bruk og erstatter andre mer energikrevende lysteknologier er viktig. Ofte er eldre lysanlegg basert på et annet prinsipp, for eksempel metallhalogen. Granåsen har lys i bygg, gate, parkering og flomlys som ikke er basert på LED teknologi, slik at ved sanering eller utskiftning er det et potensial her.

Teknologien har en rekke fordeler sammenlignet med andre typer:

- Bedre lyskvalitet:
LED lys med lavere watt har høyere Lm(lumen) i forhold til halogen pærer med samme lumen. Det betyr at de er lysere og det kan klare seg med færre lyskilder
- Lengre levetid:
De varer lengre og mindre utskiftninger kreves. LED lys har et mye større antall lystimer. Selve innkjøpskostnaden er noe høyere, men kan likevel spare mere pga energibesparing og at de lyser lengre over tid
- Dekker lengre og større områder med lys
- Brenner ikke opp som kan skje med halogen pærer
- Energibesparing:

LED teknologi vil bidra til stor energibesparelse over tid, som gir lavere forbruk og påvirker kostnadene positivt. Årsaken er at de er mer energieffektive sammenlignet med andre typer. Ta f.eks. en halogen flomlyskaster på 1500W med 33000 Lm. Byttes denne ut med LED flomlyskaster på 400W og med ca 40000 Lm (Chall, 2017), er det klart at dette gir store forbedringer. Eksempelet tilsvarer effektbesparing på hele 73%, noe som er gunstig ved flomlys, som kan stå på i flere timer daglig igjennom et år.

Oppsummert som solar light sier; «*LED belysning er energibesparende sammenlignet med annen belysning. Avhengig av om du har lysrør eller damplamper, vil besparelsen være fra 25-75 prosent. Det betyr at strømregningen blir mindre om du velger LED belysning*» (Solar light, 2019).

De samme fordelene fremkommer også i Figur 9, hvor lumen styrke og watt endres i takt med teknologitype.

Item	LED	Incandescent bulb	Fluorescent light	HID light
Efficiency	50-150lm/W	17lm/W	60-80lm/W	100lm/W
Lifespan	50000H	1500H	10000H	10000H
Startup	Instant	0.15-0.25	1-2S	A few minutes

Figur 9 Sammenligning LED mot konvensjonelle lys teknologier (Ledlight.com, 2019).

Fjernvarme

Et fjernvarmeanlegg leverer energi til oppvarming og tappevann. Varmen skapes i en fjernvarmesentral før det blir videresendt som varmtvann i rør. *Fjernvarmen er fornybar fordi den bruker energiresurser som er til overs, for eksempel fra industri eller avfallsforbrenning* (Østfold Energi, 2019).

Stedet som fjernvarmen sendes til bør ha en viss størrelse, men boliger kan også få tilgang. Bygg med stort behov for oppvarming og tappevann vil kunne ha godt nytte av denne tilgangen. Fjernvarme vil kunne bidra med høy leveringssikkerhet og energifleksibilitet. Fjernvarme er vanlig innenfor næringsbygg og boligblokker.



Figur 10 – Områder med gult er fjernvarme distribusjon i Trondheim. Rød prikk viser Granåsen som ligger utenfor dette området i dag (Statkraft, 2019).

2.3 Oppsummering av energikilder og andre tiltak ved mikrogrid

Mikrogrid er en meget interessant teknologi for fremtiden. I stedet for å fokusere og bruke alle ressurser på å bygge ut eller oppgradere sentralnettene, kan nettet ved de lokale områdene eller hos forbrukeren bidra i høyere grad. Legge til rette for lokal energiproduksjon og distribusjon som vil bidra til mindre overbelastning av allerede eldre norske nettbaserte distribusjonssystemer. Her er det mange prinsipper innenfor fornybare og ikke fornybare energikilder. Mer miljøvennlige alternativene som solkraft og vindkraft er to meget interessante kilder for mikrogrid. Sammenligningen av ulike energilagringssystemer i Figur 8, inkludere mange typer energilagringsteknikker med kort og lengre lagringstid. Hvilke lagringssystem som kan være aktuell for lokasjonen avhenger av en rekke faktorer; om er det spesifikke effekttopper i løpet av dagen eller året? Er forbruket på et ujevnt eller et jevnt nivå i løpet av dagen eller året? Hvordan er topp effekt periodene i løpet av dagen sammenlignet med periodene hvor det er lite aktivitet? Slike faktorer påvirker hvilket energilagringssystem som kan være best egnet.

I tillegg er lønnsomheten for å bygge et mikrogrid anlegg en viktig vurdering. Er forbruket jevnt og det er begrenset med lastflytting strategier, er det å redusere forbruket og kutte effekttoppene

som er mest interessant. Investeringsiltakene må vurderes om de har en nytte verdi, ved å bygge et mikrogrid anlegg eller er det billigere alternativer som kan gjøres.

Er forbruket på et jevnt nivå, kan tiltak som energieffektiv teknologi har en verdi. For eksempel LED komponenter, varmepumper, fjernvarme og gjenvinningssystemer vil være alternative energibesparende kilder.

En kombinasjon av energilagringssystemer vil være viktig for å utjevne forskjellige type topper:

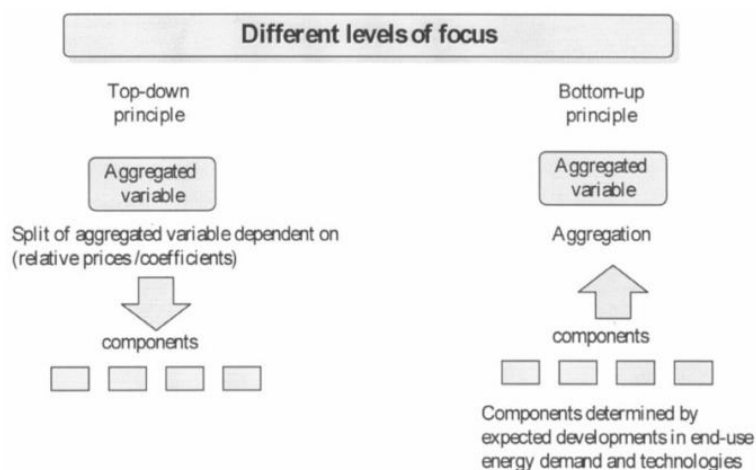
- For å kunne takle raske variasjoner (millisekunder-sekunder) som er sterkt knyttet mot frekvens og spenning stabilisering, er det tiltak som bruk av kondensatorer.
- Batteriteknologi, for daglige effekttopper og spesifikke arrangementer (minutt-timer).
- Energilager eller innsetningstiltak for lengre perioder (dager-måneder). Dette kan for eksempel være tilgang på fjernvarme som en ekstra ressurs siden av ventilasjonsanlegget, varmepumper og gjenvinningsanlegg.

2.4 Begreper ved mikrogrid

I dette kapitlet fremstilles begreper tilknyttet modellering, optimalisering og kontroll ved energi og effekteffektivisering for mikrogrid.

2.4.1 Top down og Up down modelleringsmetode

Det finnes to kjente modellering fremgangsmåter, «Bottom up modeling» og «top down modeling». Disse gir designeren ulike måter å lage en modell på. Ofte benytter programvareverktøyer en av eller begge metodene.



Figur 11 – Illustrasjon av de to ulike metodene (Jacobsen, 1998, s 450).

2.4.1.1 Bottom up modell

Har ingen direkte oversettelse, men kan betegnes som «nedenfra og opp». Denne modellmetoden kan deles inn i to hovedprinsipper.

Ingeniør modell

Modellen inkluderer fysikk, teknisk data og bruk av målere fra laster, energikilder og annet, for å kunne bygge et hierarki nedenfra og oppover. Det bidrar til å skaffe totaloversikt, og for

eksempel hvordan forbruket og anlegget oppfører seg. Eksisterer det ingen målere som kan brukes som representant i modellen, kan bruk av teknisk informasjon av komponenter og annet utstyr være en erstatning.

Statistikk modell

Denne modellen følger samme angrepsretning men her er det mer erfaringsbasert og bruk av historisk data. I stedet for å vite eksakt om en last, benyttes en mer statistisk metode. Et eksempel kan være for en bolig. Ved å estimere forbruket benyttes kjente tall, som for eksempel kWh/m² for å regne seg frem til et forbruk, når en måler ikke er et alternativ.

2.4.1.2 Top down modell:

Angriper modellen fra et mer toppunkt og arbeider seg nedover. Modellen baseres på bruk av statistikk og makroøkonomi til å justere den. Noe mer avvik vil forekomme med en slik metode. Likevel vil disse tilnærmingene gi gode indikasjoner.

2.4.2 Fleksibel og ikke fleksibel last

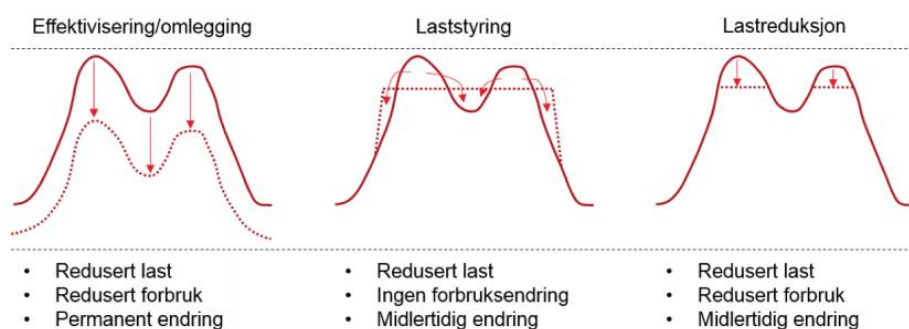
En fleksibel last, kan fungere til last forflytning uten at det går utover driftskvaliteten til lastens formål. Eksempler kan være ladning av elbiler eller ventilasjonsanlegget i et bygg.

En ikke fleksibel last, kan ikke flyttes på i tid etter lastens formål. Er formålet at den må være kontinuerlig i drift eller bare ved spesifikke tidspunkter i løpet av døgnet blir det feil å skulle flytte på den. Eksempler kan være gate og flomlys.

Dersom lasten ikke er fleksibel, kan styringen av lasten gi den større fleksibilitet. Et eksempel kan være flomlys i lysløyper. Disse kan ha tid eller fotocellestyring. Videre kan lysstyrken reguleres for å tilpasse aktiviteten, trening eller konkurranser. Med LED og smart teknologi kan vært enkelt lys slås av eller på, for å gi mere spillerom. I tillegg kan bli de slås av eller på med bevegelsessensor.

2.4.3 Effekt og energi optimaliseringsteknikker

Det er tre kjente optimaliseringsteknikker som kan forbedre energi og effektledet ved forbrukslast. De tre er; effektivisering (reduere generelt), laststyring (likheter med load leveling) og last reduksjon (peak shaving).



Figur 12 – Illustrasjon av de tre prinsippene (Løvås, 2018, s 24).

Ved bestemmelse av nettleie, er det tre viktige ledd som spiller inn; fastledd, energiledd og effektledd. De to siste kan påvirkes ved å gjøre anleggstilpasninger. Redusering av energileddet vil si at man betaler mindre for antall kWh som forbrukes. Effektledet kan påvirkes ved at man inngår egne effekttariffer. *Det vil si at man betaler for den timen i løpet av en gitt periode, hvor man bruker mest strøm. Den høyeste effekten betaler man for hele perioden, enten pr måned eller på årsbasis* (Elkraft AS, 2019). Redusering av energiforbruket vil kunne energileddet forbedres, og ved å redusere effekttopper kan effektledet forbedres.

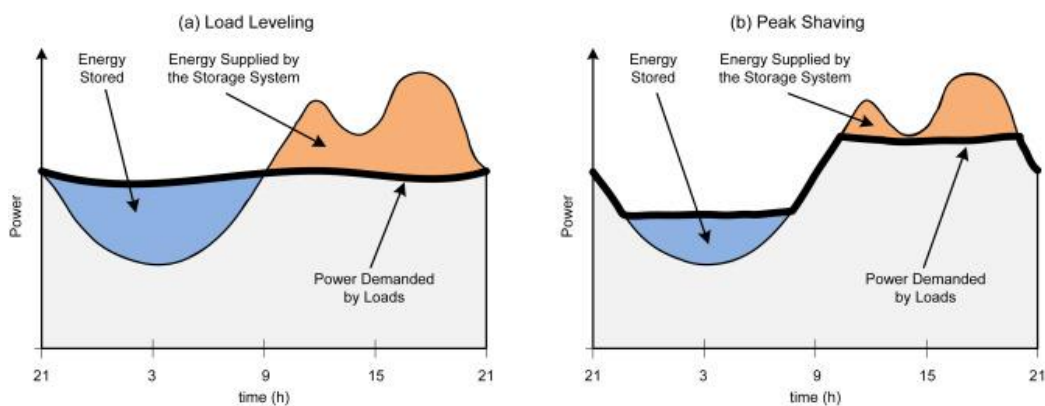
2.4.3.1 Effektivisering

Prinsippet går ut på å redusere det generelle forbruket til et lavere nivå. Det er flere måter dette kan gjøres på. Noen eksempler på tiltak:

- Bytte ut gammelt lysteknologi til moderne LED, og inkludere tidsbasert/fotocelle og bevegsstyrt styring
- Installere eller bytte til nyere varmepumpe
- Oppgradere ventilasjonsanlegget
- Installere solcellepaneler eller vindturbiner for energireduksjon
- Installere alternative oppvarmingstiltak; solfangere, geoenergi og fjernvarmetilkobling

2.4.3.2 Peak shaving og load leveling (effekttopp reduksjon og last utjevning)

Er metoder får å redusere effekttopper og oppnå stabilisering. Felles er at begge bruker energikilder for økt fleksibilitet.



Figur 13 – Load leveling og peak shaving prinsippet (Cunha, 2016, s 1481).

Peak shaving - effekttopp reduksjon

Det er ønskelig å redusere effekttopper (peaks). Tilgjengelig energi benyttes for å redusere toppene, som gir kunden kostnadsbesparelser. I tillegg unngås det å overbelaste kraftnettet og redusere behovet for nettinvesteringer, som er positivt for energileverandørene.

Det betyr at et overbelastet nettforsyningssystem kan nettselskapet gjøre færre investeringer i kraftnettet, og heller satse på forbedringer lokalt, som peak shaving via energilagring. Styringen kan være basert på grenser ved når og ikke energi skal benyttes fra energilageret.

Disse fordelene kan oppsummeres fra en oversettelse (ABB, 2019):

- *Kommersielle og industrielle forbrukere sparer kostnader ved kjøp av elektrisitet ved å redusere disse toppene*
- *Energileverandøren reduserer operasjonskostnader ved kraftproduksjon under topp periodene*
- *Investeringer for infrastrukturen kan utsettes, siden forbruket er på et lavere nivå, med mindre effekttopper*

Load leveling - last utjevning

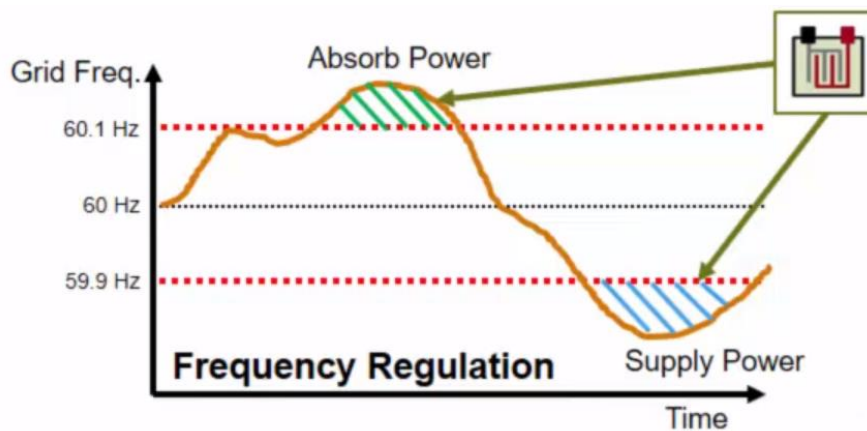
For dette konseptet er det mer fokus på at forbruket skal ha et jevnere nivå. Hvordan kontinuerlig bruk av tilgjengelig energi benyttes for å oppnå det ønskede stabile nivået. Ved høye effekttopper benyttes lagret energi til å redusere toppene, fra mer kostnadsbegrensende energikilder (ABB, 2019).

Andre tiltak ved bygg

Utenom å drive effektivisering, laststyring og last reduksjon med energilagringssystemer for å unngå nettinvesteringer, kan andre tiltak gjøres. En rapport for Statsbygg, lister opp tiltak som kan påvirke bygg positivt, spesielt på kalde dager (Løvås, 2018, s 25):

- Redusering av luftmengder i ventilasjonsanlegg
- Styrt oppvarming
- Forbruksfleksibilitet
- Lastflytting
- Annet enn elektrisk oppvarming (som geotermisk oppvarming og fjernvarme, brenselfyrte kjeler basert på bio-olje eller lignende)
- Aggregat løsninger

2.4.4 Frekvensregulering



Figur 14 – Frekvensregulering prinsippet (LeSage, 2019).

Frekvensregulering sørger for at frekvensen i mikrogridsystemet er innenfor en ønsket toleranse. Vekselspanning gridsystemer har nominellfrekvenser som de opererer ved, 50 eller 60 Hz. Dette er viktig ved øymodus eller samkjøring av elektriske energien mellom den sentraliserte kraften og de lokale energikildene. Laster krever riktig frekvens og ved scenarioer når frekvensen er i ferd med å drifte vekk, må det drives absorbering (absorb) eller tilførsel (supply) av energi. Denne frekvensendringen kan gjøres fra de lokale energikildene (f.eks. batterilagring) eller at den nettbaserte kraften foretar selve justeringen (LeSage, 2019).

2.4.5 Balansert og ubalansert system

I virkelige systemer er det ofte skjevfordelinger når strømmen føres med flere faser. Under forklares mer om disse prinsippene.

Balansert system

Ved et balansert system har lasten identisk størrelse ved hver av fasene (ref. trefase system). Egenskapene ved et balansert system er:

- Perfekt sinusform, med tanke på størrelsen og fasevinkel ved 120 grader
- Strømmen igjennom hver fase er lik
- Ingen strøm igjennom nøytralpunktet
- Effekttap er lav eller lik null

Ubalansert system

Et ubalansert system er det motsatte av balansert system. Ujevn størrelse ved hver av fasene fører til effekttap.

Egenskapene ved et ubalansert system er:

- Sinusformen er forstyrret som følge av størrelsen og fasevinkelen
- Strømmen igjennom fasene er ikke lik
- Nøytral leder kreves
- Mer effekttap

Typisk eksempel på ubalansert respons er for eksempel i asynkron trefasemotor. Her kan motoren trekke ujevn strøm.

Begrepene balansert last, ubalansert last og ulineære laster er viktige ved drift av mikrogrid systemer. I øymodus drift vil de lokale systemene miste kontrollen over spenning og frekvens som kraftleverandøren ivaretok. Dermed må kontrollen over spenning og frekvens opprettholdes når det skal foregå stabil veksling og drift i modusene; fast tilkobling og øymodus. Ved fast tilkobling, må de lokale energikildene kunne samkjøres med nettforsyningen slik at lastene til enhver tid får riktig spenning og frekvens.

2.5 Kontrollteknikker innen mikrogrid

Ulike kontrollteknikker eksisterer for mikrogrid. Fast tilkobling til det sentraliserte kraftnettet og øymodus, samt hvordan gridnettverket er bygd opp gir ulike måter å kontrollere anlegget på. Mye av kunnskapen som kommer frem under er hentet fra boken *Microgrid technology and engineering Application* (Fusheng, Ruisheng & Fengquan, 2016, s 16-22) og artikkelen *An Overview on Microgrid Control Strategies* (Ahmed, 2015, s 94-97). Det er ikke ment å gå i detaljer ved de ulike kontrollmåtene, men heller en kort introduksjon.

2.5.1 Distribuert generering

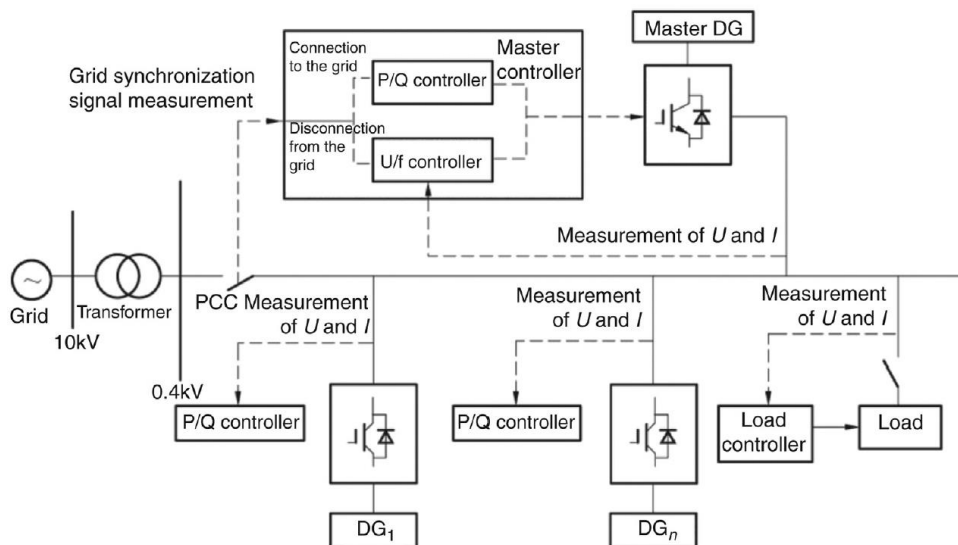
«Distributed generation» (DG), er et begrep som betyr at alle energikildene innenfor et mikrogrid anlegg er distribuerte. Det vil si at alle kildene er integrert i gridnettverket. Slike kilder kan være solcellepaneler, vindturbiner, batterilagringsystemer osv.

2.5.2 Master-slave og peer to peer arkitektur

Det eksisterer flere formaliseringer for mikrogrid arkitektur. Det er tre hovedtyper som er ofte brukt. Det er master-slave, peer to peer (likemannsnettverk) eller en kombinasjon av disse. For større mikrogrid anlegg er peer to peer mest brukt og ved mindre anlegg er master-slave mest brukt.

Master-slave

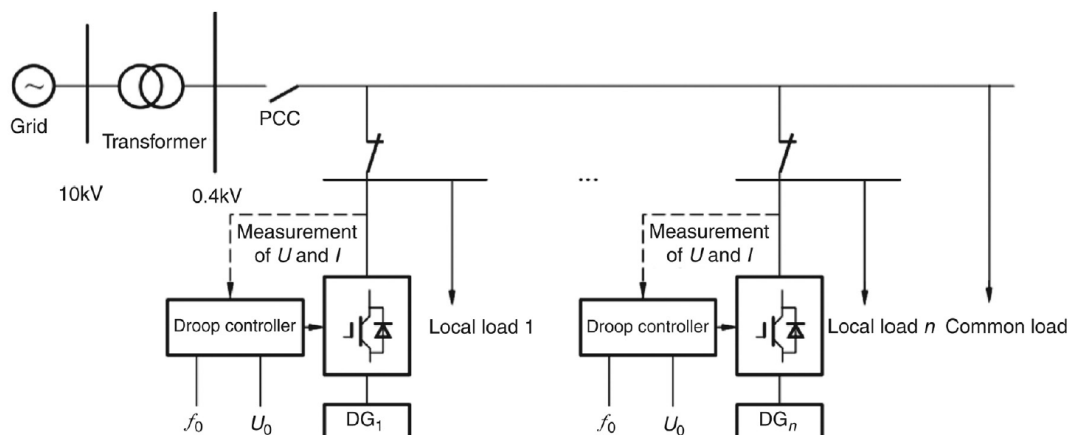
I et slikt oppsett opereres en eller flere energikilder som master, mens de andre opereres som slave. Under fast tilkopling til kraftnettet, benytter alle energikildene i gridnettverket P/Q kontroll (se kap 2.5.3). Hvis anlegget kobler seg fra og gå over i øymodus, bytter masteren til V/F kontroll (se kap 2.5.4). Dette gjøres for å kunne levere stabil spenning og frekvens til forbrukerne. Slavene forblir i P/Q kontroll uavhengig av om mikrogridsystemet er i fast tilkopling eller øymodus.



Figur 15 – Illustrasjon fra boken *Microgrid technology and engineering Application* master-slave kontroll arkitekturen (Fusheng, 2016, s 16). PCC – står for: *point of common coupling*.

Peer to peer

Her stiller alle energikildene likt, det vil si at ingen av energikildene er master eller slave. For peer to peer benyttes droop kontroll (se kap 2.5.5). Det betyr at energikildene foretar endringene av frekvens og spenning. Denne kontrollmetoden benyttes både i fast tilkopling og øymodus.



Figur 16 – Illustrasjon fra boken *Microgrid technology and engineering Application* peer to peer kontroll arkitektur (Fusheng, 2016, s 18).

2.5.3 P/Q kontroll

I denne kontrollmetoden kontrolleres utgangsspenningen ved at det benyttes vekselrettere for å produsere og justere den aktive (P) og reaktive (Q) effekten. Kontrollmetoden brukes når en energikilde ikke er i stand til å levere riktig spenning eller frekvens til anlegget med en strømstyrt spenningskilde.

2.5.4 V/F eller U/F kontroll

Spenning (voltage; V, U) og frekvens (F) kontroll. Med dette prinsippet holdes spenningen innenfor ønsket verdiområde ved å justere den genererte eller forbrukende reaktive effekten.

Referansespenning og effekten lastene krever for å operere stabilt, danner grunnlaget for kontrolleringen.

2.5.5 Droop kontroll

Her foregår det spenning og frekvensregulering for alle enhetene etter en «droop factor» i takt med last behovet. Det betyr at alle kildene i nettverket deltar i reguleringen av spenning og frekvens. Når det oppleves endringer i lasten, vil det resultere i at kontrolleren korrigerer for denne endringen med en endringsfaktor, ved å justere «droop factor». Dermed vil alle enhetene oppleve denne justeringen. Droop kontroll beholder samme kontrollmetode, uavhengig om det er fast tilkopling eller øymodus.

2.5.6 Strømkontroll

Strømkontroll er ofte brukt til å følge et settpunkt gitt av en annen kontrollmetode, som for eksempel droop kontroll. Forstyrrelser introduserer spenning og gi faseforskyvninger som er proporsjonalt med laststrømmen. Ved forandringer i last impedansen vil dette igjen forandre systemets transferfunksjon. Det betyr at amplitude og fase endres ved en gitt frekvens. Dette fenomenet kan ses når transferfunksjonen analyseres (Ahmed, 2015, s 95).

Artikkelen til Ahmed forklarer videre at strømkontroll har bedre dynamiske egenskaper ved respons ogfølging (tracking) av endringer, sammenlignet med droop kontroll.

2.6 Økonomiske begreper innen mikrogrid

For å beregne lønnsomhet ved investeringer, og kostnader relatert til produksjon kan ulike beregninger utføres. Noen av disse er; avkastning på investering (Return On Investment, ROI), tilbakebetaling (simpler payback, SSP), netto nåverdi (NNV) og Levelized cost of energy (LCOE). En rekke modellering og simuleringsverktøy inkluderer slike utregninger for å kunne fremstille informasjon angående energi og kostnad. Modelleringsparametere som investeringer, kostnader knyttet til drift og vedlikehold, og andre faktorer spiller inn (Ringkjøb, 2018, s 445).

2.6.1 Avkastning på investering (ROI)

Flere avkastningsberegninger finnes som avkastning på; investering, investert kapital, total kapital m.m. Avkastning på investering kan være en enkel måte å vurdere investeringen. Et problem med denne utregningen er selvfølgelig usikkerheten tilknyttet investeringer, men også at utregningen ikke forteller noe om tidsperspektivet.

$$ROI = \frac{\text{Avkastning ved investeringen}}{\text{Kostnader ved investeringen}} * 100\%$$

2.6.2 Simpel payback period (SSP) for energi prosjekter

SSP er av de enkleste utregningene som kan gjøres for energiprojekter. Regner ut en tilbakebetalingsperiode ved å dele prosjektet kostnader på energiinnsparing per år.

$$\text{Tilbakebetaling periode} = \frac{\text{Prosjekt kostnader}}{\text{Energiinnsparing per år}}$$

Denne utregningen innebærer også usikkerhetsmomenter, derfor brukes den i hovedsak som en enkel forhåndsvurdering av investeringen.

2.6.3 Netto nåverdi

Netto nåverdi vurderer lønnsomheten ved en investering. Hvis utregningen gir et positivt tall kan dette være en investering virksomheten kan tjene på å gjennomføre (Gårseth & Nesbakk,

2016). Metoden går ut på å diskontere fremtidige konstanstrømmer, som gjøres for å sammenligne med dagens verdi. NPV (Net Present Value) er det motsatte av NPC (Net Present Cost), altså motsatt fortegn. Formelen og definisjonene er satt opp etter bedriften Finanssans beskrivelse (Rammen, 2018):

$$NPV = -C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

- NPV = Netto nåverdi (Net Present Value)
- C_t = Innbetalingsoverskuddet
- r = Diskonteringsrenten (avkastningskravet)
- t = Levetiden
- C_0 = Investeringsutgiften

2.6.4 LCOE – Levelized cost of energy

LCOE er en metode for å beregne kostnader for produksjon av elektrisitet. Den har likhetstrekk med begrepet tilbakebetaling. I stedet for å beregne hvor mye penger som må tjenes inn i forhold til investeringstidspunktet, beregner LCOE hvor mye penger som må tjenes inn per mengde elektrisitet i forhold til livstidskostnadene for systemet, f.eks. med kWh (Afework, 2018). Sagt på en annen måte, som gjennomsnittlig energipris for hva et system vil kunne gi ut i løpet av levetiden. Den kan dermed være en god indikasjon på hvilket prisnivå systemets energipris må være for å gå i null eller med overskudd. Slik *Energy education* definerer formelen er at (Afework, 2018):

$$LCOE = \frac{\text{Total Livstidskostnader}}{\text{Total livstid energimengde produksjon}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investeringer og utgifter for året (t)

M_t = Operasjon og vedlikehold utgifter for året (t)

F_t = Brensel kostnader for året (t)

E_t = Elektrisk energiproduksjon for året (t)

r = diskonteringsrente

n = Forventet levetid for systemet

Både NPC, LCOE og andre økonomiske estimeringer har usikkerhetsmomenter ved seg, da det er vanskelig å estimere for et fremtidig system. Dette gjelder faktorer som produksjon, investeringskostnader og driftskostnader. Videre hvilke type og renteverdier det skal modelleres med. Under prosjektets levetid kan endringer forekomme, som det ikke er lett å gjøre beregninger på. Her kommer begrepet følsomhetsanalyse inn, en analyseteknikk for at modelleringen skal ta høyde for flere scenarier. For eksempel ta høyde for ulike rente nivåer.

2.7 Programvareverktøyer for mikrogrid simulering og system realisering

For modellering og simulering av mikrogridmodeller finnes en rekke programmer. Med slike programmer har man mulighet til å dra inn energi og kostnadseffektivisering, samt kontrollstrategier. For å gjøre mikrogridmodellen en mer realistisk modell kan innsamlet data legges inn, for eksempel effektdata eller strømpriser. Videre i kapitlet blir noen programmer presentert og drøftet. Ved informasjonsinnhenting kom det frem at MATLAB plattformen kunne være et aktuell programvareverktøy. Gjennom kontakt med Institutt for elkraftteknikk ved NTNU og SINTEF ble det foreslått verktøy som HOMER Pro, System Advisor Model (SAM) og DER - CAM. Rapporten; *A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables* (Ringkjøb, 2018) har vært nyttig. Rapporten inneholder teknisk informasjon og noe drøfting av 75 modelleringsverktøy. Derav ble flere programverktøy vurdert.

2.7.1 MATLAB m/ simulink og biblioteket Simscape electrical

MATLAB er et matrisebasert programverktøy som inkluderer matematisk regnekraft til å kunne analysere data, utvikle algoritmer og lage modeller og andre applikasjoner. Syntaksen i MATLAB har likheter med andre syntakser som C og FORTRAN. Programmet støtter en rekke grensesnitt mot andre språk og innebygde systemer.

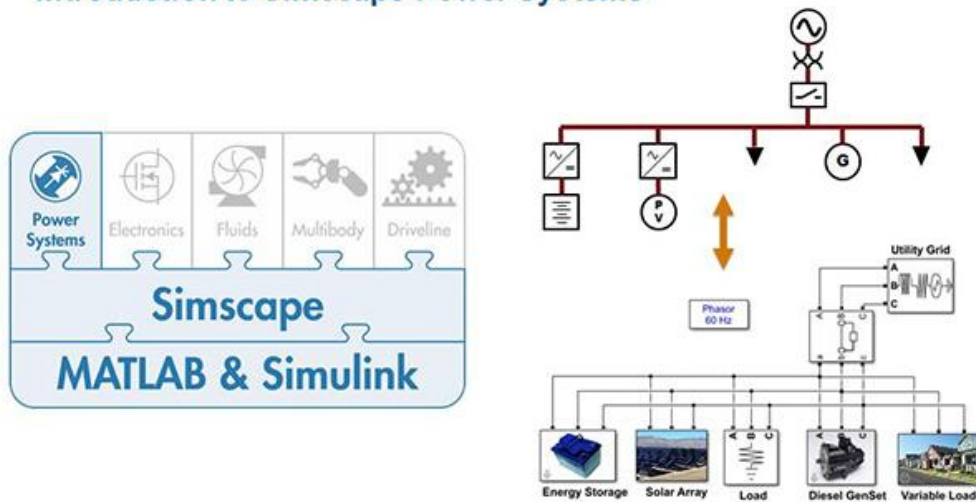
MATLAB har et stort tilleggsverktøy for å modellere og simulere systemer, og heter Simulink. Et system (f.eks. en modell) kan dermed testes før det går mot hardware. Det kan legges inn en rekke blokker for å representere, kontrollere og optimalisere et system. Ut fra den blokkbaserte representasjonen av systemet kan det genereres kode. Det kan for eksempel være kompilert C-kode, som representerer systemet.

Simscape Electrical er et tilleggsverktøy for MATLAB og Simulink som tilbyr komponentbiblioteker for modellering og simulering av elektronikk, mekatronikk og elektriske kraftsystemer. Videre kan det være til hjelp ved utvikling og testing av kontrollsystemer (MathWorks, 2019).

Simscape plattformen kan brukes til å designe mikrogridmodeller, både i fast tilkopling og øymodus. Videre kan det lages egne eller legge inn blokker for representasjon av energikilder som solcellepaneler og vindturbiner. Forbrukslaster kan også legges inn i modellen som blokker. Last blokkene kan konfigureres uten eller med innsamlet data for å gjøre modellen mer realistisk.

MATLAB kan motta innsamlet data med en rekke oppdateringsrater. Målere med timesoppløsning eller høyere, for eksempel et minutt kan inkluderes i verktøyet for modellering. MATLAB har ingen definert modelleringsmetode.

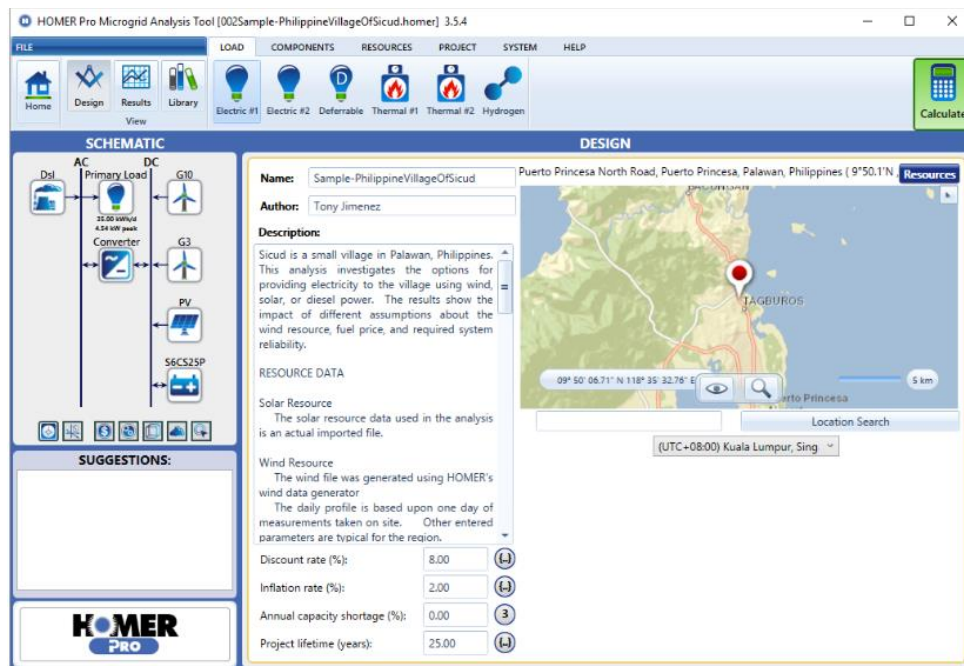
Introduction to Simscape Power Systems



Figur 17 – Illustrasjon over mikrogrid i MATLAB (LeSage, 2019).

2.7.2 HOMER Pro

HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) leverer programvare for system design av mikrogrid og distribuerte energisystemer. Verktøyet fokuserer på energi og kostnad optimalisering for energisystemer. Programmet har mengder med data, som klima målinger og ulike type energikilder. Det kan inkluderes predikeringsalgoritmer som tar inn fremtidig lastanalyse og værdata (Danigelis, 2018). I programmet kan det lages en modell av anlegget gjennom skjematisk tegning med ulike energikilder og lastblokker. Blokkene kan konfigureres uten eller med innsamlet data for å gjøre modellen mer realistisk.

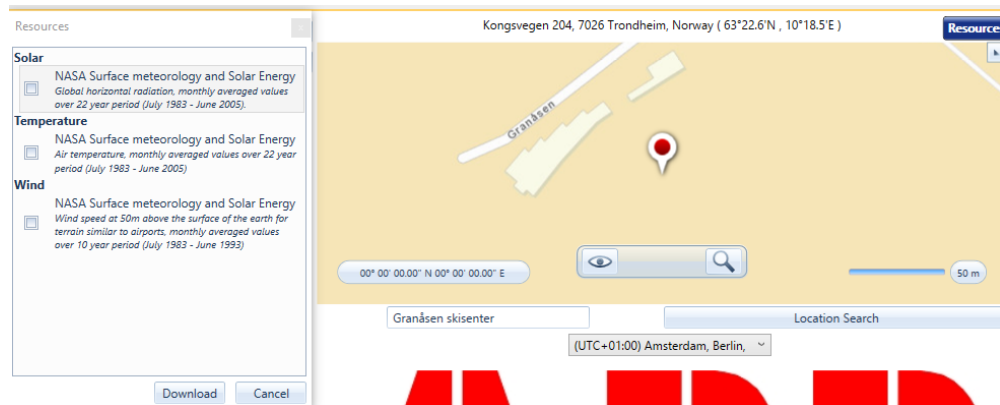


Figur 18 – Illustrasjon av programmet HOMER Pro (Danigelis, 2018).

Verktøyet er basert på modelleringsmetoden bottom up. Den godtar tidsoppløsninger ned på et minutt. Modelleringshorisonten (simulering tidslengder) i verktøyet kan simulere for flere år.

Bruk av fornybare energikilder, forklarer rapporten til Ringkjøb at den kan bruke; «*vind, fotovoltaisk (PV), solvarme, konsentrert solkraft, vannkraft med reservoar, vannkraftverk, geotermisk energi, bølgekraft og tidevannsenergi*» (Ringkjøb, 2018, s 445). Energilagring som kan brukes i verktøyet er batteri, komprimert luft lagring (CAES), hydrogenlagring og spinnhjul.

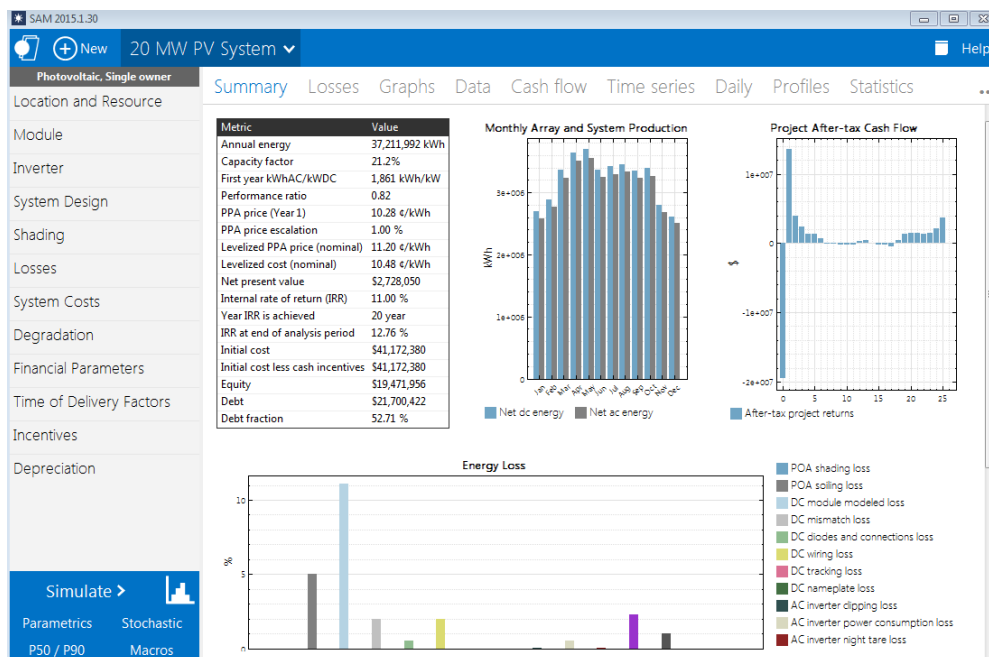
HOMER Pro benytter temperatur, vind og solstråling informasjon fra NASA. Dette er data som representere hele verden. Det er med på å gi gode estimater når simuleringer gjøres. Lokasjoner for prosjektet kan være globalt, og verktøyet er så nøyaktig at det finner Granåsen Skisenter. HOMER Pro inkluderer et verdenskart, som på lik linje med Google Maps. Alle stedene har ikke NASA datamålinger, men da vil den nærmeste lokasjonen automatisk velges.



Figur 19 – Utklipp fra verktøyet HOMER Pro. Viser ressursinnhenting ved lokasjonen Granåsen som kan lastes ned.

2.7.3 System Advisor Model (SAM)

Verktøyet har et større fokus på finansiell modell design, som predikering og energi kostnadsestimering for grid tilkoblede energisystemer. I SAM lages to modeller for å representere prosjektet, en ytelsesmodell og en finansiell modell. Her inkluderes prosjektets lokasjon, teknisk utstyr som brukes i systemet, installasjon og driftskostnader, og andre spesifikke parametere (Blair, 2018, s 1). Modelleringen er basert på mer utfyllingsfaner. Gjennom ulike faner beskrives kostnader, energikilder og laster. Programmet kan også konfigureres uten eller med innsamlet data for å gjøre modellen mer realistisk.



Figur 20 - Illustrasjon av SAM programmet (NREL, 2010).

Verktøyet er basert på modelleringsmetoden bottom up og kan inkludere data med tidsoppløsninger helt ned på 15 minutters nivå. Modelleringshorisonten i verktøyet kan simulere opptil et år. Bruk av fornybare energikilder, forklarer rapporten til Ringkjøb at den kan inkludere solkraft, sol termisk, konsentrert solkraft, vindkraft og geotermisk energi. Energilagring som kan brukes i verktøyet er batteri og termisk energilagring (TES).

2.7.4 Oppsummering av programverktøyene

Det er gitt innblikk i tre mulige programverktøyer som kan benyttes. MATLAB m/ simscape electrical følger bottom up metoden, med sterkt fokus på system og utforske kontroll design. HOMER Pro og SAM har til felles at de er mer støtteverktøy for optimalisering av energi og kostnadssiden ved mikrogrid. Alle tre verktøyene har mulighet til å inkludere innsamlet data for laster. Dette vil gjøre at lastene blir mer realistisk og at modellen blir mer tilpasset Granåsen.

Ved inkludering av parametere, vil følsomhetsanalyse være en viktig del av simuleringen. Denne type analyse går ut på at man kan legge inn «hva hvis» alternativer for å gi modellen flere scenarier å spille på. Blant annet HOMER Pro kan inkludere slike følsomhetsanalyser i modeller.

En avsluttende sammenligning mellom de tre verktøyene presenteres i Tabell 2.

Hva	MATLAB/simulink Simscape	HOMER Pro	System Advisor Model (SAM)
Bruksområde	Tilpassningsdyktig	Investering og drift støtte verktøy	Mest på investering støtte verktøy
Modelleringsmetode	Bottom up	Bottom up	Bottom up
Simulering	Simulering	Simulering og optimalisering	Simulering
Oppøsning	Tilpassningsdyktig	Minutter	Sub timer
Modellering horisont	Tilpassningsdyktig	Flere år	1 år
Aktuelle fornybare energikilder	Solcellepaneler, vindturbiner som	Se Homer Pro, kap 2.7.2	Solkraft, Sol termisk, konsentrert

	standard, tilpasningsdyktig ved egenutvikling		solkraft, vindkraft, geotermisk
Lagring	Batteri standard, tilpasningsdyktig ved egenutvikling	Batteri, komprimert luftlagring, Hydrogenlagring, Superkondensatorer, spinnhjul, pumpe lagring	Batteri, termisk lagring
Økonomi	Usikker, men tilpasningsdyktig ved egenutvikling	Investeringer, drift og vedlikehold, brensel kostnader, CO ₂	Investeringer, drift og vedlikehold, skatt
Tilgjengelighet	Gratis, via skolelisens	Betaling, gode priser for studenter (Finnes gratis 21 prøve lisens)	Gratis
Systemkrav	Krever MATLAB	For skrivebords PC; «HOMER Pro» eller «HOMER Grid»	SAM programvaren

Tabell 2 – Oppsummering av viktige elementer ved hvert program.

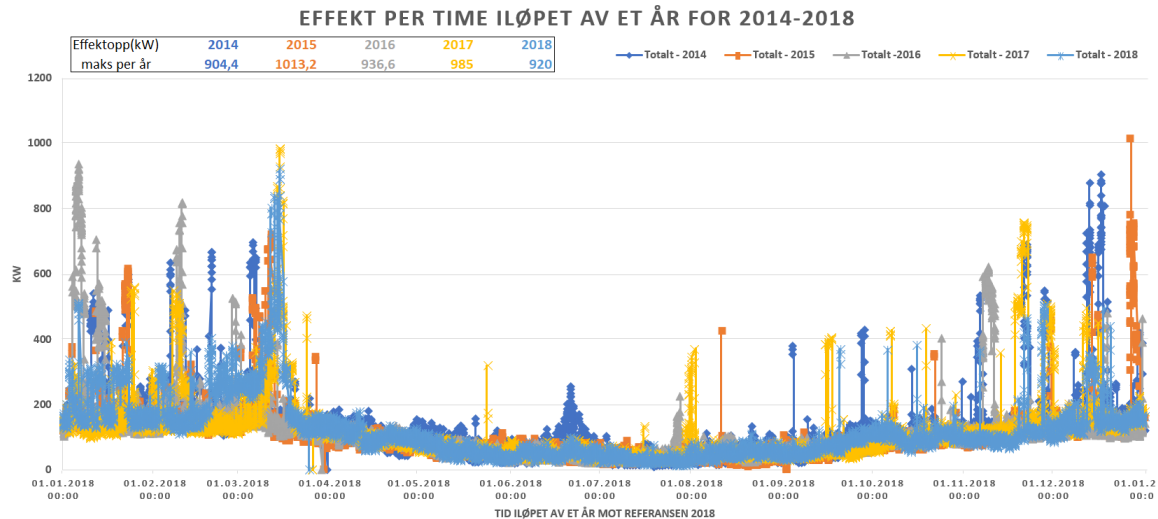
3 Anleggsspesifikasjoner og metoder

Kapittelet tar for seg mer spesifikasjoner for Granåsen, og metoder som vil danne grunnlaget for implementasjonskapittelet (kap 4).

3.1 Lokasjon Granåsen, energiforbruk og målere

Som det fremkommer i Tabell 1 og som det kan ses i Figur 21, årsforbruk ved timesmåling for de siste fem årene er det enkelte sammenhenger. Effekttoppen i mars måned er fra hoppkonkurransen midtveis i måneden (Raw air 2017 og 2018). Videre mellom april og september er det lavere aktivitet og færre høye effekttopper. Fra perioden sen høst og fram mot vår er det høyere aktivitet ved anlegget, grunnet vinteridrett og oppvarming. Snøproduksjon i hovedsak desember og noe utover vintermånedene er hendelser som bidrar til å gi effekttopper.

3.1.1 Dagens Granåsen



Figur 21 – Effektforbruk per år mellom 2014-2018.

Området er i dag kun tilknyttet elektrisk kraftforsyningsnett. Anlegget ligger også utenfor dagens fjernvarmeforsyning i Trondheim. Tabell 3 og Tabell 4 viser oversikt over dagens årlige elektriske forbruk og hvilke underlaste som finnes ved trafo fordelingene. Noe avvik kan forekomme, grunnet Granåsen er stadig i endringer. Mer om dagens og fremtidens Granåsen kan leses om i *Forprosjektrapport, kapittel 2*.

Energiutredning gjort på vegne av Enova forteller at det finnes i dag fem trafoer, to stk på 800 KVA, en på 1000 KVA og en nettstasjon med to konsert trafoer (T1 og T2) på til sammen 2500 KVA som sto ferdig våren 2016 (Enova, 2018, s 15). Dette utgjør totalt ca 5100 KVA og er beregnet til å dekke utbyggingsfase 1 og 2, mer om disse i kapittel 3.1.2. I tillegg er det en annen ny trafo som deler av lysløypen og snøproduksjon ved Granåsen Øst er tilkoblet. *Vedlegg B: Fremtidens Granåsen og langrenn løypekart* illustrerer dette. Under beskrives dagens «Trafo L» som skal avvikles og erstattes av en ny og større trafo, «trafo L ny». På den nye trafoen skal blant annet boligområdet i Smistadgrenda og det nye arenabygget for langrenn som er under bygning tilkobles.

Dagens elektriske forbruk fra de overnevnte trafoene i løpet av perioden 2014 - 2018:

År	Forbruk det året(kWh)
2014	1 058 380
2015	884 943
2016	1 009 140
2017	1 039 794
2018	1 053 427

Tabell 3 – Årlig forbruk siden 2014.

Bygget Toppidrettsenteret (TIS) har et estimert årlig forbruk med leietakere på ca 247 500 kWh (Rambøll, 2018, s 18). Adderes dette forbruk med Tabell 3 fås et totalforbruk på ca 1,2 – 1,3 GWh per år.

Måleroversikt og dagens formål ved de ulike lastene:

For en mer utfyllende beskrivelse, se *Vedlegg A: Distribusjon dagens Granåsen kart og tabell*.

#	Målere ved trafoer i Granåsen og til andre bygg	Formål
1	Trafo 1, Konsert	Til konsert bruk
2	Trafo 2, Konsert	Til konsert bruk
3	Trafo L, Langrenn	Toppidrettsenteret, Langrennsstadion, K-kasser mellom parkering og Smistadvegen, Kommentatorboksene, Tidl arenabygg langrenn (som nå er revet), Midlertidig byggestrøm til entreprenør (fase 1).
4	Trafo H, Hopparena	Lys hopparena, kommentatorbokser - og bygninger, Varehus telt, 14 brakker, 7 brakker ved parkeringsplassen, snøproduksjon, heis rekruttbakken
5	Trafo A, Hopparena skåla	Snøproduksjon til hoppbakkene, treningslys hopp og flomlys over Nilsbyen, heisene, lensepumpene, arenabygg hopp, dommerbygget og sparebankhytta
6	Trafo barnas skidag	Langrenn brakker og skidagen
7	Måler snøproduksjon langrenn	Snøproduksjon langrenn

Tabell 4 – Måleoversikt ved dagens anlegg. Deler av tabellen er gjengitt fra forprosjektrapport (Karlsen, 2018, s 6).

3.1.2 Fremtidens Granåsen

Tabell 5 viser en forenklet oversikt (fullversjon, *Vedlegg C: Estimert fremtidig energiforbruk*) over estimert forbruk for fremtidens energibehov. Mer om dagens og fremtidens Granåsen kan leses om i *Forprosjektrapport, kapittel 2*. Utbygging pågår for fase 1, mens fase 2 - 4 er prosjekter som enten er under planlegging eller skal bestemmes på et senere tidspunkt om de skal realiseres.

Utvikling og utbygging er inndelt i 4 faser:

- **Fase 1, 2018 - 2019:** Langrennsfasiliteter; langrennstraseer og arenabygg langrenn
- **Fase 2, 2019 - 2020:** Hoppbakker; overrenn, underrenn, grunnforhold, oppussing/sanering hopparena fasiliteter
- **Fase 3, 2020 - 2021:** Fotballhall og mediesenter
- **Fase 4, 2021 - 2023:** Haller, bygningsmasse, annet

Fremtidens estimerte energiforbruk ved bygg

Arealer	Fase 1 - 2				Sum utbygging fase 1-2
	2 430	4 500	2 383	9 313	
Post Navn	Arenabygg (kWh/m2år)	Skytehall (kWh/m2år)	Hopparenbygget/ tårn/nasjonsområdet (kWh/m2år)	Spesifikk sum (kWh/m2år)	
	Skolebygg	Idrettsbygg	Skolebygg		
1a Romoppvarming	10,1	4,5	10,1	7,4	68 623
1b Ventilasjonsvarme	3,2	17,9	3,2	10,3	95 952
2 Tappevann	10,1	5,0	10,1	7,6	70 873
3a Vifter	4,9	7,6	4,9	6,2	57 785
3b Pumper	0,8	0,2	0,8	0,5	4 751
4 Belysning (NS 3031)	7,7	14,6	7,7	11,0	102 762
5 Utstyr (NS 3031)	13,3	2,7	13,3	8,2	76 166
6a Romkjøling	0,0	0,0	0,0	0,0	0
6b Ventilasjonskjøling	0,0	0,0	0,0	0,0	0
SUM	50,0	52,5	50,0	51,2	476 910

Tabell 10: Netto energibehov for fase 1 - 2 (ill. Rambøll Norge AS)

Arealer	Fase 3 - 4				Sum utbygging fase 3 - 4
	8 554	2 138	63 000	73 692	
Post Navn	Fotballhall (kWh/m2år)	Mediesenter (kWh/m2år)	Næring, kontor, hotell (kWh/m2år)	Spesifikk sum (kWh/m2år)	
	Idrett/ skolebygg	Kontorbygg	Skolebygg		
1a Romoppvarming	4,5	9,4	9,4	8,8	650 792
1b Ventilasjonsvarme	17,9	15,4	15,4	15,7	1 156 241
2 Tappevann	5,0	5,0	5,0	5,0	368 460
3a Vifter	7,6	12,3	12,3	11,8	866 210
3b Pumper	0,2	0,3	0,3	0,3	21 252
4 Belysning (NS 3031)	14,6	12,5	12,5	12,7	939 113
5 Utstyr (NS 3031)	2,7	18,8	18,8	16,9	1 247 697
6a Romkjøling	0,0	0,0	0,0	0,0	0
6b Ventilasjonskjøling	0,0	5,0	0,3	0,4	29 592
SUM	52,5	78,7	74,0	71,6	5 279 356

Tabell 11: Netto energibehov for fase 3 - 4 (ill. Rambøll Norge AS)

Figur 22 – Rambøll energiutredning, estimert forbruk for de fire fasene (Rambøll, 2018, s 28).

Figur 22 viser oversikt over estimert energiforbruk for fasene 1 - 4 gjort i Rambøll's energiutredning fra april 2018. Verdiene har vært nyttig for å estimere et fremtidig forbruk. Siden dette er estimerte verdier, vil det naturlig fravike fra et fremtidig virkelig anlegg.

For å estimere fremtidens energibehov er det blitt gjort omfattende informasjonsinnhenting fra tidligere prosjekter og andre referanseverdier. Det er fokusert på behovet til bygg og anlegg tilknyttet Granåsen skiarena. Granåsen er mye mer enn bare en skiarena, for eksempel boligområder og annen næringsvirksomhet. Dette behovet blir ikke belyst. Forenklet tabell presenteres i Tabell 5, en mer utdypende tabell kan ses i Vedlegg C: Estimert fremtidig energiforbruk.

Estimert årlig energiforbruk

Hva	Forbruk	ÅF Engineering Estimert årlig energiebehov(kWh)	Rambøll Estimert årlig energiebehov(kWh)
Sum bygningsfasene 1- 4	Behov knyttet til de nye byggene	5 600 000	5 756 245
Toppidrettsenteret	Behov	Uten leietakere 140 000kWh	Med leietakere 247 500
Annet		+	
Flomlys/lys	Langrenn og hopparena	Tas ikke med, ikke klart å fremskaffe	
Lysløyper	Langrennsløyper	Tas ikke med, ikke klart å fremskaffe	
Snøproduksjon	Hoppbakke, stadion, langrennsløyper	137 400^ (68700 m ³ fremtidig årlig snøbehov, snø kanoner ca 2 kWh/m ³ , lanser ca 1 kWh/m ³)	
Stolheis	Stolheis hoppbakken	23 314 - 30 000 ← Brukt tall (Ref; Lillehammer hoppbakke stolheis, ca 30 000 kWh Vikersund, Stolheisen bruker maks 75 kW/t, men i gjennomsnitt ca 30-35 kW/t. De anslår ca 200t årlig =1.825t/dag som gir 23 314 kWh/år	
Heiser hopptårn	Heis drift	Tas ikke med, ikke klart å fremskaffe	

Annet	Flere bygninger, boligområder, lys parkeringsplasser etc.	Tas ikke med, for usikker og vid	
Totalt	Estimert(kWh)	7 731 640	6 141 145

Tabell 5 – Estimering av fremtidig forbruk. Økt sannsynlighet for at et høyere/lavere forbruk vil forekomme. ^Antar snøproduksjon med bare snøkanoner.

Enkelte tall i Tabell 5 har ikke vært mulig å fremskaffe. Estimeringen er dermed ikke fullverdig. Likevel er total estimert forbruk, gjort av de to selskapene gode indikasjoner på hva et fremtidig forbruk vil ligge på, spesielt for bygg. De tallene som det ikke var mulig å fremskaffe vil bidra til en økt sum i forhold til totalsummen på 6 141 145 kWh.

3.2 Valg av modelleringsverktøy for mikrogridmodellene

Etter en gjennomgang av rapporten for de 75 verktøyene (Ringkjøb, 2018) og oppdagelse av andre programmer, ble det foretatt en sammenligning for å eliminere programverktøy som ikke imøtekom følgende:

- Simuleringsbasert, modellen kan inkludere optimalisering av energi og kostnad
- Kan håndtere måleoppløsning ned mot minuttnivå
- Simuleringslengder over lengre tid (for eksempel dager og opptil flere år)
- Kan inkludere flere typer energiproduksjonskilder, både fornybare og ikke fornybare
- Kan inkludere flere energilagringssystemer
- Mulighet til å legge inn målt data for laster i programverktøyet
- Hvilke programmer har rimelige priser eller gratis lisens, eventuell om instituttet har egne ordninger

Etter en vurdering av verktøyer fra rapporten til Ringkjøb og annen informasjonsinnhenting, er det flere som tilfredsstillende de overnevnte ønskene. Noen av disse er:

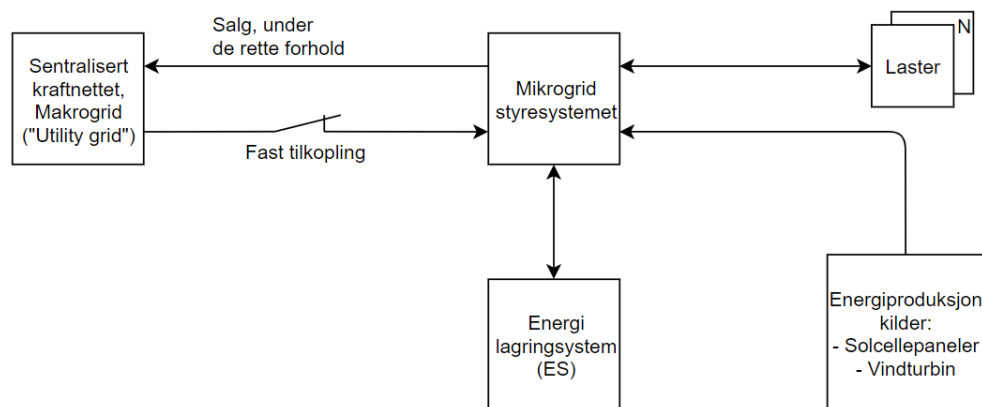
- MATLAB simulink m/ Simscape
- HOMER Pro
- System advisor model
- DER - CAM

Etter nedlastning og testing av disse programmene er det mest intuitive modelleringsverktøyet helt klart HOMER Pro. Verktøyet presenterer energi og kostnad optimalisering på en elegant måte. Sol, temperatur og vinddata fra en NASA database kan lastes inn ved å velge lokasjon. Enkelt å bygge AC - DC gridnettverk med; nettforsyning og produksjonskilder, laster, energilagring og invertere. Muligheten til å laste inn måledata helt ned på et minuttsopløsning og tolking av timesmålinger for et helt år er nyttige. Teknisk data fra virkelige komponenter kan inkluderes, for eksempel solcellepaneler, batterier og invertere.

Å bygge en identisk kopi av hele Granåsen med effektlaster og et fullverdig mikrogridsystem har aldri vært aktuelt, da dette er for omfattende. Det som er mer interessant er å simulere forenklede modeller basert på datainnsamling og estimeringsparametere for å undersøke potensialet med mikrogrid i Granåsen. HOMER Pro gjør det mulig å inkludere energi og kostnadsresultater. Valg av programverktøy havner dermed på **HOMER Pro**.

3.3 Hva skal de forenklede mikrogridmodellene inneholde

Under vises en enkel skisse over hovedkomponentene en mikrogrid kan inneholde. Ulike mikrogrid kan designes ved inkludere forskjellige hovedkomponenter.



Figur 23 - Egenskisse over hvordan en mikrogrid løsning vil kunne skje ut.

3.3.1 Fast tilkøpling

Enkelte mikrogrid anlegg kan være selvforsynte. For Granåsen vil ikke det ha førsteprioritet, grunnet det estimerte fremtidige energibehovet. De største fordelene med en mikrogrid løsning er at det vil kunne bidra til å redusere effektopper og energiforbruk. Enkelte perioder på sommerhalvåret med lite aktivitet kunne vært overkommelig belastning, for selvforsynt modus med stor lokal energiproduksjon ved Granåsen.

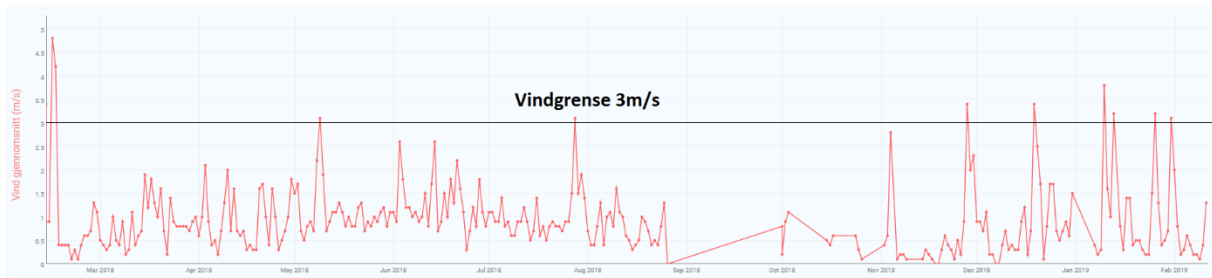
3.3.2 Loggedata fra laster

Timesmålinger for helårsperioder ved trafoene vil være data som er enklere å inkludere i modellen ved ulike simuleringer. I tillegg vil dataene være med på å skape et helårsbilde, sammenlignet med data for noen måneder ved en høyere oppløsning.

Data fra utplasserte loggere med høyoppløselig målinger (et minutt) og annen datainnhenting vil inkluderes i undersøkelsene.

3.3.3 Produksjon av lokal elektrisk energi

Det å inkludere fornybare kilder har vært et viktig punkt. Ikke gode nok vindforhold (for lave vindhastigheter) gjør det lite aktuelt med lokal vindkraft. Poenget med Figur 24 under er ikke å være lesbar, men poengtere at i 2018 var det lav gjennomsnittlig vind, mesteparten under 3 m/s. Ifølge Statkraft kan vindturbiner produsere kraft når vindhastigheten er minst 3 m/s (Statkraft, 2019). Det skriver også Rosvold, at moderne vindturbiner roterer når hastigheten ligger mellom 3 og 25 m/s. Best virkningsgrad oppnås ved 13 m/s (Rosvold, 2016). Solkraft er den største fornybare produksjonskilden som er mest interessant for Granåsen, eventuell nærliggende vannkraft. Dermed er ikke vindkraft inkludert som en mulig lokal kilde.



Figur 24 – Lav vind i Granåsen for 2018, grafen hentet fra værstasjonen i Granåsen (MetNet, 2019).

3.3.4 Energilagring og energilagring system

Lokal energiproduksjon i kombinasjon med energilagring for å lagre overskuddsenergi, drive videresalg og til å redusere effekttopper med last utjevning vil være interessant. Likevel med det energibehovet som er estimert for de videre utbyggingsfasene vil det med stor sannsynlighet være begrenset med overskuddsenergi. Størst potensial vil være solcellepaneler ved sommerhalvåret.

Solcelleanlegg uten lagring kommer dårligere ut. Estimeringer som gjøres i Hansens masteroppgave tilsier at en innsparing med solcellepanel produksjon utgjør 694 240 kWh/år, som tilsvarer 35 % av den rapportens predikerte fremtidsbehov for energiforbruk i Granåsen. Uten energilagring vil en årlig energimengde på 69 442 kWh i løpet av sommer gå til spille (Hansen, 2018, s 82).

Et batteribasert energilager vil bidra til større energifleksibilitet og reduksjon av effekttopper. Å dimensjonere og oppgradere kapasiteten kan enkelt gjøres, ved å skalere opp hvert enkelt system eller installere flere. Det er også slik at energilagringssystemer begynner å bli kommersielt tilgjengelig med raske leveranser (Enova, 2018, s 23).

Ved batteriteknologi må valg av riktig batteritype med kapasitet velges. Denne teknologiske utviklingen som skjer og som vil fortsette med årene gjør at billigere og mer avanserte batteriteknologier kan tilbys. Likevel må det på et eller annet tidspunkt velges en batteriløsning for ønsket formål som skal installeres.

3.3.5 Andre måter for lagring og produksjon av energi

Det ønskes å utforske alternativ lagring av energi, men den produserte energien må likevel komme fra en lokal produksjonskilde (f.eks. solkraft eller vannkraft) eller kjøp av nettbasert kraft. Et alternativt til batterier, er hydrogenlagring. Her kan igjen videre energiproduksjon fra hydrogenlagring skje med brenselcelle. I stedet for hydrogenlagring, kan CAES eller pumped hydro (pumpelagring) være alternativer. Energilagring som kondensatorer, vil være viktige tiltak for å utjevne raske eller kortvarige variasjoner i nettet (sekund og minuttnivå). Likevel er det ikke de kortvarige variasjonene som utgjør de største utfordringene i Granåsen, men effekttopper som foregår over flere timer. Slike effekttopper kan forekomme ved bruk av flomlys og snøproduksjon. Dermed er slike raske utjevningsskilder ikke av de mest interessante tiltakene.

3.3.6 Virkelige komponenter

Programverktøyet HOMER Pro har en rekke virkelige komponenter som solcellepaneler og batterier. Generiske komponenter er også en mulighet i programmet. Det er ønskelig at aktuelle komponenter fra dagens kommersielle marked, skal ligne komponentene i programmet for at modellen skal kunne bli mer realistisk.

3.3.7 Økonomiske parametere

Mikrogrid er forholdsvis dyre investeringer med levetider opptil 20 – 40 år eller lengre, så utgjør tallverdier et usikkerhetsmoment. Kostnader tilknyttet innkjøp av komponentene, drift og vedlikeholdskostnader vil variere igjennom prosjektets levetid. Dette gjelder også parametere som diskontering og inflasjonsrenter. Dermed blir begrepet følsomhetsanalyse i modellen et viktig tema, for å ta høyde for ulike verdier av de økonomiske parametere.

En økonomisk parameter er for eksempel strømpris. Strømpriser fra tidligere år er blitt innhentet for å gi et bedre estimat på variasjoner i pris. Mer om strømpriser fremkommer i kapittel 3.5.3 *Prosjekt økonomiske parametere*.

3.4 Lastmåling spesifikasjoner

Videre presenteres ulike laster som det måles ved, både i time, minutt og 30-sekundsoppløsning.

3.4.1 Lastmålinger basert på timesoppløsning

Måledataene er hentet igjennom Esave, energioppfølging på web som Trondheim kommune benytter. En mer omfattende tabell til de ulike lastene kan leses om i *Vedlegg A: Distribusjon dagens Granåsen kart og tabell, Figur 82*.

#	Målere med timesoppløsning	Formål (Elektrisk energi)	Tekniske detaljer(utgang)
1	Trafo 1, Konsert	Til konsert bruk	Trefase 400V TN nett
2	Trafo 2, Konsert	Til konsert bruk	Trefase 400V TN nett
3	Trafo L, Langrenn	Toppidrettsenteret, langrennsstadion, K-kasser mellom parkering og Smistadvegen, kommentatorboksene, tidl arenabygg langrenn (som nå er revet), midlertidig byggestrøm til entreprenør (fase 1).	Trefase 400V TN nett
4	Trafo H, Hopparena	Lys hopparena, kommentatorbokser -og bygninger, varehus telt, 14 brakker, 7 brakker ved parkeringsplassen, snøproduksjon, heis rekruttbakken	Trefase 400V TN nett
5	Trafo A, Hopparena skåla	Snøproduksjon til hoppbakkene, treningslys hopp og flomlys over Nilsbyen, heisene, lensepumpene, arenabygg hopp, dommerbygget og sparebankhytta	Trefase 400V TN nett
6	Måler barnas skidag Tilknyttet trafo L	Langrenn brakker og skidagen	Trefase 400V TN nett
7	Måler snøproduksjon langrenn Tilknyttet Trafo A	Snøproduksjon langrenn	Trefase 400V TN nett

Tabell 6 – Oversikt over målere med timesoppløsning og deres formål.

3.4.2 Lastmålinger fra ELITEpro XC logger med et minuttsoopløsning

Utplasserte loggere av typen ELITEpro XC fra produsenten Dent Instruments. Installasjonsarbeidet beskrives videre i kapittel 4.1.

#	Loggere med 1 min oppløsning, plassering	Formål (Elektrisk forbruk)	Tekniske detaljer (fordelingsskap)
1	Fordelingsskap langrennsstadion	Flomlys langrennsstadion og dagens lysløype og deler av Granåsen Øst (mer om disse, se <i>Forprosjektrapport kap 2.1.2</i>)	Trefase 400V TN nett
2	Fordelingsskap i hopparena bygget	Lyskastere på hopparena og unnarenn	Trefase 400V TN nett
3	Nedre flomlysskap	Nedre flomlys mast 2000W Siteco HIT per kaster; 18 stk kastere	Trefase 400V TN nett
4	Snøproduksjon; vannpumpe	Vannpumpe (25kW) ved snølageret og 2kW varmeovn	Trefase 400V TN nett
5	Snøproduksjon; snøkanoner ved snølager	Plassert ut 2stk Technoalpint T40 kanoner på ca 17 - 18,3kW hver	Trefase 400V TN nett

Tabell 7 – Oversikt over målere med et minuttsopløsning.

Mer spesifikasjoner om laster som snøkanoner og pumper, kan leses om i *Forprosjektrapport* kapittel 2.1.2. Her fremkommer i tillegg mer teknisk informasjon om snøkanonene.

3.4.3 Lastmålinger fra Safebase logger med 30 sekundsoppløsning

Loggere fra selskapet Safebase. De er installert ved to av trafoene, hver med 30 sekundsoppløsning.

#	Logger plassering	Formål (Elektrisk forbruk)	Tekniske detaljer (fordelingsskap)
1	Trafo A – skåla, NS01873	Se Tabell 6	Trefase 400V TN nett
2	Trafo L NS2012	Se Tabell 6	Trefase 400V TN nett

Tabell 8 – Logger oversikt fra Safebase.

3.5 Databearbeiding

En rekke data er blitt innhentet, og har til felles at de er blitt brukt som referanser ved de ulike modellene i kapittel 4.2 *Forenklete mikrogridmodeller*.

3.5.1 Måledata

Data som samles inn vil representere flere underlaster og HOMER Pro ser programmet som 1 - 2 laster. Slik at dataen må behandles før de kan legges til. Hvis flere laster måles ved det samme klokkeslettet må de summeres sammen. I tillegg må klokkeslettet og kWh verdien ha riktig format som HOMER godtar. Basert på antall datapunkter vil HOMER gjenkjenne oppløsningen for et år; timesoppløsning (8670 pkt.), 15 minutt (34350 pkt.), et minutt (525600 pkt.) osv. Etter at en datafil er lagt til, regner HOMER ut en gjennomsnittlig 24 timer lastprofil i løpet av et år.

Yearly Load Data												
Weekdays	Weekends											
Hour	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	175.26	193.55	255.05	114.29	64.48	48.14	29.64	44.17	64.05	97.43	122.32	146.1
1	174.39	193	244.64	113.29	65.13	50.9	32.68	47.04	63.75	96.78	123.09	144.33
2	174.52	195.05	248	114.48	69	51.1	33.95	47.61	65.05	96.61	123.95	144.86
3	175.91	198.35	251.59	116.71	69.35	52.05	36.18	49.43	67.25	96.87	124.73	145.9
4	176.35	197.3	251.41	118.71	72.22	54.24	37.5	49.87	67.05	97.57	123.91	148.05
5	174.65	198	254.64	119.05	68.74	53.33	36.82	51.7	67.9	98.17	123.68	147.05
6	173.91	199.8	254	118.86	66.26	54.76	36.59	51.74	69.2	97.74	124.41	147.33
7	176.22	193.75	255.36	118	66.48	54.67	35.73	50.91	69.8	100.52	130.05	156.38
8	184	195.4	254.82	118.38	61.35	53.38	36.18	53.43	75.65	107.78	144.64	180.86
9	216.04	214.55	256.05	115.62	60.13	57.48	35.05	57	79.5	116.04	155.27	195.33
10	216.7	225.35	261.82	112.71	60.04	64.76	42.18	70.13	87.8	119.87	145.68	200.19
11	212.04	226.8	265.23	108.81	60.65	64.95	46.73	71.48	87.85	117.74	138.27	208.24
12	203.96	216.35	269	102.76	57.35	54.86	37.36	57.3	79.65	109.43	131.09	190.9
13	197.3	211.35	284.64	98.71	56.91	56.29	33.45	56.78	74.45	104.22	130.68	181
14	193.65	207.45	288.86	94.76	53.61	55.62	32.55	56.74	71.1	101.83	126.23	184
15	187.74	198	290.55	92.76	50.83	49.62	27.36	47.57	64.85	97.74	125.55	171
16	198.04	195.3	292.36	90.95	49.74	45.05	25.27	41.13	63.1	94.78	144.32	179.71
17	210.3	204.3	287.73	90.81	48	44.05	24.82	40.52	62.6	95.43	156.41	182.52
18	213.35	228.6	290.32	95.33	47.57	44.76	23.64	39.52	69.25	100.04	160.14	180.33
19	218.39	236.95	294.59	100.29	48.13	45.76	24.95	39.35	79.9	118.48	149.64	178.86
20	215.17	237.8	297.45	102.76	48.96	45.24	25.32	38.13	84.05	125.39	146.23	176.9
21	209.35	229.35	302.09	108.52	50.22	45.86	25.18	41.09	85.45	113.04	139.18	174.52
22	204.13	228.55	300.36	119.95	53.43	46.71	27.77	42.7	73	106.7	136.05	170.86
23	203.04	226.2	273.95	123.19	67.26	49.05	26.95	44.87	74.2	104.65	134.14	170.71

Figur 25 – Gjennomsnitt 24 timer inndeling ved et år.

HOMER godtar flere formater som; to kolonne (dato/tid og målt verdi), tre kolonne (dato, tid og målt verdi) og enkel kolonne (målt verdi) ved opplasting av loggedata.

Two Column Format

Date-time	Load (kW)
1/1/2018 0:00	972.74

Three-column Format

Date	Time	Load (kW)
1/1/2018	12:00:00 AM	972.7366751

Green Button Format

Meter Number	Date	Start Time	Duration	Value	Edit Code	Flow Direction	TOU
6556151	1/1/2018	12:00:00 AM	60	972.7	Direct		NoTOU

Utility API Format

Service UID	Utility	Utility Service ID	Service Address	Meter number	Utility Tariff Name	Interval start	Interval end	Interval kWh	Interval kW/Source	Updated	Interval timezone
1126	DEMO	1234567	567 Mission	C123456789	E255 Medior	1/1/2018 0:00	1/1/2018 1:00	3886.9467	972.736675	demo	Inter=2018-07-31T US/Pacific

Single Column of Values

Sample.dmd - WordPad

File Edit View Insert Format Help

1.80

Day By Row

Figur 26 – Ulike oppsett ved innlastning av data i HOMER Pro.

3.5.2 Data tilknyttet betaling av kraft

Tilsvarende for måledata, er det utregnet et gjennomsnitt for elspot priser i Trondheim med timesoppløsning fra 2014 til 2018. Likevel ettersom dato og klokkeslett ikke stemmer overens fra år til år, kommer ikke variasjonene i pris tydelig nok frem. Dermed brukes priser fra 2018. Elspot prisene er blitt innhentet fra *Nord Pool Historical Market Data -Elspot Prices year 2018 hourly NOK* (Nord Pool, 2019).

Samtidig er merverdiavgift, forbruksavgift, fastbeløp og energipris ikke tatt med i videre modeller. Som siste innhentet parameter til nettforsyningen er en parameter for nettleiekostnader og effekttariffer for om det er privat eller bedrift, samt hva slags type anlegg (lavspenning eller høyspenning) blitt innhentet. Dette er en parameter i HOMER Pro som kalles «demand rates», og her skal effekttariffer legges inn. Denne varierer etter per måned og kan fås av nettleverandør.

Nettselskaper priser forskjellige avhengig om det er et lav eller høyspenningsanlegg. Ved Granåsen har man et TN anlegg (to spenninger; 230V og 400V), slik at lavspenning blir gjeldende. Nettleiepriser fra 2018 er blitt innhentet (Trønder Energi Nett, 2019). Prisene i Tabell 9 er blitt bestemt ut fra Figur 27 og sammenlignet mot årlig effektpriser fra 2018, som i timesmålinger *Figur 21 – Effektforbruk per år mellom 2014-2018*.

NMT Effektmålt næring, lavspenning.
 Fastbeløp: 8 800 kr/år
 Energifpris: 5,0 øre/kWh
 Forbruksavgift: 16,58 øre/kWh
 Effektpris vinter (jan, feb, nov, des):
 0-200 kW = 60 kr/kW/mnd
 200-500 kW = 53 kr/kW/mnd
 500-800 kW = 47 kr/kW/mnd
 >800 kW = 40 kr/kW/mnd
 Effektpris sommer (mars - oktober):
 0-200 kW = 45 kr/kW/mnd
 200-500 kW = 40 kr/kW/mnd
 500-800 kW = 35 kr/kW/mnd
 >800 kW = 30 kr/kW/mnd

Figur 27 – Prisene avhenger om når på året og ulike effektsoner (Trønder Energi Nett, 2019).

Måned	Kr/kW/mnd
Januar	52
Februar	53
Mars	30
April	45
Mai	45
Juni	45
Juli	45
August	45
September	40
Oktober	40
November	53
Desember	53

Tabell 9 – Effektprisene avhenger om det er kald (blått) eller varmere (grønt) måned. Videre varierer prisen innenfor månedene.

3.5.3 Prosjekt økonomiske parametere

Det er flere parametere som vil være felles for alle modellene. Den første er prosjekt levetiden som er satt til 25 år. Grunnen er at solcellepaneler og andre energikilder er ofte oppgitt med tilsvarende 25 år eller lengre.

For rentesatser er data fra Norges Bank blitt innhentet. En database for inflasjonsrenter helt tilbake til 2006 er blitt brukt til å regne ut gjennomsnittet (Norges Bank, 2019). Denne tilsvarte ca 2,15 %. Da det er større usikkerhet knyttet til nominell diskonteringsrente pga risiko er denne blitt satt til 6 %. Med innlagt følsomhetsanalyse på +/- 30 % av standard verdier blir disse parameterne fremstilt i Tabell 10.

Hva	Nedre	Standard verdi	Øvre
Inflasjonsrente	1,505 %	2,15 %	2,795 %
Nominell diskonteringsrente	4,2 %	6 %	7,8 %
Prosjekt levetid	25 år		

Tabell 10 – Viser oversikt over prosjekt økonomiske parametere.

3.5.4 Databehandling av høypopløselige målinger

Ettersom et minutt og 30-sekundsloggerne generer enorme mengder data må disse bearbeides for å kunne tolkes lettere. Bearbeidingen er blitt gjort direkte i Excel med csv filene som loggerne leverer. Et kjennetegn ved et minutt målingene er at dato og klokkeslett må knyttes sammen, siden de havner på hver sine kolonner. Kommandoen som gjøres i Excel er å summere disse cellene i hver kolonne sammen «A1+A2» og formatere cellen med *dd/m/åååå tt:mm* formatet. Videre må det vurderes hva som er mest interessant ved hver måling. Loggeren gir ut strøm, spenning og effekt ved hver fase og totalsum. Den mest interessante er helt klart total effekt per last.

Ved 30-sekundsloggerne blir datoen og klokkeslettet formatert som «unix timestamp». Altså antall sekunder i forhold til en referanse fra første januar 1970. Dermed må disse omgjøres via en omgjøringsformel i Excel som går ut på følgende; ta de 10 første desimalene i unix timestampen med kommandoen *LEFT (tallets posisjon; antall tall)* som representerer formen *dd/m/åååå tt:mm:ss* og tallet med de 10 første desimalene summeres med $((\text{tallets nye posisjon}/60)/60)/24 + \text{DATE}(1970;1;1)$. Det er viktig at det utregnede tallet er formatert med *dd/m/åååå tt:mm:ss* formatet. Et eksempel vises i Tabell 11.

Celle «A1»	Celle «A2»	Celle «A3»	Dato og klokkeslett
Målt unix timestamp Posisjon «A1»	De 10 første desimaler tas ut med kommandoen <i>LEFT («A1»; 10)</i>	Formel omgjøring $((\text{«A2»}/60)/60)/24 + \text{DATE}(1970;1;1)$	Legger på celle formatet: <i>dd/m/åååå tt:mm:ss</i> for «A3»
1521054090000	1521054090	43173,74537	14/3/2018 19:01:30

Tabell 11 - Et eksempel ved omgjøring.

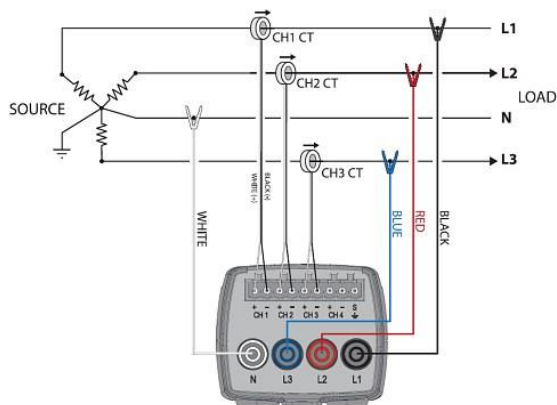
4 Installasjon av loggere, annen datainnhenting og implementasjon av forenklede mikrogridmodeller

Dette kapittelet vil ta for seg ulike deler som er blitt gjort i prosjektet, for oppsett av loggere og modeller. Første delen vil omhandle mye av arbeidet med installasjon av loggere. Andre delen tar for seg modellering, med hvordan ulike modeller for dagens lastdata og fremtidige Granåsen er bygd opp.

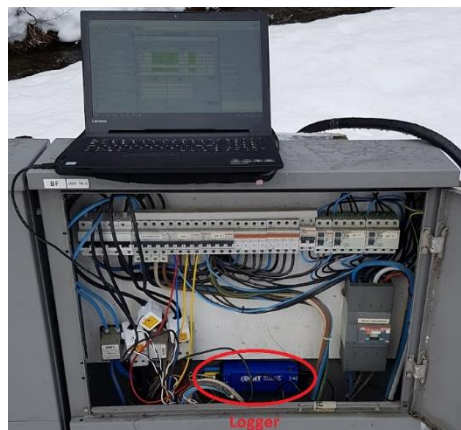
4.1 Innstallering av loggere og annen datainnhenting

4.1.1 ELITEpro XC loggerne

Det er fem utplasserte loggere. Hver er konfigurert etter et trefase TN-anlegg konfigurasjon. Måleoppløsningen er på et minutt. Ved hver måletakning måles strøm, spenning og effekt både per fase og totalsum. Det tilsier at kapasiteten den kan logge er på ca 40 dager før den må tømmes. Mer informasjon og tekniske spesifikasjoner angående ELITEpro XC loggerutstyret, kan leses om i *Forprosjektrapport, kapittel 3.2 og 4*.

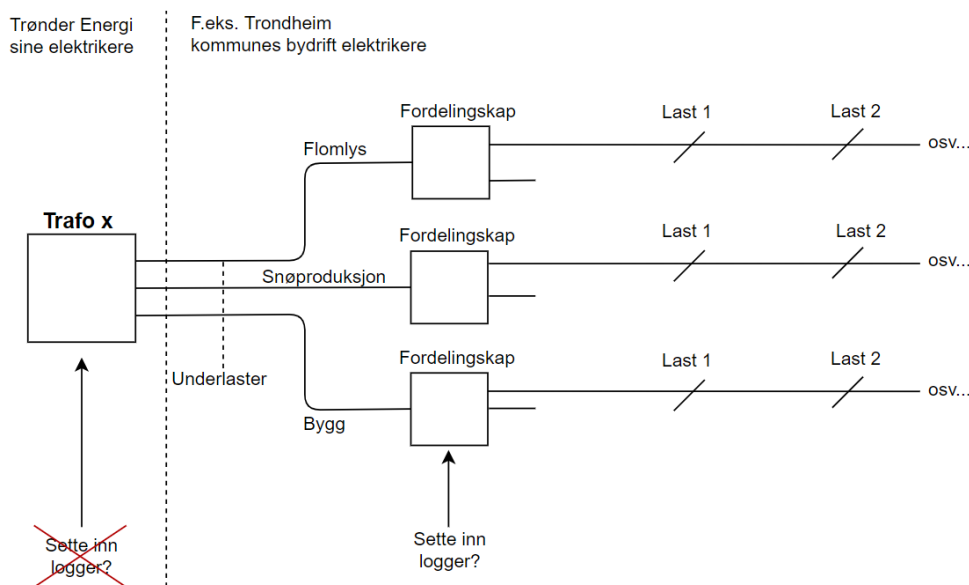


Figur 28 - Koblingstegning trefase last. Bildet er fra Dent Instruments verktøyet, ELOG 15.



Figur 29 - Egentatt bilde av logger 4.

Loggeutstyret kom midtveis i januar. Det har vært en del frem og tilbake med hvor disse skulle plasseres. Hovedmålsetningen var å få plassert loggerne ved høybrukstrafoene/målepunktene; trafo H, trafo L, trafo A og måler snøproduksjon langrenn, for kart se *Vedlegg A: Distribusjon dagens Granåsen*. Elektrikere fra Trondheim bydrift har ikke lov til å installere loggerne i trafoene, da dette er høyspent sonen til Trønder Energi. Figur 30 er ment for å illustrere at områder som flomlys, snøproduksjon og bygg blir fordelt på en rekke underlaster.



Figur 30 – Fiktiv egen illustrasjon angående mulige plasseringer av loggerne.

Elektrikere fra Trondheim bydrift installerte de fem loggerne på utvalgte underlaster. Gjennom samtaler og befaringsrunde ble den første installert 11.02.19 og resterende 13.02.19. Logger 4 og 5 ble koblet ned 12.04.19 grunnet det var offisielt slutt på årets snøproduksjon ved snølageret.

Følgende plasseringer av loggerne fremkommer i Tabell 12.

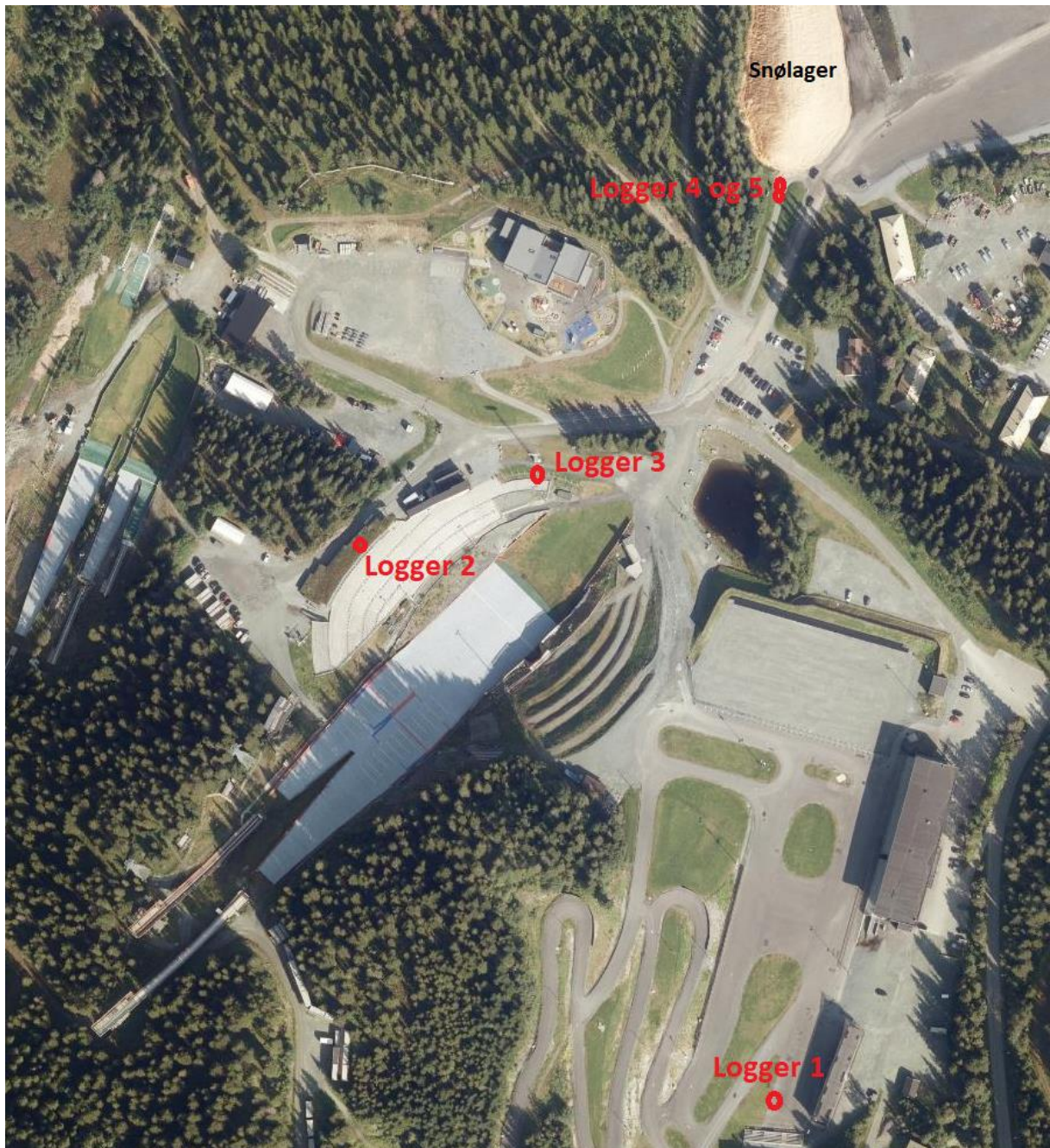
#	ELITEpro XC loggerne, 1 min oppløsning; Plassering	Formål (Elektrisk forbruk)	Tekniske detaljer (fordelingskap)
---	--	----------------------------	--------------------------------------

1	Fordelingsskap langrennsstadion	Flomlys langrennsstadion og lysløype Granåsen vest og deler av Granåsen Øst (mer om disse, se <i>Vedlegg B: Fremtidens Granåsen og langrenn løypekart</i>)	Trefase 400V TN nett
2	Fordelingsskap i hopparena bygget	Lyskasterer på hopparena taket og unnarenn	Trefase 400V TN nett
3	Nedre flomlysskap	Nedre flomlys mast (18stk x 2000W HIT)	Trefase 400V TN nett
4	Snøproduksjon; vannpumpe	Pumpe (25 kW) ved snølageret og varmegifte (2 kW - 230V)	Trefase 400V TN nett
5	Snøproduksjon; lanser og snøkanoner	Snøproduksjon ved snølageret Technoalpint T- 40 (18,3 kW) snøkanoner Antall, 2 stk	Trefase 400V TN nett

Tabell 12 – Logger plasseringer mot bestemt last.

Logger plasseringene er gjort i samråd med faglig veileder og elektrikere fra Trondheim kommune bydrift. **Logger 1** plassering tar en last som er spredt over et større geografiske område; lys stadion og langrennsløyper. **Logger 2** er tilkoblet lyskasterer på hopparena taket. Ved hoppbakken er det tre store flomlysmaster med hvert sitt koblingsskap. Disse flomlysmastene og lyskasterne på hopparena taket er store bidragsytere for effekttopper ved lys, for mer tekniske spesifikasjon om lys i Granåsen se *Forprosjektrapport side 12*. Nedre flomlysmast ble valgt som **logger 3** plassering, på bakgrunn av det var lettest å komme til for elektrikerne. Så lenge det er rikelig med snø på stadion, i langrennsløypene og hoppbakkene med lite snøsmelting, skal det ikke pågå snøproduksjon ved disse stedene. Hvis det skal pågå snøproduksjon, vil dette skje ved snølageret. Dermed ble **Logger 4 og 5** plassert der.

Loggerne sine omtrentlige plasseringer er visst i Figur 31.

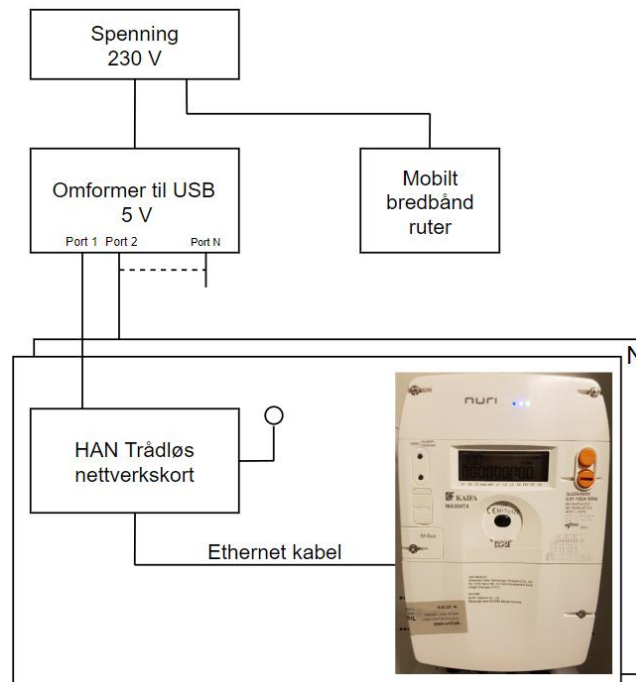


Figur 31 - Viser plasseringer av loggere ved dagens anlegg.

Denne dataen vil være nyttig i kartlegging av enkelt laster, og hvilken påvirkning det har i den store sammenheng for hele total effektforbruket. På lik linje med logger 2 er det to andre flomlysmaster med samme belysning. De to andre mastene vil ha en lignende respons når de er på.

Dataene som er målt eller innhentet er behandlet etter punktene som ligger til grunn i kapittel 3.5.1 og 3.5.4.

4.1.2 Installasjonsarbeid av loggere i bygget Toppidrettsenteret



Figur 32 – Egenskisse av logger oppsett for N antall.

I forbindelse med ønske om mer logging, ble det i mai måned arbeidet med å få installert loggere i bygget Toppidrettsenteret. Måten dette ble utført på, var å innhente data via HAN-port tilkoblingen på AMS-måleren. Dataen kan hentes ut med høyere oppløsning enn ved tidsmålinger. I dette tilfellet ble det satt opp med et minutt oppløsning. Datainnhenting er basert på et samarbeid med en annen masteroppgave, under samme veileder ved teknisk kybernetikk. I dette prosjektet ble blant annet et trådløs nettverkskort designet som muliggjør og hente ut data via HAN-porten med høy oppløsning.

Det eksiterer ikke trådløs internett i bygget som eksternt utstyr enkelt kan tilkobles (pga sikkerhet). I tillegg trenger de trådløse HAN nettverkskortene en spenning på 5V, som førte til at oppsettet i Figur 32 ble valgt.

HAN porten i AMS måleren må åpnes igjennom kontakt med nettleverandør (her Trønder Energi Nett). Dette kan normalt bestilles og er gjort for 8 AMS målere i bygget. Målerne står i et teknisk rom i kjelleren. Oppsettet ble utført for 4 AMS målere, ettersom enkelte ikke er i bruk eller har minimalt med aktivitet, da det er mye utleie i bygget og rom som kun brukes i forbindelse med arrangementer (konferansesaler, felles kjøkken osv).

Oppsettet ble koblet opp 15.05.19 og tanken er at videre prosjekter ved Granåsen skal ha mer høyoppløselig data å benytte seg av. Ingen av måledataen blir presentert under resultater, ettersom loggerutstyret ble installert sent i dette prosjektet.

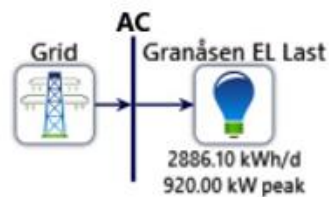
AMS Målere	Innhold	Navn nettverkskort
Treningscenter Impuls	Elektrisk forbruk i lokalene	gtrim
Trondheim Turnforening	Elektrisk forbruk i lokalene	gturn
Plan 3 (Etasje 3);	Elektrisk forbruk i lokalene	gplan3
Plan 4 Legefløy; Legesenter og fysioterapi	Elektrisk forbruk i lokalene	gplan4

Tabell 13 - Informasjon om de 4 HAN kort loggerne.

4.2 Forenklede mikrogridmodeller

Her vil ulike modeller bli fremstilt. Både for dagens og fremtidens anlegg. Måledata, data tilknyttet kraftpriser og prosjekt økonomiske parametere er beskrevet i kapittel 3.5 *Databearbeiding*. Dataen brukes i de videre modellene og er felles parametere. Modellene vil hel klart ha en rekke usikkerhetsmomenter ved seg. En av mange eksempler er Enova støtte som fås ved solcelleanlegg. Dette er ikke tatt med. I tillegg er det usikkerhetsmomenter ved de økonomiske parametere, og spesielt innlagte rentesatser som blir en del av følsomhetsanalysen. *Vedlegg D: Parameter lister* er et omfattende vedlegg, og er lagt ved for at modellering og simulering av modellene skal kunne gjenskapes.

4.2.1 Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft

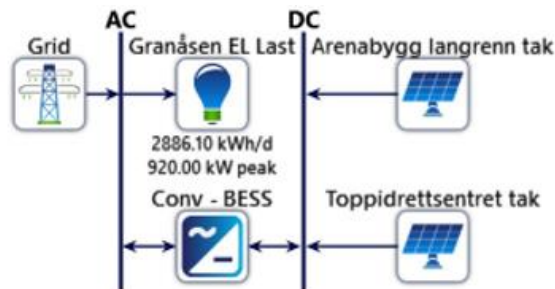


Figur 33 – Skjematisk diagram av dagens anlegg ved Granåsen.

Denne første modellen brukes som en representasjon for dagens anlegg og forbruk. Figur 33 viser at kjøp av kraft kommer fra «Grid» blokken. Videre simuleres forbruket via «Granåsen El last» blokken. For å gi et bedre bilde av effekttoppene brukes timesmålinger fra 2018. Mer om årlige effekttopper fremkommer i Figur 21.

Alle inntastede parametere i denne modellen fremkommer i *Vedlegg D: Parameter liste basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft*.

4.2.2 Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler



Figur 34 - Skjematisk diagram av modell med to solcelleanlegg.

Det ønskes å inkludere solcellepaneler en rekke steder, spesielt ved å installere i takt med de fremtidig utbyggingsplanene. Likevel for å undersøke potensialer ved dagens anlegg velges det å inkludere solcellepaneler på tak ved to ulike steder i Granåsen. Dette gjelder nye Langrennsarenabygget hvor det pågår utbygning og det eksisterende Toppidrettsentret. Ved Langrennsarenabygget foreligger en funksjonsbeskrivelse for et solcelleanlegg utarbeidet av Trondheim kommune. Et kort utdrag fra funksjonsbeskrivelsen er at solcelleanlegget skal ha et sørvendt anlegg med minimum nominell effekt på 43 kWp (STC). Anlegget skal utformes med maksimal spesifikk ytelse, minimum 780 kWh/kWp/år. Dette brukes som en referanse for solcelleanlegget til Langrennsarenabygget.

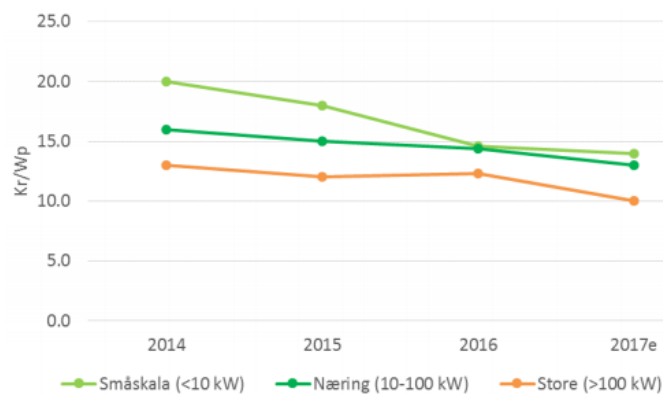
Dimensjonering av et solcelleanlegg ved Toppidrettsentret har taket en ca totalstørrelse på 1488 kvm, men det antas og velges at 50 % kan brukes. Dette er på grunn av avstander mellom paneler, gå veier og andre uforutsette hindringer.

Innkjøp eller total installasjonspris ved kommersielle solcellepaneler med kabling, omformere og annet nødvendig utstyr er blitt innhentet. Mange slike kommersielle solcellepaneler ligger med en kapasitet på 270 - 300W og en virkningsgrad på ca 15-17 %. Valget av solcellepanel er en som ligner paneltypen IBC Solar AG serien til det «solkart.no» anbefalte for Toppidrettsenteret (Smistadvegen 9) ved et sørvendt asfalt/papp dekkende tak, som var *IBC PolySol 285 CS4*. Et tilsvarende panel som er tilgjengelig i HOMER Pro, er panelet av typen *JAM6 60-270* fra *JA Solar*. Denne har en maks kapasitet på 270 W og en effektivitet på 16,5 % (STC).

For å gi en kostnad ved installasjon er et estimat fra en lignende masteroppgave blitt brukt (Rendall, 2018, s.34-35). Estimaten i den rapporten bygger på tidligere erfaringer bedriften COWI har med design angående solcelleinstallasjoner. Beregningen fører frem til en installasjonskostnad på 10853 ±880kr/kWp og en driftskostnad på 217 ±18 kr/kWp. Altså en kostnad på ca 10,853 kr/Wp. Disse tallene antas å være rimelige ettersom en annen rapport; *Solcellesystemer og sol i system* fra Multiconsult og Asplan Viak med oppdrag for Solenergiklyngen fra mars 2018, skriver følgende:

For små anlegg, typisk takanlegg på opp til ca 60 m² på privathus, ligger systemprisen på rundt 14 kr/Wp. For anlegg på medium størrelse tak på næringsbygg ligger markedsprisen rundt 13 kr/Wp. For de store anleggene er prisen lavere, og gjennomsnittlig markedspris er her estimert til 10 kr/Wp (Multiconsult & Asplan Viak, 2018, s 33).

Ettersom prisutviklingen for solcelleinstallasjoner reduseres fra år til år velges det å benytte disse verdiene, grunnet for å kunne simulere må tallverdier velges.



Figur 35 – Prisutvikling for solcelleinstallasjoner (Multiconsult & Asplan Viak, 2018, s 33).

Det er blitt valgt et utgangspunkt i typiske nøkkeltall som gjelder dagens kommersielle solcellepaneler. Dette er 100-170 kWh/m² og 700-1000 kWh/kWp/år (Norsk solenergiforening, 2019). Nærmere bestemt brukes følgende estimer: 100 kWh/m² og 780 kWh/kWp/år, sistnevnte lik som i overnevnte funksjonsbeskrivelse. Dette leder frem til utregningen av de to anleggstørrelsene i Tabell 14. Noe avvik vil forekomme grunnet HOMER Energy regner med 832-834 kWh/kWp/år med panelet *JAM6 60-270 JA Solar*.

Hva	kWh/år	kWp · år/kWh	= kWp
Langrennsarenabygg tak	Ca 33 540 (780*43)	1/780 Fra kravspesifikasjon	43 Fra kravspesifikasjon
Toppidrettsenteret tak Tak størrelse 1488 m ² anslår 50% som gir 744 m ²	Ca 74 400 (Med 100 kWh/m ²)	1/780	95

Tabell 14 – Utregninger for anleggstørrelse.

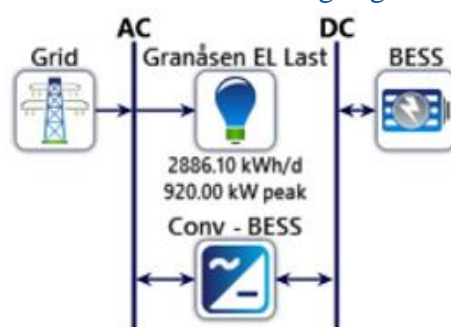
Oppsummering av teknisk info og andre parametere fremstilles i Tabell 15. Dette er parametere som legges inn i HOMER Pro ved simulering med solcellepaneler. Ettersom pris for omformere inngår i installasjonskostnaden for solcelleanlegget benyttes en generisk gratis omformer i HOMER. Dermed oppnås det å dimensjonere solcelleanlegg etter paneler og ikke omformere.

Hva	Standard verdi	
Installasjonskostnad	10 853 kr/kWp	
Utskiftningskostnader	Det antas en prosjekt levetid på 25år og solcellepanel oppgis med 25 års levetid. Derav antas ingen utskiftninger, 0 kr	
Drift og vedlikehold kostnader	217 kr/kWp	
-----	Langrennsarenabygget	Toppidrettsenteret
Solcelle type	JAM6 60 - 270 JA Solar	
Nominell effekt	270W	
Effektivitet (STC)	16,5 %	
Temperatur påvirkning ved effekt	-0,41 % / °C	
Nominell operasjon celle temperatur (NOCT)	45 °C	
Omformer virkningsgrad	95 %	
Levetid	25 år	
Kompensjons faktor dårlig vær (sol, snødekke osv.)	80 %	
Solcelle vinkling mot horisontal planet	0°	
Refleksjon, *Plassert på horisontale tak over bakken	*0%	
Anleggsstørrelse(kWp)	43	95

Tabell 15 – Solcelle parametere.

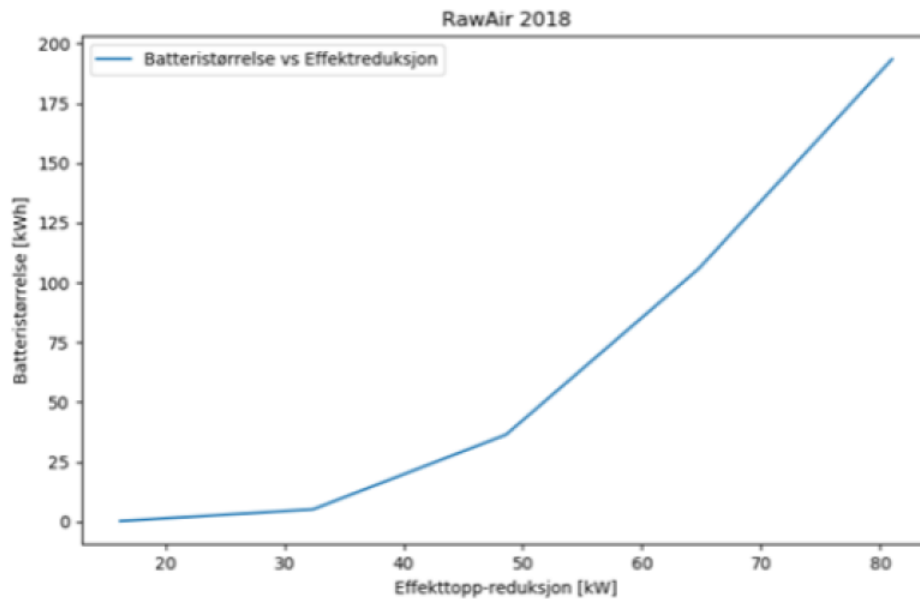
Alle parametere oppsummeres i Vedlegg D: Parameter lister; modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler.

4.2.3 Modell basert på dagens lastdata med batterilagring



Figur 36 - Sjematisk diagram av modell basert på dagens lastdata med batterilagring.

Denne løsningen ønsker å utforske hva batterilagring kan bidra til ved effekttopp utjevning (peak shaving). Samtidig beskriver Enova energiutredningen at analyser som ble gjort av bedriften Eltek etter målinger ved Raw Air 2018 (se Figur 37) med hva som er potensialet ved å inkludere en batteripakke. Her forteller Eltek at et batteri vil være godt egnet for å redusere slike effekttopper som kan oppstå for eksempel under Raw Air og lignende arrangementer. For eksempel et batteri på 100kWh kan effekttoppen reduseres med ca 60kW (Enova, 2018, s 25).



Figur 37 – Batteristørrelse mot effekttopp reduksjon (Enova, 2018, s 25).

Med bakgrunn for at kontakt med leverandører angående batteri energilagringsystemer (BESS) ikke har ført frem, da det har vært utfordrende å få leverandører til å oppgi prisestimer velges det å basere seg på tallverdier fra Rendall’s masteroppgave (Rendall, 2018, s 27-28). Her ble det tatt et utgangspunkt i et batterisystem fra ABB, hvor omformere, styresystem og installasjon er inkludert i prisen. I Rendall’s modell ble det brukt 140 batterier som ga en investeringskostnad på 5,2 millioner kr og utskiftingskostnad på tre millioner kr. Operasjon og vedlikeholdskostnader settes til null kr, grunnet den antas å være lav, ettersom levetiden til batteriet er på 10 år. Dette utgjør en batteripris på 37142 kr/batteri og utskiftningspris på 21428 kr/batteri. Batteriet som det er blitt simulert med i ABB batterisystemet er fra batteriprodusenten LG Chem, litium-ion batteriet LG Chem RESU med en nominell kapasitet på 6,4 kWh.

Valg av antall batterier vil være med å avgjøre hvor mye kW som kan reduseres ved effekttopper som varierer i takt med forbruket. Dermed ved å bestemme grenser på hvor mye kraftnett «grid» blokken skal levere, og hva batterisystemet skal bidra med, vil måten være til hjelp med å bestemme antall batterier for ønsket kW reduksjon. Dette vil da fungerer som en optimaliseringstabell hvor HOMER vil estimere en batteripakke som kan imøtekomme reduksjonene. Ved å legge Tabell 16 inn i månedlig kjøpe kapasitet under «grid blokken» vil kvantitet optimaliseringsrutinen i «BESS» blokken være med på å beregne antall batterier.

Måneder per år	Effekttopper Peaks	Ønsket batteri redusering kW	Gir reduksjon kW
Januar	510	60	450
Februar	404	60	344
Mars	920	100	820
April	178	25	153
Mai	113	25	88
Juni	101	25	76
Juli	76	25	51
August	110	25	85
September	369	60	309
Oktober	381	60	321
November	506	60	446

Desember	493	60	433
----------	-----	----	-----

Tabell 16 – Ulike kW reduksjon per effekttopp måned brukes for å estimere antall batterier.

Beregningene fører frem til 100 batterier og parameterne oppsummeres i Tabell 17.

Hva	Standard verdi (x 100 stk)
Installasjonskostnad	37142 kr/batteri (3 714 200 kr)
Utskiftningskostnader	21428 kr/batteri (2 142 800 kr)
Drift og vedlikehold kostnader	Simulerer med 0 kr
Batteri Spenning	51.1 V
Nominell kapasitet	6,44 kWh, 126 Ah
Effektivitet	95 %
Maksimal lade strøm	42 A
Maksimal utladning strøm	42 A
Omformer virkningsgrad	95 %
Gjennomføringsevne	34 770 kWh, ca 6000 sykler
Antatt levetid	10 år +
Minimum tilstandsladning	10 %
BESS – Nominell kapasitet	644 kWh (6,44kWh*100 stk)
BESS – Bruksvennlig nominell kapasitet	579 kWh
BESS - Toppeffekt (peak) ladning/utladning Autonomi (levere til last alene)	Redusere effekttoppen med ca 199 – 214 kW tot i over ca 4.82t
BESS - Antall batterier	100 stk
BESS - streng størrelse	10
Strenger i parallell	10
DC bus spenning	511 V

Tabell 17 - Parametere for batterimodellen.

Alle parametere oppsummeres i *Vedlegg D: Parameter lister; modell basert på dagens lastdata med batterilagring*.

En annen grov kostnad indikasjon og ikke gyldig som et tilbud, var igjennom kontakt med Siemens Trondheim. Det ble etterspurt pris ved et forslag på et batterisystem som Hansen's masteroppgave mottok i 2018. Batteripakken kunne være aktuell for Granåsen. Batteripakken hadde følgende spesifikasjoner (personlig kommunikasjon, 8 april 2019):

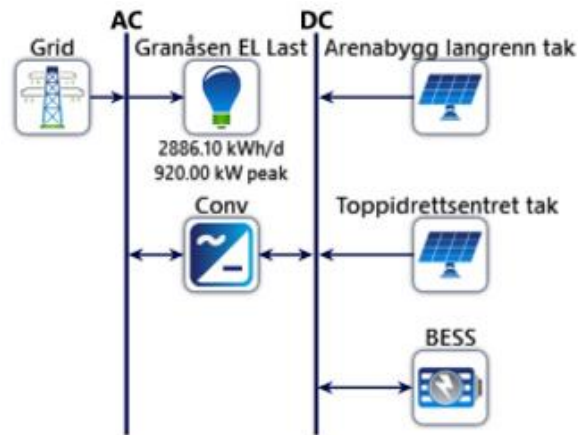
«250kW i 2 timer basert på peakshaving. Vannkjølt omformer 500kW (kortslutningsytelse 850A) med vannsirkulasjonspumpe.

Batteri med nominell kapasitet 720kWh med vannsirkulasjonspumpe. Designlevetid peakshaving 10 år. Tapsytelse 4-6%.

Omformer lengde 1,4m, dybde 0,9m, høyde 2,2m. Batteri lengde 6,8m, dybde 1,1m, høyde 2,2m.»

Siemens svarte i slutten av april (personlig kommunikasjon, 23 april 2019) og anslo en kostnad indikasjon for 720 kWh batterisystemet til 9 millioner NOK (eks mva). Hvis dette settes i sammenheng mot LG Chem batterisystemet kommer den dyrere ut. Dermed vil ikke denne batteripakken utforskes videre.

4.2.4 Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler



Figur 38 - Mikrogridmodell med energiproduksjon og energilager.

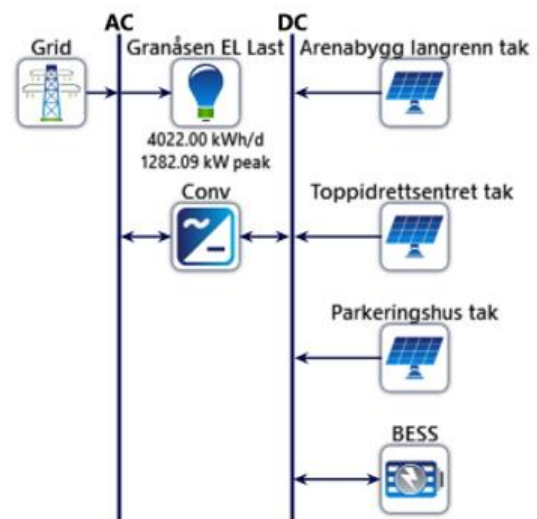
I denne modellen vil det simuleres med parametere både for solcellepanel og batterimodellene. Her vil de to solcelleanleggene i hovedsak bidra med energireduksjon og batterisystemet vil være med å redusere effekttopper. Anlegget er nå en mer fullverdig mikrogrid, siden det inneholder både energireduksjon og energilagringstiltak. Omformeren utgjør en enhet, men er fortsatt inkludert i prisene for solcellepanel og batterisystemet BESS som i tidligere modeller.

Alle parametere oppsummeres i *Vedlegg D: Parameter lister; modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler*.

4.2.5 En mer fremtidige modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem

Det ønskes å inkludere et større solcelleanlegg. Det gjelder et parkeringstak som tidligere er blitt vurdert av Rambøll energiutredning for Granåsen. De anslo et parkeringshus med mulighet for 8000 kvm solcelleanlegg på taket. Med samme tidligere forutsetninger; 100kWh/m² som gir 800 000 kWh/år, og 780 kWp*år/kWh fås en solcelleanlegg størrelse på 1025 kWp. Denne vil utgjøre en betydelig økning i energiproduksjon og kostnad.

Siden dette kan være et fremtidig alternativ, justeres forbruket til å inkludere et totalforbruk med det nye Langrennsarenabygget på 168 000 kWh/år. I tillegg inkluderes et estimert behov av Toppidrettsentret (247 000 kWh/år) på en egen trafo som gir 1 468 186 kWh/år. Delt på 365 gir dette ca 4022 kWh/dag. Denne nye skaleringsfaktoren blir lagt inn i «Granåsen EL last» blokken.



Figur 39 - Mikrogridmodell med økt energiproduksjon og energilager.

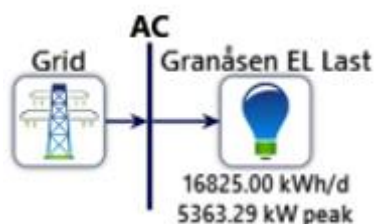
Modeller	Forbruk	Skaleringsfaktor i HOMER
Dagens anlegg (tidligere modeller)	1 053 186 kWh/år	2886,1 kWh/dag
En mer fremtidig modell	1 468 186 kWh/år	4022,42 kWh/dag

Tabell 18 – Nye skalert estimat i HOMER Pro.

Det velges å modellere med samme antall batterier i BESS blokken som er 100 stk, da det ellers ville ført til en voldsomt økning i antall batterier for imøtekomme det nye behovet.

Alle parametere oppsummeres i *Vedlegg D: Parameter lister; en mer fremtidig modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem.*

4.2.6 Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak



Figur 40 – Fremtidig modell uten lokale tiltak.

Fremtidig forbruk, minst 6 141 145 kWh (6,14 GWh/år) hvor utregningen forklares i kapittel 3.1.2 Tabell 5. En mer tenkelig situasjon er opp mot 7 GWh/år. Energien kjøpes kun fra kraftnettet og ingen lokale kilder er inkludert. Basert på dagens forbruk og strømpriser ønskes det å utforske hvilken kostnader som kan bli en realitet i framtiden. Dette gjøres ved å finne en ny skaleringsfaktor ut fra dagens modeller, med å dele det nye estimerte forbruket på 365.

Modeller	Forbruk	Skaleringsfaktor i HOMER
Dagens anlegg (tidligere modeller)	1 053 186 kWh/år	2886,1 kWh/dag
Fremtidig modell	6 141 145 kWh/år	16 825 kWh/dag

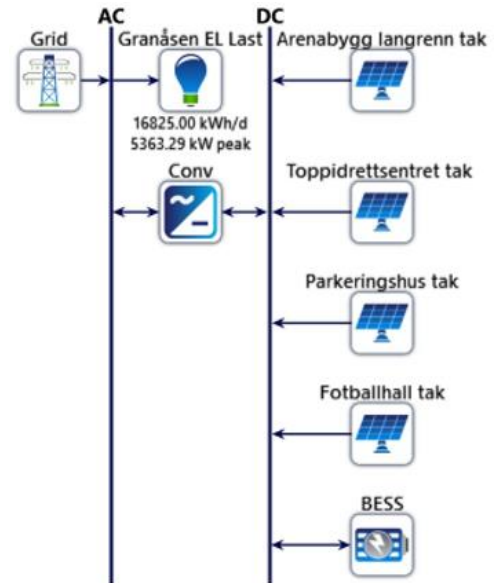
Tabell 19 – Nye skalert estimat i HOMER Pro.

Alle parametere oppsummeres i *Vedlegg D: Parameter lister; estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak.*

4.2.7 Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem

Fremtidig forbruk, minst 6 141 145 kWh (6,14 GWh/år). En mer tenkelig situasjon er opp mot 7 GWh/år. I denne modellen inkluderes et ekstra solcellepanel på tak. Dette gjelder for en fotballhall. Et Enova prosjektet anslo størrelsen til hallen på ca 11880 m². Igjen justeres denne ned til 50%, pga avstander mellom paneler, gåveier og andre uforutsette hindringer, som gir 5940 m². Med samme forutsetninger som 100kWh/m² fås 594 000 kWh/år, og med 780 kWp*år/kWh fås en solcelleanlegg størrelse på 761 kWp.

For å undersøke effektreduksjon og ikke bare energireduksjon, økes antall batterier for batterisystemet. Ut fra en ny optimaliseringstabell (Tabell 20) vil et nytt antall batterier bli bestemt.



Figur 41 - Fremtidig modell med en rekke lokale tiltak.

Måneder per år	Effekttopper Peaks kW	Ønsket batteri reduisering kW	Gir reduksjon kW
Januar	2973	200	2773
Februar	2355	200	2155
Mars	5363	200	5163
April	1038	200	838
Mai	659	200	459
Juni	589	200	389
Juli	443	100	343
August	641	200	441
September	2151	200	1951
Oktober	2221	200	2021
November	2950	200	2750
Desember	2874	200	2674

Tabell 20 - Optimaliseringstabell i HOMER Pro.

Det nye antallet er 200 stk, altså 10 batterier i hver streng, og en streng parallell størrelse på 20. Spesifikasjonene oppsummeres i Tabell 21.

Hva	Standard verdi (ca x 200 stk)
Installasjonskostnad	37142 kr/batteri (7 428 400 kr)
Utskiftningskostnader	21428 kr/batteri (5 005 157 kr)
Drift og vedlikehold kostnader	Simulerer med 0 kr
Batteri Spenning	51.1 V
Nominell kapasitet	6,44 kWh, 126 Ah
Effektivitet	95 %
Maksimal lade strøm	42 A
Maksimal utladning strøm	42 A

Omformer virkningsgrad	95 %
Gjennomføringsevne	34 770 kWh, ca 6000 sykler
Antatt levetid	10 år +
Minimum tilstandsladning	10 %
BESS – Nominell kapasitet	1288 kWh (6,44kWh*200 stk)
BESS – Brukvennlig nominell kapasitet	1159 kWh
BESS - Toppeffekt (peak) ladning/utladning Autonomi (levere til last alene)	Redusere effekttoppen med ca 428 kW Tot i over ca 1.65 t
BESS - Antall batterier	200 stk
BESS - streng størrelse	10
Strenger i parallell	20
DC bus spenning	511 V

Tabell 21 - Parametere for økt størrelse av batterianlegget.

Alle parametere oppsummeres i *Vedlegg D: Parameter lister; estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem.*

5 Resultater

I dette kapittelet fremstilles resultater fra datalogging og innhenting. Ulike simuleringsresultater fra mikrogridmodellene vil bli presentert.

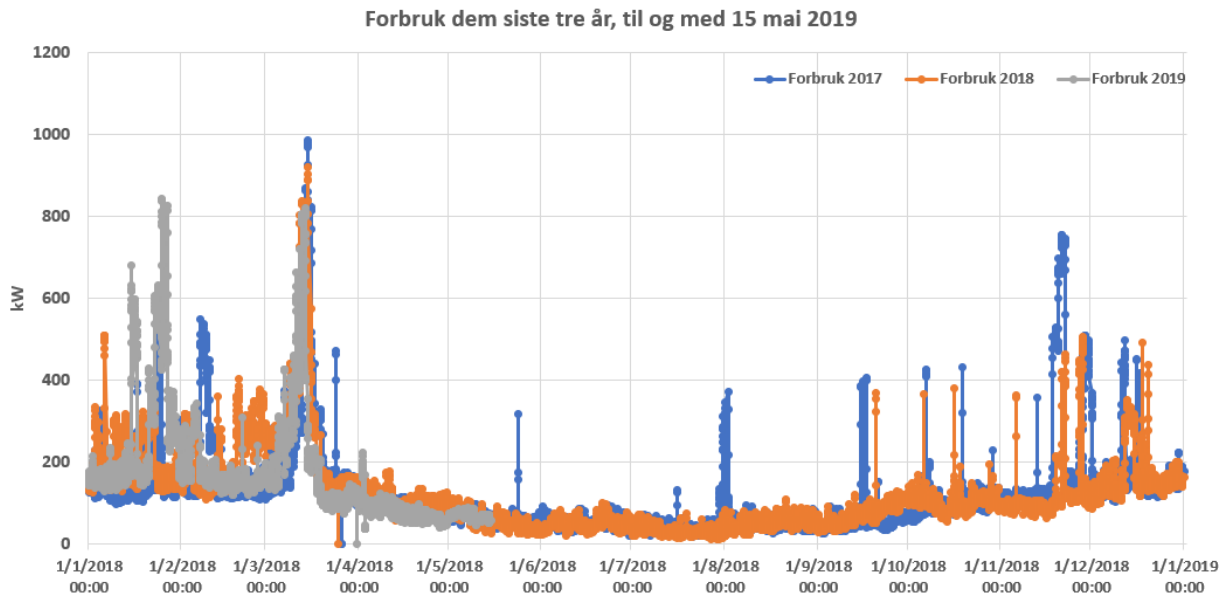
5.1 Måledata fra timesmålinger ved trafoer og andre høyoppløselige loggere

En rekke resultater fra logging og annen datainnhenting fremstilles. Dette bygger på databehandling av kapittel 3.5.4 *Databehandling av høypopløselige målinger* og fremstillinger av timesmålinger fra Esave. Følgende punkter vil bli lagt frem:

- Timesmålinger ved trafoer til og med 15 mai 2019
- Et minutt loggere fra midten av februar til 22 mai 2019
- 30 sekund loggere fra mars og februar 2018 til midtveis i mars 2019

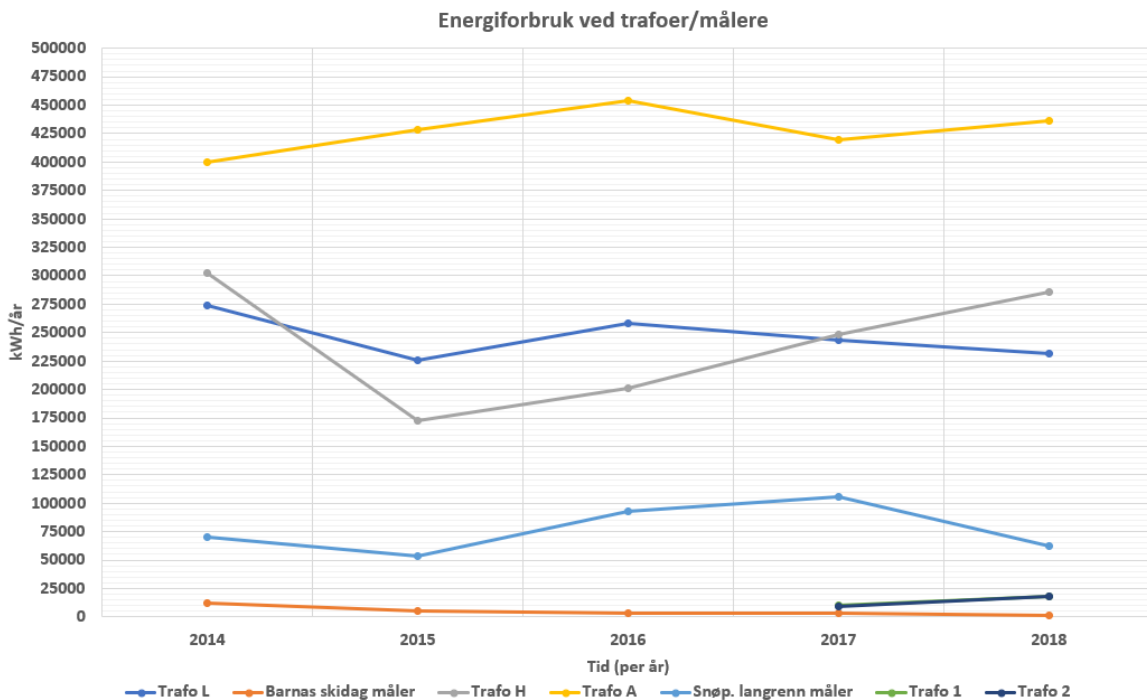
5.1.1 Timesmålinger ved dagens trafoer

En rekke trafoer i Granåsen har timesmålinger, men ikke av typen AMS målere med HAN port. Dataen blir logget og fremstilt i Esave. Totalt er det 5 trafoer, men 7 målinger gjøres siden to av trafoene har en ekstra undermåler med eget abonnement.



Figur 42 – Elektrisk forbruk dem siste tre år med timesoppløsning.

Forbrukskurvene har de samme tendensene, spesielt for de siste tre år, da det har foregått Raw Air hoppkonkurranse. Raw Air faller omtrent i midten av mars, og utgjør den karakteristiske effekttoppen i løpet av året. Det vil variere fra år til år, ettersom arrangementer og hendelser havner på forskjellige dager. Figur 43 gir en mer illustrativt inndeling av energiforbruket, hvordan det har variert innenfor trafoene og egne målere helt tilbake til 2014.



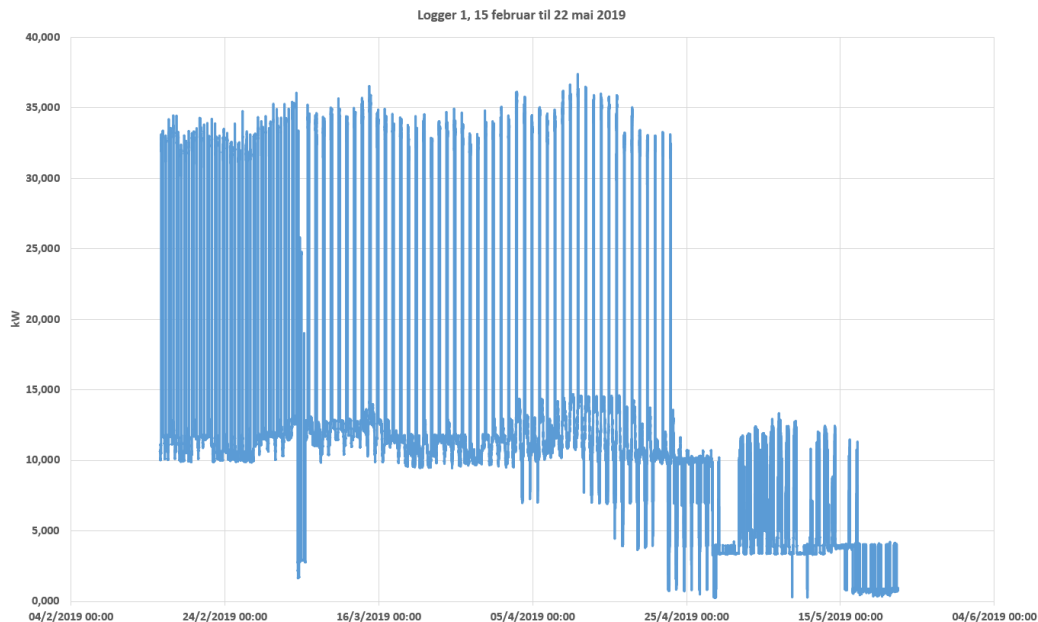
Figur 43 – Oversikt over hvordan energiforbruket har variert fra år til år for trafoer og målere.

5.1.2 Ut plasserte et minutt logger

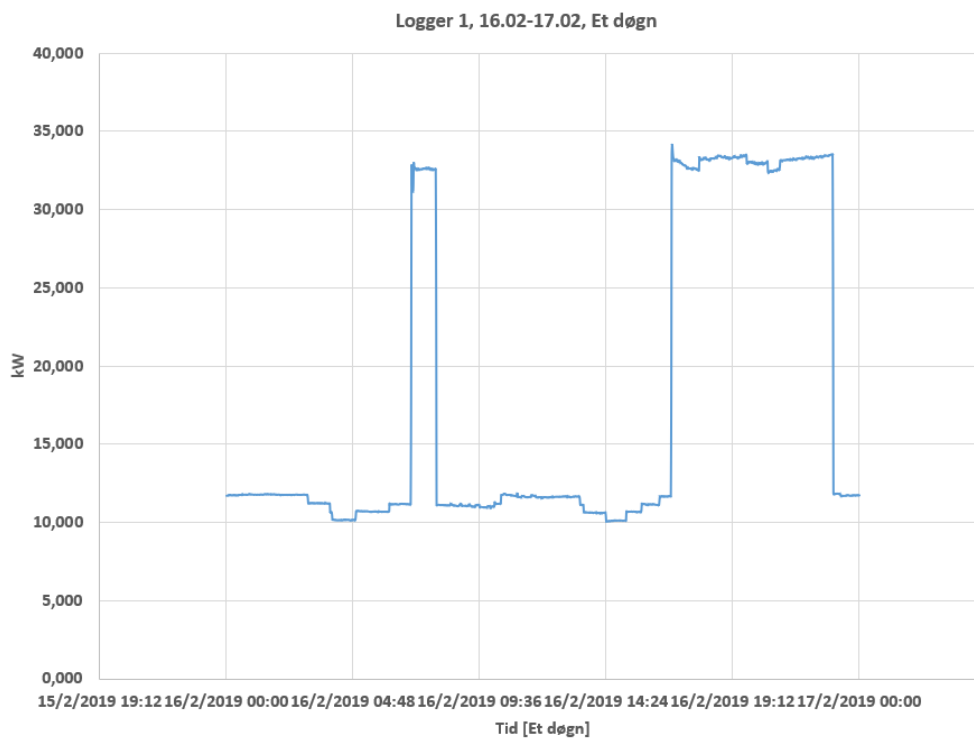
Arbeid med installasjon av loggere fremkommer i kapittel 4.1. Under fremstilles resultater fra loggeperioden. Enkelte loggere bærer preg av lite aktivitet, ettersom de ble installert i februar. Samtidig representerer noen av lastene, laster med generelt lite aktivitet, som hopparenaen.

5.1.2.1 Logger 1

En av de fem loggerne som det er målt mest aktivitet, og det gjelder flomlys for langrennsløype- og stadion. Tid og fotocellestyring med en sesonglengde i år helt til ca 22.04, som kan ses i Figur 44 en gjentakende av/på syklus. Selv om flomlysanlegget er av, er det likevel et effektbruk som ikke tilsier null. I figuren kan det også ses at lasten er mer aktiv i starten, da det er mindre rom mellom av/på syklusen. Dette kommer av at det er færre timer med sollys i løpet av døgnet, og flomlysanlegget er på lengre.



Figur 44 – Forbruk flomlys langrennsløype og stadion.

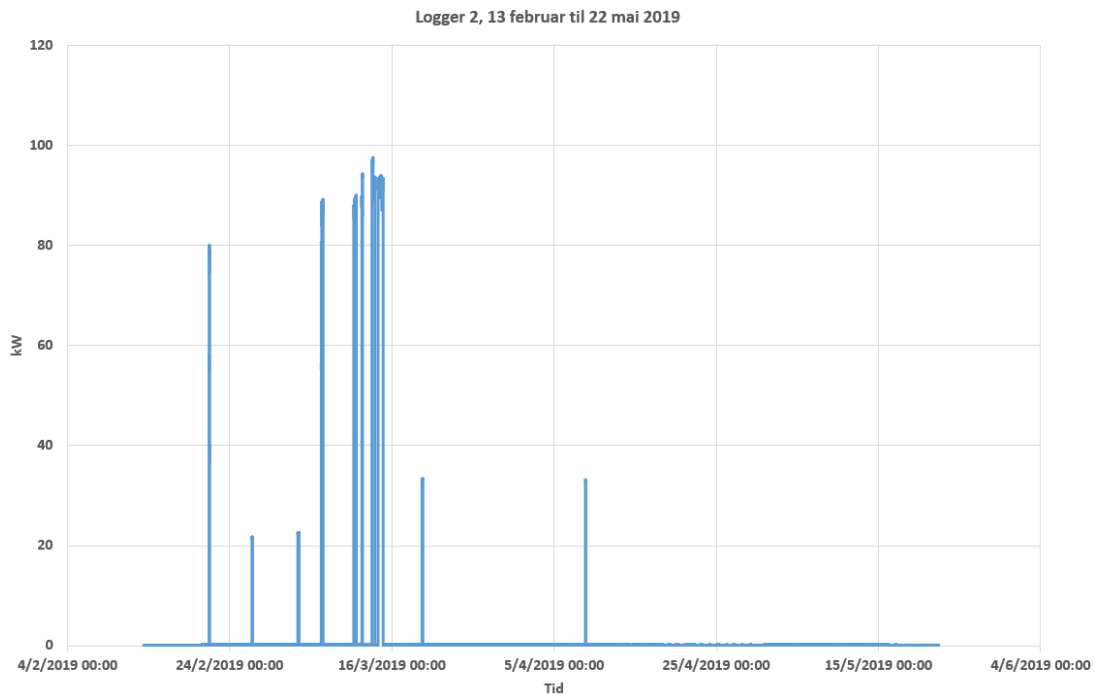


Figur 45 – Forbruk i løpet av et døgn.

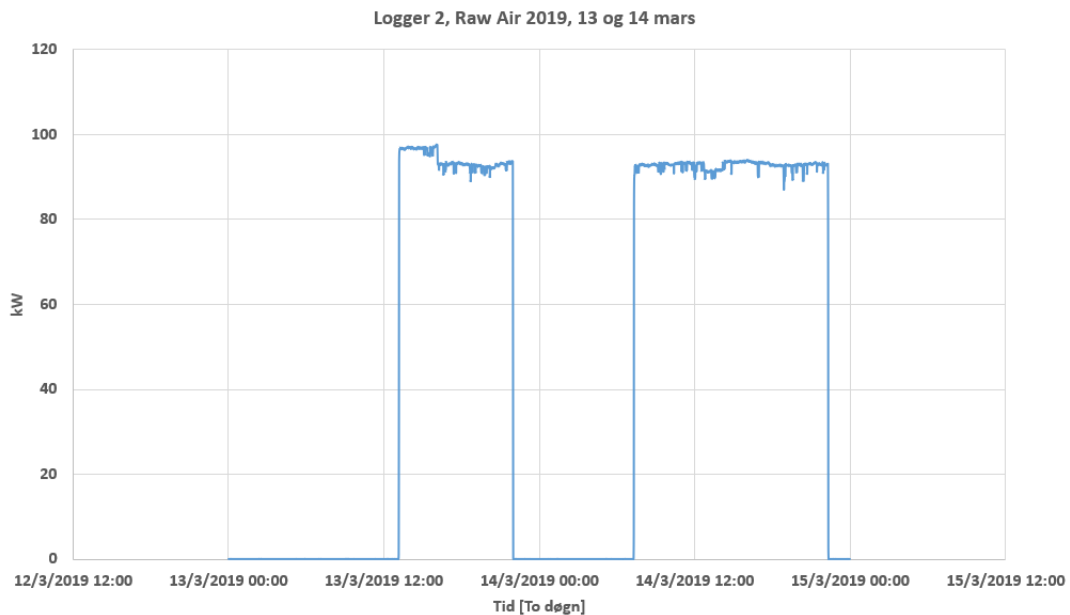
I Figur 45 kan det ses at lasten er aktiv en periode på morgenen (kl 07.00- 07.58) og utover mot kveldingen (kl 16.50 – 23.00).

5.1.2.2 Logger 2

Lasten er for flomlys plassert på hopparena tak, hvor det ved telling med forbehold om feil er plassert 30 flomlyskaster og annet publikumslys (ikke medregnet). Hver kaster er basert på HIT-teknologi, og har en påtrykt effekt på 2000 W. Dette tilsvarer en samlet effekt på 60 kW.



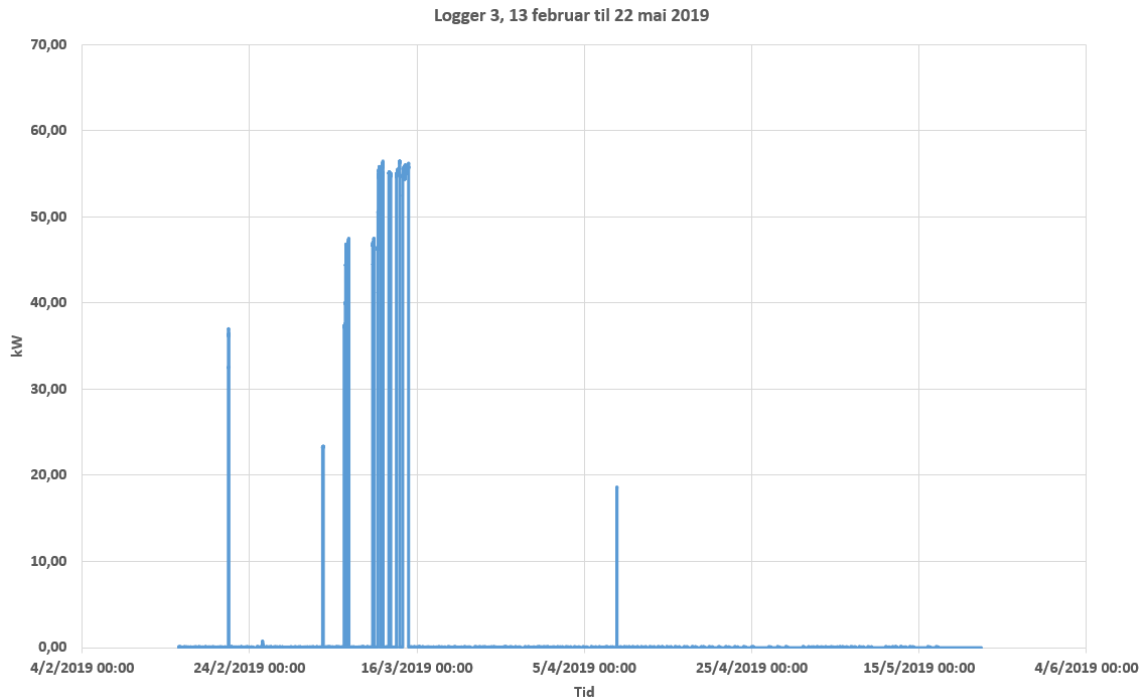
Figur 46 - Forbruk flomlys hoppstadion tak.



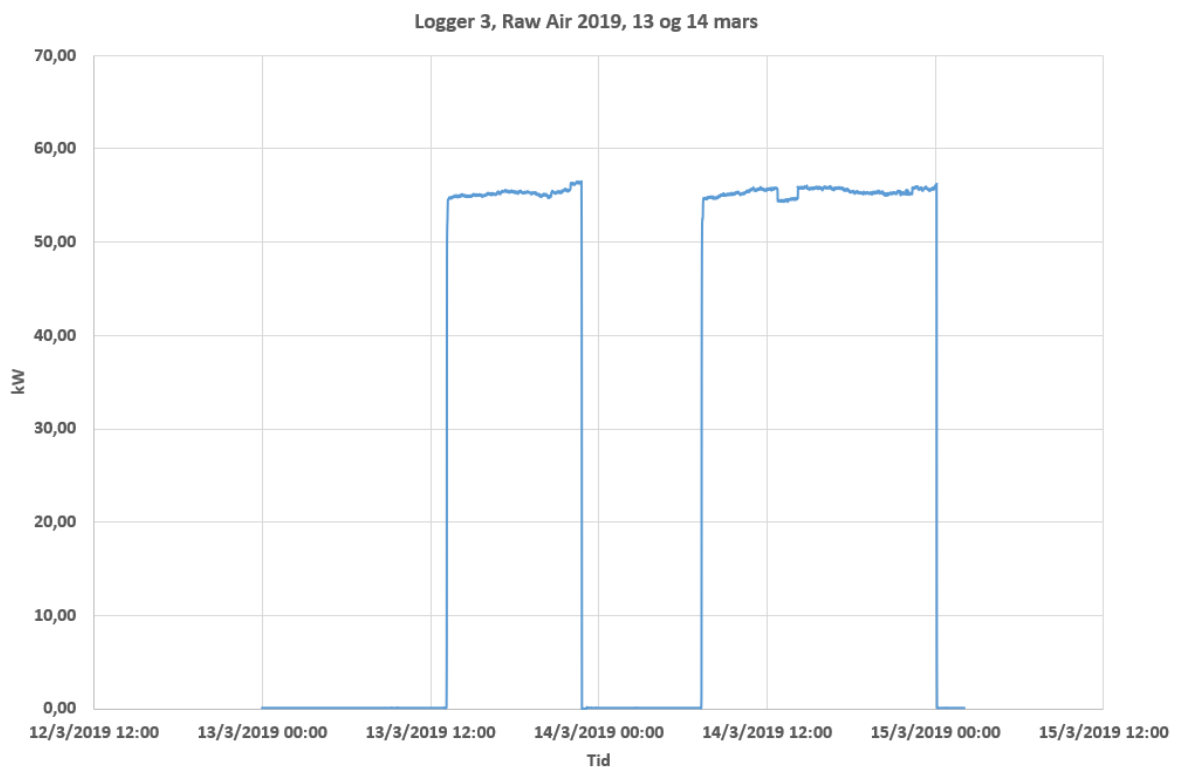
Figur 47 - Forbruk i løpet av Raw air 2019, to døgn.

5.1.2.3 Logger 3

Lasten er for nedre flomlysmast i slutten av sletten ved hoppbakken. Flomlysmasten har 18 stk kasterer. Hver kaster er basert på HIT-teknologi, og har en påtrykt effekt på 2000 W. Dette tilsvarer en samlet effekt på 36 kW. I Figur 48 fremstilles den aktive perioden for lasten under logging.



Figur 48 - Forbruk nedre flomlysmast ved hoppstadion.

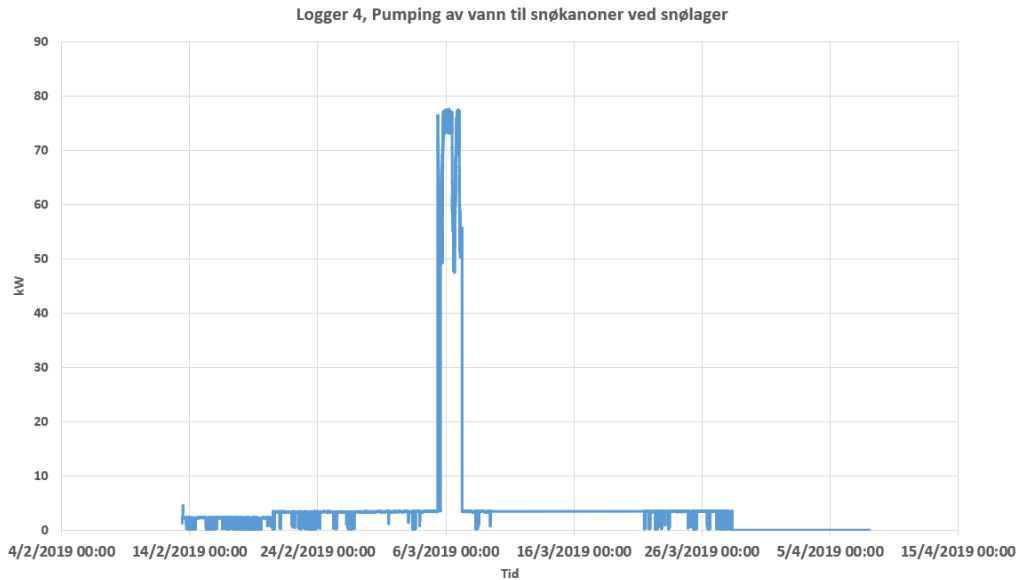


Figur 49 - Forbruk i løpet av Raw air 2019, to døgn.

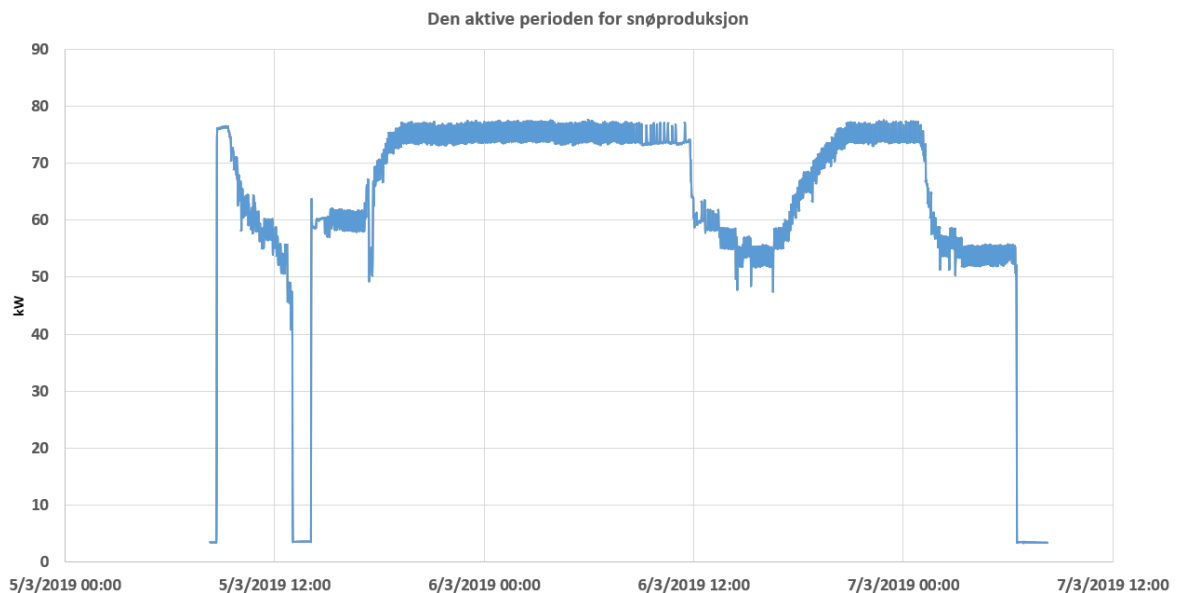
5.1.2.4 Logger 4 - vannpumpe til snøkanoner ved snølageret

Preget av lite aktivitet, men var aktiv i en periode fra 5 mars ca kl 0840 til 7 mars kl 0630 grunnet snøproduksjon. Samlet driftstid mellom 5 og 7 mars tilsvarte ca 45t 4 min.

Utenom dette har det stått på en varmevifte for å beskytte pumpen frem til morgenen 28 mars, da denne flyttbare pumpen ble kjørt vekk.



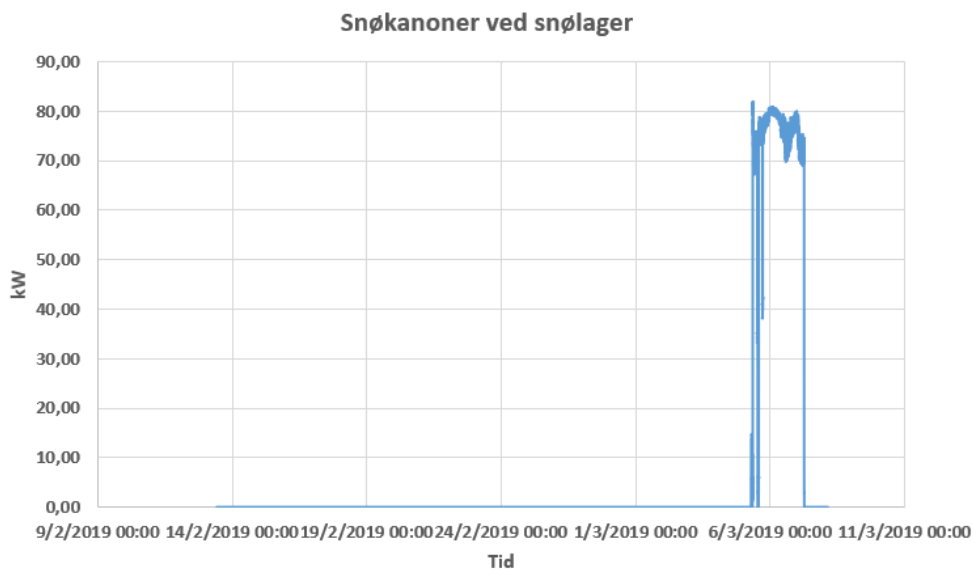
Figur 50 – Logger 4, elektrisk forbruk vannpumpe.



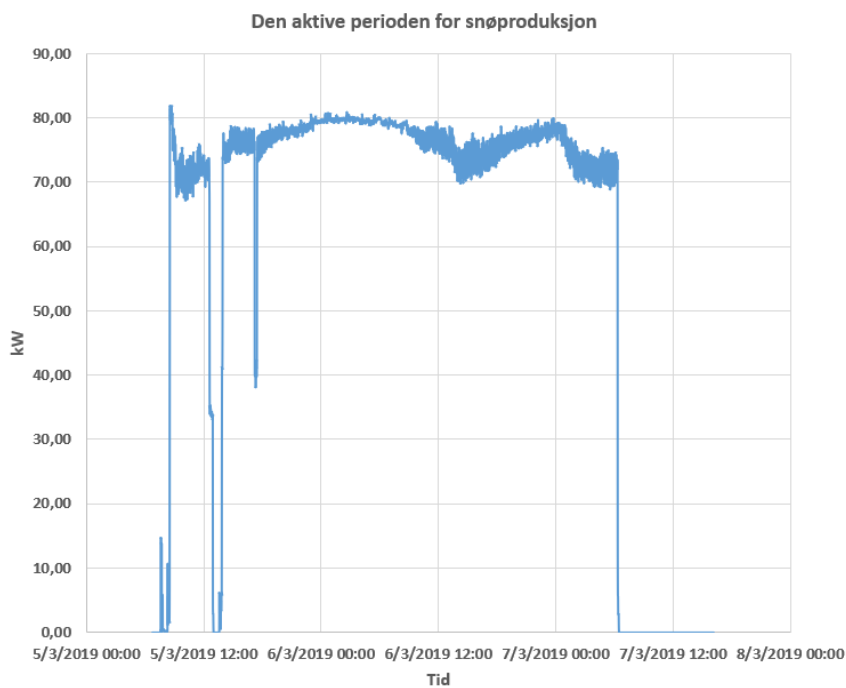
Figur 51 – Perioden når det foregikk snøproduksjon ved snølager.

5.1.2.5 Logger 5 - utplasserte snøkanoner ved snølager

Samme som logger 4, vært preget av lite aktivitet. Den var aktiv i en periode fra 5 mars ca kl 0840 til 7 mars kl 0630 grunnet snøproduksjon. Til å produsere snø ble det benyttet to ny innkjøpte snøkanoner, Technoalpint T40 (18,3 kW, 400V). Samlet driftstid mellom 5 og 7 mars tilsvarte ca 46 t og 13 min.



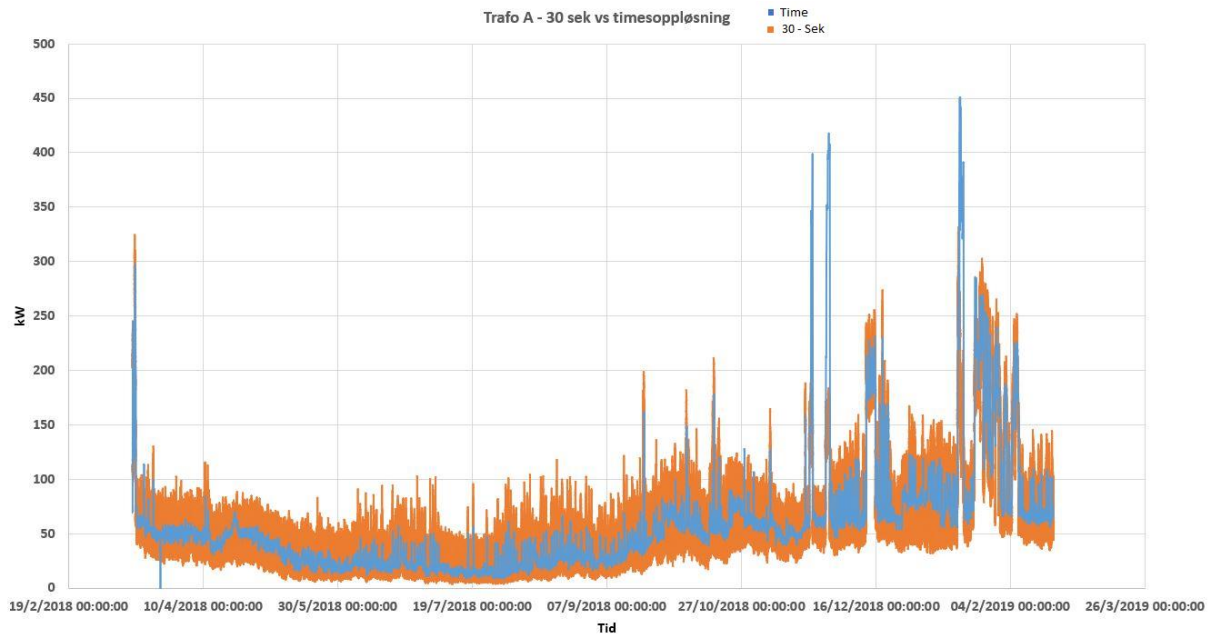
Figur 52 – Logger 5, snøkanoner ved snølager.



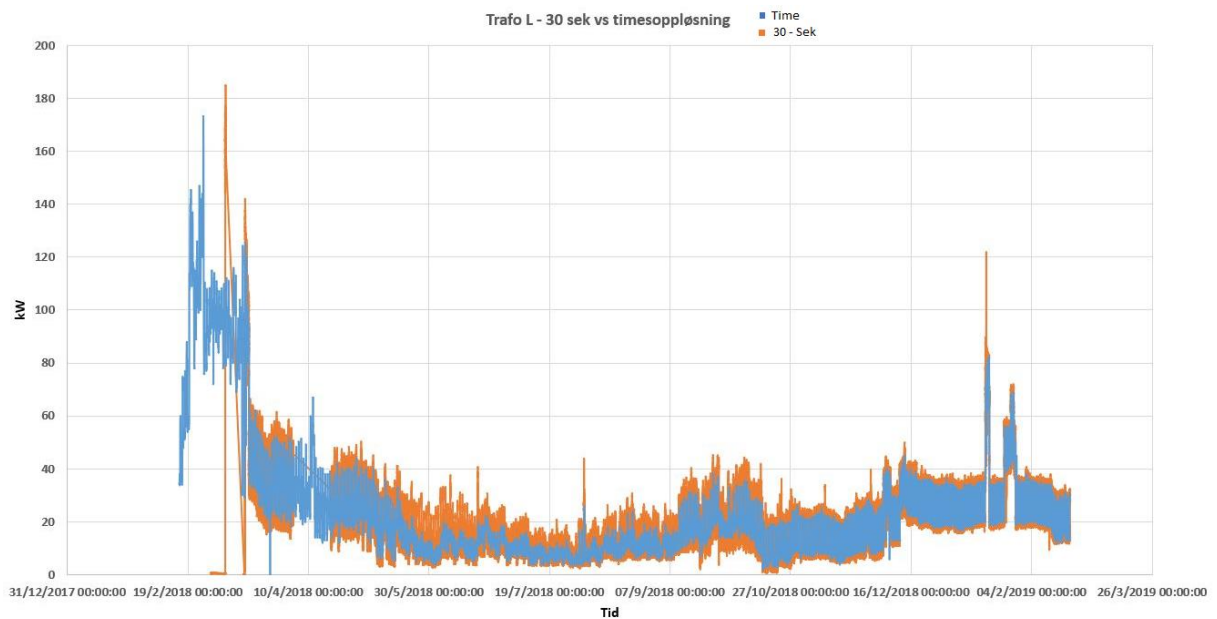
Figur 53 - Perioden når det foregikk snøproduksjon ved snølager.

5.1.3 30 sekunds loggere ved to trafoer fra selskapet Safebase

Dataen er fra to trafoer (NS01873 og NS02012), som det fremkommer i kapittel 3.4.3, Tabell 8. Ettersom det er 30 sekundsoppløsning fås det store datamengder. Sammenlignes de mot timesoppløsning med samme trafo og periode, gir høyere oppløsning mer detaljer, men konturene er de samme.



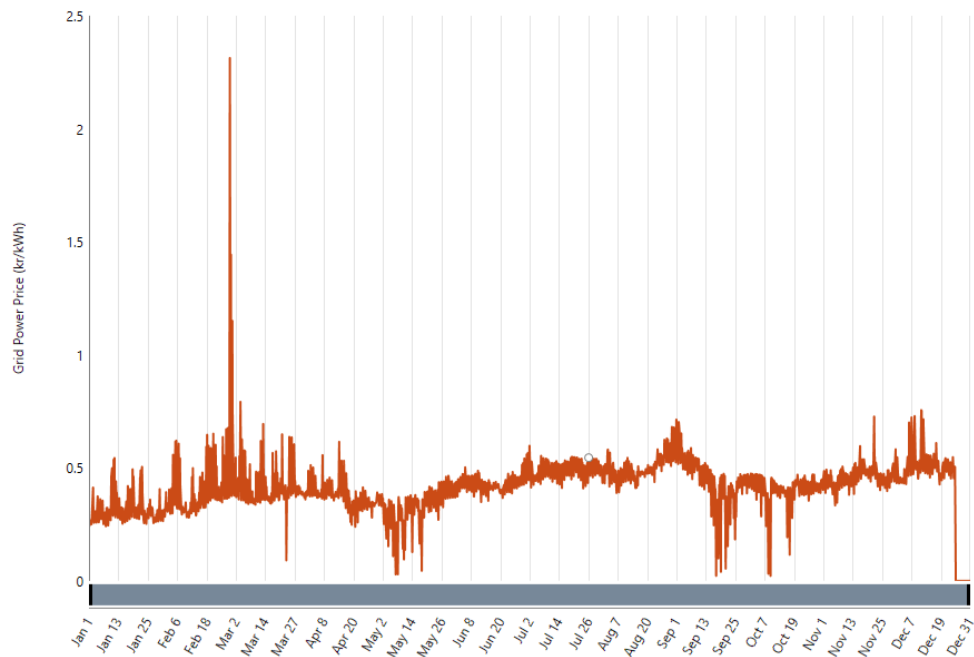
Figur 54 – Trafo A (NS01873).



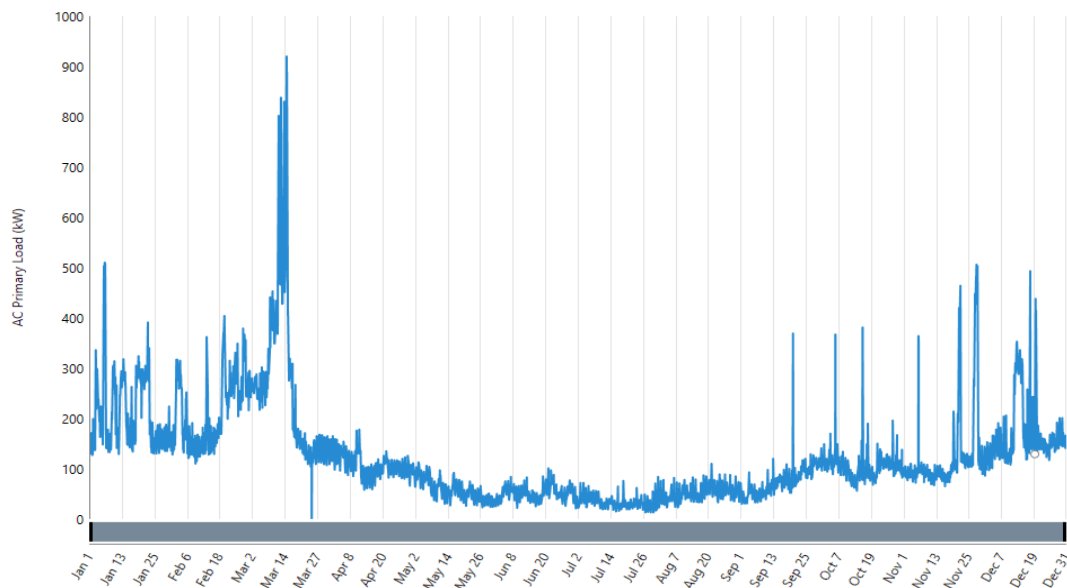
Figur 55 – Trafo L (NS02012).

5.2 Simuleringsresultater ved de ulike modellene

Resultatene presenteres på en slik måte ved å sammenligne økonomiske resultater for tre ulike kombinasjoner. En med standardverdier, en for lavest og en for høyest økonomisk kostnad. I framstillinger hvor ikke de tre kombinasjonene kommer frem, presenteres standardverdi resultatene. Figur 56 og Figur 57 gjelder for alle dagens modeller.



Figur 56 - Elspot priser for 2018.



Figur 57 – Lastdata i kW for 2018, som brukes i dagens modeller.

5.2.1 Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft

De økonomiske resultatene presenteres i Tabell 22. Den sammenligner tre ulike kombinasjoner fra følsomhetsanalysen med ulike verdier for rentene. HOMER regnet ut 18 mulige gjennomførbare utfall ettersom følsomhetsanalysene bestod av to rente parametere, hvor hver parametere hadde tre ulike verdier ($2 \text{ stk} * 3^2 = 18$). Av de mulige utfallene presenteres såkalte tre kombinasjonene som ble nevnt i innledningen til kapittel 5.2.

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8

LCOE kr/kWh	0,5798	0,5798	0,5798
Operasjon kostnader Kr/år	610 811	610 811	610 811
Total NPC	7 660 810	9 779 497	12 861 210

Tabell 22 – Fremstiller økonomiske simuleringresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro.

Ettersom det ikke er noen andre kilder enn kjøp av kraft fra nettleverandør, er det bare den energien det forbrukes som det betales for. Kjøp av kraft er ikke en installasjonskostnad, slik at systemkostnaden er lik operasjonskostnaden. Dette kan ses i Tabell 22, Tabell 23, og Figur 58.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	154,488	0	154,488	510	kr48,778	kr27,030
February	142,058	0	142,058	404	kr59,243	kr21,412
March	195,227	0	195,227	920	kr80,280	kr27,600
April	77,671	0	77,671	178	kr29,181	kr8,010
May	43,900	0	43,900	113	kr14,054	kr5,085
June	36,142	0	36,142	101	kr15,670	kr4,545
July	23,981	0	23,981	76.0	kr12,005	kr3,420
August	37,207	0	37,207	110	kr18,835	kr4,950
September	52,471	0	52,471	369	kr22,801	kr14,760
October	76,463	0	76,463	381	kr31,002	kr15,240
November	89,729	0	89,729	506	kr41,939	kr26,818
December	124,090	0	124,090	493	kr52,024	kr26,129
Annual	1,053,427	0	1,053,427	920	kr425,813	kr184,999

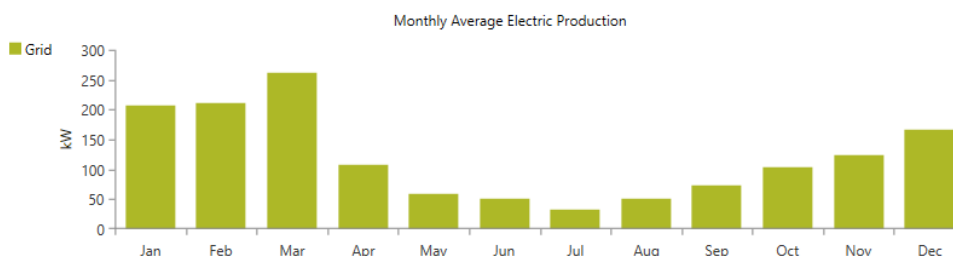
Tabell 23 – Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringrapporten i HOMER Pro.

Production	kWh/yr	%
Grid Purchases	1,053,427	100
Total	1,053,427	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	1,053,427	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	1,053,427	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	0	%
Max. Renew. Penetration	0	%



Figur 58 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr9,779,497.31	kr0.00	kr0.00	kr9,779,497.31
System	kr0.00	kr0.00	kr9,779,497.31	kr0.00	kr0.00	kr9,779,497.31

Figur 59 - Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

5.2.2 Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler

De økonomiske resultatene presenteres i Tabell 24. Igjen sammenlignes tre ulike kombinasjoner fra følsomhetsanalysen med ulike verdier for rentene.

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	0,6711	0,6468	0,6257
Operasjon kostnader Kr/år	595 093	595 093	595 093
Total NPC	8 961 382	11 025 550	14 027 950

Tabell 24 – Fremstiller økonomiske simuleringsresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro. Dette er for solcellepanel modellen.

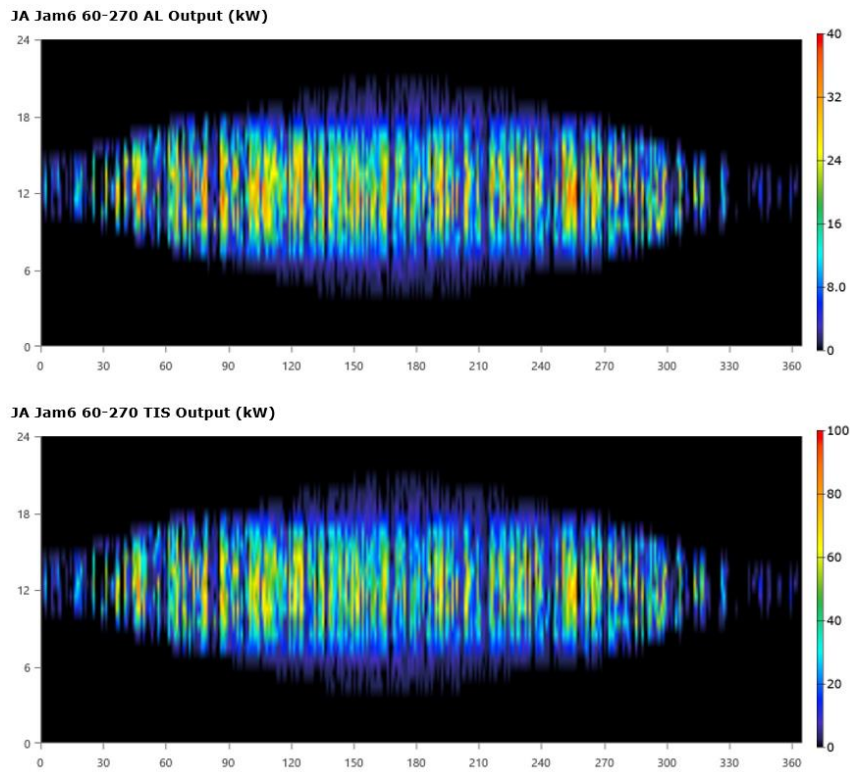
I denne modellen er det ikke bare kjøp av kraft fra en energileverandør, men også lokal energiproduksjon i form av to solcelleanlegg som bidrar med å redusere totalforbruket. Det er ikke bare energien det forbrukes som det betales for. Installasjon, operasjon og eventuelle vedlikeholdskostnader ved solcelleanleggene er med å øke systemkostnadene. Økning i kostnader men også reduksjon av energiforbruk fremkommer i Tabell 25, Figur 60 og Figur 61.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	152,936	0	152,936	510	kr48,268	kr27,030
February	135,924	0	135,924	374	kr56,908	kr19,822
March	183,653	0	183,653	906	kr75,464	kr27,190
April	63,963	205	63,758	178	kr24,023	kr8,010
May	31,194	2,661	28,532	113	kr9,693	kr5,085
June	24,365	1,875	22,490	85.2	kr10,619	kr3,834
July	14,743	3,702	11,041	60.9	kr7,350	kr2,741
August	26,478	1,583	24,895	82.7	kr13,495	kr3,721
September	41,894	1,107	40,787	369	kr18,272	kr14,760
October	68,907	125	68,783	381	kr27,900	kr15,240
November	87,556	3.57	87,552	506	kr40,934	kr26,818
December	123,713	0	123,713	493	kr51,862	kr26,107
Annual	955,325	11,261	944,064	906	kr384,790	kr180,358

Tabell 25 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringrapporten i HOMER Pro

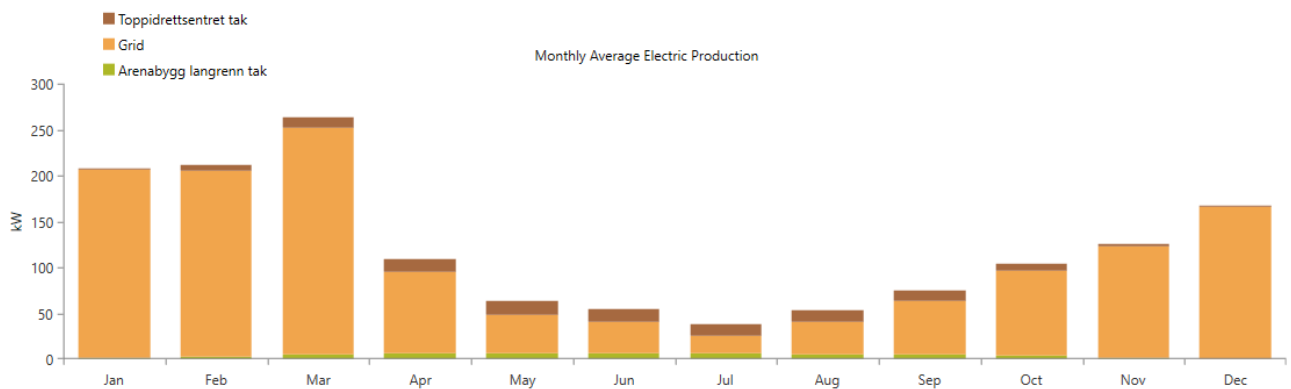
Videre kan det ses at solcelleanleggene er med å redusere behovet ved effekttopper (Peak Demand), samt reduksjon i energi og effektbehov kostnader (Energy og demand charge). Dette gjelder også reduksjon ved kjøp av elektrisk energi som er mindre sammenlignet med resultatene fra modellen i kapittel 5.2.1. Disse utgjør ikke voldsomt stor reduksjon i effekttopper men modellen er basert på to solcelleanlegg med en samlet effekt på 138 kWp. Høyest reduksjon av energi og effekttopp forbruk er ved de månedene det er best egnede solforhold (mars - oktober).

Ved test simuleringer med solcelleanlegget (økt til 400 kWp), så bidrar det for eksempel i mars måned med å redusere toppen fra 920 kW til 889 kW, som utgjør en reduksjon på 31 kW. Dette er en gjentakelse ved de andre månedene, når det ikke er egnede solforhold vil ikke økningen i solcelleanlegget bidra med store reduksjoner av energi og effektforbruket.



Figur 60 – Solcelleanlegget ved Toppidrettsenteret (TIS) er et mye større anlegg sammenlignet med arenabygget for langrenn (AL). Dette kommer frem av grafene over fra simuleringsrapporten i HOMER.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%	Quantity	Value	Units
JA Jam6 60-270 AL	35,870	3.35	AC Primary Load	1,053,427	98.9	Excess Electricity	0	0	Renewable Fraction	10.3	%
JA Jam6 60-270 TIS	79,248	7.40	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0	Max. Renew. Penetration	105	%
Grid Purchases	955,325	89.2	Deferrable Load	0	0	Capacity Shortage	0	0			
Total	1,070,444	100	Grid Sales	11,261	1.06						
			Total	1,064,688	100						



Figur 61 – Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringsresultatene HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr9,048,378.54	kr0.00	kr0.00	kr9,048,378.54
JA Jam6 60-270 AL	kr466,679.00	kr0.00	kr149,395.48	kr0.00	kr0.00	kr616,074.48
JA Jam6 60-270 TIS	kr1,031,035.00	kr0.00	kr330,059.79	kr0.00	kr0.00	kr1,361,094.79
System	kr1,497,714.00	kr0.00	kr9,527,833.81	kr0.00	kr0.00	kr11,025,547.81

Figur 62 – Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

5.2.3 Modell basert på dagens lastdata med batterilagring

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	0,9557	0,8985	0,8461
Operasjon kostnader Kr/år	710 238	714 098	714 507
Total NPC	12 622 030	15 147 400	18 758 830

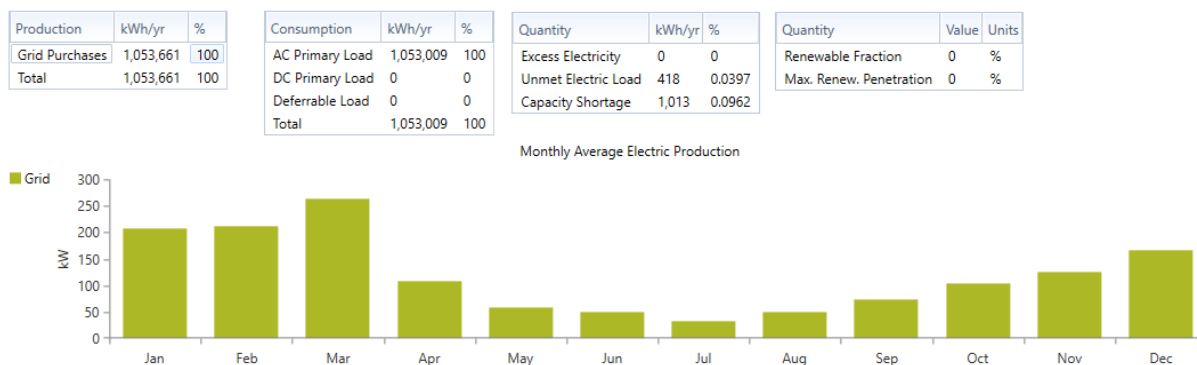
Tabell 26 - Fremstiller økonomiske simuleringsresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro. Dette er for batterimodellen.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	154,401	0	154,401	450	kr48,717	kr23,850
February	142,144	0	142,144	344	kr58,894	kr18,232
March	195,265	0	195,265	820	kr80,288	kr24,600
April	77,697	0	77,697	153	kr29,189	kr6,885
May	44,024	0	44,024	88.0	kr14,104	kr3,960
June	36,177	0	36,177	76.0	kr15,685	kr3,420
July	24,022	0	24,022	51.0	kr12,022	kr2,295
August	37,220	0	37,220	85.0	kr18,839	kr3,825
September	52,575	0	52,575	309	kr22,849	kr12,360
October	76,512	0	76,512	321	kr31,019	kr12,840
November	89,600	0	89,600	446	kr41,880	kr23,638
December	124,025	0	124,025	433	kr51,989	kr22,949
Annual	1,053,661	0	1,053,661	820	kr425,475	kr158,854

Tabell 27 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringsrapporten i HOMER Pro.

Ettersom det kan oppnås lavere effekttopper er «demand charge» kostnaden lavere, sammenlignet med modell for kjøp av nettbasert kraft og modellen med bare solcellepaneler. Dette kommer klarere frem hvis Tabell 23, Tabell 25 og Tabell 27 sammenlignes for de tre modellene. Batterisystemet har innvirkning på effektledet, men lite innvirkning på

energiledet. Dette er rimelig siden et batteri er et energilager og ikke en produksjonskilde. For eksempel i mars måned reduseres toppen fra 920 kW til 820 kW, som utgjør en reduksjon på 100 kW.



Figur 63 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr9,355,494.85	kr0.00	kr0.00	kr9,355,494.85
LGChem RESU [6.4kWh]	kr3,714,200.00	kr2,502,578.98	kr0.00	kr0.00	-kr424,878.04	kr5,791,900.94
System	kr3,714,200.00	kr2,502,578.98	kr9,355,494.85	kr0.00	-kr424,878.04	kr15,147,395.78

Figur 64 – Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

5.2.4 Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	1,05	0,9665	0,8936
Operasjon kostnader Kr/år	698 790	702 650	703 059
Total NPC	13 976 160	16 461 810	20 015 480

Tabell 28 - Fremstiller økonomiske simuleringsresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro.

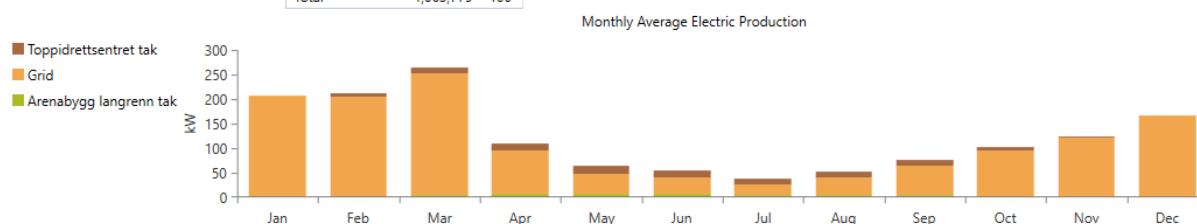
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	152,922	0	152,922	450	kr48,230	kr23,850
February	135,958	0	135,958	344	kr56,526	kr18,232
March	183,698	0	183,698	820	kr75,479	kr24,600
April	63,979	90.6	63,889	153	kr24,028	kr6,885
May	30,882	2,322	28,559	88.0	kr9,625	kr3,960

June	24,354	1,864	22,490	76.0	kr10,615	kr3,420
July	14,705	3,676	11,029	51.0	kr7,331	kr2,295
August	26,478	1,569	24,909	82.7	kr13,495	kr3,721
September	41,915	1,107	40,807	309	kr18,281	kr12,360
October	68,814	89.3	68,725	321	kr27,861	kr12,840
November	87,441	0	87,441	446	kr40,882	kr23,638
December	123,653	0	123,653	433	kr51,831	kr22,949
Annual	954,800	10,718	944,081	820	kr384,184	kr158,750

Tabell 29 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringrapporten i HOMER Pro.

Resultatene fra hva de to solcelleanleggene kan bidra med vil være det samme som i Figur 60.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%	Quantity	Value	Units
JA Jam6 60-270 AL	35,870	3.35	AC Primary Load	1,053,061	99.0	Excess Electricity	0	0	Renewable Fraction	10.2	%
JA Jam6 60-270 TIS	79,248	7.41	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	366	0.0347	Max. Renew. Penetration	167	%
Grid Purchases	954,800	89.2	Deferrable Load	0	0	Capacity Shortage	936	0.0889			
Total	1,069,918	100	Grid Sales	10,718	1.01						
			Total	1,063,779	100						



Figur 65 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringresultatene i HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr8,692,740.15	kr0.00	kr0.00	kr8,692,740.15
JA Jam6 60-270 AL	kr466,679.00	kr0.00	kr149,395.48	kr0.00	kr0.00	kr616,074.48
JA Jam6 60-270 TIS	kr1,031,035.00	kr0.00	kr330,059.79	kr0.00	kr0.00	kr1,361,094.79
LGChem RESU [6.4kWh]	kr3,714,200.00	kr2,502,578.98	kr0.00	kr0.00	-kr424,878.04	kr5,791,900.94
System	kr5,211,914.00	kr2,502,578.98	kr9,172,195.42	kr0.00	-kr424,878.04	kr16,461,810.36

Figur 66 - Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringresultatene i HOMER Pro.

5.2.5 Oppsummering av modeller basert på dagens lastdata

I Tabell 30 under vises en sammenligning av de ulike modellene med tre forskjellige rente parametere; nedre, standard verdi og øvre.

	Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Felles verdier	Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
	Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
Hvilken modell				

Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft	LCOE kr/kWh	0,5798	0,5798	0,5798
	Operasjon kostnader Kr/år	610 811	610 811	610 811
	Total NPC (kr)	7 660 810	9 779 497	12 861 210
Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler	LCOE kr/kWh	0,6711	0,6468	0,6257
	Operasjon kostnader Kr/år	595 093	595 093	595 093
	Total NPC (kr)	8 961 382	11 025 550	14 027 950
Modell basert på dagens lastdata med batterilagring	LCOE kr/kWh	0,9557	0,8985	0,8461
	Operasjon kostnader Kr/år	710 238	714 098	714 507
	Total NPC (kr)	12 622 030	15 147 400	18 758 830
Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler	LCOE kr/kWh	1,05	0,9665	0,8936
	Operasjon kostnader Kr/år	698 790	702 650	703 059
	Total NPC (kr)	13 976 160	16 461 810	20 015 480

Tabell 30 – Oppsummering av alle dagens modeller.

Tabell 30 oppsummerer kostnadsresultater ved de ulike modellene. Sammenlignes disse mot alle tidligere figurer og tabeller, kommer det tydelig frem at totalprisen økes i takt med kompleksiteten av modellene.

Sammenlignes solcelleanlegg og batterilagring modellene mot modellen med kjøp av nettbasert kraft kan det ses en reduksjon i energi og effektledet. Likevel total systemprisen for modellene viser at det bidrar til betydeligere høyere investeringskostnad og vil ikke være lønnsomt. Dette kommer i hovedsak fra at solcelle og batteriteknologi er fortsatt kostbart i Norge. Videre er det ikke optimalt ettersom det er fire årstider. Utenom sommerhalvåret er det stort behov for oppvarming, som igjen vil bidra til høye effekttopper. Disse toppene gjør at batterisystemet må drive aktivt med inn og utladning som igjen vil gi en høyere slitasje kostnad. Et annet eksempel er at solcelleanleggene leverer mest energi på sommeren, da prising av energi er rimeligst og det er minst behov for oppvarming. Samtidig er kjøp av kraft i Norge rimelig, men vil denne billige tilgangen på energi i Norge bli dyrere fremover, vil solcelleproduksjon kunne bli mere egnet. Ordninger som Enova eller innovasjon Norge ville kunne gi økonomisk støtte, men dette er ikke blitt medregnet.

Det er en del usikkerhetsmomenter ettersom NPC gjelder med levetid på 25 år. I løpet av denne tiden vil solcelle og batteriteknologi bli billigere. Med en solcellekostnad ned på 4000 kr/kWp, vil dette ha en stor innvirkning på lønnsomheten.

5.2.6 En mer fremtidige modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	1,16	1,03	0,9082

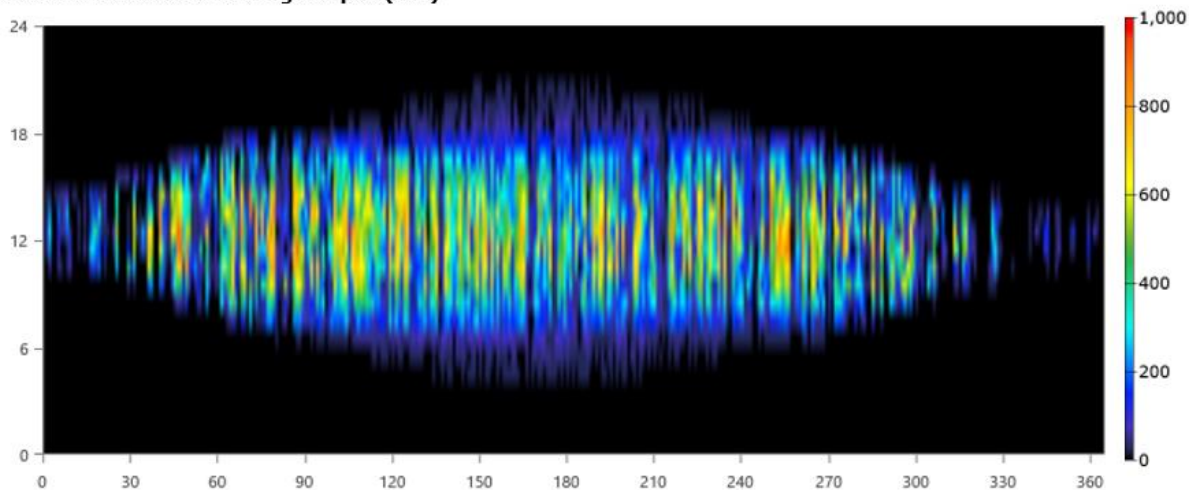
Operasjon kostnader Kr/år	1 087 586	1 091 446	1 091 855
Total NPC	29 976 770	33 811 020	39 326 270

Tabell 31 - Fremstiller økonomiske simuleringresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	203,540	1,330	202,210	711	kr64,080	kr37,668
February	167,768	21,395	146,374	631	kr70,099	kr33,427
March	209,678	35,139	174,539	1,239	kr85,688	kr37,167
April	64,084	73,095	-9,011	248	kr24,216	kr11,163
May	29,110	97,443	-68,333	157	kr8,873	kr7,086
June	18,379	83,065	-64,687	107	kr7,988	kr4,829
July	11,688	87,324	-75,636	73.9	kr5,780	kr3,324
August	23,555	75,462	-51,907	94.8	kr11,948	kr4,264
September	44,433	69,781	-25,348	514	kr19,580	kr20,569
October	77,300	35,467	41,833	531	kr31,435	kr21,238
November	115,688	8,988	106,700	705	kr54,142	kr37,373
December	169,752	0	169,752	684	kr71,141	kr36,226
Annual	1,134,974	588,488	546,486	1,239	kr454,972	kr254,334

Tabell 32 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringrapporten i HOMER Pro.

JA Jam6 60-270 Parkering Output (kW)



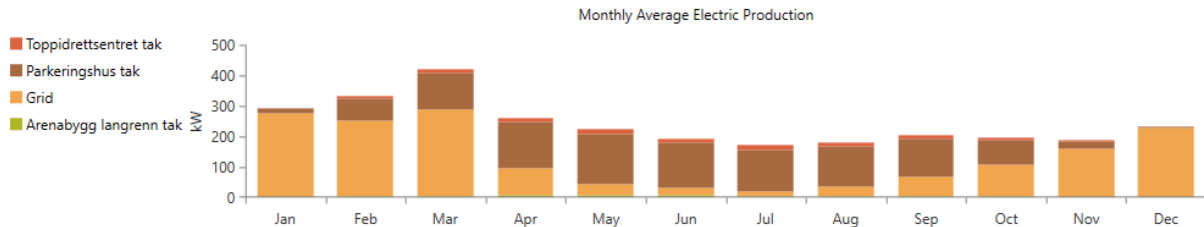
Figur 67 – Utgangseffekt ved det største solcelleanlegget. Solcelleanleggene i de tidligere modellene er ikke illustrert her, siden de fortsatt vil levere samme energimengde.

Production	kWh/yr	%
JA Jam6 60-270 AL	35,870	1.70
JA Jam6 60-270 TIS	79,248	3.76
JA Jam6 60-270 Parkering	855,046	40.6
Grid Purchases	1,134,974	53.9
Total	2,105,139	100

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	1,468,030	71.4
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	588,488	28.6
Total	2,056,518	100

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	0	0
Unmet Electric Load	0	0
Capacity Shortage	0	0

Quantity	Value	Units
Renewable Fraction	44.8	%
Max. Renew. Penetration	108	%



Figur 68 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringresultatene i HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr14,935,091.14	kr0.00	kr0.00	kr14,935,091.14
JA Jam6 60-270 AL	kr466,679.00	kr0.00	kr196,472.92	kr0.00	kr0.00	kr663,151.92
JA Jam6 60-270 Parkering	kr11,124,325.00	kr0.00	kr4,683,366.09	kr0.00	kr0.00	kr15,807,691.09
JA Jam6 60-270 TIS	kr1,031,035.00	kr0.00	kr434,068.08	kr0.00	kr0.00	kr1,465,103.08
LGChem RESU [6.4kWh]	kr3,714,200.00	kr3,504,091.25	kr0.00	kr0.00	-kr763,059.56	kr6,455,231.68
System	kr16,336,239.00	kr3,504,091.25	kr20,248,998.22	kr0.00	-kr763,059.56	kr39,326,268.90

Figur 69 - Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringresultatene i HOMER Pro.

Forbruket og energibehovet er nå høyere, men samtidig er det tatt med et stort solcelleanlegg på taket av et parkeringshus. Denne installasjonen medfører store kostnader, men tilsammen bidrar solcelleanlegget til en høyere andel energireduksjon. For eksempel Trondheim kommunes mål med 30 % energireduksjon kan oppnås. Et slikt system kan være med på å skape salg av energi. Samtidig i januar og desember blir det dårlig utnyttelse av solcelleanlegget.

5.2.7 Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak

Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	0,5798	0,5798	0,5798
Operasjon kostnader Kr/år	3 560 827	3 560 827	3 560 827
Total NPC	44 659 950	57 011 190	74 976 530

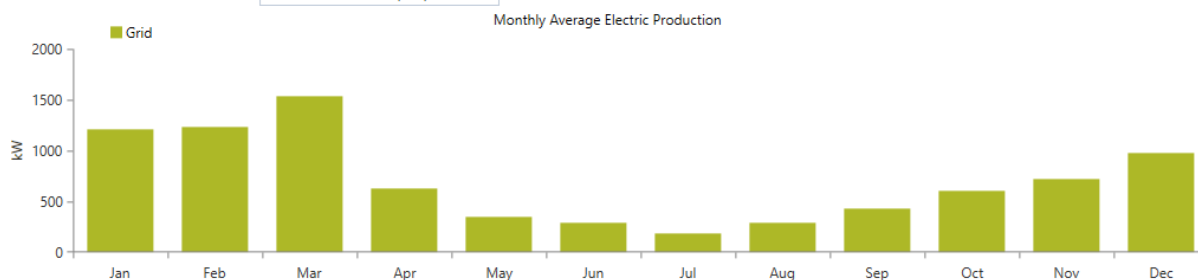
Figur 70 - Fremstiller økonomiske simuleringresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro.

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
-------	------------------------	-------------------	----------------------------	------------------	---------------	---------------

January	900,613	0	900,613	2,973	kr284,362	kr157,576
February	828,150	0	828,150	2,355	kr345,369	kr124,825
March	1,138,108	0	1,138,108	5,363	kr468,003	kr160,899
April	452,796	0	452,796	1,038	kr170,117	kr46,696
May	255,922	0	255,922	659	kr81,932	kr29,644
June	210,696	0	210,696	589	kr91,350	kr26,496
July	139,801	0	139,801	443	kr69,985	kr19,937
August	216,904	0	216,904	641	kr109,802	kr28,857
September	305,888	0	305,888	2,151	kr132,924	kr86,046
October	445,754	0	445,754	2,221	kr180,730	kr88,844
November	523,090	0	523,090	2,950	kr244,489	kr156,340
December	723,403	0	723,403	2,874	kr303,280	kr152,323
Annual	6,141,125	0	6,141,125	5,363	kr2.48M	kr1.08M

Tabell 33 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringsrapporten i HOMER Pro.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%	Quantity	Value	Units
Grid Purchases	6,141,125	100	AC Primary Load	6,141,125	100	Excess Electricity	0	0	Renewable Fraction	0	%
Total	6,141,125	100	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0	Max. Renew. Penetration	0	%
			Deferrable Load	0	0	Capacity Shortage	0	0			
			Total	6,141,125	100						



Figur 71 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr57,011,190.39	kr0.00	kr0.00	kr57,011,190.39
System	kr0.00	kr0.00	kr57,011,190.39	kr0.00	kr0.00	kr57,011,190.39

Figur 72 - Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

Uten lokale tiltak ved fremtidig utbygging vil kraftnettet bli høyere belastet, og trolig måtte betydelige oppgraderinger gjøres for kraftlinjen og distribusjonssystemet til Granåsen for å kunne imøtekomme dette behovet. Nå er disse simuleringene basert på lastdata og energipriser fra 2018, slik at å modellere med data for 25 år fremover, kan det knyttes usikkerhet. Energipriser som; strømpris og effekttariffer vil være varierende. Det er antatt at kraftprisen i Norge vil øke fram mot 2030 (NVE, 2016, s 4).

5.2.8 Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem

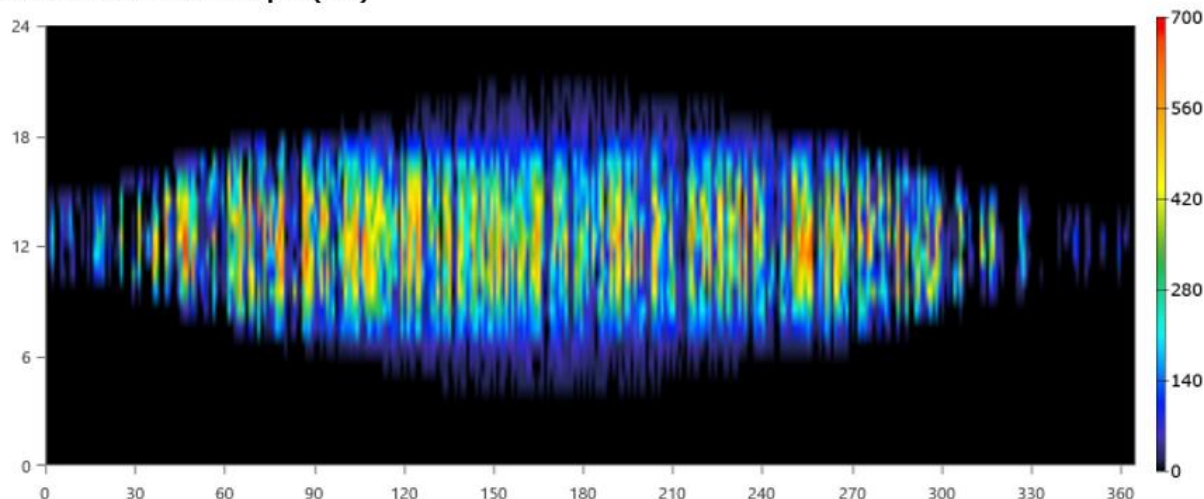
Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC
Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
LCOE kr/kWh	0,8928	0,8209	0,7578
Operasjon kostnader Kr/år	3 721 050	3 782 770	3 729 587
Total NPC	74 979 040	88 009 640	106 839 500

Figur 73 - Fremstiller økonomiske simuleringresultater ved tre kombinasjoner i HOMER Pro.

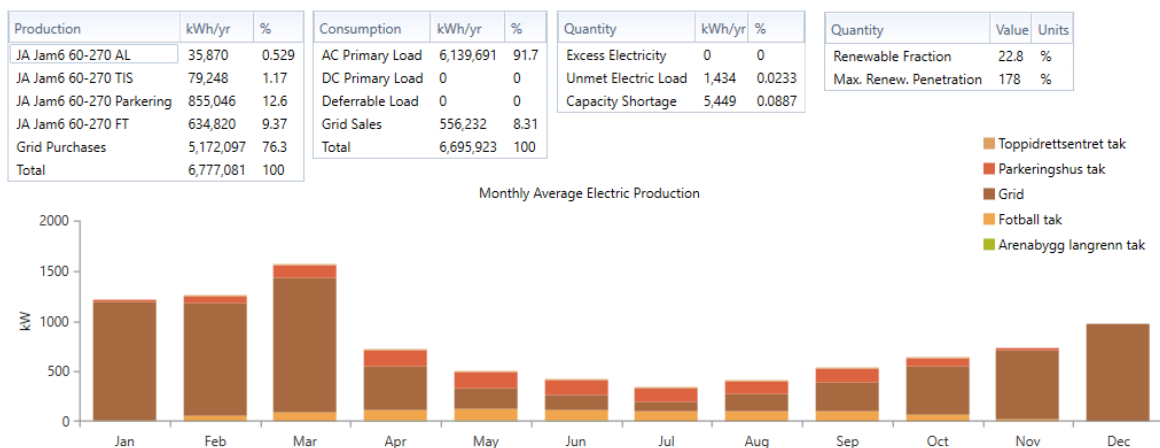
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	878,964	122	878,842	2,773	kr277,190	kr146,969
February	751,730	8,925	742,805	2,155	kr314,830	kr114,215
March	992,600	15,826	976,773	5,163	kr407,360	kr154,890
April	313,019	54,029	258,989	838	kr117,839	kr37,710
May	148,275	107,285	40,990	459	kr45,814	kr20,655
June	106,619	86,243	20,376	389	kr46,419	kr17,505
July	65,474	106,087	-40,614	330	kr32,512	kr14,855
August	124,703	79,449	45,254	431	kr63,431	kr19,388
September	211,767	68,729	143,038	1,951	kr92,810	kr78,040
October	362,305	23,617	338,688	2,021	kr146,784	kr80,840
November	498,689	5,919	492,770	2,750	kr233,263	kr145,750
December	717,953	0	717,953	2,674	kr300,930	kr141,722
Annual	5,172,097	556,232	4,615,865	5,163	kr2.08M	kr972,539

Tabell 34 - Kostnader per måneder i løpet av et år. Hentet fra simuleringrapporten i HOMER Pro.

JA Jam6 60-270 FT Output (kW)



Figur 74 - Utgangseffekt for fotball hall solcelleanlegget. Solcelleanleggene i de tidligere modellene er ikke illustrert her, siden de fortsatt vil levere samme energimengde.



Figur 75 - Totalforbruk, tabeller forbruk per måned hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro

Component	Capital (kr)	Replacement (kr)	O&M (kr)	Fuel (kr)	Salvage (kr)	Total (kr)
Grid	kr0.00	kr0.00	kr48,860,085.46	kr0.00	kr0.00	kr48,860,085.46
JA Jam6 60-270 AL	kr466,679.00	kr0.00	kr149,395.48	kr0.00	kr0.00	kr616,074.48
JA Jam6 60-270 FT	kr8,259,133.00	kr0.00	kr2,643,952.64	kr0.00	kr0.00	kr10,903,085.64
JA Jam6 60-270 Parkering	kr11,124,325.00	kr0.00	kr3,561,171.42	kr0.00	kr0.00	kr14,685,496.42
JA Jam6 60-270 TIS	kr1,031,035.00	kr0.00	kr330,059.79	kr0.00	kr0.00	kr1,361,094.79
LGChem RESU [6.4kWh]	kr7,428,400.00	kr5,005,157.95	kr0.00	kr0.00	-kr849,756.08	kr11,583,801.87
System	kr28,309,572.00	kr5,005,157.95	kr55,544,664.80	kr0.00	-kr849,756.08	kr88,009,638.67

Figur 76 - Kostnadssammendrag for modellen hentet fra simuleringsresultatene i HOMER Pro.

5.2.9 Oppsummering av estimerte fremtidige modeller

	Hva	Lavest NPC	NPC ved standard verdier	Høyest NPC

Felles verdier	Nominell diskonteringsrente %	7,8	6	4,2
	Inflasjonsrente %	1,51	2,15	2,8
Hvilken modell				
En mer fremtidig modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem	LCOE kr/kWh	1,16	1,03	0,9082
	Operasjon kostnader Kr/år	1 087 586	1 091 446	1 091 855
	Total NPC (kr)	29 976 770	33 811 020	39 326 270
Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak	LCOE kr/kWh	0,5798	0,5798	0,5798
	Operasjon kostnader Kr/år	3 560 827	3 560 827	3 560 827
	Total NPC (kr)	44 659 950	57 011 190	74 976 530
Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem	LCOE kr/kWh	0,8928	0,8209	0,7578
	Operasjon kostnader Kr/år	3 721 050	3 782 770	3 729 587
	Total NPC (kr)	74 979 040	88 009 640	106 839 500

Tabell 35 – Oppsummering av alle fremtidens modeller.

Igjen kan det ses at investeringene er ulønnsomme med dagens priser for solcellepaneler og batterisystemer. Som tidligere nevnt må prisene bli lavere og en høyere strømpris i markedet er noe som vil gjøre disse kildene mer lønnsomme. Ordninger som Enova eller innovasjon Norge ville kunne gi økonomisk støtte, men dette er ikke blitt medregnet.

5.3 Styringsstrategier ved modellene

Det er flere kontrollstrategier i HOMER Pro, men når hovedbruken er fast tilkobling og den største energikilden vil være kjøp av kraft (grid tilkoblet), er det to kontrolltyper som kan trekkes frem:

- Cycle charging
- Load following

Cycle charging eller «sykel ladning», går ut på når generering av energi kreves (f.eks. fra kraft nettet) opereres den ved full kapasitet og overskuddsenergien benyttes til å lade for eksempel batteribankene. Denne teknikken pleier å være en mer optimal metode for et anlegg med lite eller ingen fornybare kilder (HOMER ENERGY, 2019).

Load following eller «last forfølging», går ut på når generering av energi kreves (f.eks. fra kraft nettet) produseres bare nok kraft til å imøtekomme behovet. Denne teknikken pleier å være en mer optimal metode for anlegg med mange fornybare kilder som kan overstige lasten (HOMER ENERGY, 2019).

Modeller som gjelder dagens anlegg, har ingen eller relativt lite med fornybare kilder, slik at cycle charging er den mest egnede metoden. I tillegg kan modellene med batterilagring lagre eller selge overskuddsenergi. Ved metoden vil ikke batterisystemet bli for stort, ettersom for teknikken load following er det ønskelig å produsere nok kraft til å møte behovet, altså høye effekttopper. Her vil antall batterier blitt enormt høyt med batteritypen som er blitt brukt i

modellen, ved å kjøre en optimaliseringsalgoritme som dimensjonerer etter effekttoppbehovet. Dette ble verifisert med å kjøre simuleringer i HOMER Pro med bruk av load following strategi.

Ved de fremtidige modellene gjelder fortsatt cycle charging. Selv om en høyere andel fornybare kilder inkluderes, vil kjøp av kraft være kilden som er mest aktiv grunnet den fornybare energien som blir produsert ikke er nok.

Kontrollmetoden som er blitt brukt, cycle charging vil kunne fungere ved formål som; peak shaving og load leveling optimaliseringsrutiner. Grunnen er at, for det første kan energiforbruket reduseres ved å benytte seg av fornybare kilder (solkraft), som fører til mindre kjøp av energi. For det andre kan lagringen i kombinasjon med solkraft, være egnet til å redusere effekttoppene og være et lager for å drive peak shaving og load leveling.

Hovedkilden vil være fast tilkobling i dagens og fremtidens anlegg. Dermed kan kjøp av kraft fungere som master og kildene med solcellepaneler og batterisystemet som slaver. Følgelig har anlegget en master-slave arkitektur. Derfor ved å realisere et mikrogrid anlegg er det naturlig å tenke seg en master-slave arkitektur, med P/Q og V/F kontroll (ref kap 2.5).

Som det kan ses i mange av figurene og tabellene i kapittel 5.2 har solcelleanleggene og batterisystemet innvirkning på energi og effektleddet. Denne reduksjon er et resultat av å drive energieffektivisering og utjevning av effekttopper.

En del av energimengden i enkelte modeller går til spille eller til videresalg. Potensialet med fortjeneste av å selge energi er det ikke blitt gjort simuleringer på. Følgelig er tilbake salgsprisen satt til null. Med for eksempel 5 øre/kWh eller høyere er det klart at det vil påvirke økonomien i en positiv retning.

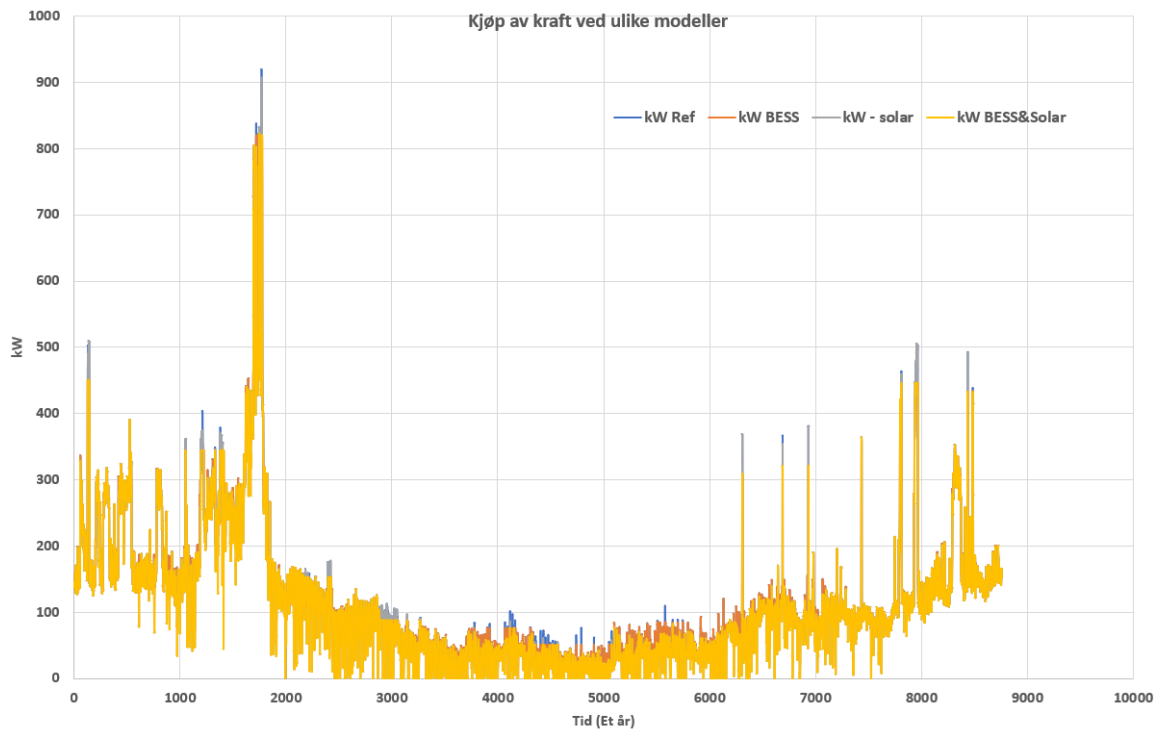
5.4 Oppsummering av resultatene

5.4.1 Egenlogging og datainnhenting

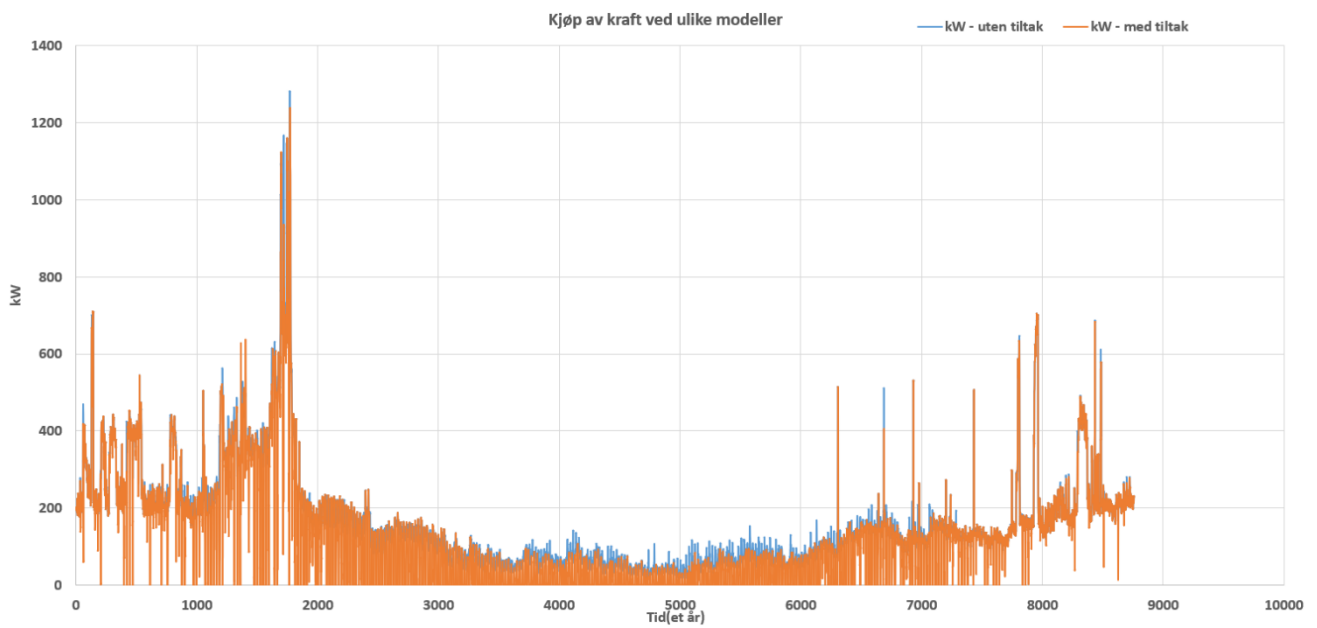
Ved å kunne benytte seg av måledata fra egenoppsatte loggere og annen datainnhenting fra Trondheim kommune og Safebase, har det blitt tilegnet seg kunnskaper om energibildet i Granåsen. Det er blitt kartlagt enkelt laster, som bidrar til å påvirke effekttoppene. Mange av de utplasserte loggerne bærer preg av lite aktivitet under loggeperioden. Data fra timesmålinger og 30-sekund loggerne ved trafoene er med å gi et bilde av hvilke trafoer det er størst trafikk på.

5.4.2 Modellene

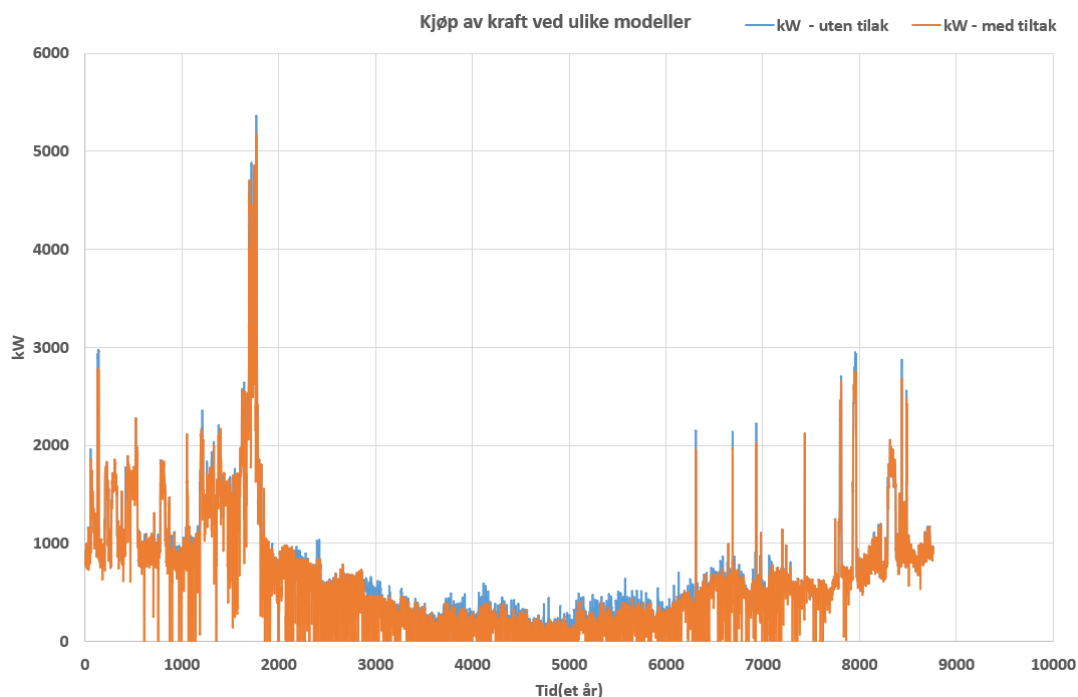
I figurene under fremstilles hvilke resultater de ulike tiltakene bidrar med, for de tre mikrogridmodellene. Tiltakene har innvirkning på energi og effektleddet, ved at effekttopper kuttes og det generelle energiforbruket reduseres. Settes det opp mot totalforbruket utgjør tiltakene en liten andel, og det er klart at flere konkrete tiltak kreves for å redusere energi og effektleddet ytterligere.



Figur 77 – Kjøp av kraft ved dagens modeller



Figur 78 – Kjøp av kraft ved de mer fremtidige modellene.



Figur 79 – Kjøp av kraft ved de fullt estimerte fremtidige modellene.

6 Diskusjon

6.1 Usikkerhetsmomenter ved spesifikasjoner, metoder, datainnhenting og logging og implementasjon for mikrogrid

6.1.1 Logging og annen datainnhenting

Egenoppsatte loggere med et minuttsoopløsning ble plassert på strategiske steder etter beste evne. Ettersom loggerne ikke kom opp før i februar ble mye av vinteraktiviteten (november 2018 - januar 2019) ikke målt. Det har vært lav aktivitet ved loggere 2, 3, 4 og 5. Den som det har vært mest aktivitet på er logger 1. Denne varierer i takt med dag og natt. Dermed er datagrunnlaget tynt, men det er likevel mulig å se resultater fra loggerperioden ved disse enkeltlastene, i hvilke perioder de var aktive. Som det fremkommer i kapittel 5.1, har det vært noe spesifikke aktiviteter i forbindelse med flomlys og snøproduksjon. Lys i hoppbakken for trening og hoppkonkurransen Raw Air. Kun en periode med snøproduksjon ved snølageret, ettersom det var sent på sesongen og varierende værforhold.

Data fra loggere med timesmålinger (Esave) har stått lengst, slik at det kan ses årlige forbruk med timesoppløsning helt tilbake til 2014 (Figur 21). Slik som forbruket har vært fra de siste fem årene kan man se et mønster med lav aktivitet på sommer, mens sen høst og vinter utgjør høyest aktivitet. Dette er noe som med høy sannsynlighet vil vedvare de kommende år, ettersom Granåsen skisenter er mest kjent for vinteridrett.

De to loggerne med 30-sekundsoppløsning er blitt logget i en periode på nesten et helt år. Det har resultert i store datamengder. Sammenlignes 30-sekundsoppløsning og timesoppløsning

loggingen fra samme trafoer er mønsteret likt, men mer detaljerte målinger er naturlig å forvente fra 30 sekundsoppløsning.

Ettersom det ikke lyktes med å koble opp Dent Instrument loggerne i trafoene, hadde det vært meget interessant å få logget her med et minuttsopløsning, gjerne med data for et helt år. I skrivende stund (mai 2019) er planen at Trønder Energi skal bytte ut målerne i trafoene til AMS målere etter 01.01.2019 kravet, men dette har ikke blitt gjort. Når dette arbeidet blir fullført er uklart, men når det er gjort vil det være mulig å be nettselskapet åpne HAN-portene på målerne og benytte tredjeparts utstyr for å måle med valgfri oppløsning.

Plasseringen av loggeutstyret kunne blitt forbedret, for eksempel byttet til plasseringer med mer aktivitet. Samtidig er enkeltlastene som det er blitt logget ved typiske laster i Granåsen, flomlys og snøproduksjon. Det ble logget lite av data som hadde høy aktivitet, ettersom mye av lastene var av når de ikke ble brukt. Dette gjaldt spesielt laster tilknyttet hoppbakke flomlys og snøproduksjon. To av loggerne ble koblet ned siden det var slutt på snøproduksjon, og det ble prøvd å installere de i Toppidrettsenteret. Ettersom det er AMS målere i bygget var en lettere måte å koble seg på de med eksternt loggeutstyr (som en annen medstudent med samme veileder har prosjekt om). Arbeidet med å få til en slik logging i Toppidrettsenteret er noe som kunne blitt påbegynt tidligere, men kursen ble endret litt ettersom Trønder Energi ikke har byttet til AMS målere i trafoene og Trondheim kommune ikke hadde adgang til å installere de fem loggerne ved trafoer. Det ble dermed gått vekk fra denne metoden, og fokusert mest på de fem utplasserte loggerne, time og 30-sekunds måledataen.

Installasjonsarbeidet som fremkommer i kapittel 4.1.2, presenteres det ingen data for i resultatkapittelet. Grunnen er at loggeutstyret ble installert sent i prosjektfasen, mai måned. Tanken er at senere prosjekter ved Granåsen skal ha mer høyoppløselig data å benytte seg av. Samtidig var det ønskelig å teste ut måten å logge på, ved eksternt utstyr tilkoblet HAN porten på AMS måleren. Etter ca sju dager med logging, tilsvarte all data en mappestørrelse med CSV filer på rundt 4,92 MB, og kan tolkes som et lavt dataforbruk.

6.1.2 Mikrogridmodellene

Mikrogridmodellene som er bygd opp med verktøyet HOMER Pro er basert på en rekke parametere med usikkerhet. Videre blir de viktigste parameterne diskutert.

For å kunne ha et representativ forbruk av Granåsen er det elektriske forbruket ved fem trafoer samlet inn. Dette er timesmålinger fra 2018. En tidlig tanke var å benytte seg av et gjennomsnittlig årsforbruk med timesoppløsning mellom 2014 til 2018. Et problem er at dette gir forskjellige dager med hendelser og arrangementer som vil inntreffe, fordi årlig data ikke følger samme tidsperiode. Videre vil det føre til at et gjennomsnitt ikke vil stemme, og effekttoppene ikke kommer synlig nok frem. Dermed ble det tatt et valg å bare bruke elektrisk forbruksdata fra 2018. Ettersom elektrisk forbruk fra 2018 ble benyttet, ble det samme gjort for strømpriser og effektledd (behovs rate) for å bruke data fra samme år.

En svakhet er å bare bruke data fra 2018, ettersom det er data fra et bestemt år og ikke et snitt av flere, som generelt ville vært en bedre representasjon for modelleringsparametere. Dermed vil det skapes usikkerheter tilknyttet dataene. Likevel vil årsforbruket fra 2018 ha det karakteristiske energibildet som det har vært de siste 5 årene. Lav aktivitet på sommer med kanskje en større sommerkonsert, med høyere effekttopper (f.eks. Bruce Springsteen 2016, Robbie Williams 2017 og Metallica 2019). Forbruket øker gradvis etter august og mot slutten av året, grunnet kaldere klima og mer vinteraktivitet (snøproduksjon og bruk av lysløyper). På nyåret fortsetter vinterperioden med en typisk effekttopp i mars (Raw Air). Videre gir sen høst,

spesielt vintermånedene og de tidlige vårmånedene et høyere forbruk grunnet oppvarming i bygg.

Andre parametere som har blitt brukt i modellene er klima og økonomiske parametere. Ved klima er det som nevnt tidligere i rapporten benyttet historisk værdata igjennom NASA målinger. Dette gjelder solstråling (GHI), temperatur, og vind (ikke blitt brukt) med spesifikk lokasjon i modellene, koordinatene 63°22,6'N 10°18,5'E eller Granåsen skisenter. Dette er med på å gi modellen mer særpreg tilknyttet lokasjonen, men vil også føre med seg usikkerhet, siden det er historikkdata fra målinger NASA har gjort. Likevel kan det argumenteres for at det er mer tillit til dataen og forenkler mye av arbeidet, sammenlignet hvis man i stedet skulle innhente parameterne hver for seg.

Økonomiske parametere, spesielt felles parametere som; diskontering og inflasjonsrenter er det knyttet usikkerhet til. Disse er valgt ut fra Norges Bank sine historiske utregninger og med lav risiko i baktanke. Verdiene fra Tabell 10; *nedre, standardverdi og øvre* er valgt ved å ta en pluss minus differanse fra standardverdien.

Parameter innhenting ved komponenter har vært utfordrende, siden det har vært vanskelig å få bedrifter til å oppgi prisestimer ved innhenting av prisforslag. Solcellepanel kostnader er basert på prising fra tidligere rapporter og nøkkeltall bransjen opererer med. I kapittel 4.2.2 argumenteres det for hvorfor akkurat de verdiene ble brukt. Ved å ta utgangspunkt i en tidligere rapport (Rendall, 2018), en kravspesifikasjon for et solcelleanlegg (Arenabygg langrenn) og prisutvikling per kWp ble det vurdert som rimelig å benytte følgende verdier. En installasjonskostnad på 10853 kr/kWp, og drift og vedlikeholdskostnad på 217 kr/kWp. Estimeringen ville selvfølgelig blitt annerledes med andre valg av verdier, og modellene er ikke i stand til å ta høyde for fremtidig prisutvikling på paneler. Likevel måtte det velges verdier og bestemme en fornuftig prosjekt levetid, som ble på 25 år for å kunne simulere. En slik levetid er noe mange leverandører operer med (Mongstad, 2018).

For de ulike solcelleanleggene er det usikkert om alle blir realisert. Solcellepaneler på taket til arenabygg for langrenn er noe som vil bli gjennomført. De andre takene ved; toppidrettsenteret, parkeringshus og innendørs fotballhall er fortsatt bare potensielle steder. Tidligere hverdagsutredninger gjort av Rambøll, har vurdert alle disse stedene, utenom en fotballhall.

Ved batterikostnad har flere bedrifter vært i søkelyset, blant annet ABB og Siemens. I kapittel 4.2.3 tas det opp to ulike batterisystemer, et igjennom arbeidet fra Rendall's masteroppgave og et gjennom et grovt prisestimat fra Siemens. Etter en enkel sammenligning ble det kommet frem til at ABB batterisystemet var et mer gunstig alternativ. Det er knyttet usikkerhet til valgt batterikostnad; en batteripris på 37142 kr/batteri og utskiftningspris på 21428 kr/batteri. Simuleringene med batteri er basert på et sett av verdier og ingen følsomhetsanalyse ble brukt for å teste ut andre sett. Å teste ut flere sett av kostnader i samme modell fører til lengre kjøretider (flere kombinasjoner), som tilslutt ender med løsninger som ikke er gjennomførbare.

I modellene er ikke økonomisk støtte inkludert. På generelt grunnlag kan Enova gi opptil 50 % i støtte, men mest vanlig er 30 % (personlig kommunikasjon, 03.05.19). Dette ville hatt en enorm innvirkning på installasjonskostnadene. For eksempel dagens mikrogridmodell med batterisystem og to solcelleanlegg utgjør en kostnad på 5 211 914 kr (se Figur 66). Støtte fra Enova på 30 % ville tilsvart 1 563 574 kr. En modell med større batterisystem og flere solcelleanlegg for fremtiden, kunne en kostnad med dagens priser havne i området 28 309 572 kr (Figur 76). Dette er såpass stor kostnad at det ikke er sikkert at Enova kan bidra med 30 %, men skulle det være tilfelle, ville støtten blitt 8 492 871 kr. Slike støtteordninger har en stor betydning i dagens marked, ettersom solcellepaneler og batterisystemer for mikrogrid er fortsatt

veldig kostbart. I tillegg til Enova finnes det flere slike støtteordninger, som blant annet Innovasjon Norge.

Estimeringer av fremtidig forbruk (Tabell 5) ble til ved å samle inn mye informasjon. Rambøll gjorde en energiutredning som er blitt brukt som en referanse for byggefasene 1 - 4. Enkelte lastbehov er ikke blitt fremskaffet, grunnet for mye uklarheter til å kunne konkludere noe om det. Det har ikke lyktes med få tak i referansedata grunnet lignende anlegg ikke har enkelt målinger på hver last, for eksempel hopptårnheisen i Holmenkollen noe som kunne vært nyttig. Det samme gjelder for flomlys, da det er uklart hvor mye nytt flomlysnettverk som planlegges. Ved sanering av hoppbakkene, er det naturlig at en ny og større stolheis kunne blitt installert. Dermed ble en referanse fra Lystgårdsbakken i Lillehammer brukt. For at dette skulle vært et fullverdig estimat, måtte flere forbrukslaster kartlegges. Det har likevel vært nyttig å finne et fremtidig estimat, både for å skaffe seg en bedre oversikt, men også benytte ved simuleringer.

6.2 Vurdering av mikrogridmodellene og simuleringresultatene

Det er blitt bygd sju forenklete modeller, fire basert på dagens energibehov og tre basert på estimert fremtidige energibehov. Kostnadsresultatene blir diskutert videre med valgte standardverdier (Tabell 10).

Første modell beskrevet i kapittel 4.2.1, er dagens anlegg med kun kjøp av nettbasert kraft. Denne vil være en referansemodell mot de andre modellene, og er den modellen som vil være mest lik dagens anlegg. Total system kostnadene (NPC) ved referansemodellen er på 9 779 497 kr.

Neste modell beskrevet i kapittel 4.2.2, *Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler* er en ren solcellemodell. Denne er basert på dagens energibehov med to potensielle solcelleanlegg, hvor det ene skal realiseres når arenabygget for langrenn skal stå ferdig. Dette solcelleanlegget anses til å ha en rimelig størrelse, ettersom det er basert på funksjonsbeskrivelsen utarbeidet av Trondheim kommune. Det største solcelleanlegget, taket på Toppidrettsenteret, er basert på lignende forutsetninger som langrennarena bygget, men er skalert opp grunnet taket er større. Resultatet (kapittel 5.2.2) av simuleringen fra denne modellen er at de to solcelleanleggene har potensialet til å bidra med fornybare energi i størrelsesorden 115 118 kWh/år, som tilsvarer en energireduksjon på 10,75 %. Denne reduksjonen vil påvirke energiledet positivt. Anlegget er estimert til å ha en installasjonskostnad på 1 497 714 kr og gir en total NPC på 11 025 550 kr. Sammenlignet med referansemodellen utgjør dette en negativ investering på -1 246 053 kr.

I kapittel 4.2.3 *Modell basert på dagens lastdata med batterilagring* ble en ren batterimodell simulert og som antatt på forhånd ville dette ha en positiv innvirkning på effektledet, derav reduksjon av effekttopper sammenlignet med referansemodellen (Tabell 23 vs Tabell 27). Systemet utgjør en total NPC på 15 147 400 kr. Sammenlignet med referansemodellen er dette en negativ investering på -5 367 903 kr. Systemet er ikke ment til å kutte store andeler av effektledet, ettersom dette vil resultere i et høyt antall batterier og som igjen fører til enorme batterikostnader. Total NPC er allerede på 15 millioner og sammenlignes den med referansemodellen er den mye rimeligere.

Den første ordentlige mikrogridmodellen blir konstruert i kapittel 4.2.4, *Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler*. I denne modellen ble både fornybar energiproduksjon og lagring simulert, resultatene kan ses i kapittel 5.2.4. Systemet utgjør en total NPC på 16 461 810 kr. Sammenlignet med referansemodellen resulterer dette med en negativ investering på -6 682 313 kr. Tiltakene vil ha både innvirkning på energi og effektledet (Tabell 23 vs Tabell 29).

I den første fremtidige modellen i kapittel 4.2.5, *En mer fremtidig modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem* er det inkludert et større solcelleanlegg. Dette utgjør en økt kostnad, men vil bidra med mer fornybar energiproduksjon. Resultatene fra simuleringen (kapittel 5.2.6) estimerer en mulig fornybar produksjon på 970 164 kWh/år. Ettersom det er mye overproduksjon av energi, som det kan ses i Figur 68 («Grid sales»; 588 488 kWh/år) kan dette selges videre. Salg av overskuddsenergi er ikke en del av simuleringen, så her ligger det et større potensial. Total NPC ligger på 33 811 020 kr, og er en betydelig høyere kostnad som kommer av en økt driftskostnad, som følge av mer kjøp av kraft og økt solcelleanlegg.

Den andre fremtidige modellen i kapittel 4.2.6, *Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak* er en modell med bare kjøp av kraft. Denne vil være en referansemodell for fremtidig forbruk. Ved simulering (kapittel 5.2.7) fås en total NPC på 57 011 190 kr. Her utgjør kjøp av kraft den største posten, ettersom det er en operasjon og driftskostnad. Skalering av energiforbruket kan være et rimelig scenario for effekt bunnlasten, men ikke de voldsomme høye toppplastene (5 ganger dagens effekttopper), da dette er urimelig. Årsaken skjer ved skalering i forhold til dagens anlegg og er en svakhet med modellen. For å kunne få den samme kjente energikurven igjennom et år; med effekttopp i mars og lavt forbruk i løpet av sommer, ble dagens forbruk skalert opp. Det daglige energiforbruket kan derfor virke rimelig, men som sagt ikke de voldsomme effekttoppene (se Tabell 33 eller Figur 71).

Siste fremtidige modell i kapittel 4.2.7, *Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem* er som referansemodellen, men med lokal energiproduksjon og lagring. I modellen ble antall batterier doblet, som gir en økt batterikostnad. Videre er solcelleanlegget økt ytterligere. Resultatene fra simuleringen (kapittel 5.2.8) estimerer en mulig fornybar produksjon på 1 604 984 kWh/år. Ettersom det er mye overproduksjon av energi, som det kan ses i Figur 75 («Grid sales»; 588 488 kWh/år) kan dette selges videre. Salg av overskuddsenergi er noe som ikke er en del av simuleringen, slik at her ligger det et større potensial. Tiltakene vil ha både innvirkning på energi og effektleddet (Tabell 33 vs Tabell 34).

Systemet utgjør en total NPC på 88 009 640 kr. Sammenlignet med referansemodellen resulterer dette med en negativ investering på -30 998 450 kr. Skulle et slikt anlegg blitt bygd med dagens priser kunne installasjonsprisen vært i størrelsesorden 28 309 572 kr. Disse tallene vil ikke være rimelig, ettersom et slikt anlegg ville blitt gradvis bygd ut og mer økonomisk støtte ville vært mulig. Samtidig som i det overnevnte avsnittet, kan skalering av energiforbruket være et rimelig scenario for den nye bunnlasten. Det samme vil ikke gjelde for toppplastene (effekttoppene) ved full utbygning. Effekttoppene ved Raw Air kan i fremtiden bidra med mer forbruk, men ikke fem ganger så høyt i forhold til dagens anlegg. I tillegg er det en rivende teknologisk utvikling, slik at solcellepaneler og batterisystemer vil bli billigere og det kan forventes en høyere kapasitet med årene.

En tidlig tanke var å lage flere modeller basert på helt andre prinsipper. For eksempel bruk av biodieselaggregat og lagring via for eksempel hydrogen eller komprimert luftlagring. Slike modeller har ikke blitt til, grunnet det har vært vanskelig å finne realistiske parametere og at teknologien ikke er veldig utbredt, særlig ved de to sistnevnte lagringskildene. Et enkelt regneeksempel fra kapittel 2.2.4 viser at kWh ved for eksempel avgiftsfridiesel vil bli kostbart, sammenlignet med strømpris basert på billigere kilder (for eksempel vannkraft produksjon).

6.3 Tiltak basert på analyse og resultater

Fra analyse og simuleringer vil solcellepaneler og lagringssystemer være gunstige tiltak for andre formål enn bare ren fortjeneste, ut fra parametere brukt i modellene. Det å gjøre en rekke lokale tiltak, vil gange sentral kraftnettet, ettersom investeringer gjøres lokalt og ikke bare sentralt. Dermed legges ikke alle investeringer i å bygge ut kraftnettet.

Lys

Ut fra utplasserte loggere og analyser vil helt klart snøproduksjon og flomlys bidra med et økt effekttoppnivå, spesielt samtidig når det er størst behov for oppvarming. Mye av dagens flomlys ved hoppbakkene er basert på HIT teknologi.

Bruksområde	Påtrykt effekt(W)	Type	Produsent	Antall	Max(kW)
Flomlys langrenn	52	LED	Siteco	55	3.3
Stadion langrenn	2x600	HIT	Siteco	17	20.4
Stadion hopp	2000	HIT	Siteco	106	212
Totalt					235.7

Figur 80 Oversikt over deler av lysnettet, oversatt til norsk (Hansen, 2018, s 36).

Ved sanering eller utskiftning av flomlys ved langrenn og hoppstadion vil det (som forklart i kapittel 2.2.5, *LED - teknologi*) kunne oppnås energibesparing med å gå over til LED teknologi. Dette er et av mange tiltak for energieffektivisering i Granåsen.

For å gjøre lys til en mer fleksibel last, kan kombinasjonen av LED lys og smartstyring være et alternativ. Bruken av fotocelle og tidsstyring utgjør en viktig rolle. Med bruk av smartutstyr vil trinnvis eller dimming av hvert enkelt lys være andre muligheter. Videre kan det lages ulike lysprofiler, avhengig om det er trening eller konkurranse, for eksempel at annenhver lysmast er aktiv ved trening. Et annet alternativ er bevegelsessensorer i langrennsløypenettet som over tid kan utgjøre en energireduksjon.

Snøproduksjon

Det er begrenset med hva loggingen av snøproduksjon ved snølageret bidro til, men på generelt grunnlag er snøproduksjon i Granåsen fortsatt veldig manuell. Snøkanonene kunne fått en bedre utnyttelse i et mer automatisert system. Mye av arbeidet med snøproduksjon går til oppstart; forarbeid som flytting av kabler, vannslanger, plassering av snøkanonene eller lanser osv. SIAT anslo en oppstartstid på ca 6 timer med et mannskap på fire personer (Vagle & Ass, 2017). Et automatisert anlegg kunne redusert denne tiden og dermed bidratt med økt fleksibilitet og bedret utnyttelsen av ressursene. Et eksempel kan være de nå tilgjengelige timene kan bidra til mer snøproduksjon utenom effekttopp periodene, eller at det kan bli produsert mer snø under de beste forholdene i løpet av døgnet. Været i Granåsen er varierende og dermed vil et automatisert system kunne utnytte det varierende været på en bedre måte. Hvor produksjonen kan settes raskt i gang mens forholdene er tilstede.

For snøproduksjon energieffektivisering må snøkanoner, trykkluftsystemer til lanser og pumpe-systemene for vann ikke være utdaterte produksjonsenheter. Av totalt 52 produksjonsenheter, er 8 av disse nye T40 Techno Alpin kanoner. Resten er en rekke lanser og eldre snøkanoner.

Oppvarming

Som den kan ses i Figur 22, vil oppvarming ha en større betydning framover, ettersom det kommer flere bygg. For å møte dette behovet utenom god isolering og bruk av varmpumpe i

byggene bør andre energikilde realiseres. For eksempel som nevnt i kapittel 2.2.5 kan geoenergi eller fjernvarme være andre kilder enn ren elektrisk oppvarming. Granåsen er per i dag ikke en del av fjernvarmenettet i Granåsen, og det vil være en viktig vurdering om dette skal gjøres noe med for fremtidig utbygning.

Solproduksjon og batterilagringsystemer

Resultatene fra de beregnede solcelleanleggene vil være et estimat for hva det er mulig å oppnå med produksjon av fornybar energi. Anleggene som ble inkludert i modellene er basert på energiutredninger, men det kan hende at det blir mindre solproduksjon i Granåsen, eller at solproduksjon vil bli realisert andre steder. Noe som er i vinden nå er å inkludere mere solcelle i bygningene, for eksempel i vegger, vinduer og takstein.

Både solceller og batterisystemer er forventet å falle i pris ettersom teknologien vokser. Det kunne blitt regnet med mer optimistiske tall for å simulere med topp moderne solcelle og batterisystemer for å ta mer høyde for fremtiden.

7 Konklusjon

I løpet av prosjektperioden har analyse, datainnhenting, logging og simuleringer vist at det er store potensialer for energioptimalisering i Granåsen, men samtidig utfordrende siden lokasjonen har en spesiell forbruksprofil. Analyse har bidratt med å skaffe overblikk og få kartlagt en rekke laster, samt belyst hva som kan gjøres for å forbedre disse. En del av kartleggingen var å få tilgang til tidligere effektforbruk og se hvordan forbruket fordeler seg. Utplassering av loggere har gjort det mulig å kartlegge enkelt laster nøyere, med håp å kunne analysere de mer i dybden. Effektlogging av laster for flomlys og snøproduksjon viser helt klart at investering i moderne teknologi kan være med på å redusere energi og effektledet.

Det har vært en utfordring å finne relevant litteratur og parametere til modellering. Videre har det vært utfordrende å få realisert logging på ønskede steder, som har ført til forsinkelser eller at loggere måtte plasseres på alternative steder.

Igjennom en rekke forenklete mikrogridmodeller er det blitt testet ut verdiene av produksjon og lagringstiltak for dagens og fremtidens anlegg. Programverktøyet som ble brukt til modelleringer og simuleringer var HOMER Pro. Referansemodellen dagens anlegg ga en total NPC på 9 779 497 kr og LCOE på 0,5798 kr/kWh. Modellene med batterilagring og solcellepaneler hver for seg bidro til å redusere effekt og energiledet i noe grad, men ikke nok til å vise at investeringen lønnet seg. Siste modellen ved dagens anlegg med både solcellepaneler og batterilagring i et mer fullverdig mikrogrid anlegg ga en total NPC på 16 461 810 kr og en LCOE på 0,9665 kr/kWh. Ved å sammenligne energi og kostnad tabellene per måned for referanse og sistnevnte modell, kan en innsparing kostnad ved energiledet bidra med 9,77 % og effektledet bidra med 14,18 % per år.

Den mer fremtidsrettet modellen med ekstra solcelleanlegg på parkeringshustaket, ga en total NPC på 33 811 020 kr og en LCOE på 1,03 kr/kWh. Modellen viser at solproduksjon i stor skala er mulig i Granåsen. Det er mulighet til å få en større inntjening ved salg av energi, men dette er ikke inkludert. Tilgangen på solkraft er størst mellom mars og utover i oktober.

I en fremtidig referansemodell uten å gjøre lokale tiltak, ble det en total NPC på 57 011 190 kr og LCOE på 0,5798 kr/kWh. I modellen er tilgangen på energi bare med kjøp av kraft. Siste

modell med enda et ekstra solcelleanlegg (fotballhall tak) og større batterisystem førte til en total NPC på 88 009 640 kr og en LCOE på 0,8209 kr/kWh. Ved å sammenligne energi og kostnad tabellene per måned for fremtidige referanse og sistnevnte modell, kan en innsparing kostnad ved energileddet bidra med 16,12 % og effektleddet bidra med 9,95 % per år. Denne modellen viser også at solproduksjon i stor skala er mulig i Granåsen. Det er mulighet til å få en større inntjening ved salg av energi, men dette er ikke inkludert. Tilgangen på solkraft er størst mellom mars og utover i oktober.

I modellene er det ikke tatt høyde for økonomisk støtte (f.eks. Enova). Likevel fra analyse og simuleringer vil solcellepaneler og batterilagringssystemer være mulige tiltak for andre formål enn ren fortjeneste i dagens marked. Det er fortsatt kostbare teknologier, sammenlignet med lavt energibehov i Granåsen under sommerhalvåret som er da solproduksjonen er høyest. I tillegg er kraftproduksjon i Norge billig og mer fornybar i forhold til andre land. En annen utfordring er høye slitasjekostnader med for eksempel batterier, under salg av energi i løpet av sommer. For å kunne takle det fremtidig behovet er det helt klart ikke nok med solcellepaneler og batterisystemer alene. Flere kilder trengs for å møte oppvarmingsbehovet i kalde Norge. Det avsluttes med en del punkter for energioptimalisering i Granåsen, som vil være viktig for fremtidig utbygning og inkludering av mikrogrid:

- Ta i bruk flere oppvarmingskilder enn bare ren elektrisk oppvarming, som geoenergi eller at Granåsen blir en del av fjernvarmenettet i Trondheim
- Energieffektive bygg (som passivhus, nullhus og optimale målet plussus)
- Mer bruk av smart teknologi og styring, eksempelvis LED flomlys for hoppbakker, langrennsløypenettet og stadionområdene
- Mer automatisk snøproduksjon med fokus på energieffektive pumper, trykkluftkompressorer, snøkanoner og lanser
- At mikrogrid tiltakene kan fungere i prinsippene smartgrid og sentral driftskontroll
- Satse på fornybar produksjon og energilagring (som solcellepaneler med batterilagring) i mikrogrid systemet

8 Videre arbeid

Ettersom det er stort potensiale for en rekke ulike produksjon og lagringskilder, ville det vært interessant å simulert med flere typer for Granåsen. I tillegg hatt et lengre datagrunnlag å basere seg på. Det ble i modellene fokusert på solcelle og batterilagring da dette er i vinden. Andre prinsipper krever en rekke parametere for å kunne simulere med dem i HOMER Pro verktøyet. Videre arbeid kunne være punkter fra ulike deler av denne oppgaven:

- Når Trønder Energi får installerte AMS loggere i trafoene, kan eksternt utstyr tilkobles via å åpne HAN-porten. Det muliggjør å logge med høyere oppløsning, 30-sekund eller et minutt. Det ville vært interessant om loggingen kunne pågå over flere måneder, gjerne et år
- Følge opp loggingen for de fire HAN-port nettverkskortene i Toppidrettsenteret
- Foreslå flere egnede oppvarmingskilder enn elektrisk oppvarming. Utforske og simulere flere oppvarmingskilder, som effekten av geoenergi og fjernvarme
- Koble opp flere loggere ved enkelt laster og la de logge over flere måneder, gjerne opp mot et år, slik at hele høysesongen i Granåsen blir med

- Modellere med andre produksjon og lagringskilder enn solcellepaneler og batterilagring
- Modellere og simulere batterimodeller basert på annen batteriteknologi
- Kartlegge underlaster nøyere. I stedet for å se på et bygg som en last, gå inn i bygget og analysere flere laster. For eksempel de større oppvarming bidragsyterne; Toppidrettsenteret og det nye arenabygget for langrenn
- Om ikke AMS målere fra Trønder Energi blir installert, få til et samarbeid med en annen datainnhenting aktør, for eksempel SafeBase
- Gjøre flere undersøkelser på hvor mye billigere solcellepaneler og batteriteknologi må bli, for at det skal lønne seg i Granåsen. Inkludere økonomisk støtte i undersøkelsene

Referanseliste

- Karlsen, M. 2018. Fordypningsprosjekt. «*Forprosjekt: Granåsen, idrettspark som mikrogrid*».
- Hansen, M. 2018. Masteroppgave: «*Model for Load Analysis at Granåsen. Overview of transformers at Granåsen*».
- Vagle & Aas. 2017. Av SIAT: «*Granåsen skisenter forprosjekt snøproduksjon*». Versjon 3.
- PEW. 2018. Mikrogrid illustrasjon. «*Why (and How) Microgrid Technology Is a Good Power Source*». Hentet 14.01.19 fra <https://www.pewtrusts.org/en/research-and-analysis/issue-briefs/2016/02/why-and-how-microgrid-technology-is-a-good-power-source>
- Mæhlum, L. 2017. Store Norske leksikon. *Solceller*. Hentet 16.01.19 fra <https://snl.no/solceller>
- Solar Panels Technology. 2018. «*Harvesting power from sunshine*». Hentet 17.01.19 fra <http://www.allaroundplastics.com/en/article/news-en/1826>
- Dannevig, P & Harstveit, K. 2018. Store Norske leksikon. «*Vind*». Hentet 18.01.19 fra <https://snl.no/vind>
- JEC Group, 2008. JEC Magazine. «*An experimental vertical-axis wind turbine system with Bellshion blades*». Hentet 18.01.19 fra <http://www.jeccomposites.com/knowledge/international-composites-news/experimental-vertical-axis-wind-turbine-system-bellshion>
- Rosvold, K & Hofstad, K. 2018. Store Norske leksikon. «*Vindkraftverk, Konstruksjon, ytelse*». Hentet 18.01.19 fra <https://snl.no/vindkraftverk>
- Smart Innovation Norway. 2019. «*Hvaler får et av Europas mest avanserte mikrostrømnett*». Hentet 18.01.19 fra <https://www.smartinnovationnorway.com/nyheter/hvaler-far-et-av-europas-mest-avanserte-mikrostromnett/>
- Utne Holt, R. 2018. Masteroppgave: «*Device-level control of microgrids with Master-Slave structure*».
- Fusheng, L, Ruisheng, L, Fenquan, Z. 2016. «*Microgrid technology and engineering application*». Elsevier Ltd.
- Ahmed, M. 2015. International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT). «*An Overview on Microgrid Control Strategies*». Hentet 20.01.19 fra https://www.researchgate.net/publication/310441955_An_Overview_on_Microgrid_Control_Strategies
- Matworks, 2019. Simscape Electrical. «*Model and simulate electronic, mechatronic, and electrical power systems*». Hentet 21.01.19 fra <https://se.mathworks.com/products/simscape-electrical.html>
- LeSage, J. 2019. MathWorks. «*Introduction to Microgrids*». Hentet 21.01.19 fra <https://se.mathworks.com/videos/microgrid-system-development-and-analysis-part-1-introduction-to-microgrids-1522844707451.html>
- Danigelis, A. 2018. Energy manager today. «*HOMER Pro Version 3.12 Microgrid Modeling Software*». Hentet 24.01.19 fra <https://www.energymanagertoday.com/homer-pro-microgrid-modeling-0179071/>

Blair, N. DiOrion, N. Freeman, J. Gilman, P. Janzou, S. Neises, T. Wagner, M. 2018. National renewable energy laboratory (NREL). «*System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)*».

National renewable energy laboratory (NREL). 2010. «*Welcome to SAM*». Hentet 24.01.19 fra <https://sam.nrel.gov/>

Jacobsen, H.K. 1998. Risø National Laborator. «*Integrating the bottom-up and top-down approach to energy economy modelling. The case of Denmark*». Elsevier Ltd. Hentet 25.01.19 fra http://orbit.dtu.dk/files/10158532/prod11343826188904.Energy_Economics_1998.pdf

Cunha, Á. Brito, F.P, Martins, J. Rodrigues, N. Monteiro, V. Afonso, J. Ferreira P. 2016. Energy volume 115. «*Assessment of the use of vanadium redox flow batteries for energy storage and fast charging of electric vehicles in gas stations*». Elsevier Ltd. Hentet 25.01.19 fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216301803>

ABB. 2019. «*Peak shaving*». Hentet 25.01.19 fra <https://new.abb.com/distributed-energy-microgrids/applications/energy-storage-applications/peak-shaving>

ABB. 2019. «*Load leveling*». Hentet 25.01.19 fra <https://new.abb.com/distributed-energy-microgrids/applications/energy-storage-applications/load-leveling>

LeSage, J. Mathworks. «*Frequency Regulation plot [video [2:35]]*». Hentet 25.01.19 fra <https://se.mathworks.com/videos/microgrid-system-development-and-analysis-part-2-from-desktop-to-real-time-testing-with-ems-hardware-1522847245782.html>

Ringkjøb, H. Haugan, P. Solbrekke, I. 2018, volume 96. Geofysisk institutt, Universitet i Bergen. «*A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables*». Elsevier Ltd. Hentet 25.01.19 fra <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118305690>

Svarc, J. 2018. CLEAN ENERGY REVIEWS. «*Solar Battery System Types - AC Vs DC Coupled*». Hentet 29.01.19 fra <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/ac-coupling-vs-dc-coupling-solar-battery-storage>

Allruwaili, A. 2016. Masteroppgave. «*The Impact of Different Battery Technologies for Remote Microgrids*». Hentet 29.01.19 fra https://openprairie.sdstate.edu/etd/1071/?utm_source=openprairie.sdstate.edu%2Fetd%2F1071&utm_medium=PDF&utm_campaign=PDFCoverPages

SAE Group. 2015. «*Deep Cycle Batteries Compared > Lead Acid vs. Lithium-ion*». Hentet 29.01.19 fra <https://saegroup.com.au/deep-cycle-batteries/>

Energy Storage Association (ESA). 2019. «*Hydrogen Energy Storage*». Hentet 29.01.19 fra <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/hydrogen-energy-storage>

Energy Storage Association (ESA). 2019. «*Pumped Hydroelectric Storage*». Hentet 29.01.19 fra <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-hydroelectric-storage>

Energy Systems Research Unit (ESRU). 2019. University of Strathclyde Glasgow. «*TECHNOLOGY OPTIONS*» Hentet 30.01.19 fra http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/14-15/Industrial_autonomy/2_1_technology_options.html

Kamwa, I. Tameghe, T. Wamkeue, R. 2015. «*Modelling and Simulation of a Flywheel Energy Storage System for Microgrids Power Plant Applications*». Figur 2. Hentet 30.01.19 fra https://www.researchgate.net/figure/Flywheel-energy-storage-system-structure_fig2_276026997

Ramsdal, R. 2015. Teknisk ukeblad, Kraft. «*Lagrer 2 MWh elektrisk kraft uten batterier eller kondensatorer*». Hentet 30.01 fra <https://www.tu.no/artikler/lagrer-2-mwh-elektrisk-kraft-uten-batterier-eller-kondensatorer/224024>

Barbour, E. 2019. Energy Storage Sense. «*Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*». Hentet 31.01.19 fra <http://energystoragesense.com/superconducting-magnetic-energy-storage-smes/>

Gårseth-Nesbakk, L. 2016. Store Norske Leksikon. «*Netto nåverdi*». Hentet 01.02.19 fra https://snl.no/netto_n%C3%A5verdi

Rammen, K. 2018. Finanssans. «*Netto nåverdi (nåverdimetoden)*». Hentet 01.02.19 fra <https://finanssans.no/netto-n%C3%A5verdi>

Afework, B. Lyndon, G. Hanania J. Donev, J. 2018. Energy Education. «*Levelized cost of energy*». Hentet 02.02.19 fra https://energyeducation.ca/encyclopedia/Levelized_cost_of_energy

Statkraft. 2019. «*Vindkraft kort forklart*». Hentet 12.02.19 fra <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vindkraft/Vindkraft-kort-forklart/>

Rosvold, K. 2016. Store norske leksikon. «*Vindturbin*». Hentet 12.02.19 fra <https://snl.no/vindturbin>

MetNet. 2019. Værstasjon for Granåsen skisenter. Hentet 12.02.19 fra <https://embed.metnet.no/?dash=otItgiNuM5>

Rambøll. 2018. Rapport utarbeidet av Rambøll Norge AS. «*Granåsen som hverdagsanlegg klimagassutslipp*». Hentet og lastet ned 17.02.19 igjennom blå lenken i artikkelen «*energiutredningen*» fra <https://trondheim2030.no/2018/05/16/gronne-ambisjoner-for-granasen-hverdagsanlegg/>

Enova. 2018. «*Energiutredning Granåsen hverdagsanlegg - Sluttrapport konseptutredning*» Hentet og lastet ned som PDF 17.02.19 igjennom forkortet link <https://bit.ly/2SViN3a> eller <https://www.google.com/search?q=Energiutredning+Gran%C3%A5sen+hverdagsanlegg+-+Sluttrapport+konseptutredning&oq=Energiutredning+Gran%C3%A5sen+hverdagsanlegg+-+Sluttrapport+konseptutredning&aqs=chrome..69i57.700j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Energiveven.no, 2019. *Geoenergi*. Hentet 24.02.19 fra <http://www.energiveven.no/geoenergi.cfm>

Gundersen, C. 2018. Ndl. *Varmepumper – overføring av varme*. Hentet 24.02.19 fra <https://ndla.no/subjects/subject:21/topic:1:183351/topic:1:21827>

- Christensen, A. 2006. Forskning.no. *Bakgrunn: Se hvordan varmepumpa virker*. Hentet 24.02.19 fra <https://forskning.no/energi-fysikk/2008/02/se-hvordan-varmepumpa-virker>
- Chall, A. 2018. Lighting ever. «*Why LED Outdoor Flood Lights Are Better Than Halogen Flood Lights*». Hentet 04.03.19 fra <http://blog.lightingever.com/why-led-outdoor-flood-lights-are-better-than-halogen-flood-lights.html>
- LEDLight.com, 2019. «*Information on LED Lighting Products*». Hentet 04.03.19 fra <https://www.ledlight.com/LED-Information.aspx>
- Solar light. 2019. «*Energieffektiv led belysning for industrierhaller - high bay*». Hentet 05.03.19 fra <https://www.solarlight.no/nyheter/siste-nytt/energi-effektiv-belysning-for-industrierhaller>
- Statkraft. 2019. Bilde kart over fjernvarme. «*Hvem kan få fjernvarme?*». Hentet 09.03.19 fra <https://www.statkraftvarme.no/om-fjernvarme/konsesjonskart/>
- Løvås, G. 2018. Rapport for Statsbygg Januar 2018 av Leafhill AS. «*Smarte bygg som del av det norske energisystemet*». Hentet 13.03.19 fra <https://www.statsbygg.no/files/nyheter/SmarteByggDelEnergisystemet.pdf>
- Elkraft AS. 2019. «*Nettleie*». Hentet 13.03.19 fra <http://www.elkraft.no/nettleie>
- Ruiz, I. 2016. Deutsche Welle. «*Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*». Hentet 18.03.19 fra <https://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- The Pacific Gas and Electric Company (PG&E). 2019. «*Learn about the PG&E commitment to expanding renewable energy sources and storage technologies*». Hentet 18.03.19 fra https://www.pge.com/en_US/about-pge/environment/what-we-are-doing/compressed-air-energy-storage/compressed-air-energy-storage.page
- Trønder Energi Nett. 2018. «*Nettleiepriser bedrift 2018: NMT Effektmålt næring, lavspenning*». Hentet 22.03.19 fra <https://tronderenerginett.no/kunde/avtaler/2018-nettleie-bedrift>
- Nord Pool. 2019. «*Historical Market Data – Elspot prices*». Hentet 22.03.19 fra <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Norges bank. 2019. «*Indikatorer for prisvekst, Inflasjonsrente CSV format*». Hentet 22.03.19 fra <https://www.norges-bank.no/en/Statistics/Inflation/Inflation-indicators/>
- Rendall, C. 2018. Masteroppgave: «*Economic feasibility analysis of microgrids in Norway*».
- Norsk solenergiforening. 2019. «*Solceller*». Hentet 28.03.19 fra <https://www.solenergi.no/solstrm>
- Circle K. 2019. Tabell «*Historiske priser Diesel levert*». Hentet 01.04.19 fra https://m.circlek.no/no_NO/pg1334073738687/business/milesDrivstoffbedrift/Priser.html
- Miljøkommunen.no. 2017. «*Omregning fra energivare til kWh, tabell*». Hentet 01.04.19 fra http://www.miljokommune.no/Temaoversikt/Klima/Klima--og-energiplanlegging/omregningsverktoy_tabeller/Omregningsfaktorer-energivare-til-kWh/

Trondheim 2030. 2017. «*TRONDHEIM VISER VEI TIL LAVUTSLIPPSSAMFUNNET*». Hentet 02.04.19 fra <https://trondheim2030.no/2017/02/22/trondheim-viser-vei-lavutslippssamfunnet/>

Multiconsult & Asplan Viak. 2018. Prosjektoppdrag med rapporten «*Solcellesystemer og sol i systemet*» fra Solenergiklyngen. Hentet 10.04.19 fra http://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/180313-rapport_solkraft-markedsutvikling-2017-endelig.pdf

NVE. 2016. Norges vassdrag og energidirektorat. «*Kraftmarkedsanalyse mot 2030*». Hentet 19.04.19 fra https://www.nve.no/Media/5160/2016_12_nve_kraftmarkedsanalyse_mot_2030.pdf

HOMER ENERGY. 2019. Controller, «*Cycle charging*». Hentet 22.04.19 fra https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/cycle_charging.html

HOMER ENERGY. 2019. Controller, «*Load following*». Hentet 22.04.19 fra https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/load_following.html

Mongstad, T. 2018. Solenergibloggen. «*Forventet levetid på solcellepaneler*». Hentet 01.05.19 fra <https://blogg.fusen.no/forventet-levetid-solcellepaneler>

Vedlegg A: Distribusjon dagens Granåsen kart og tabell



Granåsen - overview, transformers
2011.09.23 - based on information from Geir Arne Haugen
2018.02.28 - Revised

- Transformer / Measurepoint
- △ Cabinet

Measure ID (EAN)	Measure ID	Location, measurer
707057500068449538	228004091	Kongsvegen 214
707057500068449569	229983134	Kongsvegen 214
68449545	229975323	Granåsen - Skianlegg - Kongsvegen 214
68449552	229983146	Granåsen - Skianlegg - Kongsvegen 214
707057500068874293	12108514	Kongsvegen 214, Tribuneanlegg
7070575000 68882557	73500490 87611731	Kongsvegen 214, snøproduksjon Granåsen
68838509		Kongsvegen 214 - Brakke

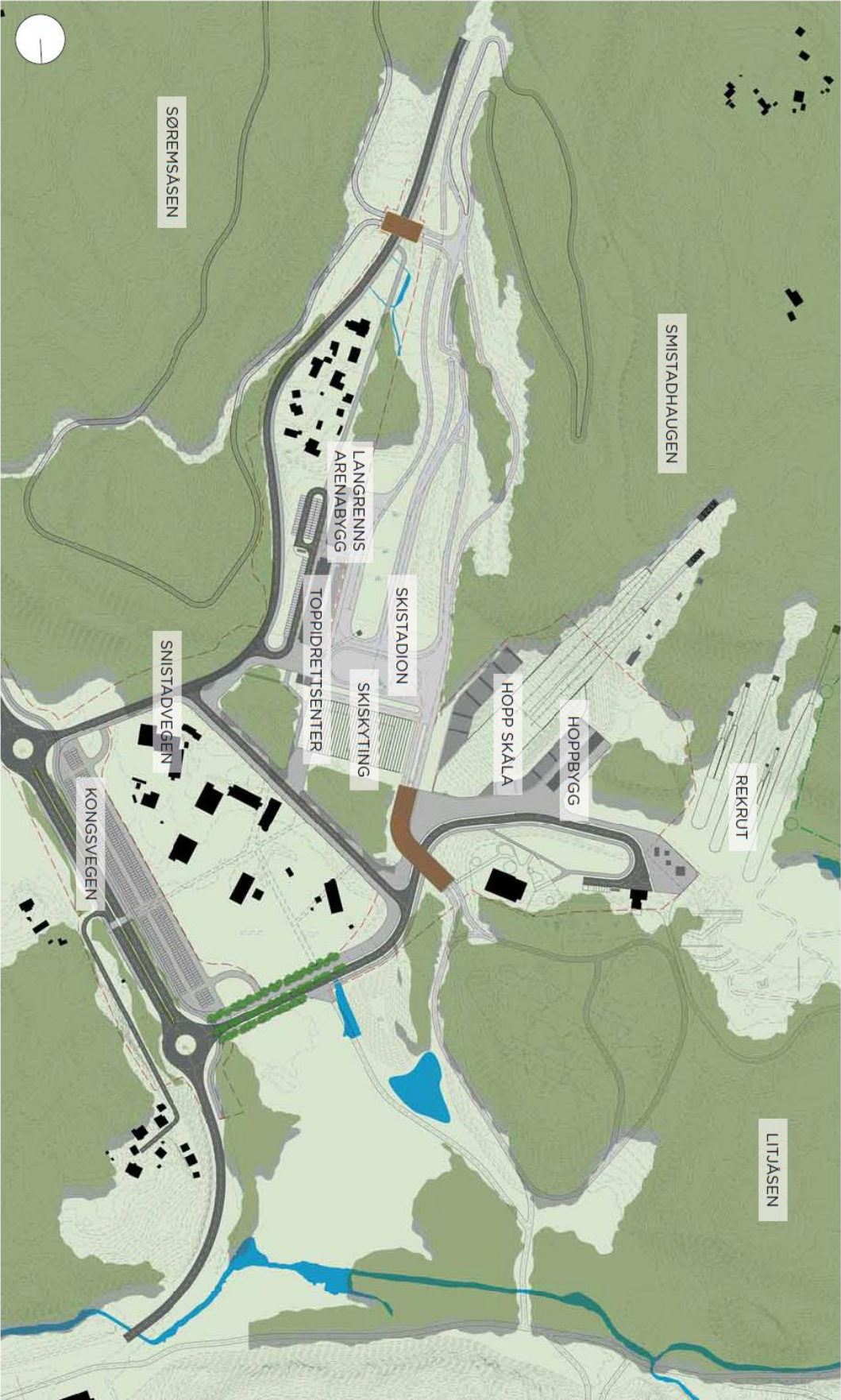
Figur 81 – Dagens trafordeling oversikt over Granåsen (Hansen, 2018, s 34).

Trafo	Beskrivelse av bruksmønster og ulike abonnement	Kapasitet	Årsforbruk 2017
Trafo L (Langrenn)	Trafo L er lokalisert i sørenden av p-plass ved langrennsbygget og leverer strøm til: <ul style="list-style-type: none"> • Bygningen ved langrennsstadion • Flere K-kasser ved p-plass • Smørebuer ved arrangementer • TV-produksjon langrenn • Lysløype Søremsåsen 	800 kVA	243 425 kWh
	Abonnement "barnas skidag" tilhørende Trafo L (Langrenn) <ul style="list-style-type: none"> • Barnas skidag • Mindre arrangement 		2 865 kWh
	Toppidrettssenteret - (eget privat abonnement)		Ingen data
Trafo H (Hopp - P.plass)	Trafo H er lokalisert vest for hoppbygget og leverer strøm til: <ul style="list-style-type: none"> • Kjølemaskin isanlegg ovarenn 120 • Lys - hopparena • Lys - konkurranse hoppbakke • Kommentatorbokser • Lagertelt • Nasjonsanlegg 14 faste brakker • 7 brakker p-plass • Heis rekruttbakke (eget abonnement) 	800 kVA	248 737 kWh
Trafo A (Hopp - Skåla)	Trafo A er lokalisert i enden av hopp-skåla og har det største elforbruket som dekker: <ul style="list-style-type: none"> • Snøproduksjon hopp • Lys - trening hopp • Lys -lysløype Nilsbyen • Skiheis • Lansepumper • Arenabygg hopp • Dommerbygget • Sparebankhytta (egen undermåler) 	1 000 kVA	419 356 kWh
	Abonnement snøproduksjon langrenn tilhørende Trafo A (Hopp - Skåla) og dekker snøproduksjon til langrennsarena		105 851 kWh
Ny Trafo 1	Ny Trafo 1 og 2 er lokalisert i en nettstasjon ved østsiden av skiskytterstadion og dekker elforbruket ved konserter.	1 250 kVA	9 879 kWh
Ny Trafo 2		1 250 kVA	9 681 kWh

Figur 13: Tabell viser nettstasjoner med trafoer og abonnement i Granåsen (Energiregulator - ÅF Engineering 2017) med kapasitet og forbruk (Byggteknisk stab) Trafoene i Granåsen har følgende kapasitet: to stk. à 800 KVA; en à 1000 KVA, samt to trafoer på til sammen 2500 KVA.

Figur 82 – Tabell over ulike underlaster ved trafoene i dagens Granåsen inkludert forbruk 2017(Enova, 2018, s 22).

Vedlegg B: Fremtidens Granåsen og langrenn løypekart


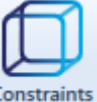













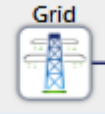

Figur 83 Fremtidens langrennsløypenett. Logger 1, måler energiforbruket ved lysløype anlegget Granåsen vest(blått) og den gul prikkede løypedelen av Granåsen Øst.

Vedlegg D: Parameter lister


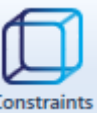


Modell basert på dagens lastdata med kjøp av nettsentralisert kraft







Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Prosjekt fanen Økonomi  Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77%
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %	
	Prosjekt levetid	25 år	
	System fast kapital kostnad (kr)	0	
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0	
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0	
Prosjekt fanen Begrensninger  Constraints	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0	
	Minimum fornybar del (%)	0	
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10	
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0	
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80	
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0	
Prosjekt fanen Utslipp  Emissions	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslippsstraff og grenser	0	
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760
	Tillat multiple generatorer	✓	
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %	
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer	







Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område  Search Space	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport  Input Report	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer  Estimate	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat  Clear Results	Fjerner estimeringsresultatene			
Komponent fanen Kontroller  Controller	HOMER load following Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritets objekter som å lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	

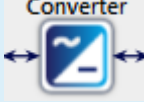

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanisely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓		
	HOMER cycle charging Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangseffekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritets objekter som f.eks.; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster og lade energisystemet	
	Sette settpunkt ladning HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	80 % ✓ ✓ ✓		
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null		Satt opp etter prinsippene i kapittel 4.2.1	
Primær last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger		Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter, altså et år. Satt opp etter prinsippene i kapittel 4.2.1	

Modell basert på dagens lastdata med batterilagring





Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Økonomi  Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77 %	
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %		
	Prosjekt levetid	25 år		
	System fast kapital kostnad(kr)	0		
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0		
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0		
Prosjekt fanen Begrensninger  Constraints	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0		
	Minimum fornybar del (%)	0		
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10		
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0		
Prosjekt fanen Utslipp  Emissions	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslipp straff og grenser	0		
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		








Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utrekning/forklaring	
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område  Search Space	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport  Input Report	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer  Estimate	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat  Clear Results	Fjerner estimeringsresultatene			





Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Komponent fanen Kontroller  Controller	HOMER cycle charging Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for å levere til primær lasten, operer den på full utgangseffekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritet objekter som; for å kunne begrense prioritet(f.eks.): støtte flyttbare laster og lade energisystemet	
	Sette settpunkt ladning HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	80 % ✓ ✓ ✓		
Kilde fanen Sol GHI  Solar GHI	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
Kilde fanen Vind  Wind	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon, Benyttes ikke pga ingen vindturbiner			
Kilde fanen Temperatur  Temperature	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
«Grid»  Grid	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null		Lastet opp strømpris 2018 med timesoppløsning for Trondheim by via Nord pool historical market data Lagt inn effektpriser fra 2018 igjennom Trønder Energi nettpriser	
Primær last Granåsen last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger		Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter med timesoppløsning. Gir ut informasjon som effekt topplast, gjennomsnittlig forbruk per dag, gjennomsnittlig effekt	





Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Omformer Converter 	AC-DC Omformer	Danner system konvertering mellom AC og DC nettverket. Viktig ved bruk av solcelle og batteri banker mot AC laster.	
	Type	Generisk gratis system converter	
	Kapasitet	1 kW*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad Kostnader regnet med i batteri installasjon
Inverter input	Levetid	25 år	
Likeretter input	Effektivitet	95 %	
	Relativ kapasitet	100%	
	Effektivitet	95 %	
Kostnad	Regnet med i batteri kostnadene		
Batteri Battery 	Type	LG chem RESU	
	Batteri mengde	100 stk*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og pris ved optimalisering Det tar i betraktning søke område eller optimaliseringsgrenser (øvre og nedre)
	Levetid	10	Med dagens kommersielle batterier er det høyst sannsynlig at batteriene må skiftes ut minst en gang i løpet av en system levetid på 25 år
	«Throughput», gjennomføring (kWh)	34770	Noe batterityper kan ha den parameteren, som forteller hvor mange sykler batteri kan levere
Kostnad	Kapital, innkjøp	37 142 kr*	*Veien om en
	Utbytning	21 428 kr*	*Veien om en
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	0 kr	Regner med null, antar posten med lav kostnad
Lokasjon spesifikasjoner, Site Spesfic input	Streng størrelse (antall stk)	10	Batteritype bestemt. Påvirker spenningen.
	Initialisering ladning tilstand (%)	100	Initial state of charge
	Minimum ladning tilstand (%)	10	Minimum state of charge

Modell basert på dagens lastdata med solcellepaneler

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Økonomi  Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3.77%	
	Forventet inflasjonsrate	2.15 %		
	Prosjekt levetid	25 år		
	System fast kapital kostnad (kr)	0		
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0		
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0		
Prosjekt fanen Begrensninger  Constraints	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0		
	Minimum fornybar del (%)	0		
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10		
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%):	0		
Prosjekt fanen Utslipp  Emissions	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslipp straff og grenser	0		
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		





Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utrekning/forklaring	Hva
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område 	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet 	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år 	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport 	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer 	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat 	Fjerner estimeringsresultatene			
Komponent fanen Kontroller 	HOMER load following Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritet objekter som lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	







Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	Hva
	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanisely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓		
	HOMER cycle charging Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangs effekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritet objekter som; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster, lade energi bankene og serve elektrolyseringen	
	Sette settpunkt ladning HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	80 % ✓ ✓ ✓		
Kilde fanen Sol GHI 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
Kilde fanen Vind 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon, Benyttes ikke pga ingen vindturbiner			
Kilde fanen Temperatur 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null Demand rates, effekt rate		Lastet opp strømpris 2018 med timesoppløsning for Trondheim by via Nord pool historical market data Lagt inn effektpriser fra 2018 igjennom Trønder Energi nettpriiser	




Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	
Primær last Granåsen last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger	Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter med timesoppløsning. Gir ut informasjon som effekt topplast, gjennomsnittlig forbruk per dag, gjennomsnittlig effekt	
Omformer Converter 	AC-DC Omformer	Danner system konvertering mellom AC og DC nettverket. Viktig ved bruk av solcelle og batteri banker mot AC laster.	
	Type	Generisk gratis system converter	
	Kapasitet	1 kW*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW, med systemet er satt opp slik at inverter kostnad er med regnet i solcelle installasjonen
Inverter input	Levetid	25 år	
	Effektivitet	95 %	
Likeretter input	Relativ kapasitet	100%	
	Effektivitet	95 %	
Kostnad	Inkludert i solcellepanel installasjonen		
PV Arenabygg langrenn tak  Toppidrettsentret tak  Presenterer informasjon ved en	Type	Generisk flat	JA Jam6 60-270
	PV Kapasitet	To anlegg, alla 43 kWp og 95 kWp	Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad
	Levetid	25 år	
	Elektrisk bus	DC	
	Effekt reduksjon faktor, skaleringsfaktor (%)	80 %	Justering; for å regne ut redusert effekt for virkelige driftsforhold sammenlignet med test driftsforhold
Kostnad	Kapital innkjøp	10 853 kr	Totalkostnad installasjon
	Utbygging	0 kr	Antar dem lever ut prosjektets levetid
	Operasjon og vedlikehold(kr/år)	217 kr	
MTTP	Maximum Power Point Tracker	Regnes ikke med	
Avansert input	Grunn refleksjon (%)	0%	Installert på tak langt over bakkeplan
	Tracking	Ikke tatt med	
	Standard vinklet Hvilken vinkelen panelene er montert i forhold til horisontal planet, i grader	✓	Hvis ✓ helling er inngangen deaktivert og hellingen er innstilt slik at den stemmer overens med breddegraden.
	Standard azimuth vinklet Retningen mot hvilken vei panelene står overfor, i grader.	✓	Hvis ✓, er azimuth inngangen deaktivert og azimuthen er satt til 0 eller 180 grader for prosjekter i henholdsvis til den nordlige eller sørlige halvkule.
	Regner med temperatur	✓	Benytter innlastet temperatur data fra lokasjon





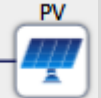
Temperatur	Temperatur påvirkning for effekt(%/°C)	-0,41	Tilsvarende temperatur koeffisient av Pmax
	Nominell operasjon cell temperatur(°C)	45	NOCT
	Effektivitet ved standard test forhold (%)	16,51	Bedre kjent som testing mot STC (Standard test conditions)


Modell basert på dagens lastdata med batterilagring og solcellepaneler

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Økonomi  Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77%	
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %		
	Prosjekt levetid	25 år		
	System fast kapital kostnad (kr)	0		
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0		
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0		
Prosjekt fanen Begrensninger  Constraints	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0		
	Minimum fornybar del (%)	0		
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10		
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0		
Prosjekt fanen Utslipp  Emissions	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslipp straff og grenser	0		
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		


Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område  Search Space	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport  Input Report	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer  Estimate	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat  Clear Results	Fjerner estimeringsresultatene			



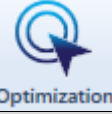

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Komponent fanen Kontroller  Controller	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritet objekter som lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	
	HOMER load following	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanisely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓	
HOMER cycle charging	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangs effekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritet objekter som; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster, lade energi bankene og serve elektrolyseringen	
	Sette settpunkt ladning	80 %		
HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓			
Kilde fanen Sol GHI  Solar GHI	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
Kilde fanen Vind  Wind	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon, Benyttes ikke pga ingen vindturbiner			



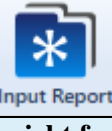
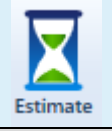
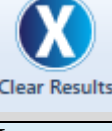

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Kilde fanen Temperatur 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder		
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null	Lastet opp strømpris 2018 med timesoppløsning for Trondheim by via Nord pool historical market data Lagt inn effektpriser fra 2018 igjennom Trønder Energi nettpriser	
Primær last Granåsen last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger	Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter med timesoppløsning. Gir ut informasjon som effekt topplast, gjennomsnittlig forbruk per dag, gjennomsnittlig effekt	
Omformer Converter 	AC-DC Omformer	Danner system konvertering mellom AC og DC nettverket. Viktig ved bruk av solcelle og batteri banker mot AC laster.	
	Type	Generisk gratis system converter	
	Kapasitet	1 kW*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad. Kostnad medregnet i solcelle og batterier
Inverter input	Levetid	25 år	
Likeretter input	Effektivitet	95 %	
	Relativ kapasitet	100%	
	Effektivitet	95 %	
Kostnader	Inkludert i solcelleinstallasjonen og batteri systemet		
PV 	Type	Generisk flat	
	PV Kapasitet	To anlegg, alla 43 kWp og 95 kWp	Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad
	Levetid	25 år	
	Elektrisk bus	DC	
	Effekt reduksjon faktor, skaleringsfaktor (%)	80 %	Justering; for å regne ut redusert effekt for virkelige driftsforhold sammenlignet med test driftsforhold
Kostnad	Kapital innkjøp	10 853 kr	Totalkostnad installasjon
	Utbygging	0 kr	Antar dem lever ut prosjektets levetid
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	217 kr	
MTTP	Maximum Power Point Tracker	Regnes ikke med	
Avansert input	Grunn refleksjon (%)	20%	Installert på tak langt over bakkeplan
	Tracking	Ikke tatt med	
	Standard vinklet Hvilken vinkelen panelene er montert i forhold til horisontal planet, i grader	✓	Hvis ✓er helling inngangen deaktivert og hellingen er innstilt slik at den stemmer overens med breddegraden.




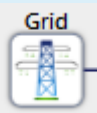

	Standard azimuth vinklet Retningen mot hvilken vei panelene står overfor, i grader.	✓	Hvis ✓, er azimuth inngangen deaktivert og azimuthen er satt til 0 eller 180 grader for prosjekter i henholdsvis til den nordlige eller sørlige halvkule.
Temperatur	Regner med temperatur	✓	Benytter innlastet temperatur data fra lokasjon
	Temperatur påvirkning for effekt (%/°C)	-0,41	Tilsvarende temperatur koeffisient av Pmax
	Nominell operasjon cell temperatur (°C)	45	NOCT
	Effektivitet ved standard test forhold (%)	16,51	Bedre kjent som testing mot STC (Standard test conditions)
 Batteri	Type	LG chem RESU	
	Batteri mengde	100 stk*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og pris ved optimalisering Det tas i betraktning søke område eller optimaliseringsgrenser (øvre og nedre)
	Levetid	10	Med dagens kommersielle batterier er det høyst sannsynlig at batteriene må skiftes ut minst en gang i løpet av en system levetid på 25 år
	«Throughput», gjennomføring (kWh)	34770	Noe batterityper kan ha den parameteren, som forteller hvor mange sykler batteri kan levere
Kostnad	Kapital, innkjøp	37 142 kr*	*Veien om en
	Utbytning	21 428 kr*	*Veien om en
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	0 kr	Regner med null, antar posten med lav kostnad
Lokasjon spesifikasjoner, Site Specfic input	Streng størrelse (antall stk)	10	Påvirker spenningen.
	Initialisering ladning tilstand (%)	100	Initial state of charge
	Minimum ladning tilstand (%)	10	Minimum state of charge



En mer fremtidige modell skalert etter dagens lastdata med solcellepaneler og batterisystem


Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
 Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77%
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %	
	Prosjekt levetid	25 år	
	System fast kapital kostnad (kr)	0	
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0	
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0	

Prosjekt fanen Begrensninger 	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0		
	Minimum fornybar del (%)	0		
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10		
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80		
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0		
Prosjekt fanen Utslipp 	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslipp straff og grenser	0		
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet 	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		
	Varsel med av nettssystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettssystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område 	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			

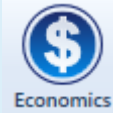
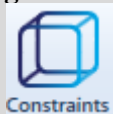
Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport  Input Report	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer  Estimate	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat  Clear Results	Fjerner estimeringsresultatene			
Komponent fanen Kontroller  Controller	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritet objekter som lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	
HOMER load following	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanisely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓		


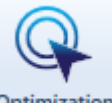



Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
HOMER cycle charging	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangs effekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritet objekter som; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster, lade energi bankene og serve elektrolyseringen	
	Sette settpunkt ladning	80 %		
	HOMER cycle charging	✓		
	Tillatt diesel off grid operasjoner.	✓		
	Tillatt generator til å operere simultant.	✓		
	Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.			
Kilde fanen Sol GHI 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
Kilde fanen Vind 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon, Benyttes ikke pga ingen vindturbiner			
Kilde fanen Temperatur 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null		Lastet opp strømpris 2018 med timesoppløsning for Trondheim by via Nord pool historical market data Lagt inn effektpriser fra 2018 igjennom Trønder Energi nettpriiser	
Primær last Granåsen last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger		Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter med timesoppløsning. Gir ut informasjon som effekt topplast, gjennomsnittlig forbruk per dag, gjennomsnittlig effekt	

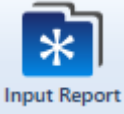



Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Omformer Converter 	AC-DC Omformer	Danner system konvertering mellom AC og DC nettverket. Viktig ved bruk av solcelle og batteri banker mot AC laster.	
	Type	Generisk gratis system converter	
	Kapasitet	1 kW*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad. Kostnad medregnet i solcelle og batterier
Inverter input	Levetid	25 år	
Likeretter input	Effektivitet	95 %	
	Relativ kapasitet	100%	
	Effektivitet	95 %	
Kostnader	Inkludert i solcelleinstallasjonen og batteri systemet		
PV 	Type	Generisk flat	Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad
	PV Kapasitet	Tre anlegg, på 43 kWp, 95 kWp og 1025 kWp	
	Levetid	25 år	
	Elektrisk bus	DC	
	Effekt reduksjon faktor, skaleringsfaktor (%)	80 %	
Kostnad	Kapital innkjøp	10 853 kr	Totalkostnad installasjon
	Utbygging	0 kr	Antar dem lever ut prosjektets levetid
	Operasjon og vedlikehold(kr/år)	217 kr	
MTTP	Maximum Power Point Tracker	Regnes ikke med	
Avansert input	Grunn refleksjon (%)	20%	Installert på tak langt over bakkeplan
	Tracking	Ikke tatt med	
	Standard vinklet	✓	Hvis ✓ er helling inngangen deaktivert og hellingen er innstilt slik at den stemmer overens med breddegraden.
	Hvilken vinkelen panelene er montert i forhold til horisontal planet, i grader		
	Standard azimuth vinklet	✓	Hvis ✓, er azimuth inngangen deaktivert og azimuthen er satt til 0 eller 180 grader for prosjekter i henholdsvis til den nordlige eller sørlige halvkule.
Retningen mot hvilken vei panelene står overfor, i grader.			
Temperatur	Regner med temperatur	✓	Benytter innlastet temperatur data fra lokasjon
	Temperatur påvirkning for effekt (%/°C)	-0,41	Tilsvarende temperatur koeffisient av Pmax
	Nominell operasjon cell temperatur (°C)	45	NOCT

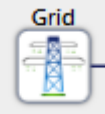
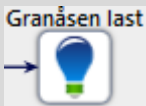
	Effektivitet ved standard test forhold (%)	16,51	Bedre kjent som testing mot STC (Standard test conditions)
 Batteri Battery	Type	LG chem RESU	
	Batteri mengde	100 stk*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og pris ved optimalisering Det tas i betraktning søke område eller optimaliseringsgrenser (øvre og nedre)
	Levetid	10	Med dagens kommersielle batterier er det høyst sannsynlig at batteriene må skiftes ut minst en gang i løpet av en system levetid på 25 år
	«Throughput», gjennomføring (kWh)	34770	Noe batterityper kan ha den parameteren, som forteller hvor mange sykler batteri kan levere
Kostnad	Kapital, innkjøp	37 142 kr*	*Veien om en
	Utbytning	21 428 kr*	*Veien om en
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	0 kr	Regner med null, antar posten med lav kostnad
Lokasjon spesifikasjoner, Site Spesfic input	Streng størrelse (antall stk)	10	Påvirker spenningen.
	Initialisering ladning tilstand (%)	100	Initial state of charge
	Minimum ladning tilstand (%)	10	Minimum state of charge

Estimert fremtidig modell av Granåsen uten lokale tiltak




Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Prosjekt fanen Økonomi  Economics	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77%
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %	Flere verdier med følsomhetsanalyse
	Prosjekt levetid	25 år	
	System fast kapital kostnad(kr)	0	
	System fast drift og vedlikehold(kr/år)	0	
	Kapasitet mangel straff(kr/kWh)	0	
Prosjekt fanen Begrensninger  Constraints	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0	
	Minimum fornybar del (%)	0	
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10	
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0	
	Som en prosentandel fornybar produksjon	80	

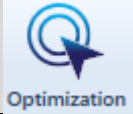




	Solkraftproduksjon (%): Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0		
Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Utslipp  Emissions	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslippsstraff og grenser	0		
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område  Search Space	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		




Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Input rapport 	Genererer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			
Prosjekt fanen Estimeringer 	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat 	Fjerner estimeringsresultatene			
Komponent fanen Kontroller 	HOMER load following Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritets objekter som å lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	
	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanisely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓		
	HOMER cycle charging Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangseffekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritets objekter som f.eks.; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster og lade energisystemet	
	Sette settpunkt ladning HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	80 % ✓ ✓ ✓		







Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null		Satt opp etter prinsippene i kapittel 4.2.6
Primær last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger		Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter, altså et år. Satt opp etter prinsippene i kapittel 4.2.6

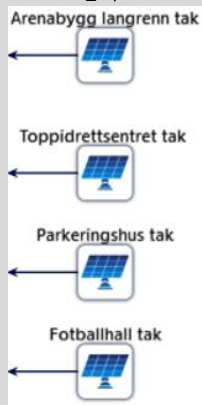
Estimert fremtidig modell med større solcelleanlegg og batterisystem

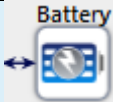
Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
Prosjekt fanen Økonomi 	Nominell diskonteringsrente	6 %	Disse to gir en reel diskonteringsrente = 3,77%
	Forventet inflasjonsrate	2,15 %	
	Prosjekt levetid	25 år	
	System fast kapital kostnad (kr)	0	
	System fast drift og vedlikehold (kr/år)	0	
	Kapasitet mangel straff (kr/kWh)	0	
Prosjekt fanen Begrensninger 	Maksimal årlig kapasitet mangel (%)	0	
	Minimum fornybar del (%)	0	
	Som en prosentandel av belastningen: Last i gjeldende tidssteg (%):	10	
	Som en prosentandel av belastningen: Årlig topp last (%):	0	
	Som en prosentandel fornybar produksjon Solkraftproduksjon (%):	80	
	Som en prosentandel fornybar produksjon Vind kraftproduksjon (%)	0	
Prosjekt fanen Utslipp 	Alt settes til null, tas ikke med beregningene: Utslipp straff og grenser	0	

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Optimalisering nøyaktighet  Optimization	Minutt per tids steg	60	Gir steg per år 8760	
	Tillat multiple generatorer	✓		
	Varsel med av nettsystemet har: Maksimum fornybar penetrasjon større enn	55 %		
	Varsel med av nettsystemet har: Batteri autonomitet av mindre enn	2 timer		
	Maksimum simuleringer per optimalisering	10		
	System design presisjon	0.01		
	NPC (Net present cost) presisjon	0.01		
	Fokus faktor	50		
	Optimalisering kategori vinner	✓		
Prosjekt fanen søke område  Search Space	Sammendrag av innlagte søker område fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Sensitivitet  Sensitivity	Sammendrag av innlagte sensitiviteter fra andre parametere i verktøyet			
Prosjekt fanen Multiple år  Multi-Year	Prosjekt levetid (år)	25 år		
Prosjekt fanen Input rapport  Input Report	Generer en automatisk parameter rapport av de viktigste parameterne			

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Prosjekt fanen Estimeringer  Estimate	Estimerer antall simuleringer, optimaliseringspunkter og antall som blir gjort i prosjektet			
Prosjekt fanen Fjern resultat  Clear Results	Fjerner estimeringsresultatene			
Komponent fanen Kontroller  Controller HOMER load following	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator opererer, produserer den bare nok effekt til å imøtekomme primær lasten. Lav prioritet objekter som lade lagringsbanken eller serve de flyttbare lastene bestemmes av de fornybare kildene. Generatoren kan fortsatt rampe opp og selge effekt til nettverket hvis det har en økonomisk fordel.	
	HOMER load following Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultanely. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	✓ ✓ ✓		
HOMER cycle charging	Levetid	25 år	Denne strategien går ut på at når en generator trenger å operere for serve primær lasten, operer den på full utgangs effekt. Overskudd av elektrisk produksjon går til lavere prioritet objekter som; for å kunne begrense prioritet: serve flyttbare laster, lade energi bankene og serve elektrolysingen	
	Sette settpunkt ladning HOMER cycle charging Tillatt diesel off grid operasjoner. Tillatt generator til å operere simultant. Tillatt systemer med generatorer kapasitet mindre enn topp last.	80 % ✓ ✓ ✓		

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring	
Kilde fanen Sol GHI 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
Kilde fanen Vind 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon, Benyttes ikke pga ingen vindturbiner			
Kilde fanen Temperatur 	Automatisk tillagt etter valg av prosjekt lokasjon og innlastning av kilder			
«Grid» 	Real time Rates ✓ Rate definisjon Power Price: fra fil Sellback rate: fra fil satt til null		Lastet opp strømpris 2018 med timesoppløsning for Trondheim by via Nord pool historical market data Lagt inn effektpriser fra 2018 igjennom Trønder Energi nettpriser	
Primær last Granåsen last 	Elektrisk last (AC): Informasjon og ulike tabell og graf fremstillinger		Lastet opp sum av trafo målte energiforbruk for Granåsen via fil med 8760 datapunkter med timesoppløsning. Gir ut informasjon som effekt topplast, gjennomsnittlig forbruk per dag, gjennomsnittlig effekt	
Omformer Converter 	AC-DC Omformer		Danner system konvertering mellom AC og DC nettverket. Viktig ved bruk av solcelle og batteri banker mot AC laster.	
	Type		Generisk gratis system converter	
	Kapasitet	1 kW*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad. Kostnad medregnet i solcelle og batterier	
Inverter input	Levetid	25 år		
	Effektivitet	95 %		
Likeretter input	Relativ kapasitet	100%		
	Effektivitet	95 %		
Kostnader	Inkludert i solcelleinstallasjonen og batteri systemet			

Hva	Hva/mer om	Verdi eller Kostnad	Utregning/forklaring
PV 	Type	Generisk flat	
	PV Kapasitet	Fire anlegg, på 43 kWp, 95 kWp, 1025 kWp og 761 kWp	Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og kostnad
	Levetid	25 år	
	Elektrisk bus	DC	
	Effekt reduksjon faktor, skaleringsfaktor (%)	80 %	Justering; for å regne ut redusert effekt for virkelige driftsforhold sammenlignet med test driftsforhold
Kostnad	Kapital innkjøp	10 853 kr	Totalkostnad installasjon
	Utbygging	0 kr	Antar dem lever ut prosjektets levetid
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	217 kr	
MTTP	Maximum Power Point Tracker	Regnes ikke med	
Avansert input	Grunn refleksjon (%)	20%	Installert på tak langt over bakkeplan
	Tracking	Ikke tatt med	
	Standard vinklet Hvilken vinkelen panelene er montert i forhold til horisontal planet, i grader	✓	Hvis ✓ er helling inngangen deaktivert og hellingen er innstilt slik at den stemmer overens med breddegraden.
	Standard azimuth vinklet Retningen mot hvilken vei panelene står overfor, i grader.	✓	Hvis ✓, er azimuth inngangen deaktivert og azimuthen er satt til 0 eller 180 grader for prosjekter i henholdsvis til den nordlige eller sørlige halvkule.
Temperatur	Regner med temperatur	✓	Benytter innlastet temperatur data fra lokasjon
	Temperatur påvirkning for effekt (%/°C)	-0,41	Tilsvarende temperatur koeffisient av Pmax
	Nominell operasjon cell temperatur (°C)	45	NOCT
	Effektivitet ved standard test forhold (%)	16,51	Bedre kjent som testing mot STC (Standard test conditions)
Batteri	Type	LG chem RESU	
	Batteri mengde	200 stk*	*Veien om en, HOMER regner ut så et antall kW og pris ved optimalisering Det tas i betraktning søke område eller optimaliseringsgrenser (øvre og nedre)
	Levetid	10	Med dagens kommersielle batterier er det høyst sannsynlig at batteriene må

			skiftes ut minst en gang i løpet av en system levetid på 25 år
	«Throughput», gjennomføring (kWh)	34770	Noe batterityper kan ha den parameteren, som forteller hvor mange sykler batteri kan levere
Kostnad	Kapital, innkjøp	37 142 kr*	*Veien om en
	Utbytning	21 428 kr*	*Veien om en
	Operasjon og vedlikehold (kr/år)	0 kr	Regner med null, antar posten med lav kostnad
Lokasjon spesifikasjoner, Site Spesfic input	Streng størrelse (antall stk)	10	Påvirker spenningen.
	Initialisering ladning tilstand (%)	100	Initial state of charge
	Minimum ladning tilstand (%)	10	Minimum state of charge

Vedlegg E: Kontaktpersoner

Hvem	Kontaktform (E-post og telefon)	Bedrift	Omfang
Øystein Lindland	oystein.lindland@trondheim.kommune.no	Energirådgiver Trondheim Kommune	Generelle spm knyttet til Granåsen, forbruksdata, komme i kontakt med andre
Mona Åsgård	mona.asgard@trondheim.kommune.no	Prosjektutvikler Trondheim eiendom - utbygging	Generelle spm knyttet til Granåsen, komme i kontakt med andre
Roar Klette	roar.klette@trondheim.kommune.no	Arbeidsleder Granåsen skisenter, Trondheim bydrift	Installasjon av loggere Andre spørsmål om Granåsen
Heidi Arnesen	heidi.arnesen@trondheim.kommune.no Telefon	Leder Trondheim bydrift	Installasjon av loggere Andre spørsmål om Granåsen
Kjell Johnsen Valør	Telefon	Elektriker Trondheim bydrift, kjentperson Granåsen	Spørsmål, befaringsrunder og hjelp med installasjon av loggere
Asbjørn Sagøy	Telefon	Elektriker Trondheim bydrift, kjentperson Granåsen	Spørsmål, befaringsrunder og hjelp med installasjon av loggere
Frode Linnerud	frode.linnerud@olympiaparken.no	Økonomi- og personalsjef/CFO	Referanse Energiforbruk stolheis Lysgårdbakken i Lillehammer
Ole Morten Midtgård	Olemorten.midtgard@ntnu.no	Head of Department, Department of Electric Power Engineering (IEL)	Anbefaling av programverktøy for mikrogrid modellering
Anders Gytri	anders.gytri@ntnu.no	Amanuensis/Lokal IT drift ansvarlig (IEL)	Anbefaling av programverktøy for mikrogrid modellering og ulike lisens tilganger
Giancarlo Marafioti	giancarlo.marafioti@sintef.no	SINTEF	Anbefaling av programverktøy for mikrogrid og ulike lisens tilganger
Ingar Rognås	Rognas@union.no	Energirådgiver ved Union management AS (eiere Toppidrettsenteret)	Tilgang på å sette opp loggere, åpning av HAN port for AMS målere
Eirik Aune	erik.aune@ssgnorge.no Telefon	SSG Norge AS Vaktmester Toppidrettsenteret	Tilgang på privat eide Toppidrettsenteret og andre spørsmål tilknyttet bygget

Forprosjektrapport

Grunnet endret krav til innlevering fra instituttet vil ikke forprosjektrapporten bli lagt ved som et limt vedlegg i masterrapporten. Bakgrunnen er at den skulle leveres som et separat vedlegg der hvor masteroppgaven blir levert.

Den kan likevel fås tak i, ved å kontakte faglig veileder ved teknisk kybernetikk eller forfatteren av rapporten. Forfatteren (Mats Karlsen) samtykker med dette, at forprosjektrapporten kan deles videre.



Mats Kornelius Karlsen

