

Mathias Sommervik
Andreas Møster
Magnus Wang Hansen
Ammar Al Baradan

Smart Energistyring av bygg ved bruk av solcelleanlegg og batteri

Bacheloroppgave i Elektroingeniør - Elkraftteknikk
Mai 2020

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: Smart Energistyring av bygg ved bruk av solcelleanlegg og batteri Project title: Smart energy management of buildings using solar cells and battery	Gitt dato: 11.12.2019
	Innleversdato: 20.05.2020
	Antall sider/bilag 77/57
Gruppedeltakere: Mathias Sommervik Andreas Møster Magnus Wang Hansen Ammar Al Baradan	Veileder: Steve Vøller Tlf: 735 58 933 Epost: steve.voller@ntnu.no
Studieretning: Elektroingeniør – Elkraftteknikk	Prosjektnummer: E2007
Oppdragsgiver: Enoco AS	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Ulf Roar Aakenes Tlf: 934 59 543 Epost: uraa@enoco.no

Fritt tilgjengelig

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver

Rapporten frigitt etter

 N/A

Forord

Denne rapporten er et resultat av den avsluttende hovedoppgaven på et bachelorstudium ved NTNU-Gløshaugen og er skrevet våren 2020. Hver student i prosjektgruppen studerer elektroingeniør med Elkraft som spesialisering. Oppgaven er laget av Enoco AS, men senere tilpasset Elkraft grunnet prosjektgruppens sammensetting. Underveis i gjennomføringen er det mottatt veiledning både fra våre veiledere hos Enoco AS og NTNU.

Takk til vår veileder Steve Vøller for veiledning og fine innspill utover prosjektperioden.

Takk til vår oppdragsgiver Ulf Roar Aakenes for den gode oppgaven, veiledning og gode innspill.

Gjennom samarbeidet med Enoco og NTNU har gruppen fått god hjelp av blant andre Henrik Myhre og Simen Letnes hos Enoco. Samtidig har flere leverandører og deres salgsingeniører vært til stor hjelp under oppgaven, derfor vil vi også takke NIBE, Eaton og Wago.

Trondheim, 20. mai 2020

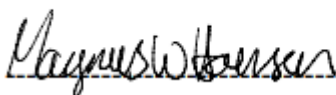
Mathias Sommervik



Andreas Møster



Magnus Wang Hansen



Ammar Al Baradan



Sammendrag

I dagens situasjon da fokuset på klima og miljøvennlighet fortsetter å vokse kommer det stadig ny teknologi som kan erstatte det tradisjonelle. En av disse løsningene er oppvarmingssystemet til Vassinghaugen borettslag der det er brukt en kombinasjon av solceller, batteri og varmepumpe. For at dette skal gi en økonomisk besparelse er det behov for å styre denne type anlegg på en måte som vil gi gode besparelser for forbruker.

Problemstillingen i denne oppgaven har derfor vært fokusert på styringen og dimensjoneringen av oppvarmingssystemet til Vassinghaugen. Oppgaven går ut på valg av størrelser på komponenter samt å lage et program for styringen.

Beskrivelse av komponenter og virkemåte er gjort slik at det dannes en forståelse for hvordan systemet sparer energi og hvordan styring kan utføres. Systemet er veldig fleksibelt, komponenter skal dimensjoneres for å spare energi og ikke bare fylle et krav til oppvarming. Styringen og valg av størrelser på komponentene vil utgjøre store forskjeller når det kommer til hvor mye energi det totale systemet sparer. Det har blitt vurdert forskjellige faktorer som påvirker valget av disse størrelsene og parameterne som brukes til hvordan systemet burde styres. Valget av varmepumpe er basert på å fylle energi- og effektbehov som er beregnet for Vassinghaugen. Videre er valget for solceller basert på tilgjengelig plass på taket grunnet behovet for en spesifikk vinkel på panelene for å utnytte produksjonskapasiteten. Til slutt er batteri dimensjonert ut ifra produsert energi fra solcellene.

Programmet for styringen er utført i WAGOs programmeringsverktøy e!COCKPIT der parameterne for styringen er lagt inn for å styre opp- og utlading av batteriet. Styringen vil gå ut på å beregne netto energibehov for neste dag som tar for seg estimert behov for varme og energi levert fra solcellene.

Fornuftig styring og dimensjonering av solceller, batteri og varmepumpeanlegg fører med seg nytteverdier for både forbruker og netteier. For forbruker vil dette medføre at forbruket fra kraftnettet blir redusert og dermed også strømrégningen. Da forbruket blir redusert og potensielle effekttopper ikke vil forekomme vil dette føre til at netteier får redusert belastning på kraftnettet og dermed minske behovet for utbedring.

Abstract

In today's situation when electricity is being used for mostly everything at home it is becoming more relevant to find solutions for reducing the consumption or shifting the power consumption. One of these solutions is the heating system on Vassinghaugen where it has been used a combination of solar panels, battery, and heating pump. In order to achieve an economical saving, there is a need to have a management system in a way that will give good savings for user.

The thesis in this subject has been focusing on controlling and dimensioning of the heating system. The task is therefore to choose the sizes of components and to create a program for the control.

Description of the components and how they work is being done to create an understanding of how the system can save energy and how management can be performed. The system is very flexible since the components will be sized to save energy, and not only meet the requirement of house heating. Management and components sizing will make big differences when it comes to how much energy the whole system saves. It is been considered various factors that influence the choice of the sizes and parameter that influence how the system is being managed.

The choice of heating pump is based on filling a requirement for the energy and power which has been estimated on Vassinghaugen. The solar cell is dimensioned based on accessible space on the roof and because they need a certain angel for utilizing the production capacity. Finally, the battery is sized from the energy produced from the solar cells as it will not save extra and the cost of it is considerable.

The control program is carried out in WAGO's programming tool e!COCKPIT where parameter for the management is implemented for controlling the charge and discharge of the battery. The program will be estimating the need for energy the next day and produced energy from the solar cells.

Reasonable management and dimensioning of solar cells, battery and heating pump will bring benefits to both the consumer and the grid owner. For consumers, this will mean consumption from the power grid is being reduced and thus also the electricity bill. As consumption is reduced and potential power peaks will not occur, it would mean lesser load on the power grid and thus reduce the need for improvement.

Definisjoner

AC	Alternating current.
AM	Air mass.
AMS	Avanserte måle- og styresystem.
API	Application Program Interface. En tjeneste som tilbys av noen websider som gjør det mulig å hente data som for eksempel værmelding.
COP	Coefficient of performance av varmepumpe.
DC	Direct current.
DIT	Dimensjonerende innetemperatur.
DUT	Dimensjonerende utetemperatur.
e!COCKPIT	WAGOs automatiseringsprogramvare.
El.kolbe	Elektrisk varmeelement.
EOL	End-of-life.
GPS	Global Positioning System.
HMI	Human-Machine Interface.
HTTP	Hypertext Transfer Protocol.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
JRC	Joint Research Center.
MDDOD	Maximum Daily Depth of Discharge.
MDOD	Maximum Depth of Discharge.

Modbus	Kommunikasjonsprotokoll for sammenkobling av industrielle elektriske apparater.
MPPT	Maximum power point tracker
NEK 400	Norsk Elektroteknisk Komité.
NIBE Industrier	Leverandør av varmepumpesystemer.
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide.
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature.
NS	Norsk Standard.
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat.
PC	Personal computer.
PLS	Programmerbar logisk styring.
PV	Photo Voltaic (Solcelle).
SCOP	Seasonal coefficient of performance av varmepumpe.
STC	Standard Test Conditions.
TEK17	Byggteknisk forskrift.
Tensio TN AS	Den lokale netteieren, tidligere NTE Nett og Trønder Energi.
THD	Total harmonic distortion.
U-verdi	Varmegjennomgangskoeffisient.
VP	Varmepumpe.
W_p	Watt-peak.

Figurer

FIGUR 1.1: PRINSIPPSKISSE VASSINGHAUGEN	2
FIGUR 2.1: PEAK SHAVING MED OPP- OG UTLADING AV BATTERI [12]	7
FIGUR 2.2: OPPBYGGING AV SOLCELLE [13]	9
FIGUR 3.1: MONTERING AV SOLCELLE (SLOPE- OG AZIMUTHVINKEL) [14]	22
FIGUR 3.2: INNSETTING AV PARAMETERE PÅ JRC [16]	23
FIGUR 3.3: ESTIMERTE UTGANGSVERDIER FRA SOLCELLER [16]	23
FIGUR 3.4: OVERSIKT OVER MÅNEDLIG SOLINNSTRÅLING [16]	24
FIGUR 3.5: PEAK SUNHOURS [28]	24
FIGUR 4.1: ENERGIDIAGRAM NIBE F1155-16 EM INVERTER [27]	33
FIGUR 4.2: ENERGIDIAGRAM NIBE F1355-28 INVERTER [27]	33
FIGUR 4.3: PRISER PÅ STRØM FOR NATT OG DAG (01.01.2019-07.01.2019 & 01.04.2019-07.04.2019) [35]	38
FIGUR 4.4: PRISER PÅ STRØM FOR NATT OG DAG (01.07.2019-07.07.2019 & 01.10.2019-07.10.2019) [35]	38
FIGUR 5.1: FLYTSKJEMA FOR STYRINGSPRINSIPP	44
FIGUR 5.2: HMI HOVEDSKJERM	46
FIGUR 5.3: HMI OVERVÅKNING	47
FIGUR 5.4: HMI BATTERISTYRING	48
FIGUR 5.5: HMI ENERGIKONTROLL LEILIGHET 1	49
FIGUR 5.6: OVERSIKT MÅLETRANSFORMATOR	50
FIGUR 5.7: OVERSIKT VANNMÅLER	51
FIGUR 5.8: HMI ENERGIKONTROLL VARMEPUMPE	52
FIGUR 5.9: SOLCELLEOVERVÅKNING	53
FIGUR 6.1: OVERSIKT OVER MATLAB SIMULERING [VEDLEGG L]	54

Tabeller

TABELL 1.1: OVERSIKT OVER LEILIGHETSSTØRRELSER PÅ VASSINGHAUGEN	1
TABELL 3.1: KRAV FRA NS 3700:2013	16
TABELL 3.2: OVERSIKT OVER VARRMETILSKUDD OG VARMEBEHOV	18
TABELL 3.3: OVERSIKT OVER KOMPONENTER I SOLCELLESYSTEMET.....	21
TABELL 3.4: OVERSIKT OVER SYSTEMETS PARAMETERE.	22
TABELL 4.1: EFFEKT- OG ENERGIBEHOV.....	31
TABELL 4.2: OPPSUMMERING SOLCELLEDIMENSJONERING.	36
TABELL 4.3: LEVERANDØRENS OPPGITTE VERDIER [VEDLEGG K]	37
TABELL 4.4: PRISOVERSIKT OVER EATONS BATTERIER [34].....	37

Innholdsfortegnelse

FORORD	III
SAMMENDRAG	V
ABSTRACT	VII
DEFINISJONER	IX
FIGURER	XI
TABELLER	XII
1 INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN	1
1.2 ANLEGGBESKRIVELSE	1
1.3 AVGRENSNING	2
1.4 PROBLEMSTILLING	3
2 TEORI	4
2.1 ENERGI OG EFFEKT	4
2.2 STRØMPRISER.....	5
2.3 EFFEKTBALANSE	6
2.4 ENERGIKLAGRING	7
2.5 KOMPONENTER	8
2.5.1 Solceller	8
2.5.2 Vekselretter/Likeretter	10
2.5.3 Varmepumpe	11
2.5.4 Akkumulatortank	12
2.5.5 PLS.....	13
3 METODE	15
3.1 DIMENSJONERING	15
3.1.1 Varmebehovsberegninger	15
3.1.2 Valg av varmpumpe	19
3.1.3 Dimensjonering av solceller	20
3.1.4 Dimensjonering av batteri:	26
3.1.5 Dimensjonering av kabel og vern	28
4 RESULTAT	31
4.1 VARMEBEREGNINGER	31
4.2 VARMEPUMPE	32
4.3 SOLCELLER.....	35
4.4 BATTERI	36

4.5	BESPARELSE OG NEDBETALINGSTID.....	40
5	PROGRAMMERING.....	42
5.1	PLS.....	42
5.1.1	<i>Funksjon for værdata</i>	42
5.1.2	<i>Funksjon for varmebehov</i>	42
5.1.3	<i>Funksjon for estimert PV-produksjon</i>	43
5.1.4	<i>Strømpriser</i>	43
5.1.5	<i>Manuelle funksjoner</i>	43
5.1.6	<i>Overvåkning</i>	43
5.1.7	<i>Energistyring</i>	43
5.2	HMI VISUALISERING.....	45
5.2.1	<i>Hovedskjerm</i>	46
5.2.2	<i>Energiovervåkning</i>	47
5.2.3	<i>Batteri</i>	48
5.2.4	<i>Energistyring</i>	49
5.2.5	<i>Strømtransformator</i>	50
5.2.6	<i>Vannovervåking</i>	51
5.2.7	<i>Innstillinger for varmpumpe</i>	52
5.2.7	<i>Solcelleovervåking</i>	53
6	SIMULERING I MATLAB.....	54
7	KONKLUSJON OG DISKUSJON.....	56
7.1	HVORFOR DIMENSJONERE?.....	56
7.2	DISKUSJON ENERGISTYRING.....	57
7.2.1	<i>Vekselretter og varmpumpe</i>	57
7.2.2	<i>Logging</i>	58
7.2.3	<i>Estimering av energibehovet</i>	58
7.2.4	<i>Data for strømpriser og solinnstråling</i>	58
7.2.5	<i>Opp- og utlading av batteri</i>	58
7.3	KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID.....	59
	REFERANSER.....	61
	VEDLEGG.....	64

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I den globale utviklingen av dagens samfunn blir fokuset på miljø og klimavennlighet større og viktigere. Den totale belastningen på det offentlige kraftnettet fortsetter samtidig å øke med stor hastighet. Ved å bruke fornybare energikilder vil man redusere det totale karbonavtrykket, belastningen på kraftnettet, samtidig som det vil bidra positivt til egen økonomi over tid.

For at et slikt system skal være en del av fremtidens løsning er det noen utfordringer som må belyses. Disse utfordringene vil være dimensjonering, pris og styring av komponentene. Det er derfor nyttig å se nærmere på de ulike aspektene ved valg og dimensjonering av anleggets komponenter, hvilke komponenter har størst påvirkning på investeringen og besparelsen. Hvordan anlegget skal styres vil dermed bli en videre utfordring. Dette er fordi anlegget i seg selv vil gi besparelser for både forbruker og netteier, men ved hjelp av en fornuftig styring vil det kunne dras større nytte av anleggets potensial.

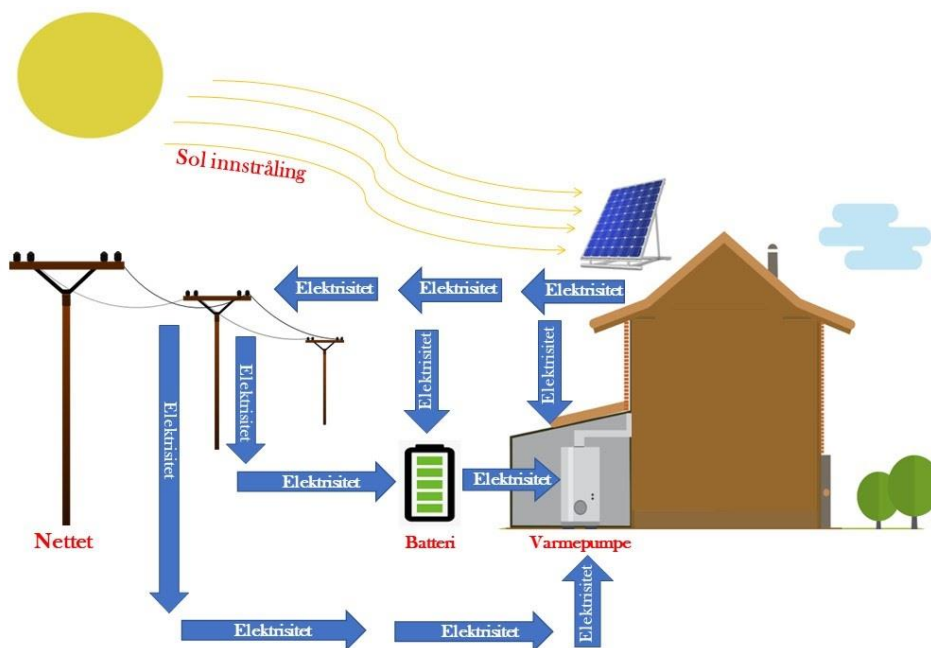
1.2 Anleggbeskrivelse

Anlegget oppgaven tar for seg er et oppvarmingssystem som er benyttet på Vassinghaugen borettslag i Steinkjer kommune. Oppvarmingssystemet brukes til å varme opp 10 leiligheter fordelt likt over 2 etasjer. Leilighetene har tre forskjellige størrelser som er beskrevet i Tabell 1.1

Størrelse [m^2]	81,5	68,9	57,9
Antall leiligheter	4	4	2

Tabell 1.1: Oversikt over leilighetsstørrelser på Vassinghaugen

Oppvarmingskilden er en varmepumpe som henter varme fra omgivelsene og varmer opp vann som lagres i en akkumulatortank. Dette vannet brukes til oppvarming av leilighetene og tappevannet. For oppvarming av leilighetene fordeles vannet etter behov til leilighetene ved hjelp av et vannbårent varmesystem og oppvarmer leilighetene i form av gulvvarme. Den elektriske forsyningen til varmepumpesystemet er fra både kraftnett og solceller. I tillegg er det benyttet et batteri for å utnytte solcellenes produksjon bedre ved for eksempel å lagre den til senere bruk når behovet er større. Under er det illustrert en enkel prinsippskisse av anlegget:



Figur 1.1: Prinsippkisse Vassinghaugen

1.3 Avgrensning

I samarbeid med ekstern veileder ble det bestemt at oppgaven skulle avgrenses til et elkrafts perspektiv. Da analysering av forbruket ikke var mulig skulle det fokuseres på dimensjonering av anlegget.

Grunnet tid og omfang er det bestemt at det ikke skal utføres veldig grundige kostnadsanalyser av komponentene i anlegget i løpet av levetiden de har. Det er derimot blitt foretatt en litt mer overfladisk analyse ved investering og besparelse i løpet av levetiden. Faktorer som reduksjon av nettleie kostnader og lignende er ikke tatt med i beregningen.

Det er forutbestemt at anlegget skal inneholde batteri, solceller og varmepumpe. Dermed er disse beregnet ut ifra andre faktorer. For dimensjonering av solceller og batteri er valgene basert på tilgjengelig plass på taket og hvor mye energi som kan hentes ut årlig.

Ved beregning av energibehovet er det tatt utgangspunkt i kravene fra NS 3700. Dette vil si at energibehovet som er beregnet ikke nødvendigvis stemmer overens med det faktiske energibehovet på Vassinghaugen.

1.4 Problemstilling

Problemstillingen er delt opp i to deler, en teoretisk dimensjoneringsdel og en praktisk programmeringsdel. Dimensjoneringsdelen er gjort som en separat del og vil ta for seg å prosjektere komponentene fra grunnen av:

- Hvordan er det hensiktsmessig å kunne dimensjonere anlegget?
- Vil det være nyttig for forbruker og netteier med et slikt anlegg?
- Vil et slikt anlegg med påkostende investering være lønnsom?

Programmeringsdelen tar for seg styringen av det eksisterende anlegget på Vassinghaugen:

- Hvordan kan et slikt anlegg styres og med hvilke styringsprinsipper?
- Lage et program som styrer oppladning og utladning av batteriet.
- HMI-basert styring for overvåkning, manuelle og automatiske funksjoner for et totalt varmeanlegg.

2 Teori

I kapittel 2 er det beskrevet komponenter og aspekter som er inkludert i anlegget på Vassinghaugen. Det er skrevet slik for å skape en forståelse på hvordan komponentene fungerer. Samtidig er det laget for å gi en oversikt over hvordan dette anlegget jobber sammen med kraftnettet i harmoni.

2.1 Energi og effekt

Når man benytter seg av energikilder som solceller, vannkraft eller vindkraft bruker man maskiner som kan utnytte det mekaniske arbeidet eller energien naturen har. Denne energien blir omgjort fra mekanisk energi til elektrisk energi. Arbeid eller energi blir i fysikken målt i Joule, men i elektrisk sammenheng blir enheten kWh oftest benyttet. Dette er grunnet den elektriske effekten, som er målt i Joule per sekund (W), som er en beskrivelse av hvor mye elektrisk energi som blir produsert eller forbrukt per sekund. Det vil da bety at elektrisk effekt (W) på et vis er hastigheten av energi produsert eller forbrukt, mens elektrisk energi er den totale energien brukt over en viss tid (kWh).

For at nettleverandører skal kunne ha kontroll på hvor mye strøm forbrukerne forbraker blir det i dag benyttet AMS-målere (Avanserte måle- og styresystemer). I motsetning til de tidligere målerne kan AMS-målerne måle momentan forbrukt effekt og vil måle forbruket av energi hver time. Målingene blir sendt gjennom et eget radionettverk til en sentral som står i nærheten. De blir deretter ved hjelp av mobilnettverket sendt inn til nettleverandøren [1]. Dette var ikke mulig med de tidligere målerne da forbrukerne var nødt til selv å lese av målt energiforbruk og dermed sende dette inn til nettleverandør. De tok heller ikke hensyn til hvor mye effekt forbrukerne brukte til bestemte tidspunkt. Nettleverandøren hadde ikke kontroll på hvor mye kundene brukte til hvilke tider, da ble de "skjønsmessig" fakturert. Kundene ble kun fakturert for totalt energiforbruk og ikke momentan effekt [2].

Da AMS-målere kan måle det momentane effektbruket til forbrukerne, blir det i tillegg til pris for energiforbruk fakturert for effektbruk. Prisene for effektforbruk vil bli basert på effekttoppene forbrukeren har, og kan gi store kostnader om disse blir veldig store. Dette kan sammenlignes med rushtidsavgiften. Om veien er nødt til å utvides grunnet en spisslast er det de som er årsaken til denne utvidelsen som må betale mest for den. Det samme gjelder for strømnettet. De som er årsaken til at kraftnettet må forsterkes er de som er nødt til å betale mest

for denne. Dette gjør det viktigere å tenke på hvor mye og når effekten benyttes. Skal det forbrukes strøm når alle andre gjør det, kan det forventes en større strømgning.

Nettleien er bestemt av nettleverandøren (innenfor gitte rammer fra myndighetene), og skal gå til blant annet vedlikehold og drifting av det lokale nettet man mottar strømmen gjennom [3]. Dette vil si at prisen som betales for de store effekttoppene som forekommer i løpet av en måned, er hovedsakelig bestemt av leverandøren. Denne er også basert på hvor mange i et område som mottar strøm fra samme netteier, da dette går på kostnadene for idriftsettelse, drift og vedlikehold. En valgt lokasjon med mange forbrukere har som regel rimeligere nettleie enn en plass med få forbrukere.

2.2 Strømpriser

Prisene som sluttbrukeren betaler for strømmen er bestemt av mange forskjellige parter. Kraftprodusentene kan inngå to forskjellige typer avtaler. Strømmen de produserer kan selges gjennom kontrakter direkte til store strømkunder, dette kalles for en bilateral avtale. Den andre måten er å selge strømmen til det nordiske kraftmarkedet Nord Pool. I Norge selges 90 % av strømmen gjennom kraftmarkedet Nord Pool [4]. Større produsenter som vannkraftverk, bioenergi eller gasskraftanlegg oppgir hvor mye kraft de har mulighet for å produsere det neste døgnet og til hvilken pris. Samtidig oppgir kjøpere av strømmen hvor mye de trenger og hvilken pris de er villige til å betale for. Det kan for eksempel være kommuner, industri, og energiselskaper på vegne av den vanlige forbruker. Nord Pool vil ut fra dette vurdere og justere strømprisene deretter.

Muligheten for flyt mellom elspotområdene i Norge (som det er 5 av), og muligheten til flyt til andre land, påvirker også prisen forbrukere i Norge er nødt til å betale [4]. Pris og etterspørsel er to stikkord som er viktige i denne sammenhengen. Er etterspørselen stor men tilgangen er lav har de ulike produsentene mulighet for å ta seg godt betalt. På denne måten kan strømmen bli dyrere og billigere for sluttbruker. Prisen påvirkes av blant annet vær, vind, reparasjon, vedlikehold og tilgang på råvarer for de kraftverkene som benytter det. Er det ekstremt kaldt slik at etterspørselen er stor og samtidig veldig tørt vil det føre til at strømprisen øker.

I tilfeller der det skal selges strøm tilbake til kraftnettet når solcelleenergien ikke benyttes er man avhengig av å motta en aksept fra NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) for å kunne sette i drift dette. Tilfellene der taket er flatt og vinkelen på solcellene kommer til å avvike fra vinkelen på taket er man også nødt til å søke til kommunen om tillatelse. Når dette er i orden

må det inngås en avtale med lokal netteier om en Plusskunde-avtale [5]. Når dette er gjennomført er det mulighet til å selge overskuddsstrøm tilbake til netteier, denne strømmen betales det ikke nettleie på.

2.3 Effektbalanse

Elektriske komponenter til dagligdags bruk trenger en stabil frekvens og en spenning som holder seg innenfor en viss grense. Dette betyr at produksjonen av elektrisk energi må til enhver tid være lik forbruket. Om forbruket blir større enn produksjonen av aktiv effekt vil frekvensen falle og ved motsatt tilfelle vil frekvensen øke. Dette er også tilfelle ved forbruk og produksjon av reaktiv effekt, her vil spenningen falle og øke [6]. Ved tradisjonell forsyning, som vil si at anlegget er koblet på det elektriske strømmettet, vil det være kraftprodusentene som regulerer produksjonen i forhold til forbruket. Det er kjøperne og selgerne som gjør grovarbeidet for å opprettholde kraftbalansen og dermed klare å holde nettet på 50 Hz. Grunnet uforutsette endringer må Statnett kontinuerlig regulere den endelige balansen i kraftnettet [7].

Dersom det blir benyttet fornybare energikilder til produksjon av elektrisk energi vil de fleste av disse produsere uregelmessig. Eksempler på dette er solcelle eller vannkraft, der årstider og vær vil påvirke produksjonstidspunkt og produksjonsmengde drastisk. For at disse skal kunne levere den energien som kreves for å tilfredsstille forbruket trengs en form for lagring. På vannkraft som utgjør en stor mengde av den elektriske produksjonen i Norge trenger man en lagringsmetode for å kunne produsere strøm på vinterstid. Vinteren i Norge gjør det vanskeligere å produsere ved at det er mindre vann som renner i elvene. Det blir da benyttet vannmagasiner for lagring av vann slik at det er en tilstrekkelig mengde som renner gjennom turbinene. Dette gjør at man kan bruke vannet til å produsere den elektriske effekten når den forbrukes [8].

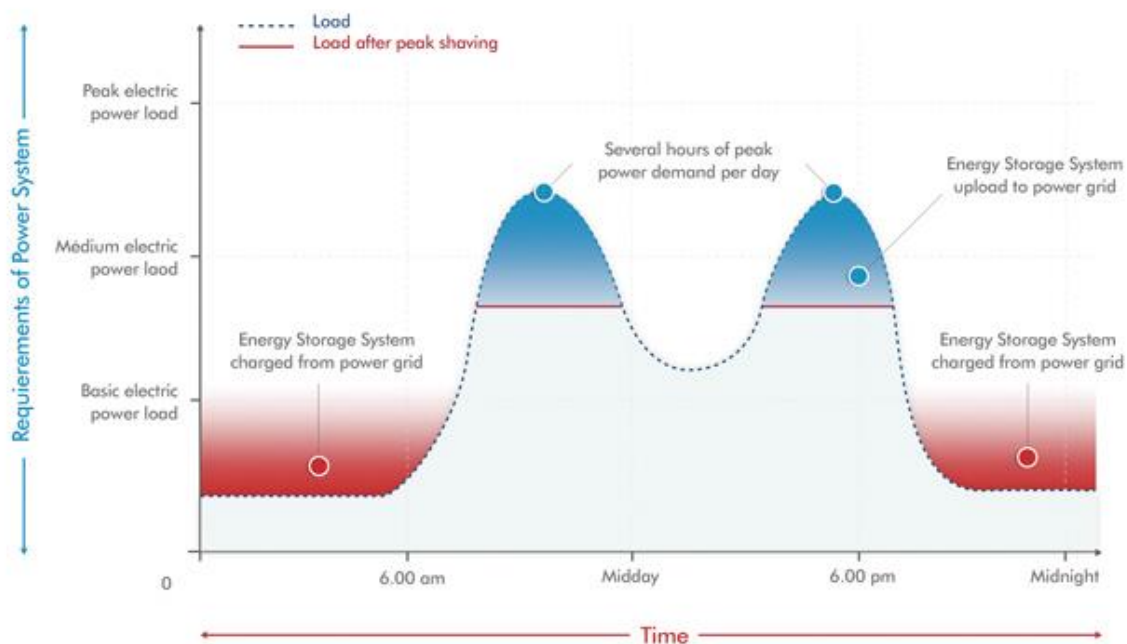
På samme måte som vannkraft må man ha en måte å lagre energien på når det kommer til elektrisk produksjon med solceller. Dette er fordi solcellene vil for det meste produsere på dagen, men vil også variere i mengden de produserer. Været vil ha stor innvirkning på sistnevnte da solceller er avhengig av lys for produksjon. I motsetning til vannkraft lagrer man denne energien i batterier. Energien blir levert fra batteriene når forbruket øker.

2.4 Energilagring

Som nevnt over kan energilagringssystemer være essensielt for driften av kraftsystemer. Slike systemer sørger for kontinuitet i energiforsyningen og øker påliteligheten til nettet. Energilagring kommer i mange forskjellige former og størrelser, avhengig av hva slags energi som skal lagres. Den kan lagres på mange forskjellige måter, dette kan være som kinetisk, potensiell, kjemisk, elektromagnetisk eller termisk energi [9].

Energilagring i form av batteri er også svært praktisk på den måten at elektrisk energi kan konverteres til en form som kan lagres, for så å kunne bli konvertert tilbake til elektrisk energi når det er behov for det [10]. For de fleste forbrukere vil energiforbruket variere gjennom dagen, og det vil være tider på døgnet der energiforbruket når en topp. Kraftprisene fra nettleverandøren vil også variere gjennom dagen, og prisen vil være på topp når energibehovet er på det meste.

Ved bruk av batteribank er det en mulighet for å håndtere disse svingningene ved en metode kalt effekttoppkutting (Peak Shaving). Denne metoden går ut på å lagre energi i batteriene når forbruket er lavt og bruke den når forbruk og strømpris er på sitt høyeste. Dette vil føre til at effektuttaket fra nettet vil bli mer fordelt utover dagen og dermed redusere effekttoppene [11].



Figur 2.1: Peak shaving med opp- og utlading av batteri [12]

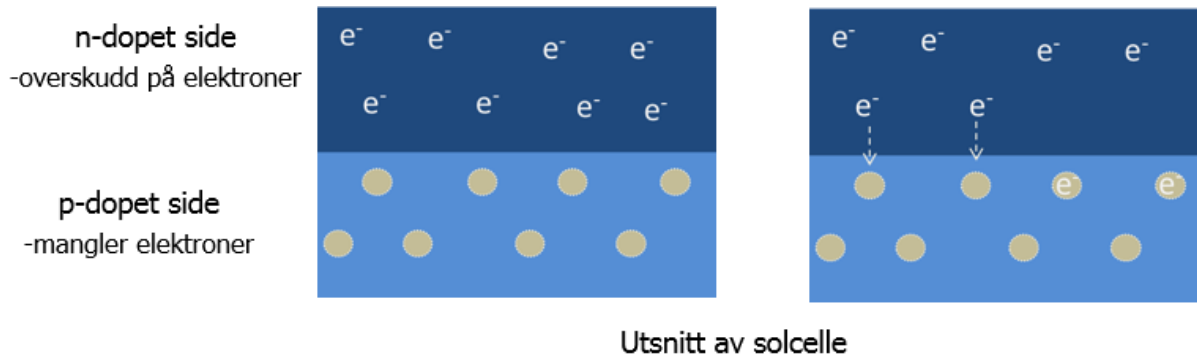
2.5 Komponenter

2.5.1 Solceller

Hovedsakelig kan energien fra solen utnyttes på to forskjellige måter. Enten kan man bruke energien for å produsere varme, eller så kan det benyttes for å produsere elektrisk energi. På Vassinghaugen benyttes solen til å produsere elektrisk energi [13].

Solceller er i prinsippet bygget opp slik at vi har en side som er P-dopet (positiv) og en annen side som er N-dopet (negativ). Når vi «doper» silisium med bor så vil det mangle ett elektron i det ytterste skallet. Da vil denne siden være positivt dopet. På den andre siden «doper» vi silisium med fosfor som da vil gi overskudd av elektroner i ytterste skall. Dette kaller vi for negativt dopet. Stoffet som er N-dopet har overskudd av elektroner, mens stoffet som er P-dopet har underskudd. Dette vil gjøre at elektronene vil flytte seg fra det negative stoffet til det positive stoffet. Når de flytter seg over vil stoffet som er N-dopet bli svakt positivt ladet mens stoffet som er P-dopet vil bli svakt negativt ladet. Imellom de to stoffene vil det danne seg en barriere slik at elektronene ikke går direkte over fra den negative til den positive siden. For å kunne dra nytte av denne fotoelektriske prosessen så kobles det på en krets som sammenkobler de to stoffene [13].

Energien i et lysfoton har evnen til å slå løs de få elektronene som finnes i barrieren. Disse går over til den negativt ladde siden og deretter gjennom kretsen. Den går så gjennom lasten som er påkoblet og til slutt over til det positivt ladede stoffet. Med nok lysfotoner vil dette føre til en kontinuerlig tilførsel av strøm i kretsen. Styrken på strømmen bestemmes av antall elektroner, mens spenningen er trykket de dyttes gjennom kretsen med. Det som kommer ut av denne prosessen er likestrøm [13]. For å kunne benytte dette til hjemmet eller selge det til kraftnettet må det gjøres om til vekselstrøm, noe som kan gjøres vha. en vekselretter.



Figur 2.2: Oppbygging av solcelle [13]

Når man bygger opp cellene så er det vanlig å tenke på hvilken spenning og strøm man ønsker å få ut. I seriekobling av cellene vil strømmen forbli den samme, men spenningen øker med antallet celler man kobler på. Er systemet parallellkoblet så vil det være spenningen som forblir det samme, mens strømmen øker med antallet celler i koblingen. Har man flere moduler med solcellepaneler så vil det være vanlig å koble en kombinasjon av serie- og parallellkobling. Alt dette gjøres slik at man får ut ønsket effekt, spenning og strøm av panelene [14].

$$P = U \times I = [W]$$

Ytelsen til anlegget måles med STC (Standard Test Conditions) og oppgis i W_P (Watt-peak). Virkningsgraden til solcellen bestemmes under STC [15]:

Innstråling: 1000 W/m^2

Solcelle-temperatur: 25°C

Luftmasse rate: 1,5

Luftmasse rate betyr hovedsakelig hvor mye atmosfære som solstrålene må passere for å komme til jordens overflate. Er denne satt til AM1 betyr dette at solen står rett ovenfor. Er det AM 1,5 betyr det at vinkelen mellom jordens overflate og solen er på $41,81^\circ$.

Ved disse forholdene kan man da måle og hente ut maksimal ytelse solcellen kan levere. I virkeligheten har man ikke slike konstante forhold til enhver tid. Derfor har det blitt innført Nominal Operating Cell Temperature, NOCT [15]:

Innstråling: 800 W/m^2

Omgivelsestemperatur: 20°C

Luftmasse rate: 1,5

Vindhastighet: 1 m/s

Oppbyggingen av celler gjør at skygge kan påføre store skader på panelene. Skygge kan påføre ekstra belastning på cellene, noe som øker det termiske stresset. Løsningen er bypass diode. Økes belastningen for mye vil strømmen gå gjennom en diode. Dette vil føre til at du ikke får hentet ut ønsket effekt, men da ødelegges ikke cellene. Kostnader er grunnen til at dette ikke brukes på alle celler, det kan også brukes på flere celler i serie eller ikke i det hele tatt. Maksimal effekt man kan trekke ut fra cellene bestemmes av mange faktorer derav stråling, temperatur osv. Maksimal effekt man kan trekke ut er når den interne impedansen i cellene er lik lasten sin impedans. Derfor er det vanlig at vekselretter har innebygd MPPT (Maximum Power Point Tracker), denne regulerer spenningen inn på vekselretteren. Dermed vil også impedansen endres når man endrer spenningen inn [14].

Watt-peak beskriver hva som maksimalt kan hentes ut fra cellene. Dette er nødvendigvis ikke tilfellet når det er satt i drift, men vil variere hvor i verden anlegget er lokalisert. Ved hjelp av GPS posisjoner er det mulig å estimere hva som kan produseres av anlegget i løpet av en uke, måned eller et år. JRC (The Joint Research Centre) har utviklet et beregningsprogram som tar utgangspunkt i databaser på vær, vind, fuktighet, luftmasse og andre relevante variabler for å kunne estimere effektuttaket på solceller. Der legges det inn GPS-koordinater slik at den finner den nøyaktige posisjonen det skal settes opp solceller [16]. Det samme kan beregnes manuelt ved å benytte et sett med formler og ligninger.

2.5.2 Vekselretter/Likeretter

I dette prosjektet skal det være mulig å omforme elektrisitet enten fra AC-spenning til DC-spenning eller motsatt. På solcelleanlegget skal det utelukkende omformes fra DC-spenning til AC-spenning.

Ved bruk av batteri i sammenheng med kraftnett er det behov for omgjøring begge veier da batteriet skal kunne lade opp og lade ut. Prinsippet for hvordan spenningen omformes fra AC-spenning til DC-spenning og motsatt er likt. Når det kommer til likeretter vil det benyttes en likeretterbro/tyristorbro for å sørge for at spenningen kun blir positiv. Det som i prinsippet gjøres er å snu de negative periodene på spenningen og gjør disse positive. Etter dette vil spenningen gå videre til en glatter. Ved hjelp av blant annet kondensator vil denne spenningen

glattes ut til en tilnærmet likespenning. På dette tidspunktet er spenningen kun en tilnærmet DC, derfor skal spenningen gjennom en spenningsregulator. Denne vil ved hjelp av blant annet spole og kondensator gjøre slik at spenningen på utgangen vil være fast. Da er spenningen omformert fra AC-spenning til DC-spenning. Det finnes flere variasjoner av hvordan dette kan gjøres, men hovedprinsippet vil være det samme. I mange av de moderne likerettere og vekselretter brukes det høyfrekvente svitsjer, tyristorer og andre komponenter for å øke effektiviteten. I et system lik Vassinghaugen er det ønskelig å omforme spenningen den andre veien. Det samme prinsippet vil gjelde der også, bare motsatt rettet, det kalles da for en vekselretter [17].

Ved bruk av solceller er det nødvendig å omforme den produserte DC-spenningen om til AC-spenning for enten å bruke det direkte i borettslaget eller ved å selge dette til kraftnettet. En vekselretter, også kalt inverter, er derfor en sentral komponent i slike anlegg da den har som hensikt å gjøre strømmen tilgjengelig for bruk ved omgjøring fra DC til AC.

2.5.3 Varmepumpe

Norske vintre er kjent for å kunne bli særdeles kalde. Varmepumpa har derfor blitt en veldig verdifull maskin for å redusere strømforbruk til oppvarming. En varmpumpe produserer energi lik summen av den elektriske energien tilført og den kinetiske energien som er tatt opp av varmekilden [18]. Dette vil dermed gi relativt store besparelser sammenlignet med bruk av elektriske varmeovner.

Grunnen til at varmpumpa leverer en såpass stor mengde effekt er at den henter varme fra andre omgivelser istedenfor å produsere den selv. Dette kan gjøres ved å hente varme fra fjell, jord eller sjø for å varme opp vann som sirkulerer i rør (vannbasert varmpumpe). Et annet alternativ er å bruke uteluft til å varme opp huset (luftbasert varmpumpe). For å kunne hente varmeenergi fra omgivelser med lave temperaturer utnyttes et kjølemedium som utsettes for trykk. Man vil da få høye nok temperaturer til å kunne varme opp boliger [18].

En varmpumpe består prinsipielt av fire komponenter som er bundet sammen av en lukket rørforbindelse. Disse komponentene er: fordampner, kompressor, kondensator og strupeventil [19].

- Når kjølemediet er i fordampneren, er det i væskeform og blir utsatt for et trykk. Dette trykket er så lavt at temperaturen til mediet holder seg lavere enn varmekilden. Denne

temperaturforskjellen vil føre til at varme blir overført til mediet som igjen gjør at det begynner å fordampe. På vei mot kompressoren vil all væske være fordampet og varmekilden har økt energiinnholdet til mediet ved at væsken har blitt til gass [19].

- I kompressoren blir trykket økt som fører til at temperaturen til gassen øker. Energien som blir tilført blir for det meste brukt til å øke energiinnholdet til gassen. Kompressoren er også med på å holde trykket lavt i fordamperen [19].
- Videre vil gassen med høyt trykk og temperatur strømme inn i kondensatoren, også kalt varmeveksler. Varme overføres så videre ved at temperaturen til gassen er høyere enn temperaturen til for eksempel vannet i en radiatorrets. Når gassen avgir varme, vil den kondensere og bli til væske. Ut av kondensatoren vil alt av kjølemediet ha blitt til væske igjen [19].
- Mediet med høyt trykk og høy temperatur strømmer til en strupeventil som reduserer trykket slik at også temperaturen blir redusert. Kjølemediet strømmer så tilbake til fordamperen og kretsløpet starter på ny [19].

For å ha en måling på hvor effektiv en varmepumpe er i ulike driftstilstander brukes effektfaktoren, COP (Coefficient Of Performance). Denne gir forholdet mellom tilført elektrisk effekt til kompressoren og avgitt varmeeffekt fra varmepumpa. Det er ønskelig at effektfaktoren er så høy som mulig. Effektfaktoren er svært avhengig av temperaturforskjellen mellom varmekilde og oppvarmingsarealet. Jo lavere temperaturforskjell desto høyere effektfaktor [19].

Ved bruk av varmepumpe for oppvarming av større boliger eller leilighetskomplekser er det praktisk å utnytte en akkumuleringstank som kan lagre og opprettholde temperaturen på vannet.

2.5.4 Akkumulatortank

En akkumuleringstank brukes som regel som oppbevaring eller et magasin for oppvarmet vann. Den vil gjøre stor nytte i større anlegg der det skal være konstant sirkulasjon over varmekilden. Hovedsakelig så vil akkumuleringstanken jevne ut variasjoner i varmekildens effektuttak og øke dens gangtid. Belastningen på varmepumpen til Vassinghaugen vil minske, noe som gjør at levetiden dens øker betraktelig [20].

Som tidligere nevnt fungerer tanken som oppbevaring og dermed kan den lades opp og ut. Mellom varmepumpe og tank ønsker man en relativ konstant temperatur og flyt på vannet. På motsatt side mellom tank og forbruker vil denne variere mye mer uten at vi kan gjøre noe særlig med akkurat dette. Om forbruket er større enn produksjon så vil temperatursjiktet i tanken bevege seg nedover. I motsatt tilfelle når forbruk er mindre enn produksjon så vil temperatursjiktet bevege seg oppover i tanken. Dette er det vi kaller for tanken sin opp- og utlading [21].

Tanken kan komme i mange mulige utforminger, dette bestemmes for å oppnå minst mulig med forstyrrelser og turbulens i tanken. Det ønskes ikke at det kalde vannet på bunn skal blande seg for lett med det varme vannet i toppen. Dermed kan enkelte tanker utformes med skilleplater, innvendig foringsrør og tanker med perforerte rør. Skilleplatene kan utformes på ulike måter med plater som enten er perforerte eller som er heltrukken med åpning på siden. Alt dette gjøres for å senke strømningshastigheten og oppnå en god temperatursjiktning [21].

2.5.5 PLS

PLS (Programmerbar Logisk Styring) er en industriell datamaskin som er blitt laget for å operere i flere miljøer. Dette kan være fra fabrikker for styring av roboter og samlebåndslinjer til smartstyring av hus. Størrelsen varierer alt fra en liten PLS med noen få innganger/utganger, til en stor PLS med flere tusen innganger/utganger. Disse inngangene og utgangene erstatter vanlige releer, noe som gjør at det er veldig plassbesparende og svært effektivt. På grunn av det vide bruksområdet er den spesielt designet for bruk i harde miljøer der det kan være store temperatur-variasjoner, støv og andre påkjenninger som andre elektriske komponenter ikke er laget for [22].

For at bruker av systemet lett kan kommunisere med PLS'en og få en oversikt over status på anlegget blir HMI brukt. HMI (Human Machine Interface) er et grensesnitt som lar bruker kommunisere med maskin for styring og overvåking av et system. Dette gjør at brukeren av et system har full kontroll og oversikt over alle kritiske parametere og funksjoner for enhver tid. Ved bruk av HMI vil man også få nødvendig informasjon fra alle komponenter på en og samme skjerm, noe som vil gjøre det lettere å få en totaloversikt over anlegget [23].

For både PLS, HMI og andre komponenter som tilhører et system er det nødvendig med en kommunikasjonsprotokoll slik at de forskjellige komponentene kan sende og motta informasjon. Det finnes mange forskjellige protokoller som brukes, i dette systemet er det valgt

å benytte Modbus. Modbus er en seriell kommunikasjonsprotokoll som ble utviklet av Modicon i 1979 og er en av de mest anerkjente kommunikasjonsstandardene i verden. Protokollen ble laget for å etablere kommunikasjon mellom en Master og slave, og er brukt til å kommunisere og overvåke feltkomponenter gjennom PC og HMI. Dette kan for eksempel være kommunikasjon mellom PLS og en varmpumpe, men er også brukt i svært mange andre områder [24].

3 Metode

I dette kapittelet er det beskrevet i kronologisk rekkefølge hvordan anlegget er dimensjonert. Det vises frem systematisk hva som må være med for å estimere, dimensjonere og velge ulike komponenter som er beskrevet i kapittel 2. Det inneholder estimering av varmebehovet, valg av varmepumpen og oppvarmingssystemet, dimensjonering av solceller og batteri, og kabel-dimensjonering.

3.1 Dimensjonering

3.1.1 Varmebehovsberegninger

For å kunne starte med dimensjonering av komponentene i anlegget er det hensiktsmessig å regne ut et varmebehov. Varmebehov er estimerer for hvor mye energi og effekt det kreves tilført boligen for å opprettholde en viss DIT (Dimensjonerende innnetemperatur). Disse estimatene går som følger:

- Estimat av behov for hvor mye effekt som trengs for å varme opp boligen til en spesifikk DIT ved DUT [25] (Dimensjonerende ute temperatur).
- Estimat av behovet for varmeenergi som trengs for å holde en viss DIT ved gjennomsnittlig temperatur for området.

Når et varmebehov skal estimeres for en bolig er det nødvendig å beregne tapet av varmeenergien til boligen. Dette tapet er varmeenergi som overføres gjennom yttervegger, vinduer/dører, gulv og tak grunnet forskjell i temperatur. Det er også varmetap i et bygg knyttet mot ventilerings av bygget, desto mer en ventilerer desto mer tap har man. Tilslutt har man infiltrasjonstap, dette er tap som oppstår i form av kald luft som kommer inn gjennom små gjennomtrengninger i bygningsstrukturen. Ved utregning av tapene er det brukt krav fra TEK 17 kapittel 14 og NS 3700:2013 for U-verdier til de forskjellige delene av boligen. Det er listet opp U-verdier for infiltrasjon (luftskift per time), luftstrøm og arealet er målt opp fra plantegningene til anlegget. TEK 17 er en forskrift som tar for seg et absolutt minimumskrav for tekniske krav i en bolig slik at den kan lovlig bygges i Norge. Denne skal bli oppfylt, men det er opp til byggherre og eier av anlegget hvor langt over dette kravet det skal dimensjoneres for. Der kommer NS 3700 inn, det er standarden for passivhus og lavenergibygninger. For at

bygget skal klassifiseres som et passivhus eller lavenergibygning er det nødt til å oppfylle kravene som stilles i standarden. Kravene i Tabell 3.1 er hentet fra NS 3700:2013.

Egenskap	Passivhus
Normalisert kuldebroverdi	$\leq 0,03$ [W/(m ² K)]
Årsgjennomsnittlig temperaturvirkningsgrad for varmegjenvinner	≥ 80 %
SFP-faktor for ventilasjonsanlegg	$\leq 1,5$ [kW(m ³ s)]
Lekkasjetall ved 50 pa	$\leq 0,60$ [h ⁻¹]
U-verdi vindu og dør	$\leq 0,80$ [W/(m ² K)]
U-verdi yttervegg	0,10 – 0,12 [W/(m ² K)]
U-verdi tak	0,08 – 0,09 [W/(m ² K)]
U-verdi gulv	0,08 [W/(m ² K)]

Tabell 3.1: Krav fra NS 3700:2013

For å regne ut energibehovet til hele anlegget er det blitt utregnet et spesifikt varmetap leilighet for leilighet. Dette kan utføres ved å finne arealene til alle overflater som grenser til rom der temperaturen er lavere enn leilighetens romtemperatur. Det kan være areal på vegger, gulv/tak som grenser til grunnen eller det fri, vindu/dører og bruksarealet. Etter at arealene er målt opp, U-verdiene og DUT for området til borettslaget er hentet brukes formelen for transmisjonstap [26]:

$$P_t = U \times A \times (\theta_i - \theta_u)$$

U : U-verdi til aktuelle veggflate.

A : Areal aktuelle veggflate.

θ_i : Dimensjonerende innetemperatur.

θ_u : Dimensjonerende utetemperatur.

Rom som har tilhørende vegger med samme dimensjonerende innetemperatur trenger ikke å være med i formelen. Grunnet forskjellige U-verdier på yttervegger, tak, gulv og vinduer/dører

så er formelen delt opp slik at riktig U-verdi multipliseres med tilhørende areal. Formelen blir dermed slik [26]:

$$P_t = (\theta_i - \theta_u) \times (U_{\text{yttervegg}} \times A_{\text{yttervegg}} + U_{\frac{\text{vindu}}{\text{dør}}} \times A_{\frac{\text{vindu}}{\text{dør}}} + U_{\text{gulv}} \times A_{\text{gulv}} + U_{\text{tak}} \times A_{\text{tak}})$$

Når transmisjonstapet er beregnet er det samtidig hensiktsmessig å finne ut verdien for normalisert kuldebro. Kuldebro er en del av en bygningskonstruksjon som har vesentlig lavere varmemotstand enn selve konstruksjonen. Her vil det utvikles større varmetap enn resten av konstruksjonen. Varmetapet fra byggets kuldebroer beregnes på grunnlag av oppvarmet bruksareal og regnes ut slik [26]:

$$P_k = BRA \times (\theta_i - \theta_u) \times \Psi_k$$

BRA: Bruksareal.

Ψ_k : Normalisert kuldebroverdi.

Etter at transmisjonstap og kuldebrotap er beregnet regnes ventilasjonstapet ut for å få varmetapet som oppstår under ventilerings av leiligheten. Dette tapet vil bli betraktelig større uten en varmegjenvinner som er en innretning i ventilasjonssystemet som hjelper med å holde på varmeenergien. Tapet vil derimot ikke ha spesielt stor innvirkning på det totale varmebehovet, men ettersom varmegjenvinner er et krav til passivhus er beregningene gjort deretter. For å finne ventilasjonstapet er det behov for å vite luftstrømmen i ventilasjonsanlegget. Dette brukes deretter i formelen [26]:

$$P_v = c \times \Phi \times \eta \times (\theta_i - \theta_u)$$

c: Spesifikk varmekapasitet luft.

θ_i : Dimensjonerende innetemperatur.

θ_u : Dimensjonerende utetemperatur.

Φ : Ventilasjonsanleggets luftstrøm.

η : Virkningsgraden til anleggets varmegjenvinner.

Det siste varmetapet som beregnes er infiltrasjonstapet til leiligheten for å vite tapet som normalt oppstår ved at kald luft trenger gjennom bygningsstrukturen. For å beregne dette må volumet til leiligheten regnes ut og infiltrasjonen benyttes. Infiltrasjonstallet som brukes hentes ut fra kravet i NS 3700 og utregningene gjøres ved bruk av formelen [26]:

$$P_i = c \times n_i \times V \times (\theta_i - \theta_u)$$

c : Spesifikk varmekapasitet luft.

θ_i : Dimensjonerende innetemperatur.

θ_u : Dimensjonerende utetemperatur.

n_i : Luftskift per time.

V : Volum til aktuell leilighet

Til slutt legges alle tapene sammen til et totalt varmetap i leiligheten [26]:

$$P_{total} = P_t + P_k + P_v + P_i$$

P_t : Transmisjonsvarmetap.

P_k : Normalisert kuldebrotap.

P_v : Ventilasjonsvarmetap.

P_i : Infiltrasjonsvarmetap.

Når tapene for bygningen er estimert kan det regnes ut hvor mye effekt og energi man mottar i en bygning. Varmetilskuddene i et bygg er tilskudd av varme som gis fra for eksempel belysning, utstyr og personer. Der har standarden gitt ut erfaringstall basert på hvor ofte dette tilskuddet forekommer og i hvilken grad. Nedenfor er det listet opp de ulike tallene som NS 2700:2013 har listet opp i Tabell 3.2.

	Driftstid timer/døgn/uker	Netto effektbehov (i driftstiden) [W/m ²]	Årlig netto energibehov [kWh/(m ² år)]	Varmetilskudd (i driftstiden) [W/m ²]
Belysning	16/7/52	1,95	11,4	1,95
Utstyr	16/7/52	3	17,5	1,8
Varmtvann	16/7/52	5,1	29,8	
Personer	24/7/52			1,5

Tabell 3.2: Oversikt over varmetilskudd og varmebehov

Dette er hvor ofte disse tilskuddene forekommer på anlegget, det må også beregnes i hvilken grad de tilfører effekt og energi. Under er det listet opp hvordan dette regnes om til effekt-tilskudd og varmeenergi-tilskudd:

Effekt:

$$P_{belysning} = 1,95 \text{ W/m}^2 \times BRA = [W]$$

$$P_{utstyr} = 1,8 \text{ W/m}^2 \times BRA = [W]$$

$$P_{personer} = 1,5 \text{ W/m}^2 \times BRA = [W]$$

Energiforbruk over et år:

$$P_{belysning/\text{år}} = P_{belysning} \times Drftstid = [Wh/\text{år}]$$

$$P_{utstyr/\text{år}} = P_{utstyr} \times Drftstid = [Wh/\text{år}]$$

$$P_{personer/\text{år}} = P_{personer} \times Drftstid = [Wh/\text{år}]$$

3.1.2 Valg av varmepumpe

Under dimensjoneringen i prosjektet på Vassinghaugen skal det brukes varmepumpe som hoved oppvarmingskilde. Da bygningen er kategorisert som passivhus er det hensiktsmessig å utnytte varmepumpens effektivitet for energisparing. Dette fordi det er en fleksibel oppvarmingskilde som leverer mye varmeeffekt ut ifra tilført elektrisk effekt.

Når det kommer til valg av varmepumpe er det viktig å se på hvor mye effekt og energibehov denne klarer å dekke. Dette vurderes slik at på de verste dagene klarer den å holde temperaturen på et ønskelig nivå. Varmepumpen skal i tillegg til dette klare å levere et visst antall kWh/år. Derfor må estimert energibehov for et år sammenlignes med hva varmepumpen klarer å levere av energi på det året. Det må også bestemmes om det ønskes å dekke hele energibehovet kun fra varmepumpen, eller om det skal benyttes andre typer oppvarmingskilder. Dette er fordi overdimensjonering kan koste kunde veldig dyrt i lengden. Om varmepumpen blir overdimensjonert så vil den driftes en god del av tiden på dellast, dette fører til at levetiden på varmepumpen synker.

Det finnes også andre faktorer som spiller en rolle i valg av varmepumpen. Om pumpen ikke dekker hele behovet, så er det viktig å se på hvilke andre muligheter som skal installeres i tillegg. Det kan for eksempel være elektrisk varmeelement i akkumuleringstank, beredere, eller andre oppvarmingsalternativer. Her burde prisen det koster for de ulike alternativene, nedbetalingstid, forbrukspris og levetid på komponentene vurderes.

Metoden som er brukt for valget av varmepumpe i denne oppgaven er å sammenligne to modeller fra samme produsent. Dette er gjort for å finne den varmepumpen som gir størst besparelser i form av elektrisk energi og effekt som igjen kan gi besparelser på kostnad av oppvarmingssystemet. Da det er brukt NIBE som leverandør av varmepumpe for Vassinghaugen borettslag er tilsvarende leverandør brukt i denne oppgaven. To modeller som er i størrelsesorden rundt effektbehovet fra NIBE's utvalg har blitt sammenlignet for å vurdere faktorer som nevnt ovenfor. NIBE har selv kommet med utregninger på hvor mye og hva de forskjellige modellene vil dekke. Ut ifra oppgitte verdier for effektbehov har de levert et estimat for [27]:

- Hvor mye av energibehovet VP vil dekke
- Hvor mye av effektbehovet VP vil dekke
- Elektrisk energi som må kjøpes
- Tilleggseffekt
- Tilført elektrisk energi til VP
- Avgitt energi fra VP
- Energibesparing

Ut ifra dette kan man beregne seg fram til varmfaktor (COP) og årsvarmefaktor (SCOP), dette vil være to faktorer som beskriver effektiviteten til varmepumpen. Varmefaktoren er hentet ut fra produkttabladet, men SCOP vil være avhengig av lokasjon på varmepumpen. Her må det enten lages et estimat eller måles i etterkant da dette vil være effektiviteten til varmepumpen på et år. Det er ønskelig å velge det oppvarmingssystemet som har størst SCOP, samtidig som overdimensjonering av varmepumpen vurderes.

3.1.3 Dimensjonering av solceller

Solceller for bruk til å redusere strømpris er relevant når det skal prosjekteres en boligblokk med standarden passivhus. Når det kommer til dimensjoneringen av dette er det ingen fasit på

størrelsesorden og hvor mye av varmebehovet de skal dekke. Det kan derimot være hensiktsmessig å dimensjonere solcellene ut ifra plass, investeringskostnad, tilbakebetalingstid og/eller utbytte. I et generelt tilfelle vil det være nødvendig å vurdere hvor mye av behovet solcellene skal dekke for å spare mest mulig av strømregningen. Dette er ikke tilfelle på Vassinghaugen borettslag der plass er en begrensende faktor. Derfor blir det valgt solceller ut fra tilgjengelig plass og deretter beregnet hvor mye av behovet dette vil dekke.

Både beregning og dimensjonering av solceller vil være estimater noe som gjør at de ikke nødvendigvis trenger å være helt nøyaktig. Det finnes flere metoder for å beregne hvor mye effekt som kan hentes ut fra solcellene i løpet av en viss tid. Resultatet fra beregningene er påvirket av hvor mange reduksjonsfaktorer som tas med i ligningen og samtidig hvor det hentes ut data om solinnstråling fra. Data for solinnstråling vil kun være et estimat grunnet været. Den faktiske effekt man får ut av solcellene vil være målbart i løpet av den tiden det er satt i drift, da vil det kunne ses hvor nøyaktig beregningene var.

3.1.3.1 Spesifikasjoner:

Før dimensjoneringen gjennomføres er det nyttig å ha valgt leverandør og type solcellepanel, vekselretter og DC-kabel som skal bli brukt. Dette er fordi valg av leverandør kan ha påvirkning på virkningsgraden, pris og størrelse til de forskjellige komponentene. Komponentene valgt ut for Vassinghaugen er listet opp i Tabell 3.3.

Komponent	Leverandør	Model nr.
Solcellepanel	Jinko Solar 310 W Mono	JKM310-60V
Vekselretter	Solis (Ginlong Technologies)	Solis 6K-LV
DC-kabel	Kommer i tillegg med solceller	

Tabell 3.3: Oversikt over komponenter i solcellesystemet.

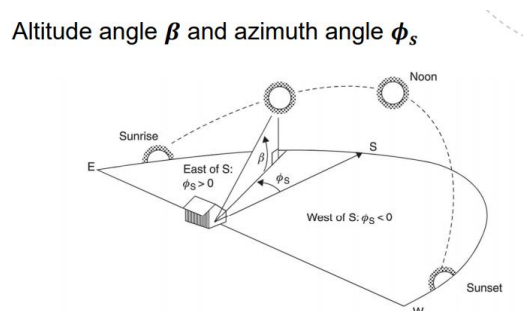
Fra datablad til komponentene som er lagt ved i vedlegg I og vedlegg J henter vi disse spesifikasjonene:

Variabel	Benevning	Størrelse
P_{mp-stc}	Watt Peak [kW_p]	0,31
T_{stc}	Grader celsius [$^{\circ}C$]	25
γ_{p-mp}	Temp. koeffisient for maks effekt [%]	0,37
F_{mm}	Reduksjonsfaktor for effekt toleranse [%]	3
η_{inv}	Effektiviteten til vekselretter [%]	97,2
$\eta_{DC-kabel}$	Effektiviteten til DC-kabel [%]	97

Tabell 3.4: Oversikt over systemets parametere.

3.1.3.2 Montering

Hvordan solcellene monteres har stor innvirkning på hvilket effektuttak som kan forventes. Hvilken vinkel på horisontalen og vertikalen som velges vil begge ha en viss innvirkning. Solen går opp i øst og går ned i vest, derfor vinkles solcellene en plass imellom det. I Norge ligger ikke solen rett opp på himmelen til enhver tid, derfor må det også vurderes hvilken vinkel som skal velges for å treffe solen optimalisert året gjennom. Det er laget solcellepaneler som vinkles hele tiden ut ifra timen på døgnet og dagen i året. På Vassinghaugen er dette ikke tilfellet, her må det vurderes hvilken vinkel solcellene skal monteres.



Figur 3.1: Montering av solcelle (Slope- og Azimuthvinkel) [14]

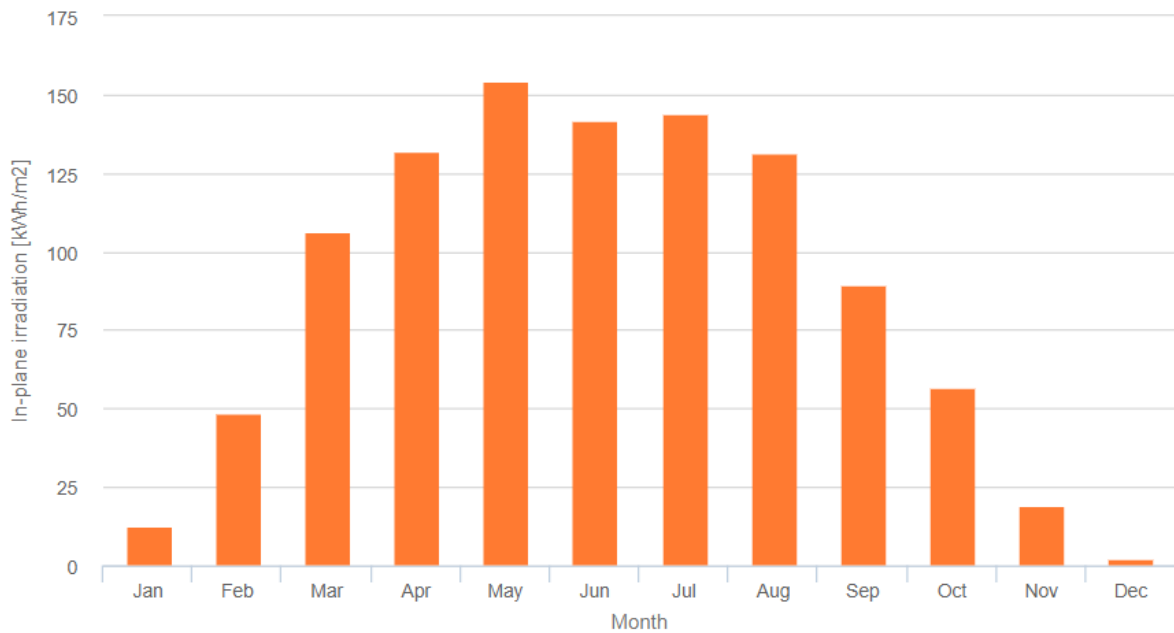
På Vassinghaugen er solcellene montert i en vinkel på 80° og de vendt direkte mot sør. Ut ifra datablad i vedlegg I er det hentet informasjon om solcellene. Panelene har en effektivitet på 18,58 %, effektuttaket er på maksimalt $0,31 kW_p$. Dette vil da utgjøre et systemtap på 81,42 %. På nettsiden til JRC kan det ved hjelp av gode sol databaser utforskes hvilke resultater du kan

forvente å motta på valgt lokasjon. Da stilles satellitten på en bestemt lokasjon og den vil finne de nødvendige dataene som behøves. På nettsiden kan det skrives inn valgte verdier for prosjektet på Vassinghaugen der Slope og Azimuth kan optimaliseres. Nedenfor vises derfor to eksempler på data om solinnstråling vi kan forvente å motta, en for hvordan det er montert på prosjektet og en for den optimaliserte vinkelen på cellene [16].

Figur 3.2: Innsetting av parametere på JRC [16]

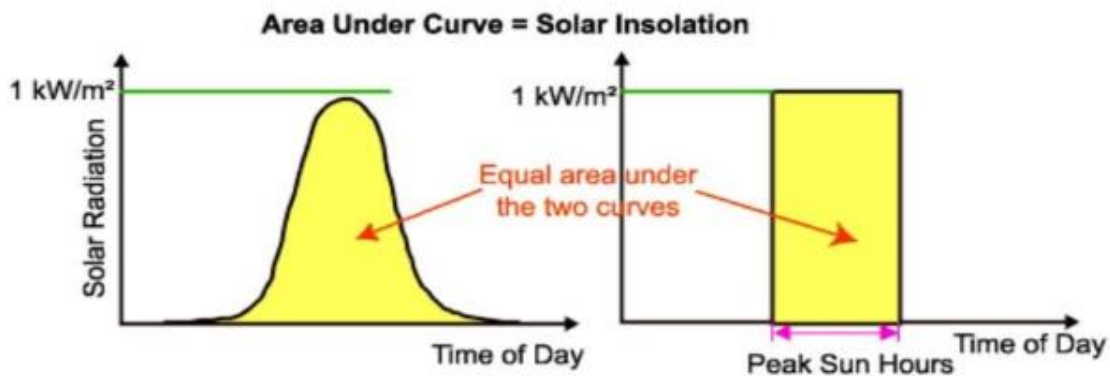
Provided inputs:		Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	64.086, 11.709	Location [Lat/Lon]:	64.086, 11.709
Horizon:	Calculated	Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-ERA5	Database used:	PVGIS-ERA5
PV technology:	Crystalline silicon	PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	0.31	PV installed [kWp]:	0.31
System loss [%]:	81.42	System loss [%]:	81.42
Simulation outputs:		Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	48 (opt)	Slope angle [°]:	80
Azimuth angle [°]:	-1 (opt)	Azimuth angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	55.82	Yearly PV energy production [kWh]:	48.78
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	1037.77	Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	908.68
Year to year variability [kWh]:	3.10	Year to year variability [kWh]:	2.85
Changes in output due to:		Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.83	Angle of incidence [%]:	-3.17
Spectral effects [%]:	NaN	Spectral effects [%]:	NaN
Temperature and low irradiance [%]:	-3.89	Temperature and low irradiance [%]:	-3.75
Total loss [%]:	-82.65	Total loss [%]:	-82.68

Figur 3.3: Estimerte utgangsverdier fra solceller [16]



Figur 3.4: Oversikt over månedlig solinnstråling [16]

Resultatene fra innplotting av verdier i JRC sitt program er vist på Figur 3.3 . Her vises en del generelle verdier en kan hente ut fra området. Verdien som er nyttig for denne oppgaven er årlig solinnstråling per kvadratmeter. På Figur 3.3 vises det at endring i Slope-vinkel kan ha betydelig innvirkning på verdiene til årlig solinnstråling. Ved en vinkel lik Vassinghaugen sitt anlegg vil årlig solinnstråling ligge på 908,68 kWh/m², mens ved “optimalisert” vinkel vil den ligge på 1037,77 kWh/m².



Figur 3.5: Peak sunhours [28]

Solinnstråling varierer mye i løpet av dagen, og hver time har en forskjellig solinnstråling. Derfor er det viktig å definere antall “Peak sunhours” per år, det er for å kunne vite hvor mye energi det forventes å få ut fra solcelleanlegget. “Peak sunhours” er årlig antall timer hvor

solinnstråling er på 1000 W/m^2 eller 1 kW/m^2 . Ut ifra definisjonen kan vi skrive det på følgende vis:

$$\text{Årlig solinnstråling [kWh/m}^2] = \text{Årlig antall Peak sunhours} \times 1 \text{ [kW/m}^2]$$

Ved omgjøring av dette utgjør årlig antall Peak sunhours på våre to modeller henholdsvis 908,68 og 1037,77.

3.1.3.3 Formler

For å finne totalt estimert energi fra solcellene blir antall paneler valgt ut ifra tilgjengelig plass på taket. Da det ikke vil være areal for mer enn en rad med paneler vil tilgjengelig plass på taket være lengden panelene kan stå på. Dette blir da dividert på lengden av panelene for til slutt å ende opp med antall paneler. Følgende formel er hentet ut ifra en artikkel fra Ieee Xplore [29].

$$N_{tot-est} = \frac{Taklengde}{Panellengde}$$

Samtidig hentes solcellenes maksimale effektuttak ved STC ut fra datablad til panelene i vedlegg I. Ved å bruke disse verdiene i formelen under vil resultatet bli hvor stor effekt på solcelleanlegget vil levere under STC.

$$P_{array-stc-est} = N_{tot-est} \times P_{mp-stc}$$

Dette vil ikke være den faktiske effekten panelene leverer da denne er en verdi fabrikanten har fått ved å teste panelene under STC. I det virkelige anlegget vil det være noen faktorer som påvirker produksjonen slik at den blir lavere. Dette vil være celledetemperatur, DC-kabel og vekselretter. Disse verdiene hentes ut og legges inn i formlene under.

$$T_{cell-avg} = T_{amb,avg} + T_{stc}$$

$$f_{temp} = 1 - [\gamma_{p-mp} \times (T_{cell-avg} - T_{cell-stc})]$$

$$f_{mm} = 1 - F_{mm}$$

Når verdier for korreksjon er funnet trengs det en faktor som gjør om effekten til energi. Dette vil være årlig antall "Peak sunhours" og beregnes på følgende måte:

$$H_{tilt} = \frac{\text{Årlig solinnstråling [kWh/m}^2]}{1 \text{ [kW/m}^2]}$$

Disse verdiene brukes til slutt i ligningen for forventet årlig energiproduksjon for solcellene.

$$E_{sys} = P_{array-stc-est} \times f_{mm} \times f_{temp} \times H_{tilt} \times \eta_{DC-kabel} \times \eta_{inv}$$

E_{sys} : Årlig energibehov som dekkes av solcellene [kWh]

P_{mp-stc} : Maksimalt effektuttak på solcellene.

$P_{array-stc-est}$: Solcelleanleggets-effekt som trengs for å dekke energibehovet

f_{temp} : Reduksjonsfaktor grunnet differanse på omgivelsen temp. og STC temp.

f_{mm} : Reduksjonsfaktor grunnet leverandørs effekt toleranse.

$T_{amb,avg.}$: Gjennomsnittlig temperatur i Steinkjer, den ligger på 5°C

$T_{cell-avg}$: Gjennomsnittlig celle temperatur.

T_{stc} : Gjennomsnittlig celle temperatur ved STC.

$\eta_{DC-kabel}$: Virkningsgrad til DC kabel.

η_{inv} : Virkningsgrad til vekselretteren.

H_{tilt} : Antall årlige soltimer

$N_{tot-est}$: Antall solcellepaneler

3.1.4 Dimensjonering av batteri:

Ved dimensjonering av batteri for forsyning burde det vurderes om det skal være forsyning til øydrift, kobles direkte på nett, eller om det er en kombinasjon av dette. Skal batteri være i øydrift så må det dimensjoneres for å dekke dagsbehovet, det må også legges på en ekstra sikkerhetsmargin. Et batteri vil miste kapasitet når det blir brukt, derfor er det nødvendig å legge til litt ekstra kapasitet. Både om batteriet skal kobles direkte på nett eller en kombinasjon av kraftnettet og øydrift vil det være flere faktorer å ta hensyn til ved dimensjonering. På Vassinghaugen blir det direkte koblet på kraftnettet men også på solcellene, der er valget

mellom kraftnett som kilde og/eller solcellene veldig fleksibelt. Det som gjøres i disse tilfellene er først og fremst bestemme antall sykluser du ønsker at batteriet skal gjennom i løpet av et døgn. De fleste batteri leverandørene anbefaler en syklus per døgn.

Batteri er den dyreste komponenten som det investeres i et slikt anlegg, derfor kan det være lurt å gjennomføre en analyse av hvor stort dette batteriet skal være. Det er naturligvis store forskjeller i pris på de ulike størrelsene til batteri, det burde derfor vurderes om det lønner seg med en oppgradering til neste størrelse eller ikke.

Et batteri kan også dimensjoneres etter hvilken kapasitet batteriet skal ha ved slutten av levetiden, EOL (End Of Life) [30]. Det kan være i slike tilfeller at batteriet må ha minimum en viss kapasitet før det eventuelt kastes. I andre tilfeller så kan batteriet velges ut ifra MDOD (Maximum Depth Of discharge) eller MDDOD (Maximum Daily Depth Of Discharge), dette er sikkerhetsfaktorer som oppgis av leverandøren [31]. På Eaton sitt batteri er det oppgitt dybde på utladning til 90 %, altså 0,9, det er hentet i databladet til batteriet og ligger i vedlegg K. Dette vil i prinsippet si om størrelsen på batteriet er på 100 Ah så kan du i løpet av en syklus hente ut 90 Ah, før det burde bli ladet opp igjen.

I dette prosjektet er det kun tatt hensyn til størrelse på solcelleanlegg ved dimensjonering av batteri. Grunnen til dette er at det er gjort analyse av besparelse ved dimensjonering for “Peak Shaving” og utnyttelse av billigste strømpris for oppladning som viste til utilstrekkelige besparelser. Betydningen av dette vil være at det ikke lønner seg å oppgradere til neste størrelse i Eatons produktkatalog når det kommer til batteriet. Besparelsen som følge av et større batteri vil i løpet av levetiden til batteriet ikke tjene inn investeringen, dermed vil det lønne seg å dimensjonere batteriet etter solcelleanlegget.

For å velge ut størrelsen på batteriet blir gjennomsnittlig produksjon fra solcellene brukt som utgangspunkt for energibehov til batteriet. Dette er for å kunne utnytte mest mulig av energien som solcellene produserer slik at fortjeneste også blir større. Når tallet for årlig energi som solcellene kommer til å dekke er klart så kan det deles på 365 for å gi et gjennomsnitt av hvor stor kapasitet batteriet skal kunne levere:

$$\text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/dag]} = \frac{\text{Energi levert på ett år [kWh/år]}}{\text{Antall dager i ett år [dager/år]}}$$

Når det er beregnet kan dette brukes videre for å finne batteriets kapasitet som er ønsket størrelse på batteriet. Det blir da brukt reduksjonsfaktor fra leverandør til batteriet i formelen under:

$$\text{Batteriets kapasitet [kWh/dag]} = \frac{\text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/dag]}}{\text{Reduksjonsfaktor}}$$

Her må det vurderes om batteriet skal dimensjoneres etter EOL, MDOD eller MDDOD. Reduksjonsfaktoren settes inn i formelen og batteriets kapasitet kan beregnes. Når batterikapasiteten er beregnet kan denne benyttes for å avgjøre hvilket batteri som velges. Et batteri er en veldig dyr investering og det er store forskjeller i pris. Dermed er disse tallene kun estimerer og det burde derfor vurderes om det er hensiktsmessig å oppgradere til neste størrelse eller ikke.

3.1.5 Dimensjonering av kabel og vern

Ved dimensjonering av kabel og vern er det flere faktorer å ta hensyn til. Dette vil blant annet være å velge størrelse på vern, type vern, kabelstørrelse og kabeltype. Valg av riktig størrelse på vern og kabel er essensielt for elsikkerheten til anlegget. Ved feildimensjonering kan det risikere i havari på utstyr og i verste fall brann eller dødsfall. Derfor er dimensjoneringen gjort iht. krav som stilles av NEK 400:2018. Det er også blitt brukt dataverktøy som FEBDOK for å hente data om kabler og vern for videre beregninger.

En kabel som skal forsyne en last er nødt til å bli forlagt på en bestemt forlegningsmåte. Dette vil være installasjonsmetoden og kan være alt fra kabel hengende i luft til enledere i rør i vegg. Tabell 52A-2 i NEK 400:2018 er en liste over de ulike installasjonsmetodene som viser til referanseinstallasjonsmetoder som brukes videre for å finne korreksjonsfaktorer til strømføringsvevnen til kabel. Installasjonsmetoder som er tatt hensyn til i dette prosjektet er:

- Nr.1, A1: Isolerte ledere eller enlederkabler i installasjonsrør i en termisk isolert vegg.
- Nr.31, E eller F: En- eller flerlederkabler på en perforert kabelbro.

I boliginstallasjoner er det svært lite ytre påvirkninger på kabel noe som gjør at kabeltype blir valgt ut ifra praktisk behov og pris.

Ved valg av vern- og kabelstørrelse trenger det ikke være en spesifikk fremgangsmåte, men det er viktig at sikring er stor nok til å ikke løse ut ved belastningsstrøm samtidig som at den løser

ut før kabel blir overbelastet. Det er da blitt brukt kravene som står i 533.2.1 i NEK 400 for å sørge for dette.

Krav 1:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

I_B : Belastningsstrøm

I_N : Sikringsstørrelse

I_Z : Kabelens strømføringssevne

Kravet bestemmer at belastningsstrømmen skal være lavere eller lik sikringsstørrelsen og sikringsstørrelsen skal være lavere eller lik strømføringssevnen. Dermed vil det å beregne belastningsstrømmen til den gitte kursen som skal dimensjoneres være utgangspunktet til valgene. Bestemmelse av vern gjøres ved å velge den første størrelsen på vern over belastningsstrømmens verdi. Vernet er til stede i kretsen for å beskytte kabel mot strømmen som den ikke tåler, så det vil ikke være noe i veien for å velge en større sikring enn nødvendig. Det vil derimot bli dyrere å velge et større vern da kabelstørrelse også må justeres henholdsvis.

Den korrigerte verdien til strømføringssevnen er nødt til å være lik eller større enn sikringens størrelse for at sikringen skal kunne beskytte den. Den korrigerte strømføringssevnen til kabelen vil være den faktiske strømføringssevnen kabelen vil ha ved at det er korrigert for omgivelsestemperatur og reduksjon med tanke på kabler i nærhet. Verdien for strømføringssevnen til kabelen kan bli hentet ut fra tabeller i NEK 400 sammen med verdier for de forskjellige korreksjonsfaktorene.

Krav 2:

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

I_2 : Den strømmen automaten garantert løser ut på i løpet av 1 time

Dette kravet sammenligner strømmen automaten garantert løser ut på i løpet av en time og strømføringssevnen til kabelen ganget med en faktor på 1,45. Dette fordi kabelen tåler maksimalt en strøm på 1,45 ganger strømføringssevnen sin over en time.

I tillegg til kravene nevnt over vil det være to resterende krav som må oppfylles før valgt kabel og vern kan godkjennes. Dette vil for valgt kabel være spenningsfallet den vil få. Ifølge NEK 400-5-52 Tillegg 52F-1 må det sjekkes om valgt tverrsnitt på kabel vil være stort nok ved å beregne spenningsfallet som skal være mindre eller lik 5 % av U_n (Nominell systemspenning). Om dette ikke er tilfelle må kabeltverrsnitt revurderes og økes.

Krav til gjennomsluppet energi:

$$I_k^2 \times t \leq k^2 \times A^2$$

t : Vernets utløsertid

A : Ledertverrsnittet

I_k : Kortslutningsstrøm ved lasten

k : Faktor for ledere, verdien kan bli hentet fra Tabell 53A i NEK400:2018

Det siste kravet er hentet fra NEK 400-5-533.3.1.1 og stiller betingelser som sier at kablen må tåle den energien vernet slipper igjennom ved høye kortslutningsstrømmer.

4 Resultat

Metode for utførelse av prosjektet er forklart og overordnet vist over. Ved å følge disse metodene har prosjektgruppen kommet frem til resultater som vises i de følgende delkapitlene. Her er det både vist frem resultater og valg som er blitt gjort utover prosjektperioden.

4.1 Varmeberegninger

Ved å utføre varmebehovsberegningene som beskrevet i den tidligere delen for metode vil resultatene gi følgende verdier:

	Netto Effektbehov [W]	Netto Effektbehov middeltemp [W]	Netto Energibehov [kWh/år]
Vannbåren varme	31 209,94	12 940,71	113 360,58
Tappevann	3 658,74	3 658,74	21 378,52
Varmetilskudd	3 766,35	3 766,35	25 137,7
Total	31 102,33	12 833,1	109 601,41

Tabell 4.1: Effekt- og energibehov

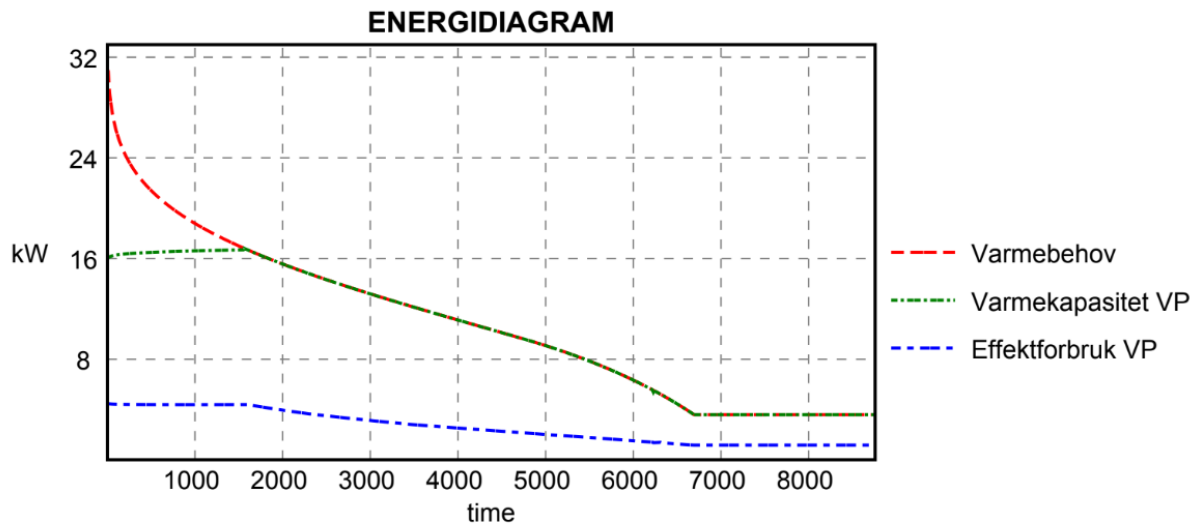
Tabell 4.1 viser resultatene av effektbehovs- og energibehovsberegninger som er utført og lagt ved i vedlegg A. Denne tabellen gir en oversikt over beregnet netto effekt- og energibehov til Vassinghaugen. Effektbehovet er beregnet slik at det er den maksimale effekten som må til for å varme opp boligen ved DUT på -19°C [25]. Effektbehovet ved middeltemperatur vil derimot være et hjelpemiddel for å finne energibehovet og er den gjennomsnittlige effekten som trengs for oppvarming. Energibehovet er hvor mye varmeenergi som trengs for oppvarming av boligen i løpet av et år, beregnet ut fra effektbehovet ved middeltemperatur. Det totale effekt- og energibehovet er lagt sammen av behovet for vannbåren varme og tappevann samtidig som varmetilskudd er trukket fra. Varmetilskudd vil være effekt og energi du mottar i boligen fra ulike kilder som personer, utstyr og belysning. Dette er erfaringstall som er hentet fra NS 3700:2013.

Resterende av anleggets utstyr og komponenter velges på bakgrunn av det totale effektbehovet 31.1 kW og det totale energibehovet 109 601 kWh/år. Noe som er viktig å ta med i videre vurdering er at dette er varmebehovet og ikke det elektriske behovet. Det er mulig å dekke behovet ved hjelp av komponenter som leverer mer varmeeffekt enn de trekker av elektrisk effekt. I dette prosjektet vil det være tilfelle grunnet bruk av varmepumpe som hoved oppvarmingskilde.

4.2 Varmepumpe

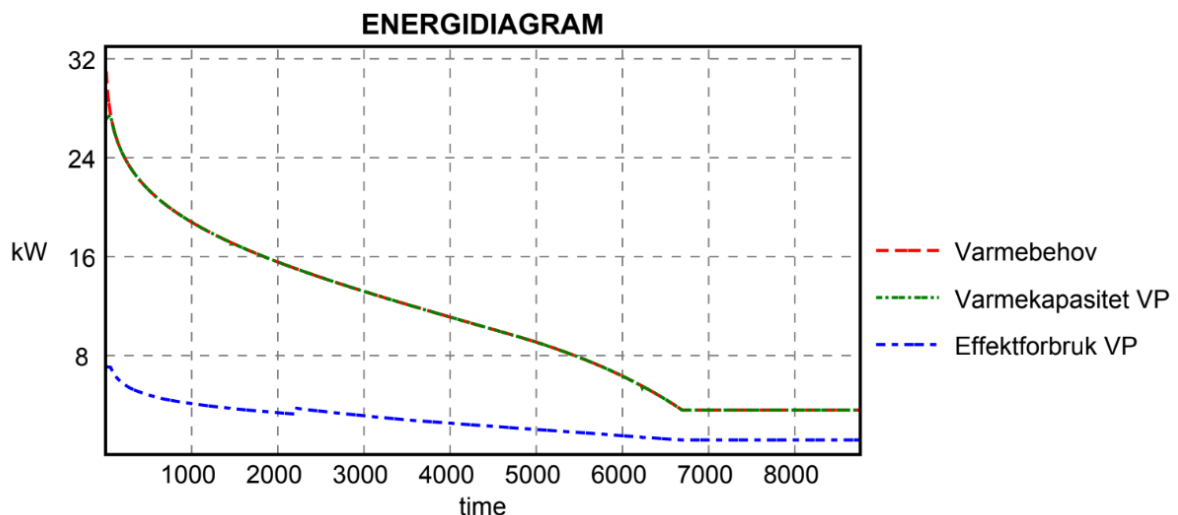
Varmepumpe blir valgt ut ifra varmebehovet. I dette prosjektet er det sammenlignet to forskjellige varmepumper for å vite hvilken av de som har høyest effekt- og energidekningsgrad. Dette for å se på hvor mye ekstra tilleggs effekt som må til for å dekke hele behovet. Tilleggs effekten blir lagt til i form av El.kolbe i akkumulatortank og vannbåret varmesystem. Denne effekten vil være ren elektrisk effekt noe som direkte vil øke det totale forbruket. Det vil derfor være ønskelig å ha denne så lav som mulig da høyt elektrisk forbruk vil føre til større strømkostnader.

Prosjektet har væske til vann bergvarmepumpe, det vil si at varmepumpen ikke stopper opp midtvinter grunnet lave temperaturer. Den vil stå å føle på stabile temperaturer som befinner seg i bakken. Derfor vil det være hensiktsmessig å se nærmere på hvor mye energi de to varmepumpene klarer å levere i løpet av et år og hvor mye effekt vi kan hente ut. Prosjektgruppen har hørt med NIBE for å lage et estimat på effekt- og energidekningsgrad på begge pumpene. Dette vil være basert på effekt- og energibehov, DUT, årsmiddeltemperatur, romtemperatur, tur- og returtemperatur i rørene.



Figur 4.1: Energidiagram NIBE F1155-16 EM Inverter [27]

På grafen vist i Figur 4.1 er energidiagrammet til NIBE F1155-16. Denne viser varmebehov, varmekapasitet og elektrisk effektforbruk som funksjon av antall timer i løpet av et år. Fra diagrammet og vedlegg C får man hentet ut at effektdekningsgraden er på 52 % og energidekningsgraden er på 93 %. Det tilsier at det kreves en god del ekstra tilleggseffekt på dette systemet da varmepumpen ikke er i nærheten av å dekke effektbehovet på de kaldeste dagene.



Figur 4.2: Energidiagram NIBE F1355-28 Inverter [27]

I Figur 4.2 er det lagt med samme informasjon til NIBE F1355-28. Den har en effektdekningsgrad på 88 % og energidekningsgrad på 100 %, dette tilsvarer relativt lite

tilleggseffekt som må legges ved som spisslast. Samtidig har NIBE F1355-28 høyere systemvarmefaktor da denne er på 3,7 mot NIBE F1155-16 sine 3,1, der er effektiviteten til 28 kW varmepumpe er en god del høyere inklusive tilleggseffekten.

Videre har de to varmepumpene blitt sammenlignet når det kommer til investeringskostnad og besparelse. Priser er hentet gjennom epost-utvekslinger med en NIBE-salgsingeniør [32]. Det har blitt lagt frem forslag til valg av komponenter til de utvalgte systemene med sammenlagt pris i vedlegg D. Deretter er det beregnet estimert besparelse ut ifra NIBEs beregninger på energibesparelse [27], gjennomsnittlig strømpris og pris på nettleie fra relevant nettselskap Tensio TN AS [33]. Ut fra beregningene i vedlegg D kommer det frem at investeringen på varmepumpene vil se slik ut:

NIBE F1155-16:

Sum prisforslag	=	153 185 NOK
-----------------	---	-------------

NIBE F1355-28:

Sum prisforslag	=	182 345 NOK
-----------------	---	-------------

Dette prisforslaget fører til en differanse i pris på 29 160 NOK som burde dekkes av den ekstra besparelsen NIBE F1355-28 vil få om denne skal vurderes. Denne er beregnet ved å bruke energibesparingen per år oppgitt i NIBEs regneark. Ved bruk av energibesparingen til varmepumpene er det regnet ut et estimat for hvor mye som vil bli bespart for hver av pumpene per år. Det er deretter beregnet differansen av dette som vil være det beløpet NIBE F1355-28 vil spare mer enn NIBE F1155-16. Denne differansen vil ligge på ca. 4 397 NOK som videre ved full estimert levetid på 20 år gi en besparelse som vil se slik ut:

Besparelse i løpet av levetid	=	87 953 NOK
-------------------------------	---	------------

Differanse investering	=	29 160 NOK
------------------------	---	------------

Besparelse med NIBE F1355-28	=	58 793 NOK
------------------------------	---	------------

Ved å trekke differansen på investeringen til varmepumpene fra besparelsen i løpet av levetiden, vil resultatet bli den besparelsen som gjøres ved valg av NIBE F1355-28. Resultatet viser

at det vil være mer lønnsomt å velge NIBE F1355-28 ovenfor NIBE F1155-16. I vedlegg D er det samtidig beregnet tilbakebetalingstid med å velge NIBE F1355-28 ovenfor den andre, der er det regnet frem til 6.6 år. Tilbakebetalingstiden har tatt utgangspunkt i differansen mellom investeringen og besparelsen per år. På grunn av besparelsen i løpet av levetiden, tilbakebetalingstiden, effekt- og energidekningsgraden, systemvarmefaktor og varmefaktor er NIBE F1355-28 valgt som varmepumpe i prosjektet.

4.3 Solceller

Taket på Vassinghaugen har kun plass til en rad med solceller, derfor er det lengden av taket som bestemmer antall paneler det er plass til. Ved å bruke taklengden til bygget og informasjon om panelstørrelse vil det være mulig å finne ut hvor mange paneler det potensielt er plass til. Dette blir gjort fordi som nevnt i kapittel 3.1.3 er det ingen standard når det kommer til dekningsgraden solcellene skal ha. Det er heller ingen direkte ønsker om hvor mye de skal dekke i prosjektet. Informasjon om lengde på solcellene er hentet ut fra panelenes datablad og taklengden er målt opp på plantegninger i AutoCAD. Ved å dele taklengden på panellengden vil resultatet bli antall paneler.

$$N_{tot-est} = \frac{Taklengde}{Panellengde} = \frac{39,1 \text{ m}}{1,665 \text{ m}} = 23,48$$

Med ønske om plass til vedlikehold og forlegning av kabel blir antall paneler valgt til 22. Dette fordi det kan være ønskelig ved montering og vedlikehold å gjøre det enklere å komme til paneler og eventuelle koblingspunkter. Vekselretteren som er valgt i dette prosjektet har et MPPT spenningsområde fra 150 V-500 V. Det vil si at om panelene legges i to paralleller med 11 i seriekobling i hver parallell så får vi en spenning på $U = 40,5V \times 11 = 445,5V$, noe som er innenfor spenningsområdet til vekselretter. Samtidig står det i databladet til vekselretteren at den har en maksimal inngangsstrøm på 15 A per inngang som det er to av. Databladet til solcellene viser at solcellene har en strøm på maksimalt 9,92 A, det vil si at vekselretteren har nok kapasitet til valgt oppsett. Spesifikasjoner er hentet fra databladene til solceller i vedlegg I og inverter i vedlegg J.

Etter at valgt antall paneler er gjort vil det være nyttig for videre dimensjonering av batteri å beregne hvor mye energi som kan leveres ut fra de 22 panelene. Dette gjøres som beskrevet i kapittel 3.1.3 ved å legge inn verdier for antall solceller og hvor mye solcellene produserer ved STC. Dette vil gi en årlig solcelleproduksjon ved STC på:

$$P_{array-stc-est} = 22 \times 0,31 kW_p = 6,82 kW_p$$

For å finne den faktiske årlige produserte energien fra panelene benyttes det et sett reduksjonsfaktorer hentet fra databladene. Det er også behov for å finne årlig soltimer H_{tilt} , dette fordi energi er lik effekt ganger timer. Ved å bruke disse verdiene i formelen for årlig produsert solcelleenergi kan det estimeres en produksjon:

$$E_{sys} = P_{array-stc-est} \times f_{mm} \times f_{temp} \times H_{tilt} \times \eta_{DC-kabel} \times \eta_{inv}$$

$$E_{sys} = 6,82 kW_p \times 0,97 \times 0,9815 \times 1037,77 \times 0,97 \times 0,972 = 6353,1 kWh \approx 6353 kWh$$

I Tabell 4.2 er det oppsummert både det som er montert på Vassinghaugen fra før av, samtidig også prosjektgruppens anbefaling av hvordan det burde monteres.

	Nåværende montering	Anbefalt
Slope	80°	48°
Azimuth	0°	-1°
Antall soltimer	908.68 h/år	1037.77 h/år
Estimert energi levert	5562 kWh/år	6353.1 kWh/år

Tabell 4.2: Oppsummering solcelledimensjonering.

4.4 Batteri

Dimensjonering av batteri i anlegg hvor det er tilførsel fra både solceller og kraftnettet er ikke like strengt som ved øydrift. Når det kommer til anlegg som har kraftnettet som tilleggskilde er det hensiktsmessig å vurdere investeringen på batteri opp mot nytten som kan hentes ut fra et større batteri. Prosjektet skal dimensjonere batteriet på bakgrunn av hvor mye solcellene i gjennomsnitt leverer per dag. Deretter regnes det ut gjennomsnittlig tilførsel fra solceller først:

$$\text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/dag]} = \frac{\text{Energi levert på et år [kWh/år]}}{\text{Antall dager i et år [Dager/år]}}$$

$$= \frac{6353.1 kWh/år}{365 Dager/år} = 17.41 kWh/dag$$

Gjennomsnittlig daglig levert energi brukes som et estimat på hvor stort batteri som kan installeres. Justerer deretter daglig levert energi med reduksjonsfaktorer gitt av leverandør for å undersøke hvor stor kapasitet batteriet bør ha:

$$\text{Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{\text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/år]}}{\text{Reduksjonsfaktor}}$$

MDOD	MDDOD	EOL
0.9	0.9	0.8

Tabell 4.3: Leverandørens oppgitte verdier [Vedlegg K]

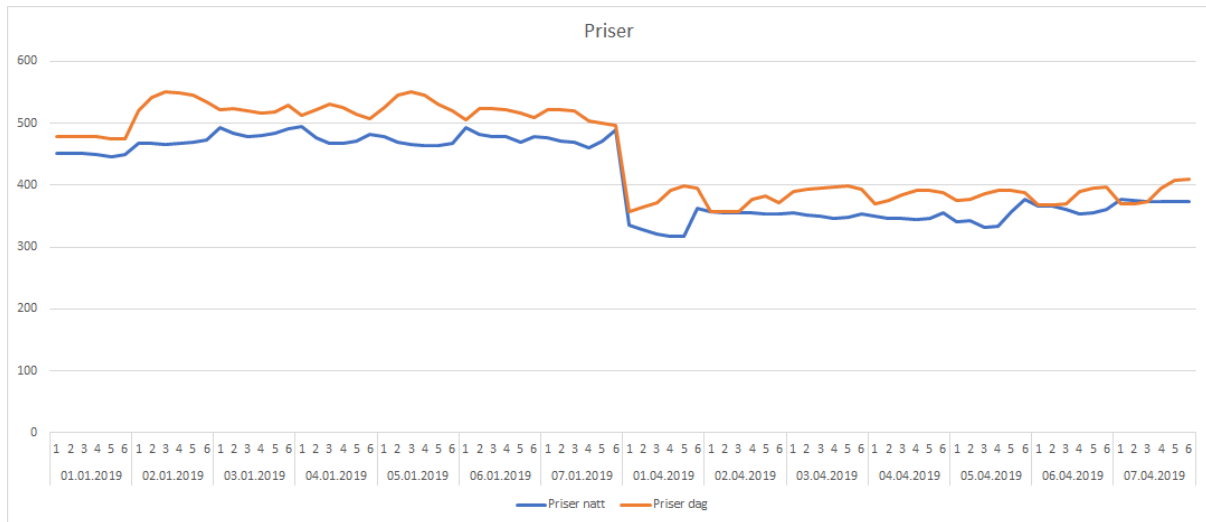
1. $\text{Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{17.41 \text{ kWh}}{0.9} = 19.33 \text{ kWh}$
2. $\text{Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{17.41 \text{ kWh}}{0.8} = 21.76 \text{ kWh}$

Her vil det være flere størrelser som kan være nyttige å velge. Eaton som er leverandør av batteriet på Vassinghaugen har henholdsvis 21 kWh og 42 kWh kapasitet. Det er valgt ut 4 batterier som prismessig sammenlignes. I Tabell 4.4 er det en oversikt over priser sendt direkte fra Eaton [34].

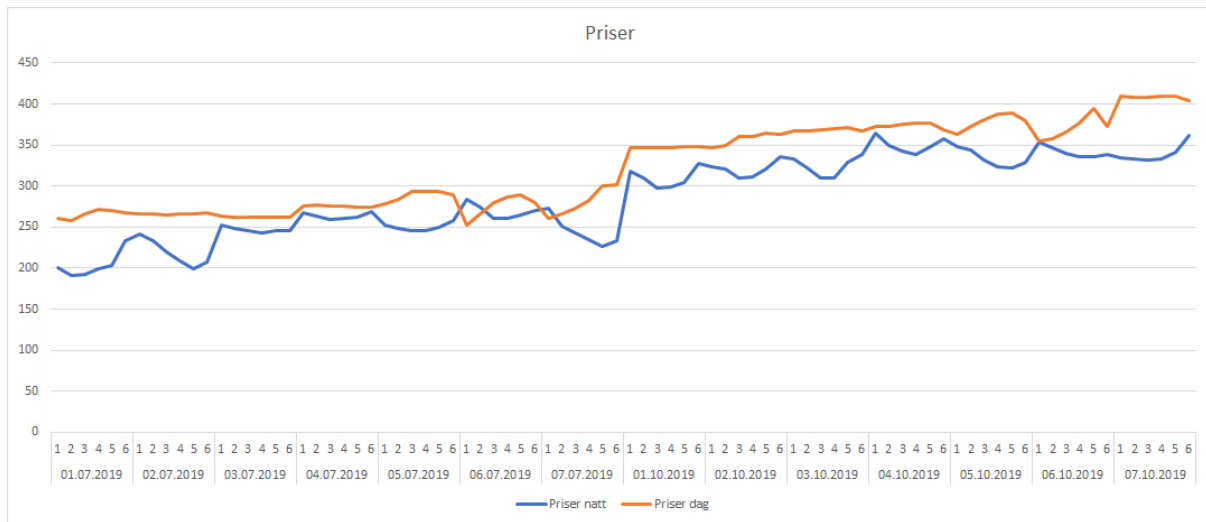
Kapasitet	Type	Pris
20 kW, 21 kWh	XST 3ph 20 kW 21 kWh Gen 1	205 920 NOK
40 kW, 21 kWh	XST 3ph 40 kW 21 kWh Gen 1	228 800 NOK
20 kW, 42 kWh	XST 3ph 20 kW 42 kWh Gen 1	308 000 NOK
40 kW, 42 kWh	XST 3ph 40 kW 42 kWh Gen 1	326 040 NOK

Tabell 4.4: Prisoversikt over Eatons batterier [34]

Det er relativt store forskjeller i pris om det blir valgt 21 kWh eller 42 kWh batteri, derfor bør det analyseres nærmere hvilke fordeler som kan hentes ut ved å velge et større batteri. Figur 4.3 og Figur 4.4 viser strømprisene mellom klokken 00:00 til 06:00 i blå farge og mellom 15:00 og 21:00 i oransje. Perioden prosjektgruppen har analysert er den første uken i hvert kvartal i løpet av 2019. Alle data er hentet fra Nord Pool [35].



Figur 4.3: Priser på strøm for natt og dag (01.01.2019-07.01.2019 & 01.04.2019-07.04.2019) [35]



Figur 4.4: Priser på strøm for natt og dag (01.07.2019-07.07.2019 & 01.10.2019-07.10.2019) [35]

Om tallene inspiseres nærmere viser det at gjennomsnittsprisen på natten vil være på 349,33 NOK/MWh eller 0,34933 NOK/kWh, for dagen vil den være på 386,48 NOK/MWh eller 0,38648 NOK/kWh. Differansen i strømprisen vil da være på 37,155 NOK/MWh eller 0,037155 NOK/kWh. For å kunne beregne hva som kan hentes ut i besparelser i form av oppgraderingen er det nyttig å kunne beregne hva som spares per år på begge batteriene. Det er lagt til grunn full utlading om dagen og full opplading om natten innenfor valgte tidsintervaller. Grunnet grenser som er satt av Eaton på MDOD vil dette være med i beregningen. Som tidligere nevnt er denne satt til at det kan leveres ut 90 % av kapasiteten til batteriet. Besparelsene per år er regnet ut under:

XST 3ph 21 kWh Gen 1:

$$\text{Besparelse} = 0,037155 \text{ NOK/kWh} \times 0,9 \times 21 \text{ kWh} \times 365 \text{ dager/år} = 256,31 \text{ NOK}$$

XST 3ph 42 kWh Gen 1:

$$\text{Besparelse} = 0,037155 \text{ NOK/kWh} \times 0,9 \times 42 \text{ kWh} \times 365 \text{ dager/år} = 512,63 \text{ NOK}$$

Slik som beregningene viser er det veldig lite økonomisk å kjøpe strømmen på natten og bruke den utover dagen. I starten av prosjektet hadde prosjektgruppen stort fokus på besparing ved å kjøpe på natten og forbruke om dagen, samt redusering av effekttopper. Etter nøye undersøkelser viser det seg at Tensio TN AS ikke har et effektledd i faktureringen sin. Anlegget vil ikke inneha noen effekttopper av stor betydning grunnet varmepumpe og akkumuleringstank. Derfor vil ikke effekttopper ha direkte påvirkning på strømprisene og ikke på valg av batteri. Batterikapasiteten velges til å være 21 kWh.

Deretter er det nyttig å se nærmere på kapasiteten på batteriets opp- og utladning, valget står mellom 20 kW og 40 kW. 20 kW batteriet har kapasitet på 20 kW utladning og 10 kW oppladning. Batteriet på 40 kW har kapasitet på 40 kW utladning og 20 kW oppladning. Her burde det vurderes om hvor stor kapasitet på opp- og utladning anlegget krever og hva det er behov for. Formelen for utladningshastighet er gitt under:

$$\text{Utladningstid} = \frac{\text{Kapasiteten til batteriet [kWh]}}{\text{Utladningshastighet [kW]}} = [h]$$

Eksempler med ulike utladningshastigheter:

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{40 \text{ kW}} = 0,4725 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{20 \text{ kW}} = 0,945 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{10 \text{ kW}} = 1,89 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{5 \text{ kW}} = 3,78 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{2,5 \text{ kW}} = 7,56 \text{ h}$$

I utregningene over er det lagt frem utladningstid til batteriet basert på ulike laster. Valg av type batteri velges på grunnlag av behov. Som tidligere nevnt i kapittel 3.1.4 skal batteriet benyttes til å redusere behovet fra kraftnettet over lengre perioder, derfor er det satt grenser på 4 timer utladning og 5 timer oppladning. Ved 4 timer utladning så vil det trekke 4,725 kW og ved 5 timer oppladning så trekker det 3,78 kW. Dermed er det ikke nyttig for anlegget å installere batteri på 40 kW, her vil det holde med 20 kW batteri.

4.5 Besparelse og nedbetalingstid

Ved en investering er det alltid viktig å kunne se på om den er lønnsom eller ikke. Hvor lang tilbakebetalingstiden er har en god del å si om det er verdt å investere i systemet. Minimumskravet for en slik investering burde være at tilbakebetalingstiden er lik komponentenes levetid. Det er derimot ønskelig for brukere av anlegget at tilbakebetalingstiden er lavere da dette vil gi fortjeneste på investeringen.

Slik det er lagt frem i kapittel 4.2 og 4.4 er det kommet med et prisforslag til VP og batteri. For å vite full kostnad på investeringen er det hensiktsmessig å finne et estimat på prisforslag til solcelle-anlegget. Det har blitt undersøkt lignende komponenter og gjort et tilnærmet estimat for det gjeldende anlegget. Kostnader vil derfor bli som vist under:

Pris solceller	=	45 000 NOK
Pris inverter	=	22 000 NOK
Sum prisforslag VP	=	182 345 NOK
Pris for batteri	=	205 920 NOK
Total investering	=	455 265 NOK

Deretter vil det være hensiktsmessig å kunne se på hvor mye systemet sparer hvert år i kroner. Det er lagt til grunn samme pris for strøm og nettleien som i kapittel 4.2. I vedlegg D er det beregnet en total besparelse for varmepumpe NIBE F1355-28 Inverter til å være 62 499,2942 NOK/år. Samtidig vil solcellene spare forbrukerne for 5 754,63798 NOK/år. Dette vil sammen utgjøre:

$$\begin{aligned} \text{Total besparelse per år} &= 62\,499,2942 \text{ NOK/år} + 5\,754,63798 \text{ NOK/år} \\ &= 68\,253,93218 \text{ NOK/år} \end{aligned}$$

$$\text{Nedbetalingstid} = \frac{455\,265 \text{ NOK}}{68\,253,93218 \text{ NOK}} = 6,67 \text{ år}$$

Det vil altså ta 6,67 år før investeringen er nedbetalt. Det vil si at så lenge komponentene varer i minimum 6,67 år vil investeringen være lønnsom. Under er det tatt med estimater for hvor stor fortjenesten kan være om levetiden er enten 10 eller 15 år, det er blitt bestemt basert på levetiden til komponentene i systemet. Enova har estimert levetiden til varmepumpen til å være 15-20 år [36]. Solcellene har lengre levetid og dermed er det opp til batteriets levetid for å kunne sette gode estimater. Batteriets levetid vil variere ut ifra antall opp- og utladninger per dag, men den er anslått til å være 10-15 år. Derfor er det laget to estimater på fortjeneste til anlegget på 10 og 15 år:

$$\textit{Total besparelse} = 10 \text{ år} \times 68\,253,93218 \text{ NOK/år} = 682\,539,3218 \text{ NOK}$$

$$\textit{Total besparelse} = 15 \text{ år} \times 68\,253,93218 \text{ NOK/år} = 1\,023\,808,9827 \text{ NOK}$$

$$\textit{Fortjeneste} = (10 \text{ år} - 6,67 \text{ år}) \times 68\,253,93218 \text{ NOK/år} = 227\,285,5942 \text{ NOK}$$

$$\textit{Fortjeneste} = (15 \text{ år} - 6,67 \text{ år}) \times 68\,253,93218 \text{ NOK/år} = 568\,555,2551 \text{ NOK}$$

Slik som beregningene viser er det stor sannsynlighet for at denne investeringen vil være svært lønnsom.

5 Programmering

I dette kapittelet blir styringen av varmesystemet på Vassinghaugen borettslag presentert. Det er benyttet en styringskontroller som har som oppgave å styre, kommunisere og overvåke alle komponentene.

5.1 PLS

Som styringskontroller er det benyttet en PLS fra WAGO, modell PFC 100 CS. For å programmere denne kontrolleren er det benyttet et program kalt e!COCKPIT som er utviklet av WAGO basert på CODESYS. Alle komponentene i systemet er tilkoblet PLS'en via Modbus, og HMI er benyttet som grensesnitt mellom bruker og PLS. Ved programmering av hovedkomponenter som batteri og varmepumpe er det det brukt reelle Modbus-parametere for Eaton xStorage og NIBE F1155.

Forslaget som er presentert i denne rapporten gir et komplett forslag til hvordan et batteri og solcelleanlegg kan forsyne en varmepumpe. Hovedfokuset har vært på selve opp- og utladningen av batteri, med strømpris og levert effekt fra solcelle-anlegg som kriterier. For å kunne estimere neste dags energibehov er det brukt generelle varmetapsberegninger for hver leilighet, samtidig som estimert produksjon fra solcelleanlegget er tatt hensyn til.

Programmeringen og styringen av de forskjellige komponentene er delt opp i flere programmer og funksjoner for en mest mulig oversiktlig og praktisk funksjonalitet:

5.1.1 Funksjon for værdata

Denne funksjonen henter automatisk værdata en gang i døgnet ved hjelp av en funksjonsblokk som ligger tilgjengelig i Wago sitt eget bibliotek. Fra denne funksjonsblokken kan vi lese av temperatur, vindhastighet, nedbør, snøfall og hvilken grad av overskyet det er på nåværende tidspunkt, samtidig en værprognose for de neste 24 timene.

5.1.2 Funksjon for varmebehov

For å regne ut det aktuelle varmebehovet i leiligheten er det laget en funksjonsblokk som regner ut transmisjonstap, infiltrasjonstap og ventilasjonstap. Til sammen utgjør dette totalt varmebehov for leilighetene. Variablene og konstantene brukt i disse utregningene er det

samme som er brukt i varmetapsberegninger i kapittel 3.1.1, og utetemp (DUT) vil bli oppdatert en gang i døgnet fra funksjonen for værdata.

5.1.3 Funksjon for estimert PV-produksjon

Denne funksjonen regner ut et estimat på hvor mye energi solcelleanlegget kan levere neste dag. Her blir variablene solinnstråling, størrelsen på solcelleanlegget, antall soltimer og effekt faktoren til solcelleanlegget benyttet.

5.1.4 Strømpriser

Funksjonen for strømpriser regner ut gjennomsnittlig strømpris for neste dag og antall timer strømprisen er over gjennomsnittlig kostnad.

5.1.5 Manuelle funksjoner

I programmet er det lagt til manuelle funksjoner til alle aktuelle komponenter i anlegget. Dette innebærer driftsmodus og opp/utlading av batteriet. Manuelle funksjoner for styring av varmpumpe er også tilgjengelig. Dette gjør at man kan velge mellom forskjellige komfortmoduser, samt sette verdier for temperaturer på forskjellige tider av døgnet.

5.1.6 Overvåkning

Alle komponentene i anlegget kan overvåkes fra HMI. Dette gjelder måletrafo for felles- og totalanlegg, vann-skap, vannmålere i alle leiligheter, batteristatus, status på varmpumpe, og feilmeldinger på samtlige komponenter.

5.1.7 Energistyring

På natt vil batteriet lade opp til netto energibehov for neste dag. Netto energibehov blir utregnet fra estimert energibehov for varme, og estimert levert energi fra solcelleanlegg. Selve oppladningen av batteriet vil pågå fra 00:00-06:00, og på denne måten vil det ikke bli store effekttopper under oppladning. Dersom solcelleanlegg leverer mer effekt enn forbruket til varmpumpe på dagtid vil overskuddet bli ladet til batteri. Dersom batteriet ikke har tilgjengelig ladekapasitet, vil overskuddet bli solgt til nettleverandør.

For selve utladningen av batteriet vil dette pågå på dagtid. Her vil kriteriet være strømprisen for aktuell time. Maksimal tillatt utladningseffekt blir bestemt av:

$$P_{utladning,maks} = \frac{P_{netto\ energibehov}}{t_{over,gjennomsnitt} - t_{utladning}}$$

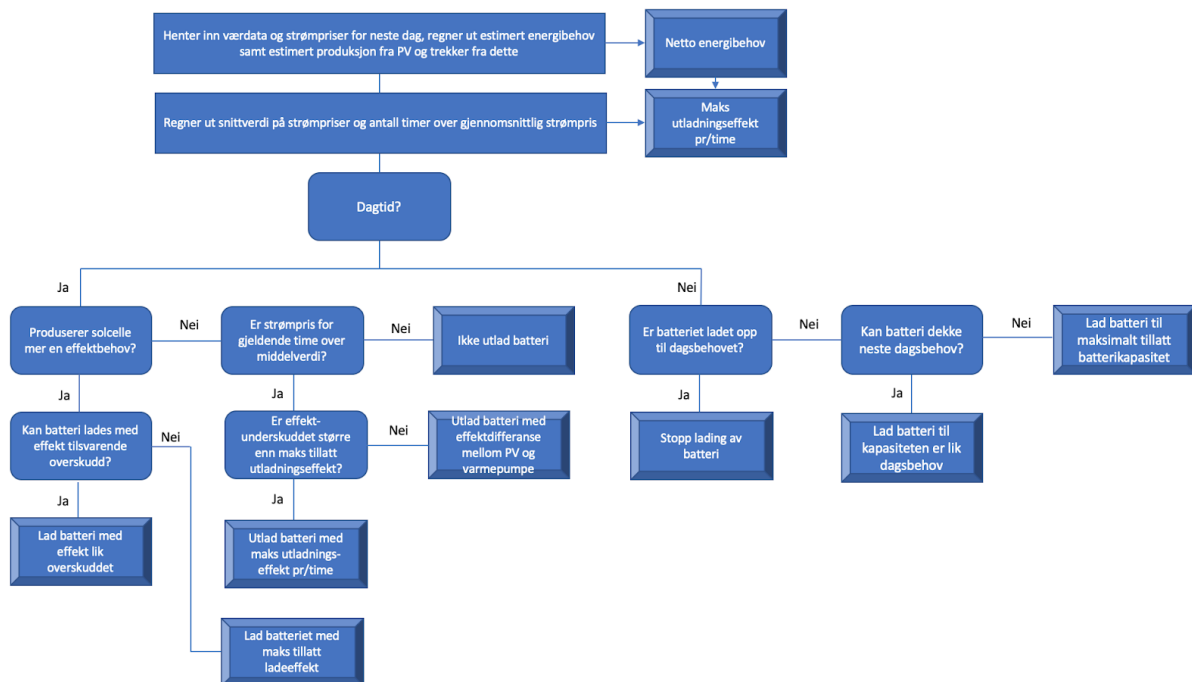
$P_{utladning,maks}$: Maksimal tillatt utladningseffekt.

$P_{netto\ energibehov}$: Netto energibehov for aktuell dag.

$t_{over-gjennomsnitt}$: Antall timer over gjennomsnittlig strømpris for aktuell dag.

$t_{utladning}$: Antall timer batteriet har utladet på aktuell dag.

Om solcelle-anlegget ikke dekker forbruket til varmepumpen og aktuell time er over gjennomsnittlig pris, vil batteriet lade ut. Er effektunderskuddet under maksimal utladningseffekt vil utladningseffekten være lik underskuddet. Dersom underskuddet er større enn maksimal tillatt utladningseffekt vil batteriet levere maksimal tillatt utladningseffekt.



Figur 5.1: Flytskjema for styringsprinsipp

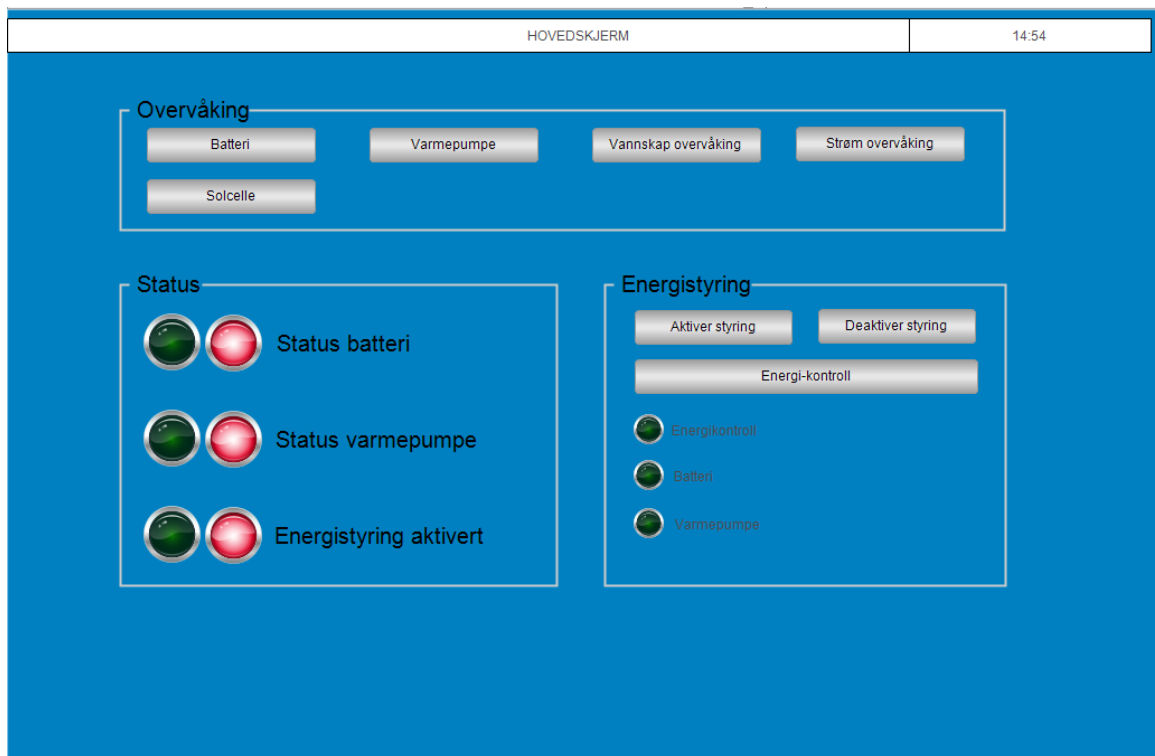
5.2 HMI VISUALISERING

I dette kapitlet blir selve HMI styringen representert. Her vil det være én under-skjerm tilgjengelig for hver enkelt komponent med tilhørende under-skjermer. I skjermene for hver komponent vil det være mulighet for å styre manuelle funksjoner samt overvåking avhengig av funksjonen til komponenten. Energistyringen er også representert i hovedskjermen med tilhørende under-skjermer for innstillinger og parametersetting.

For å visualisere HMI'en er det blitt brukt samme PLS som nevnt tidligere sammen med WAGO sin egen software e!COCKPIT. Da muligheten til en fysisk HMI ikke er til stede har vi valgt å benytte oss av verktøyet Visualization. Visualization er et verktøy integrert i e!COCKPIT som gjør det mulig å simulere HMI over et lokalt nett.

5.2.1 Hovedskjerm

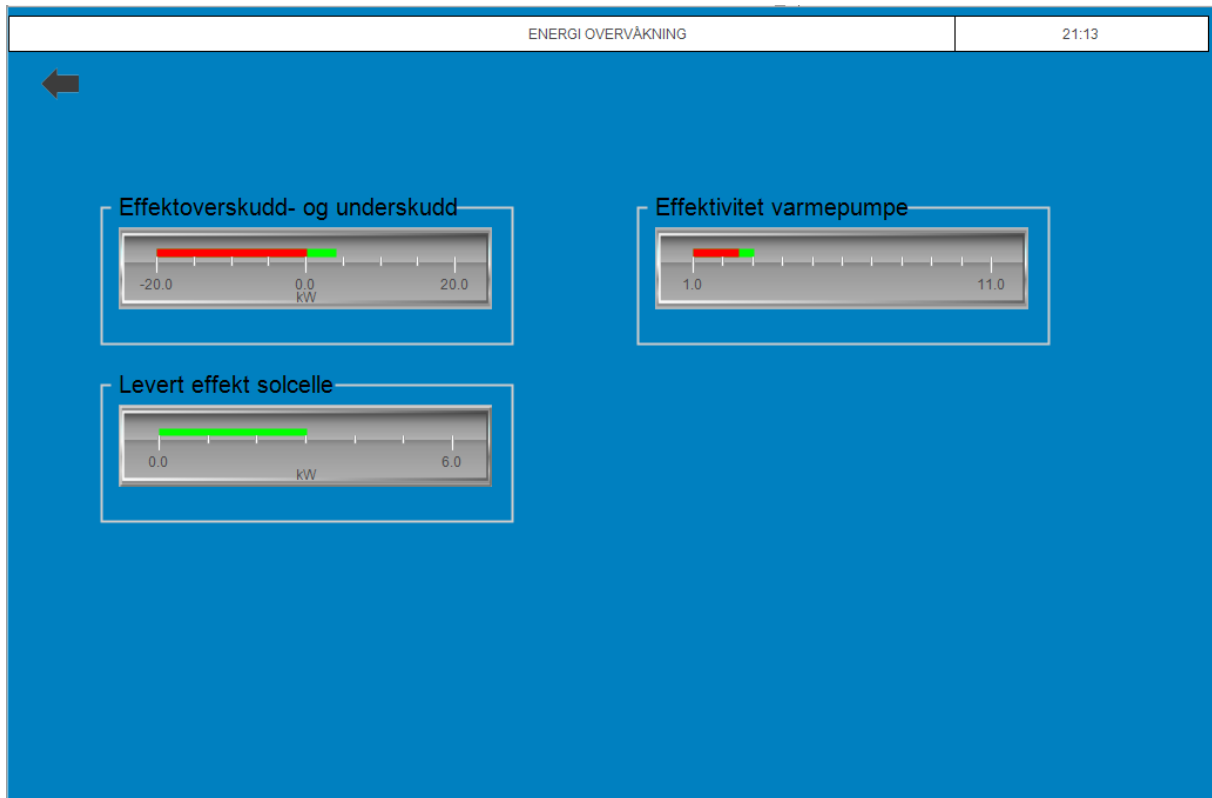
I hovedskjermen vises en rask oversikt over status på batteri, varmepumpe og selve energistyringen ved hjelp av tilhørende fargekoder. Tilstanden til systemet kan avleses ved hjelp av grønne eller røde lys ved tilhørende komponent. Dersom det skulle oppstå en feil vil lyset for tilhørende komponent lyse rødt, men selve feilmeldingen vil kun vises i underskjermen for komponenten. Fra denne skjermen vil man også kunne navigere seg videre til skjermene for overvåking/manuell styring av alle komponenter. Aktivering av energistyring skjer også i hovedskjermen. For å aktivere energistyring må visse kriterier være oppfylt før det kan aktiveres. En grønn lampe vil lyse for hvert kriteria, og først når alle disse lyser kan styringen aktiveres.



Figur 5.2: HMI Hovedskjerm

5.2.2 Energiovervåkning

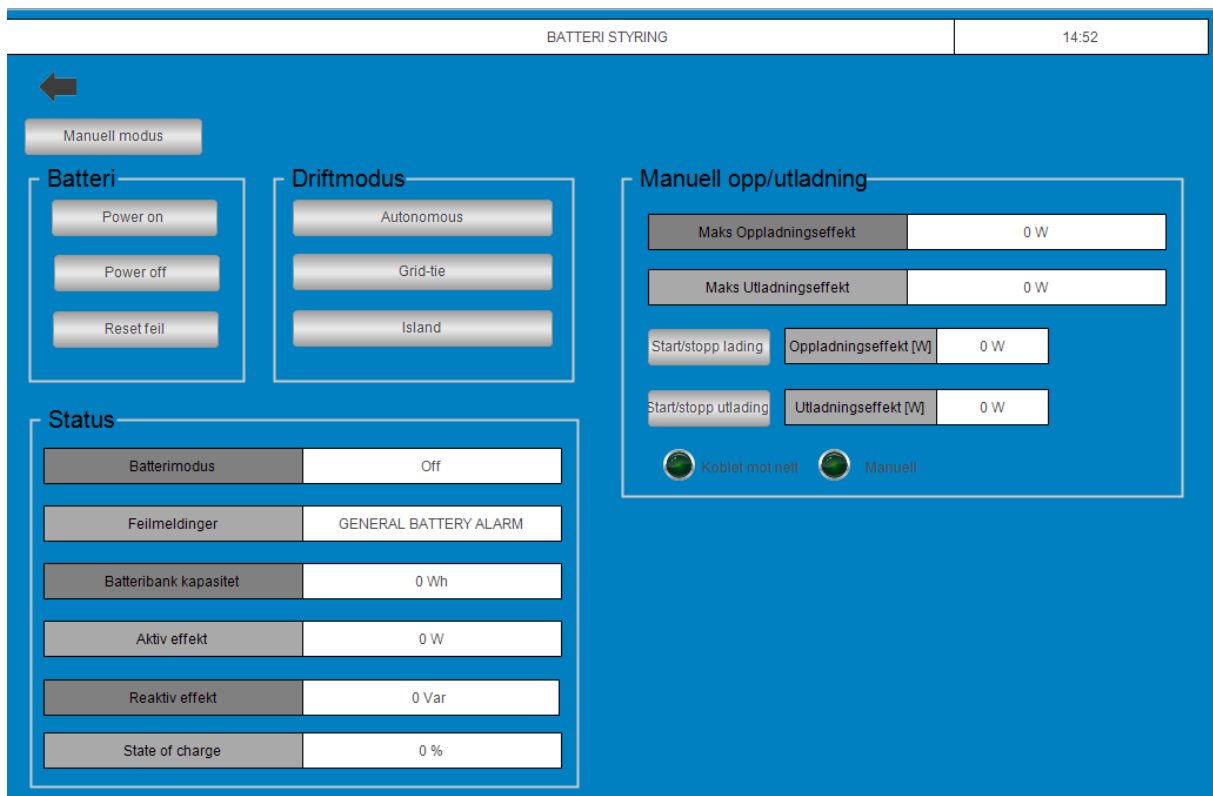
Denne skjermen viser momentan effekt overskudd og underskudd. Den verdien blir bestemt av produsert effekt fra solcellene og forbruk fra varmepumpen. I tillegg til dette vises også levert effekt fra solcellene. Effektivitet varmepumpe blir regnet ut ifra hvor mye varmeeffekt varmepumpen tilfører vannet, sammenlignet med det faktiske elektriske effektforbruket.



Figur 5.3: HMI Overvåkning

5.2.3 Batteri

I skjermen for batteri er de manuelle funksjonene samt overvåkning av selve batteriet tilgjengelig. Her har brukeren mulighet til å skru av og på inverteren til batteriet samt velge driftsmodus. For å kunne endre driftsmodus må det påses at batteriet først er satt i manuell modus. Når batteriet er koblet til nett og er satt i manuell vil det også være mulig å lade opp/ut batteriet med en ønsket opp- og utladingseffekt. Satt ut- eller oppladingseffekt vil være begrenset til aktuell kapasitet på batteriet. I denne underskjermen blir også alle relevante parametere for batteriet overvåket.



Figur 5.4: HMI Batteristyring

5.2.4 Energistyring

Skjermen for energi- og varmeberegninger krever at forskjellige mål for leiligheten blir skrevet inn. Disse målene blir så brukt i funksjonen for varmebehov som igjen regner ut det estimerte varmebehovet for neste dag basert på varmetapsberegninger. Funksjon for værmelding sørger for at utregningen for energibehovet for neste dag alltid er oppdatert etter minste utetemperatur. For å få et mest nøyaktig estimat på beregnet energibehov vil det være nødvendig å ha en egen funksjon og utregning for hver enkelt leilighet. Grunnen til dette er at leilighetene er av ulik størrelse og etasjeplan. Når alle parameterne er korrekt utfylt vil det estimerte effektbehovet for neste dag vises under “Beregnet effektbehov leilighet 1”.

ENERGIKONTROLL LEILIGHET 1		14:53
←		
Leilighet 2	Leilighet 3	Leilighet 4
Leilighet 5	Leilighet 6	Leilighet 7
Leilighet 8	Leilighet 9	Leilighet 10
Set-punkt leilighet 1		
Areal yttervegger	0 [m2]	
Areal tak	0 [m2]	
Areal gulv mot uoppvarmet kjeller	0 [m2]	
Areal vindu og dør	0 [m2]	
Volum leilighet	0 [m3]	
Effektbehov varmtvann	0 [W]	
Beregnet effektbehov leilighet 1		
Effektbehov	0 [W]	

Figur 5.5: HMI Energikontroll leilighet 1

5.2.5 Strømtransformator

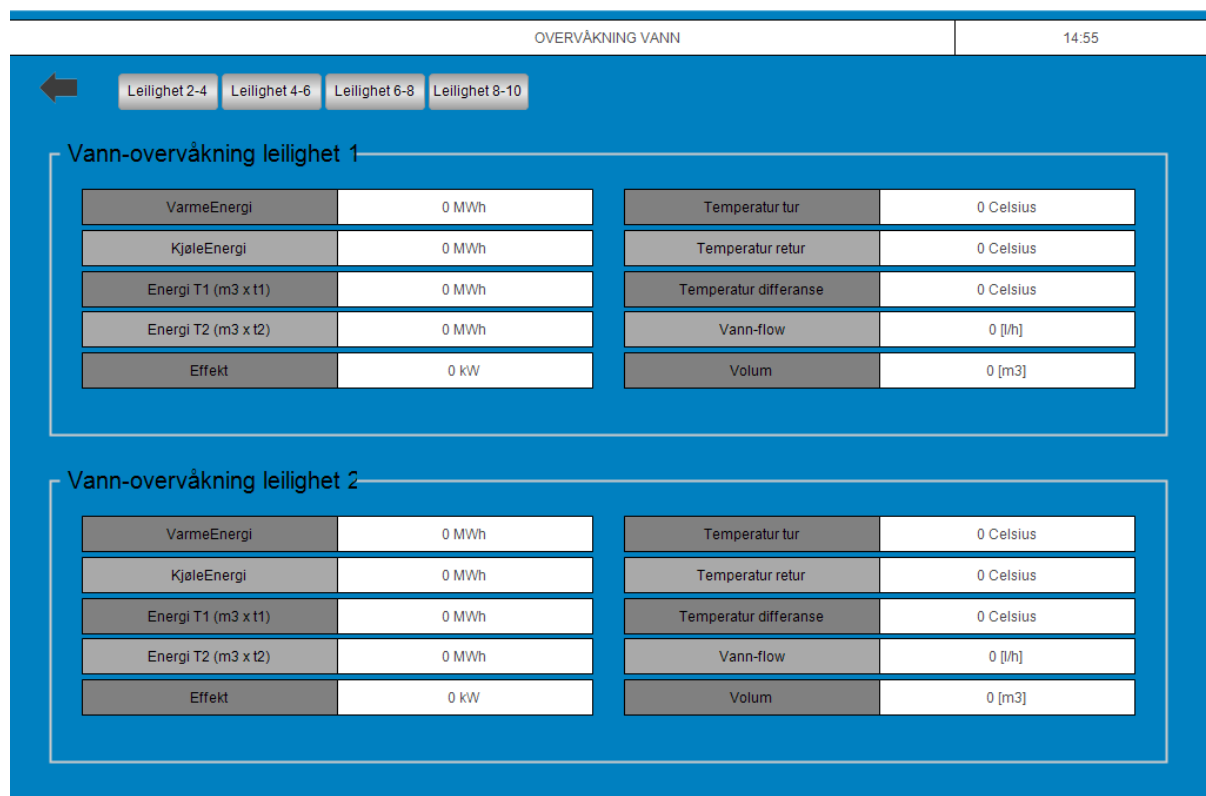
I denne underskjermen er det full oversikt over alle måleparametere fra strømtrafo for felles- og totalanlegget. Her vises momentane måleverdier for spenning, strøm, frekvens og energi. Brukeren har her også mulighet til å bestemme hvilke av parameterne som skal logges, og ved å trykke på selve måleverdien vil det åpnes et nytt vindu som viser verdiene logget over tid.

OVERVÅKNING STRØM OG SPENNING		14:54
←		
Måletrafo total		
Spenning fase 1	0 V	
Spenning fase 2	0 V	
Spenning fase 3	0 V	
Strøm fase 1	0 A	
Strøm fase 2	0 A	
Strøm fase 3	0 A	
Frekvens	0 Hz	
Energi	0 kWh	
Måletrafo felles		
Spenning fase 1	0 V	
Spenning fase 2	0 V	
Spenning fase 3	0 V	
Strøm fase 1	0 A	
Strøm fase 2	0 A	
Strøm fase 3	0 A	
Frekvens	0 Hz	
Energi	0 kWh	

Figur 5.6: Oversikt måletransformator

5.2.6 Vannovervåking

I denne underskjermen vises det momentane avlesninger fra vannmåler MULTICAL302. Det er installert vann-skap i hver enkelt leilighet med tilhørende vannmåler. Her kan det lett avleses alle måleverdier fra vannskapet, samtidig som brukeren enkelt kan aktivere logging av samtlige parametere dersom det er ønskelig.



Figur 5.7: Oversikt vannmåler

5.2.7 Innstillinger for varmpumpe

I underskjermen innstillinger for varmpumpe for energistyring velges hvilke driftsmoduser varmpumpe skal operere i på forskjellige tider av døgnet. Her er det mulighet for å velge en mer økonomisk driftsmodus på natt, samt sette ønsket innetemperatur på natt og dag.

The screenshot displays the 'ENERGIKONTROLL VARMEPUMPE' interface with a time of 09:08. A back arrow is visible in the top left. The main content area is titled 'Energikontroll varmetap' and contains several configuration sections:

- Set temp driftmodus:** A table with six rows for setting start and stop temperatures for luxury, normal, and eco modes.
- Set rom-temp:** A table for setting room temperatures for day and night.
- Driftmodus dag:** Three buttons labeled ECO, NORMAL, and LUXURY.
- Driftmodus natt:** Three buttons labeled ECO, NORMAL, and LUXURY.
- SCOP:** A single input field showing the value 0.

Set temp driftmodus	
Start temp luxury	0 Celsius
Stop temp luxury	0 Celsius
Start temp normal	0 Celsius
Stop temp normal	0 Celsius
Start temp eco	0 Celsius
Stop temp eco	0 Celsius

Set rom-temp	
Rom temperatur dag	0 Celsius
Rom temperatur natt	0 Celsius

Driftmodus dag: ECO, NORMAL, LUXURY

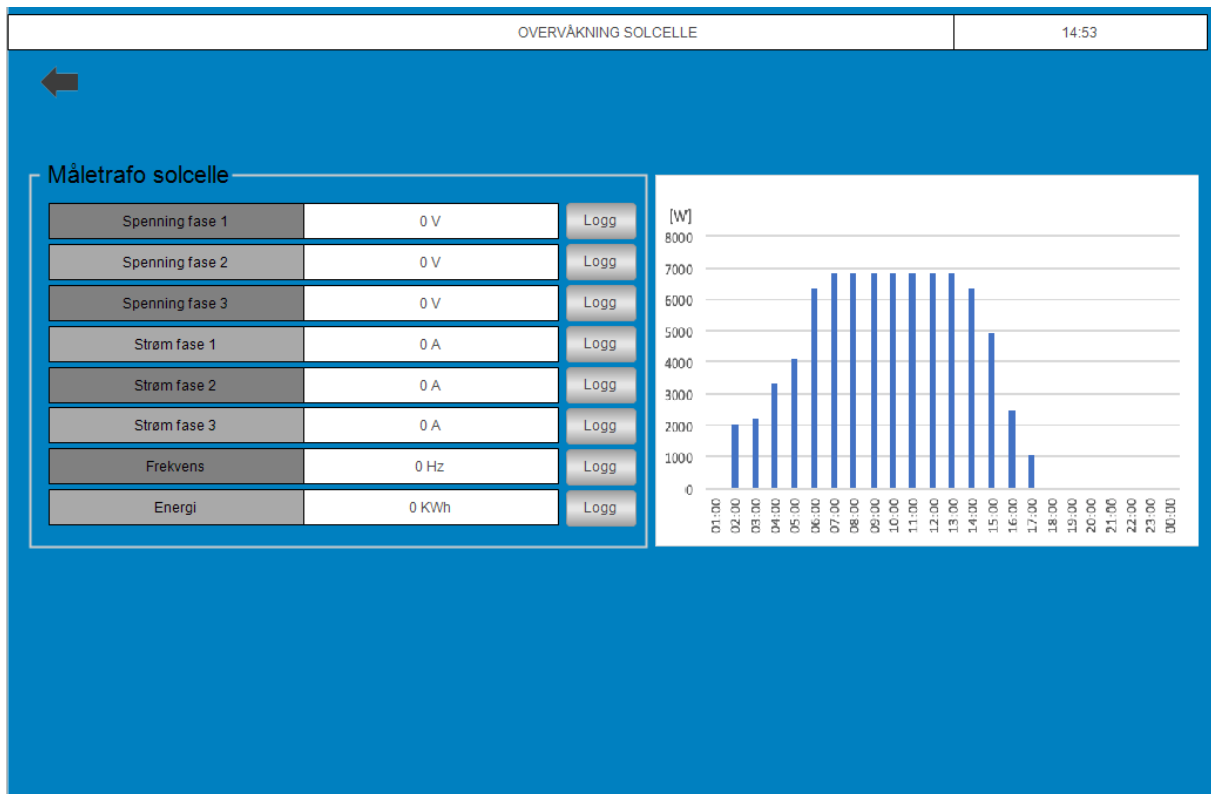
Driftmodus natt: ECO, NORMAL, LUXURY

SCOP	
SCOP	0

Figur 5.8: HMI Energikontroll varmpumpe

5.2.7 Solcelleovervåkning

I denne skjermen er målte momentanverdier for solcelleanlegget vist. Her er det mulighet for å logge ønskede verdier over tid. I dette eksempelet er det blitt laget en graf i Excel da det er vanskelig å simulere levert effekt fra solcelleanlegget.

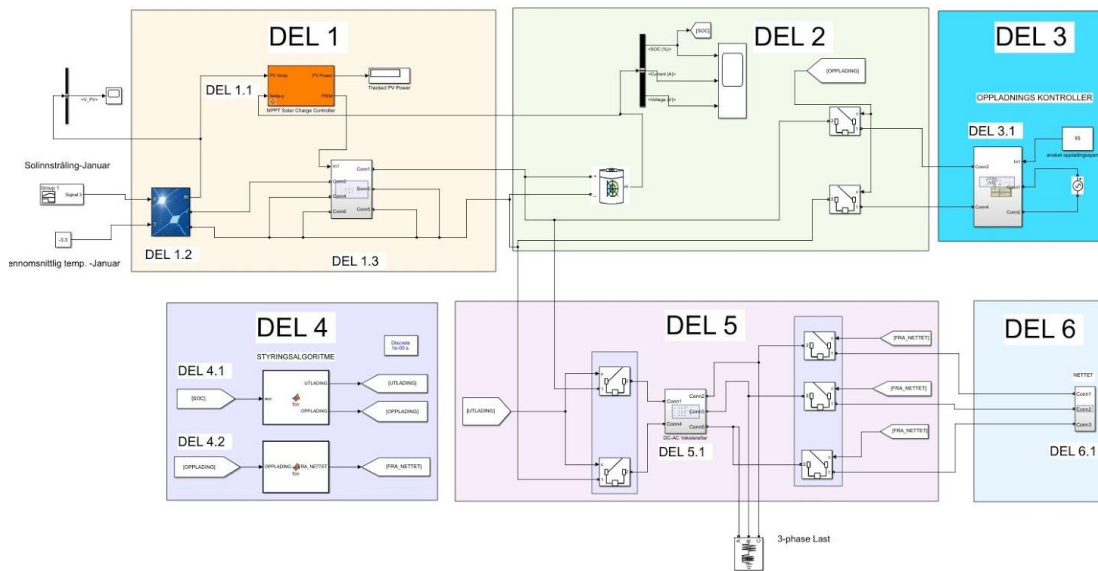


Figur 5.9: Solcelleovervåkning

6 Simulering i Matlab

I begynnelsen av prosjektet ble det bestemt at anlegget på Vassinghaugen skulle simuleres i Matlab. Det var da ønsket å simulere anlegget slik det fungerer i borettslaget. Dette var grunnet videre bruk som verktøy til dimensjonering og simulering av styring. Simuleringen skulle da hjelpe til med å bestemme valg av batteri ved å simulere opp- og utlading av forskjellige størrelser. Det var også som hensikt at den skulle fungere som et verktøy for å undersøke hvordan systemet ville reagere når styringen ble implementert.

Resultatet av den planlagte simuleringen er ikke ferdig. Slik det er kommet frem til at simuleringen skal bli derimot er at solcellene er en variabel kilde der verdier for produksjon blir lagt inn.



Figur 6.1: Oversikt over Matlab simulering [Vedlegg L]

Den nåværende simuleringen viser i hovedsak opp- og utlading av batteri. Styringsalgoritmen som er brukt tar SOC (State of charge) av batteri som input. Det er satt inn en grenseverdi til SOC på 20 %. Ut ifra verdi på SOC bestemmer algoritmen om batteriet skal være på opp- eller utladningsmodus. I programmet er det brukt kilder for å hente inn MPPT controller og buck converteren [37].

Slik som simuleringen har endt opp er det noen funksjoner som mangler for at denne skal illustrere anlegget i sin helhet. Dette vil være lasten i programmet som ikke vil være den samme som den reelle lasten på Vassinghaugen da denne er en varmepumpe med akkumuleringstank og dermed en variabel last. Problemet med å simulere denne er at forbruksmønsteret er relativt annerledes enn ved vanlig elektrisk oppvarming. Det vil være fordi konseptet med varmepumpe og akkumuleringstank gjør at forbruket av elektrisk energi blir forskjøvet grunnet forvarming og varmepumpa gjør at forbruket av denne energien reduseres. Det heller ikke lagt opp for automatisk effektflyt fra kilder. Dette vil være ønskelig å oppnå om styring skal kunne simuleres. Vekselretteren og likerretteren som er i anlegget er

erstattet med enkel simulert vekselretter og likeretter som ikke tar med alle funksjoner som vekselretteren og likeretteren i anlegget har.

Grunnet tid, omfang og mangel på dokumentasjon om forbruksmønsteret på Vassinghaugen har dette ikke blitt et verktøy som ønsket. Ved starten av prosjektet var det planlagt å få tilgang til forbruket av anlegget og analysere dette for videre bruk som last i simulering. Da analyse av forbruk ikke var mulig ble simuleringen omstilt til å bli en generell simulering av anlegget.

7 Konklusjon og diskusjon

Denne rapporten har hatt fokus på dimensjoneringen av et oppvarmingssystem bestående av solcelle, batteri og varmepumpe samt styringen av systemet på Vassinghaugen borettslag. Det har blitt gjort dimensjoneringer for å utnytte komponentene i anlegget slik at besparelsene blir større. Dimensjoneringen har også blitt utført iht. krav som stilles for klassifiseringen til Vassinghaugen borettslag. Det har blitt utarbeidet en styring for det eksisterende anlegget til borettslaget som skal ha som funksjon å utnytte komponentene, værdata og strømpriser for å få en god besparelse. I dette kapitlet beskrives hvorfor dimensjoneringen av et slikt anlegg er viktig for besparelse og begrense kostnader, hvordan det kan styres, samt forslag til videre arbeid.

7.1 Hvorfor dimensjonere?

Ved oppvarmingsanlegg der varmepumpe, solcelle og batteri benyttes er hovedpoengene å redusere uttak fra kraftnettet og dermed spare penger på strømrregningen. Dette vil føre til reduksjon av belastning på nettet slik at oppgradering vil forekomme sjeldnere noe som igjen vil føre til lavere nettleie kostnader. Varmepumpen blir brukt for å direkte redusere forbruket av elektrisk energi ved at den produserer mer varmeenergi enn den forbruker av elektrisk energi. Solcellene skal derimot produsere energi slik at uttaket fra nettet blir lavere og til slutt skal batteriet sørge for at energien til solcellene blir utnyttet. Alle disse i kombinasjon vil sørge for at strømprisen blir redusert, men om komponentene overdimensjoneres kan dette føre til unødvendige størrelser som ikke vil bli utnyttet og medfører store økonomiske kostnader.

Som vist i rapporten vil størrelse på varmepumpen påvirke dens effektivitet, besparelse og kostnad. Dette er de tre faktorene som har størst påvirkning på valget av varmepumpe. Effektiviteten vil være forholdet mellom utgitt varmeenergi og forbrukt elektrisk energi. Den vil variere ut ifra behovet for varmeenergi og størrelsen på pumpen. Besparelsen vil være avhengig av energibesparingen ved bruk av varmepumpe istedenfor elektriske oppvarmingsmetoder. Der varmeenergien vil være tilnærmet lik den elektriske energien. Om varmepumpen ikke dekker energi- og effektbehovet må det legges til tilleggseffekt for å utfylle dette behovet. Denne tilleggseffekten vil være ren elektrisk energi som direkte vil øke det elektriske forbruket. Dette vil si at lavere størrelse på varmepumpen fører til større forbruk fra nettet. Med denne tankegangen vil det enkle svaret være å velge den pumpen som dekker mest av behovet. Det ville vært tilfellet hvis systemene til varmepumpene hadde kostet det samme. Ved å beregne

kostnadene til varmpumpesystemene som skal sammenlignes vil det være mulig å finne ut om prisforskjellen overveier besparelsen ved størrelsesvalg.

Som nevnt over skal solcellene produsere energi slik at uttaket fra nettet blir lavere og dermed få billigere strømregning. I teorien vil det da gi mest besparelse ved å dekke så mye av det elektriske behovet som mulig. I praksis vil dette gi store kostnader på investering og vil ta store mengder areal. Ved større bygg eller borettslag der flere leiligheter skal ha samme oppvarming vil energibehovet bli betraktelig større enn behovet til en enebolig. Det vil derfor kreve flere solcellepaneler for å dekke dette behovet. Som rapporten nevner er produsert effekt fra solcellene avhengig av at disse er plassert i optimal vinkel. Dette vil gjøre at plassen for plassering av panelene på selve bygningen blir begrenset. Et alternativ kan være å lage en “solcellepark”, men det er svært få beboere interesserte i da det vil være uestetisk. Derfor er det årsaken til å dimensjonere solcelleanlegget ut ifra tilgjengelig plass på tak/vegg som er relevant for optimal vinkel.

Når det kommer til dimensjonering av batteri blir det som nevnt i rapporten ikke tatt hensyn til effekttopper grunnet bruk av varmpumpe og akkumuleringstank. Ifølge nettsidene til Tensio TN AS er det kun effektledd for næring og offentlige virksomheter [38]. Dette er noe som pålegges den private forbruker etter hvert, det vil derfor være et viktig tema til fremtidige anlegg. Effekttoppkutting og oppladning på natt med utladning på dag vil ikke lønne seg med kun energiforskyvning. Derfor er det hensiktsmessig å dimensjonere batteriet kun etter produksjon fra solcellene. Dette er for å utnytte mest mulig av denne energien og fordele den utover dagen. Grunnen til å ikke dimensjonere batteriet for stort vil være at det er den dyreste investeringen og vil være den komponenten som i seg selv vil gi den laveste besparelsen.

7.2 Diskusjon energistyring

7.2.1 Vekselretter og varmpumpe

Varmpumpe og vekselretter for batteri har begge egne integrerte styringssystemer som skal sørge for både økonomisk, pålitelig og effekt styring. Eksempler på dette er at batteri har innebygd funksjon for effekttoppkutting, og at varmpumpe automatisk kan justere effektbehovet fra et tilkoblet batteri basert på strømpriser. I denne oppgaven er det valgt å se bort i fra disse funksjonene, derfor er det laget en egen styring for opp- og utladning av batteri, samt sette egne moduser på varmpumpen. Grunnen til at det er blitt valgt å se bort ifra dette er fordi det vil gi gruppen mer utfordringer, som også vil føre til økt læring og utviklingspotensial.

Ved å se bort ifra dette, blir det også mulig å lage en mer generell styring som kan benyttes ved forskjellige typer lignende anlegg.

7.2.2 Logging

I denne oppgaven er det beskrevet mulighet for logging av flere verdier. I selve programmeringen er det kun lagt til mulighet for logging av en verdi for solcelleanlegget. Wago har en egen funksjonsblokk integrert i programmet for logging av verdier. Dette gjør at det er svært enkelt å sette opp, det er derfor ikke nødvendig å legge til egen kanal for hver enkelt verdi som skal måles i denne rapporten.

7.2.3 Estimering av energibehovet

For å få et best mulig estimat for hva det faktiske energibehovet kommer til å bli ville det vært hensiktsmessig å studere forbruksmønsteret over tid. På denne måten ville det blitt tydelig om det var store differanser mellom estimert- og faktisk energibehov. Dette ville også ført til en bedre styring med tanke på regulering av opp- og utlading av batteri. Skulle det vises at det er stor forskjell mellom det estimerte energibehovet og det faktiske, er det imidlertid mulig å legge inn korreksjonsfaktorer for dette på et senere tidspunkt.

7.2.4 Data for strømpriser og solinnstråling

For både strømpriser og solinnstrålingsdata har dette blitt simulert i programmet. Ved å benytte seg av en HTTP request, er det mulig å hente slik informasjon fra servere som tilbyr API-tjenester. Grunnen til at dette ble simulert i programmet er fordi å konvertere data fra en HTTP request har vist seg å være krevende med tanke på tidsbegrensningene oppgaven har hatt. Etter råd fra veileder ble det derfor bestemt at dette kun skulle simuleres internt i programmet.

7.2.5 Opp- og utlading av batteri

Oppladning av batteriet er kun mulig på natt eller hvis solcelleanlegg produserer mer effekt enn behovet til varmpumpen. Varmepumpen i dette tilfelle vil være den eneste lasten i systemet, og siden det er en bergvarmepumpe vil det derfor ikke forekomme store effekttopper. Utladning av batteriet med jevn effekt utover dagen er også utelukket da dette ikke vil være økonomisk gunstig i dette tilfellet. Det ble derfor bestemt at det eneste kriteriet for utlading av batteriet skulle være strømpris for aktuell time.

7.3 Konklusjon og videre arbeid

Hovedutfordringen når det kommer til økonomiske besparelser i et slikt system vil være dimensjoneringen og styringen av det totale systemet. Dersom anlegget blir under- eller overdimensjonert vil dette medføre at systemet aldri vil bli lønnsomt.

For beboerne på Vassinghaugen borettslag vil et slikt anlegg være økonomisk besparende da de vil kunne produsere energi fra solcelleanlegget som kan forsyne eget anlegg. Slikt som det er nevnt i kapittel 4.5 vil forbruker med stor sannsynlighet sitte igjen med en fortjeneste på minimum 227 285,5942 NOK. Det er lagt til grunn en levetid på komponentene til 10 år der frafall av komponentenes ytelse er sett bort ifra. Komponentene kan vare i opptil 15 år, det er derfor valgt å legge ved fortjenesten som er i løpet av den tiden som tilsvarer 568 555,2551 NOK. I anlegget på Vassinghaugen vil den totale besparelsen være det som er mest interessant. Dette vil være grunnet anleggets miljøvennlige hensikt som gjør at Enova støtter investeringen med 688 320 NOK [39]. Både med og uten støtte vil hver beboer motta store besparelser ved en slik investering.

Energistyringens virkemåte er å styre kombinasjonen av batteri, solcelle og varmepumpe på en måte som fører til økonomiske besparelser ved å utnytte egenprodusert energi på et fornuftig vis. Det er selve styringen av disse komponentene som fører til at brukerne av anlegget får reduserte strømreregninger da komponenten i seg selv ikke vil utnytte fullt potensiale.

Nytten netteier og samfunnet får av denne type styring/anlegg er redusert elektrisk belastning på kraftnettet som igjen kan føre til et mer stabilt nett. Dersom flere benytter seg av lignende system vil den totale belastningen på kraftnettet synke betraktelig. Ved redusert belastning på kraftnettet vil det bli mindre behov for utvidelser noe som vil føre til at netteier slipper kostnader for dette. Det reduserte forbruket fra nettet vil også føre til at det totale karbonutslippet per beboer reduseres.

Til videre arbeid har prosjektgruppen sett ulike utviklingsområder som kan være interessant å analysere nærmere og jobbe videre med:

- Grundigere analyse av investering, kostnad, besparelse og levetid til komponentene på anlegget fører til en mer nøyaktig og generell fortjeneste. Se nærmere på besparelser og investering på solceller og batteri som kombinasjon for å se om dette kan være lønnsomt.

- I dette prosjektet er batteriet dimensjonert og programmert til å ha en opp- og utladning per dag. Prisen for å doble kapasiteten til batteriet er en økning på omtrent 50 %. Dermed anbefaler prosjektgruppen å analysere levetiden som funksjon av kapasitet og antall opp- og utladninger per dag. Vil det i denne rapportens tilfelle føre til at det ville vært bedre å oppgradere til 42 kWh batteriet istedenfor?
- I denne oppgaven er det ikke laget en funksjon i programmet for effekttoppkutting. Som beskrevet tidligere er dette fordi lastbehovet fra varmepumpe vil være stabilt og jevnt da det er benyttet bergvarme. Det vil være ønskelig å lage en funksjon som automatisk kan levere effekt fra batteriet hvis momentant effektbehov overstiger en satt grense. Dette vil gjøre styringen mer universell og kompatibel med andre type anlegg som vil ha nytte av effekttoppkutting.
- For å se nærmere på klimafortrykket og miljøvennligheten til komponentene kan det være interessant å foreta en livsløpsanalyse. Her vil det hentes ut informasjon angående komponentene om hvor miljøvennlig slike løsninger faktisk er.
- Videreutvikle Matlab-simulering ved å legge til forbruksmønsteret til det aktuelle borettslaget, lage en automatisk effektflyt fra kilder og innhente aktuell data angående solinnstråling automatisk.
- For å gjøre energisparing mer motiverende for brukerne av anlegget ville det vært nyttig å tilføre en egen skjerm som viser tydelige energibesparelser per uke. Der inne kan det legges ved statistikker for tidligere historikk og lignende.

Referanser

1. Magnus Blaker. AMS: Alt du må vite om strømmåleren du snart får hjemme hos degklikk.no: Klikk [lest 02. March]. Tilgjengelig fra: <https://www.klikk.no/side3/teknologi/ams-alt-du-ma-vite-om-strommaleren-du-snart-far-hjemme-hos-deg-4400891>
2. Henriksen P. Energi er billig, men effekt er dyrt!itbaktuelt.no: itbaktuelt.no [lest 02. March]. Tilgjengelig fra: <https://www.itbaktuelt.no/2019/01/07/energi-er-billig-men-effekt-er-dyrt/>
3. NVE. Nettleie for forbruk NVE.no: NVE [oppdatert 15. Februar 2019; lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/>
4. enerWE. Slik kjøpes og selges den norske strømmen på kraftbørsenerwe.no: enerWE [lest]. Tilgjengelig fra: <https://enerwe.no/slik-kjopes-og-selges-den-norske-strommen-pa-kraftborsen/162936>
5. NTE. Solenergi, nte.no: NTE [lest]. Tilgjengelig fra: <https://nte.no/privat/strom/solenergi>
6. Svarte S, Sebergesen JH. Energiproduksjon og energidistribusjon : produksjon, nettsystemer og beregninger. Bokmål/nynorsk[utg.]. utg. Oslo: Gyldendal undervisning; 2002.
7. Statnett. Slik fungerer kraftsystemetstatnett.no: Statnett [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/slik-fungerer-kraftsystemet/>
8. Wildi T. Electrical machines, drives, and power systems. 6th ed. utg. Harlow: Pearson Education; 2014.
9. Novakovic B, Nasiri A. 1 - Introduction to electrical energy systems. I: Rashid MH, red. Electric Renewable Energy Systems. Boston: Academic Press; 2016. s. 1-20. Tilgjengelig fra: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128044483000013>
10. Chen H, Cong T, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. 2009;19(3):291-312. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X?via%3Dihub#!>
11. Aeterna Energy. What is peak shaving with battery storage?aeternaenergy.com: Aeterna Energy [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.aeternaenergy.com/solar-battery-storage-blog/what-is-peak-shaving-with-battery-storage>
12. Lippert M. Peak shaving [Figure]. power-grid.com: Power Grid International [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.power-grid.com/2017/09/27/finding-the-energy-storage-sweet-spot/#gref>
13. UngEnergi. Solceller, ungenergi.no: UngEnergi [lest]. Tilgjengelig fra: <https://ungenergi.no/energikilder/solenergi/solceller/>
14. Steve Völler, NTNU. Solenergi- termiske og fotovoltaiske systemer. Tilgjengelig fra: https://ntnu.blackboard.com/bbcswebdav/pid-628879-dt-content-rid-20951509_1/xid-20951509_1
15. Jinko Solar. Cheetah 60MB 300-320 Wattjinkosolar.com: Jinko Solar [lest].
16. The Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information Systemre.jrc.ec.europa.eu: The Joint Research Centre [lest]. Tilgjengelig fra: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP
17. Sedra AS, Smith KC. Microelectronic circuits. International 6th ed. utg. New York: Oxford University Press; 2011.

18. UngEnergi. Varmepumpeungenergi.no: UngEnergi [lest]. Tilgjengelig fra: <https://ungenergi.no/miljoteknologi/bygg/varmepumpe/>
19. Stene J. Varmepumper for oppvarming og kjøling av bygningerivt.ntnu.no: SINTEF [lest]. Tilgjengelig fra: <http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4115/innhold/Laboppgaver/Varmepumpe%20Notat%20J%20Stene.pdf>
20. Enova. Akkumulatortankenova.no: Enova [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/privat/alle-energitiltak/akkumulatortank/>
21. Enget E, Klufftødegård M, Smehaug H. Energieffektivitet i vannbårne energianlegg: Akkumuleringstankens påvirkning på systemtemperatur [Bsc]. fagarkivet.oslomet.no: OsloMet; 2018.
22. Control Systems & Automation. PLC Programming Basics Part Icontrolsystemsandautomation.com: Control Systems & Automation [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.controlsystemsandautomation.com/learn/plc/plc-programming-basics-i/>
23. Inductive Automation. What is HMI?inductiveautomation.com: Inductive Automation [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.inductiveautomation.com/resources/article/what-is-hmi>
24. Modbus. Modbus FAQmodbus.org: Modbus [lest]. Tilgjengelig fra: <http://www.modbus.org/faq.php?Print.x=71&Print.y=6>
25. Brødrene Dahl. Effekt- og energiberegning. 5 utg. Tilgjengelig fra: <https://byggebolig.no/imageoriginals/e4998a66a0cb4628b8ccf212ab3d491a.pdf?>
26. Hansen EH. Elektroinstallasjoner. 2010 utg. classica.no: Classica forlag AS; 2010.
27. Klamo K. Energidiagram varmepumpe. 01.04.2020.
28. PV Education. Average Solar Radiationpveducation.org: PV Education [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/average-solar-radiation>
29. Sulaiman S, Khawa T, Rahman A, Musirin I. Sizing Grid-Connected Photovoltaic System Using Genetic Algorithm ieeexplore.ieee.org: Universiti Teknologi MARA [lest]. Tilgjengelig fra: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6108763&tag=1>
30. Aarsland DW. Delrapport 2: Batteritogjernbanedirektoratet.no: Jernbanedirektoratet [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.jernbanedirektoratet.no/contentassets/8a4e22f34a3147d8b7c94e2843abfd3d/delrapport-2--vedlegg-b---batteriteknologi.pdf>
31. Fendri D, Ammous M, Chaabene M, red. PV/Batteries sizing under multi criteria consideration. 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC)21-23 March 20172017.
32. Kongsvoll M, Prislite Oppvarmingsanlegg. 27.04.2020.
33. NVE. Nettleiestatistikknve.no: NVE [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/>
34. Nguyen KQ, Pris og størrelse på batteri. 24.04.2020.
35. NordPool. Historical Market Datanordpoolgroup.com: Nord Pool [lest]. Tilgjengelig fra: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
36. Enova. Hjelp til deg som skal kjøpe væske/vann-varmepumpe[lest]. Tilgjengelig fra: https://www.enova.no/upload_images/7BA20743FC804342884494DC5C427A39.pdf
37. Tan R. MPPT Solar Charge Controller Modelse.mathworks.com: MathWorks [lest]. Tilgjengelig fra: https://se.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/73115-mppt-solar-charge-controller-model?s_tid=srchtitle

38. Tensio TN AS. Prisertn.tensio.no: Tensio TN AS [lest]. Tilgjengelig fra: <https://tn.tensio.no/kunde/nettleie/priser>
39. Enova. Vassinghaugen borettslagenova.no: Enova [lest 04. May]. Tilgjengelig fra: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/vassinghaugen-borettslag/>

Vedlegg

A Varmeberegninger

I et prosjekt burde det som regel alltid startes med å regne på behovet som finnes. Ut ifra dette så kan behovet tilfredsstilles av ulike løsninger som velges. For å regne ut varmebehovet til de forskjellige leilighetene må alle arealer måles og beregnes. Dette er målt opp på plantegningene til bygget i Autocad. Disse er deretter brukt i likningene til transmisjonstap, ventilasjonstap og infiltrasjonstap for å finne totalt varmetap for leiligheten. Tapene til leilighetene blir dermed lagt sammen til å få et totalt varmebehov for hele boligblokken.

Effektivitet varmegjenvinner	0,85	
DUT	-19	[C]
DIT	22	[C]
Delta	41	[K]
Infiltrasjon	0,6	[Luftskift/time]
Luftstrøm	0,02	[m3/s]

For å gi et eksempel på utregninger for bygget vises utregningene for en tilfeldig leilighet da alle leilighetene utregnes på helt lik måte.

Areal nord	21,14	[m2]
Areal sør	21,39	[m2]
Areal vest	34,14	[m2]
Areal øst	11,7	[m2]
Areal gulv	89,38	[m2]
Areal tak	0	[m2]
Areal vindu/dør	22,84	[m2]

Volum	232,4	[m ³]
-------	-------	-------------------

For å gjøre ligningene lenger ned kortere er det startet med å regne ut delta temperatur:

$$(\theta_i - \theta_u) = (22^\circ\text{C} - (-19^\circ\text{C})) = 41 \text{ K}$$

Areal Yttervegg:

$$\begin{aligned} A_{\text{yttervegg}} &= A_{\text{nord}} + A_{\text{sør}} + A_{\text{vest}} + A_{\text{øst}} - A_{\text{vindu/dør}} \\ &= 21,14 \text{ m}^2 + 21,39 \text{ m}^2 + 34,14 \text{ m}^2 + 11,7 \text{ m}^2 - 22,84 \text{ m}^2 = 65,53 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Transmisjonstap:

$$P_t = U \cdot A \cdot (\Theta_i - \Theta_u)$$

$$\begin{aligned} P_t &= (\theta_i - \theta_u) \times (U_{\text{yttervegg}} \times A_{\text{yttervegg}} + U_{\text{vindu/dør}} \times A_{\text{vindu/dør}} + U_{\text{gulv}} \times A_{\text{gulv}}) \\ &= 41 \text{ K} \times \left(0,12 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \times \text{K}} \times 65,53 \text{ m}^2 + 0,8 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \times \text{K}} \times 22,84 \text{ m}^2 + 0,08 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \times \text{K}} \times 89,38 \text{ m}^2 \right) \\ &= 1364,73 \text{ W} \end{aligned}$$

Normalisert kuldebro:

$$\begin{aligned} P_k &= BRA \times (\theta_i - \theta_u) \times \Psi_k \\ P_k &= 81,5 \text{ m}^2 \cdot 41 \text{ K} \cdot 0,03 = 100,245 \text{ W} \end{aligned}$$

Ventilasjonstap:

$$\begin{aligned} P_v &= C_{\text{luft}} \times \Phi \times (1 - \eta_{\text{varmegjenvinner}}) \times (\theta_i - \theta_u) \\ P_v &= 1260 \frac{\text{J}}{\text{m}^3 \text{K}} \times 0,02 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \times (1 - 0,85) \times 41 \text{ K} = 154,98 \text{ W} \end{aligned}$$

Infiltrasjonstap:

$$P_i = C_{luft} \times \frac{n_i}{3600} \times (\theta_i - \theta_u) \times V$$

$$= 1260 \frac{J}{m^3 K} \times \frac{0,6 h^{-1}}{3600 \frac{sek}{h}} \times 41 K \times 232,4 m^3 = 2000,96 W$$

Totalt effektbehov:

$$P_{total} = P_t + P_k + P_v + P_i = 1364,73 W + 100,25 W + 154,98 W + 2000,96 W$$

$$= 3620,92 W$$

Oversikt over totalt effekt- og varmebehov til alle leiligheter:

Leiligheter	Effektbehov [W]	Effektbehov middeltemp [W]	Energibehov [kWh/år]
H0101	3 620,92	1 501,35	13 320,19
H0102	2 877,49	1 193,11	10 466,27
H0103	2 520,05	1 044,90	9 275,26
H0104	2 843,41	1 178,97	10 590,75
H0105	3 620,91	1 501,35	13 320,19
H0201	3 657,56	1 516,55	13 187,04
H0202	2 908,25	1 205,86	10 354,67
H0203	2 546,25	1 055,76	9 180,13
H0204	2 874,12	1 191,71	10 478,97
H0205	3 657,56	1 516,55	13 187,04
Totalt	31 126,52	12 940,71	113 360,58

Tabellen over viser resultatene av effektbehovs- og energibehovsberegninger til alle leilighetene.

Varmtvannsbehov:

Ved å bruke anbefaling for estimert varmtvannsforbruk iht. NS 3700:2013 på 5,1 W/m² og 29,8 kWh/(m²*år) blir forbruket for de forskjellige leilighetene:

Leilighets str. [m ²]	Effektbehov [W]	Energibehov [kWh/år]
4 × 81,5	1662,6	9714,8
4 × 68,9	1405,56	8212,88
2 × 57,9	590,58	3450,84
Totalt	3658,74	21 378,52

Effekt- og energitilskuddet er vist frem i tabellen under:

	Effekttilskudd [W]	Energitilskudd [kWh/år]
Belysning	1398,93	9 426,64
Utstyr	1291,32	7 541,31
Personer	1076,1	8 169,75
Totalt	3766,35	25 137,7

Når alt av energi- og effektbehov er beregnet, samt varmetilskuddene som tilkommer så skal dette summeres til et totalt energi- og effektbehov for borettslaget. Ved hjelp av beregningene så er effektbehov og energibehov summert under:

$$P_{tot} = 31\,209,94\,W + 3658,74\,W - 3766,35\,W = 31\,102,33\,W$$

$$E_{tot} = 113\,360,58 \frac{kWh}{\text{år}} + 21\,378,52 \frac{kWh}{\text{år}} - 25\,137,7 \frac{kWh}{\text{år}} = 109\,601,41 \frac{kWh}{\text{år}}$$

Resterende av anleggets utstyr og komponenter velges på bakgrunn av disse to tallene. Det som er viktig å tenke over er at dette er varmebehovet og ikke det elektriske behovet. Det vil si at du kan dekke dette behovet ved hjelp av komponenter som trekker mindre elektrisk effekt enn hva du får hentet ut i form av varmeeffekt.

B Varmepumpe

Varmepumpe blir valgt ut ifra varmebehovet. I dette prosjektet er det sammenlignet to forskjellige varmpumper for å vite hvilken av de som har høyest effekt og energidekningsgrad. Dette for å se på hvor mye ekstra tilleggseffekt som må til for å dekke hele behovet. Tilleggseffekten blir lagt til i form av El.kolbe i akkumulatortank og vannbåren varmesystemet. Denne effekten vil være ren elektrisk effekt noe som direkte vil øke det totale forbruket. Det vil derfor være ønskelig å ha denne så lav som mulig da høyt elektrisk forbruk vil føre til større strømkostnader.

Prosjektet har væske til vann bergvarmpumpe, det vil si at varmpumpen ikke stopper opp midt vinter grunnet lave temperaturer. Den vil stå å føle på rimelig stabile temperaturer som befinner seg ned i bakken. Derfor vil det være hensiktsmessig å se nærmere på hvor mye energi de to varmpumpene klarer å levere i løpet av et år og hvor mye effekt vi kan hente ut. Der har prosjektgruppen hørt med NIBE som produserer varmpumpene til å lage et estimat på effekt- og energidekningsgrad på begge to. Dette vil være basert på effekt- og energibehov, DUT, årsmiddeltemperatur, romtemperatur, tur- og returtemperatur i rørene.

Slik som det står i Figur 4.1 så vises det frem at NIBE F1155-16 leverer en effektdekningsgrad på 52 % og en energidekningsgrad på 93 %. Det tilsier at det kreves en god del ekstra tilleggseffekt på dette systemet da den ikke i nærheten dekker effektbehovet på de kaldeste dagene. På Figur 4.2 er det lagt med samme informasjon til NIBE F1355-28 og den har en effektdekningsgrad på 88 % og energidekningsgrad på 100 %, dette tilsvarer relativt lite tilleggseffekt som må legges ved som spisslast. Samtidig har NIBE F1355-28 en god del høyere systemvarmefaktor på 3,7 mot NIBE F1155-16 sine 3,1, der ser vi at effektiviteten til 28 kW VP er en god del høyere inklusive tilleggseffekten. Basert på kun dette så burde det velges VP og system varme med høyest effektivitet. Dette vil ikke ta hensyn til investeringskostnader på de to systemene og dette burde være noe som legges med i vurderingen av varmesystem.

C NIBE F1155-16 EM Inverter



INSTALLATØR

SUMMARY

Together, we have gone through the building conditions in order to select and size the most efficient heat pump solution based on your circumstances. The calculations are based on both facts and assumptions which means that small deviations from the final installation can occur.

Please give me a call if you have further questions or visit our website to find out more about the heat pump solutions.

Best regards
The Installer

KUNDE

Vassinghaugen

ENERGIBEREGNING

BYGNINGSEVALUERING

Samlet energibehov	94640 kWh/år
Andel til varmtvann	31500 kWh/år
Effektbehov	31,0 kW

ETTER VARMEPUMPEINSTALLASJON

Energi å kjøpe -Elektrisitet	30496 kWh/år
------------------------------	--------------

BESPARING

Energibesparing	64144 kWh/år
CO2 besparing	5884 kg/år

KLIMADATA

Årsmiddeltemperatur	5,1 °C
Dimensjonerende utetemperatur (DUT)	-19,0 °C

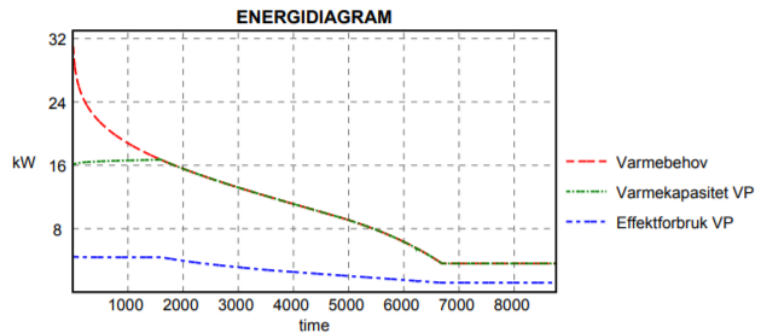
BYGNINGSEVALUERING

Romtemperatur	21,0 °C
Oppvarming stopper ved	13,0 °C
Turtemperatur ved DUT	35 °C
Returtemperatur ved DUT	30 °C

ENERGIYTTELSE MED

-NIBE F1155-16

Avgitt energi fra VP	88277 kWh/år
Tilført energi til VP	22896 kWh/år
Total tilleggsenergi	6363 kWh/år
Tilført energi til sirk.pumpe	1237 kWh/år
Energidekningsgrad	93 %
Årsvarmefaktor VP	3,9
Systemvarmefaktor inkl. tilleggsvarme	3,1
Fast eller flytende kondensering	Flytende
Varmekapasitet VP ved DUT	16,1 kW
Tilført effekt VP ved DUT	4,5 kW
Anbefalt tilleggseffekt	14,9 kW
Effektdekningsgrad	52 %



ENERGIKOLLEKTOR BERG

Aktiv brønndybde	419 m
Spesifikt energiuttak	157 kWh/m
Spesifikt effektuttak	29 W/m
Lambda berg	3,0 W/mK
Midlere innkommende brinetemperatur	0,0 °C

01.04.2020 version 1.26.0.23

NIBE F1355-28 Inverter



ENERGIBEREGNING



INSTALLATØR

SUMMARY

Together, we have gone through the building conditions in order to select and size the most efficient heat pump solution based on your circumstances. The calculations are based on both facts and assumptions which means that small deviations from the final installation can occur.

Please give me a call if you have further questions or visit our website to find out more about the heat pump solutions.

Best regards
The Installer

KUNDE

Vassinghaugen

BYGNINGSEVALUERING

Samlet energibehov	94640 kWh/år
Andel til varmtvann	31500 kWh/år
Effektbehov	31,0 kW

ETTER VARMEPUMPEINSTALLASJON

Energi å kjøpe -Elektrisitet	25641 kWh/år
------------------------------	--------------

BESPARING

Energibesparing	68999 kWh/år
CO2 besparing	6379 kg/år

KLIMADATA

Årsmiddeltemperatur	5,1 °C
Dimensjonerende utetemperatur (DUT)	-19,0 °C

BYGNINGSEVALUERING

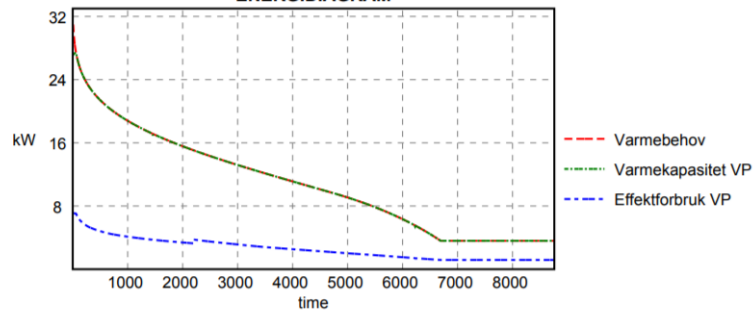
Romtemperatur	21,0 °C
Oppvarming stopper ved	13,0 °C
Turtemperatur ved DUT	35 °C
Returtemperatur ved DUT	30 °C

ENERGIYTTELSE MED

-NIBE F1355-28

Avgitt energi fra VP	94502 kWh/år
Tilført energi til VP	23629 kWh/år
Total tilleggsenergi	138 kWh/år
Tilført energi til sirk.pumpe	1874 kWh/år
Energidekningsgrad	100 %
Årsvarmefaktor VP	4,0
Systemvarmefaktor inkl. tilleggsvarme	3,7
Fast eller flytende kondensering	Flytende
Varmekapasitet VP ved DUT	27,1 kW
Tilført effekt VP ved DUT	7,1 kW
Anbefalt tilleggseffekt	3,9 kW
Effektdekningsgrad	88 %

ENERGIDIAGRAM



ENERGIKOLLEKTOR BERG

Aktiv brønndybde	460 m
Spesifikt energiuttak	157 kWh/m
Spesifikt effektuttak	29 W/m
Lambda berg	3,0 W/mK
Midlere innkommende brinetemperatur	0,0 °C

01.04.2020 version 1.26.0.23

D Besparelse

Hvilken av de to varmesystemene vi velger avhenger av investeringen på systemene, men også hvor mye som kan spares hvert år grunnet forskjellig forbruk av elektrisk effekt og energi.

Hvor mye vi kan spare er avhengig av hvor lang levetid varmesystemene har. Enova har kommet frem til at levetiden på en varmepumpe vil være fra 15-20 år. De øvrige komponentene i varmesystemet som akkumuleringstank og spiralbereder er levetiden antatt til lengre enn 20 år, dermed behøver vi kun å se på besparelse i levetiden til varmepumpen. Den vil være basert på at varmepumpen er installert iht. monteringsanvisningen og at nødvendig vedlikehold på pumpen blir tatt [36].

For kunder som er effektavregnet, skal det i tillegg til fastledd benyttes et effektbasert ledd i nettleien basert på kundens effektuttak i definerte perioder. Effektavregnede kunder gjelder i hovedsak næringskunder, men benyttes i enkelte distribusjonsnett for husholdningskunder der det er installert timemåling for alle. Tilsvarende som i regional- og sentralnettet er det også i distribusjonsnettet varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Mens enkelte benytter kundens maksimaleffekt pr måned, legger andre til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode. Begge løsninger er imidlertid vurdert å være innenfor gjeldende regelverk [3].

Grunnet stor forskjell i praksis vil det være nødvendig å kunne finne ut hvordan dette beregnes for Vassinghaugen som har Tensio TN som netteier. Prisen for nettleie er hentet direkte fra Tensio [38].

På strømregningen er det også en del for strømforbruket, dette kan variere helt etter som hvilken strømleverandør som velges, derfor er det bestemt og ta utgangspunkt i spotprisen som selges fra Nord Pool [35]. Prisen for nettleie og strømforbruk er hentet for 2019. Dette vil ikke være veldig nøyaktig grunnet ulik størrelse på varmepumpen så vil den trekke strøm til forskjellige tidspunkter. Dette skal kun brukes som et estimat.

Besparelse på effekt og energi: Estimert levetid på væske-til-vann varmepumpe er satt til 20 år.

NIBE F1155-16 EM Inverter:

- Iht. NIBE regneark energibesparelse 64144 kWh/år
- Strømpris Nettleie Tensio TN: 0,5261 NOK/kWh
- Strømpris gjennomsnitt 2019: 0,3797 NOK/kWh

$$\begin{aligned} \text{Total besparelse per år} &= \left(0,5261 \frac{\text{NOK}}{\text{kWh}} + 0,3797 \frac{\text{NOK}}{\text{kWh}} \right) \times 64\,144 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \\ &= 58\,101,6352 \text{ NOK} \end{aligned}$$

NIBE F1355-28 Inverter:

- Iht. NIBE regneark energibesparelse 68999 kWh/år
- Strømpris Nettleie Tensio TN: 0,5261 NOK/kWh
- Strømpris gjennomsnitt 2019: 0,3797 NOK/kWh

$$\begin{aligned} \text{Total besparelse per år} &= \left(0,5261 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} + 0,3797 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} \right) \times 68\,999 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \\ &= 62\,499,2942 \text{ NOK/år} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Besparelse per år} &= 62\,499,2942 \text{ NOK/år} - 58\,101,6352 \text{ NOK/år} \\ &= 4\,397,659 \text{ NOK/år} \end{aligned}$$

$$\text{Besparelse i løpet av levetid} = 4\,397,659 \text{ NOK/år} \times 20 \text{ år} = 87\,953,18 \text{ NOK}$$

Slik det er beskrevet under så vil differansen på investeringskostnaden til varmesystemet til NIBE F1155-16 EM Inverter og NIBE F1355-28 Inverter være på følgende:

$$\text{Differanse i investering} = 182\,345 \text{ NOK} - 153\,185 \text{ NOK} = 29\,160 \text{ NOK}$$

Antall år det tar før differansen mellom investeringen på varmesystemet til NIBE F1355-28 og varmesystemet til NIBE F1155-16 EM Inverter er oppspart:

$$\text{Antall år} = \frac{29\,160 \text{ NOK}}{4\,397,659 \text{ NOK}} = 6,631 \text{ år}$$

Prisforslag på varmesystem 1 med NIBE F1155-16 EM Inverter:

NIBE F1155-16 EM Inverter: **99 360,-**

Spiralbereder til NIBE F1155-16:

ABK 500R STAR **24 980,-**

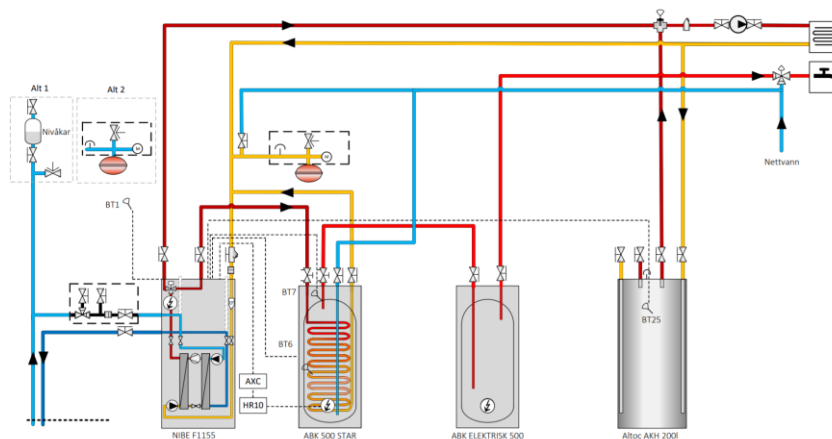
ABK ELEKTRISK 500 L **17 020,-**

ALTOC AKH 200 R **8 820,-**

6kW El.kolbe **1 225,-**

Koblingsboks K11 **1 780,-**

Sum prisforslag = **153 185,-**



Prisforslag på varmesystem 2 med NIBE F1355-28 Inverter:

NIBE F1355-28: **170 520,-**

ALTOC AKH 200 R **8 820,-**

6kW El.kolbe **1 225,-**

Koblingsboks K11 **1 780,-**

Sum prisforslag = **182 345,-**

Ved en investering er det alltid viktig å kunne se på om den er lønnsom eller ikke. Hvor lang tilbakebetalingstiden er har en god del å si om det er verdt å investere i systemet. Minimumskravet for en slik investering burde være at tilbakebetalingstiden er lik komponentenes levetid. Det er derimot ønskelig for brukere av anlegget at tilbakebetalingstiden er lavere da dette vil gi fortjeneste på investeringen. Under vises beregninger som er gjort for å motta en total oversikt over besparelser og eventuelle fortjenester:

Besparelse NIBE F1355-28 Inverter:

$$\begin{aligned} \text{Total besparelse per år} &= \left(0,5261 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} + 0,3797 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}\right) \times 68999 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} \\ &= 62\,499,2942 \frac{\text{NOK}}{\text{år}} \end{aligned}$$

Besparelse solceller:

$$6\,353,1 \text{ kWh} \times \left(0,5261 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}} + 0,3797 \frac{\text{kr}}{\text{kWh}}\right) = 5\,754,63798 \frac{\text{NOK}}{\text{år}}$$

Total besparelse per år:

$$62\,499,2942 \frac{\text{NOK}}{\text{år}} + 5\,754,63798 \frac{\text{NOK}}{\text{år}} = 68\,253,93218 \frac{\text{NOK}}{\text{år}}$$

Investering:

Sum prisforslag VP = 182 345 NOK

Pris for batteri = 205 920 NOK

Etter nærmere undersøkelser på forskjellige priser for inverter og solcelle i størrelsesorden lignende anlegget på Vassinghaugen kan prisforslag estimeres til:

Pris solceller: = 45 000 NOK

Pris inverter: = 22 000 NOK

Sum prisforslag solceller = 67 000 NOK

Sum totalt total investering: = 455 265 NOK

Nedbetalingstid:

$$\frac{455265 \text{ NOK}}{68\,253,93218 \frac{\text{NOK}}{\text{år}}} = 6,67 \text{ år}$$

Velger å se på to forskjellige levetider som kan være reell for komponentene i anlegget.

Total besparelse = 10 år × 68 253,93218 NOK/år = 682 539,3218 NOK

Total besparelse = 15 år × 68 253,93218 NOK/år = 1 023 808,9827 NOK

Fortjeneste = (10 år – 6,67 år) × 68 253,93218 NOK/år = 227 285,5942 NOK

Fortjeneste = (15 år – 6,67 år) × 68 253,93218 NOK/år = 568 555,2551 NOK

Slik som beregningene viser er det stor sannsynlighet for at denne investeringen vil være svært lønnsom.

E Solcelledimensjonering

Det er flere måter antall solceller kan beregnes på, enten så kan dette bestemmes ut ifra hvor mye areal som er tilgjengelig eller hvor mye energi som skal hentes ut hvert år. I dette prosjektet er plass den begrensende faktoren slik at solcellene beregnes ut ifra tilgjengelig areal på taket. Hvor mye energi solcellene kan produsere bestemmes av årlig solinnstråling og på systemets reduksjonsfaktorer.

Solinnstrålingsdata som er brukt i beregningene er hentet fra websiden til Joint Research Center (JRC) som gir statistikker om årlig, og daglig solinnstråling.

På grunn av energitap i solcellene, inverteren og DC kabelen mellom solcellepanelene og inverteren, så er det nødvendig å ta med noen reduksjonsfaktorer i beregninger. Først og fremst må det beregnes antallet paneler som kan være på taket, etter dette må det vurderinger til på hvor mange prosjektet i praksis ønsker å ha på taket:

Taklengden= 39,1meter

PV-panellengde = 1,665 meter

$$N_{tot-est} = \frac{Taklengde [m]}{PV - panellengde [m]} = 39,1 m \div 1,665 m = 23,48$$

Det er i teorien plass til 23 paneler på taket, men for at det skal være plass til å vedlikeholde panelene og kabler så velger vi 22 solcellepaneler. Deretter er alt på plass til å kunne beregne effekten solcellene i teorien klarer og hente ut ved gitte forhold.

$$P_{array-stc-est} = N_{tot-est} \times P_{mp-stc} = 22 \times 0,310 = 6,82 kW$$

Deretter vil det være nyttig å beregne alle parameterne som vil påvirke årlig energi levert fra solcellene. Disse brukes til slutt i ligningen for årlig energibehov som dekkes av solcellene som da vil være hvor mye vi faktisk får hentet ut i form av kWh fra solcelleanlegget.

$$T_{cell-avg.} = T_{amb,avg.} + T_{stc} = 5 + 25 = 30$$

$$\begin{aligned} f_{temp} &= 1 - [\gamma_{p-mp} \times (T_{cell-avg.} - T_{cell-stc})] \\ &= 1 - [0.0037 \times (30 - 25)] = 0.9815 \end{aligned}$$

$$f_{mm} = 1 - F_{mm} = 1 - 0.03 = 0.97$$

Antall årlige soltimer er direkte påvirkende i hvor mye energi som kan leveres årlig. Årlig solinnstråling hentes fra databasene til Joint Research Center (JRC). Dermed kan årlige soltimer beregnes slik:

$$H_{titl} = \frac{\text{Årlig solinnstråling (kWh/m}^2 \text{)}}{1 \text{ (kW/m}^2 \text{)}} = \frac{1033.77 \text{ (kWh/m}^2 \text{)}}{1 \text{ (kW/m}^2 \text{)}} = 1033.77 \text{ timer}$$

$$\begin{aligned} E_{sys} &= P_{array-stc-est} \times f_{mm} \times f_{temp} \times H_{titl} \times \eta_{DC-cable} \times \eta_{inv} \\ &= 6.82 \times 0.97 \times 0.9815 \times 1037.77 \times 0.97 \times 0.972 \\ &= 6353.1 \text{ kWh} \cong 6353 \text{ kWh} \end{aligned}$$

Helt til slutt er det beregnet hvor mye energi solcellene kan produsere under valgte forhold. Under er det listet opp kriteriene lagt til grunn for beregningen og hvor mye energi som kan hentes ut:

	Nåværende montering	Anbefalt
Slope	80°	48°
Azimuth	0°	-1°
Antall soltimer	908.68 h/år	1037.77 h/år
Estimert energi levert	5562 kWh/år	6353.1 kWh/år

F Batteri Dimensjonering

Dimensjonering av batteri i anlegg hvor det er tilførsel fra både solceller og kraftnettet er ikke like strengt som ved øydrift. Når det kommer til anlegg som har kraftnettet som reserve er det hensiktsmessig å vurdere investeringen på batteri opp mot nytten som kan hentes ut fra et større batteri. Prosjektet skal dermed dimensjonere batteriet på bakgrunn av hvor mye solcellene i gjennomsnitt leverer per dag. Dermed så regnes det ut gjennomsnittlig tilførsel fra solceller først:

$$\begin{aligned} \text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/år]} &= \frac{\text{Energi levert på et år [kWh/år]}}{\text{Antall dager i et år [Dager/år]}} \\ &= \frac{6353,1 \text{ [kWh/år]}}{365 \text{ [Dager/år]}} = 17,41 \text{ kWh/dag} \end{aligned}$$

Gjennomsnittlig daglig levert energi brukes deretter som et estimat på hvor stort batteri som kan installeres. Justerer deretter daglig levert energi med reduksjonsfaktorer gitt av leverandør for å finne hvor stor kapasitet batteriet bør ha:

$$\text{Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{\text{Gjennomsnittlig daglig levert energi [kWh/år]}}{\text{Reduksjonsfaktor}}$$

MDOD	MDDOD	EOL
0,9	0,9	0,8

$$1. \text{ Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{17,41 \text{ [kWh]}}{0,9} = 19,33 \text{ kWh}$$

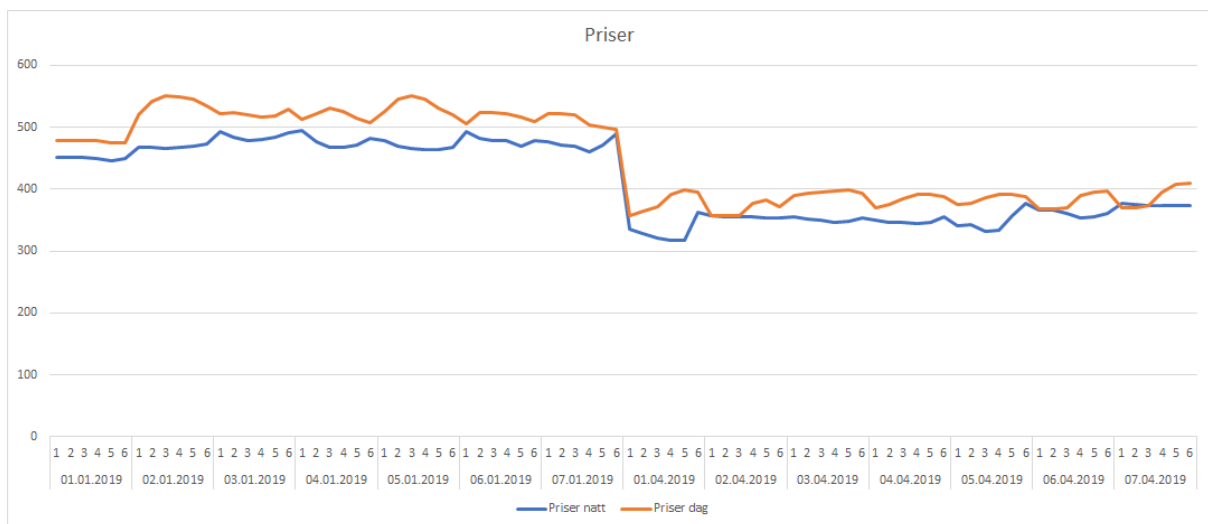
$$2. \text{ Batteriets kapasitet [kWh]} = \frac{17,41 \text{ [kWh]}}{0,8} = 21,76 \text{ kWh}$$

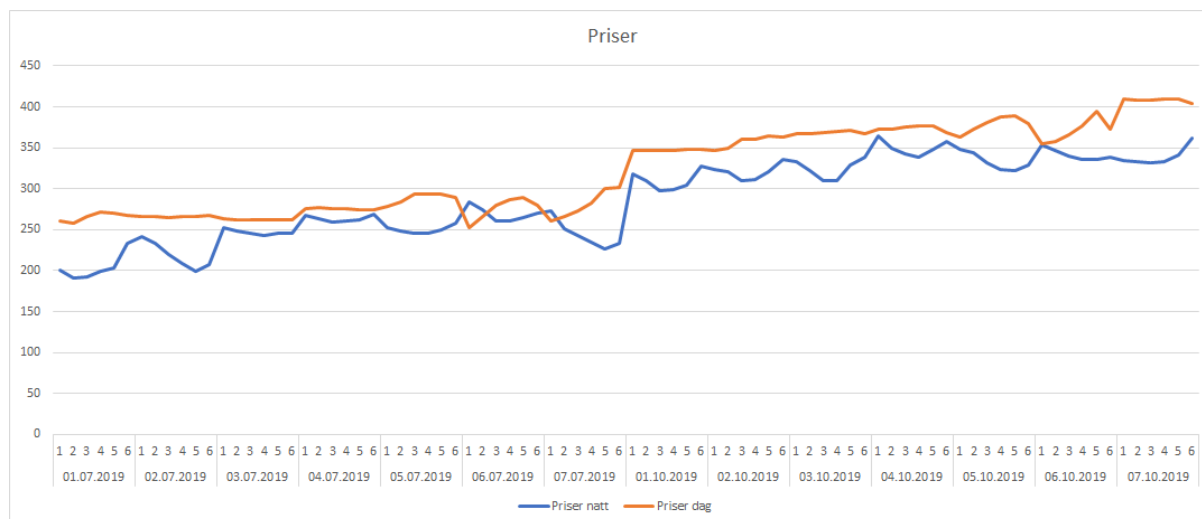
Her vil det være flere størrelser som kan være nyttige å velge. Eaton som er leverandør av batteriet på Vassinghaugen har henholdsvis 21 kWh og 42 kWh kapasitet. Når det er valgt ut

noen batterier som vil passe bør det samtidig vurderes pris på batteriene. Der er det hentet ut priser fra Eaton:

Kapasitet	Type	Pris
20 kW, 21 kWh	XST 3ph 20 kW 21 kWh Gen 1	205 920 NOK
40 kW, 21 kWh	XST 3ph 40 kW 21 kWh Gen 1	228 800 NOK
20 kW, 42 kWh	XST 3ph 20 kW 42 kWh Gen 1	308 000 NOK
40 kW, 42 kWh	XST 3ph 40 kW 42 kWh Gen 1	326 040 NOK

Det er relativt store forskjeller i pris om du velger 21 kWh eller 42 kWh batteri, dermed bør det analyseres nærmere hvilke fordeler vi kan hente ut å velge et større batteri. Ved å se på Figur 4.3 og Figur 4.4 så viser den strømprisene mellom klokken 00:00 til 06:00 i blå farge og mellom 15:00 og 21:00 i oransje. Perioden vi har analysert er den første uken i hvert kvartal i løpet av 2019. Alle data er hentet fra Nord Pool [35].





Om tallene inspiseres nærmere så ser man at gjennomsnittsprisen på natten vil være på 349,33 NOK/MWh eller 0,34933 NOK/kWh, mens for dagen så vil den være på 386,48 NOK/MWh eller 0,38648 NOK/kWh. Differansen i strømprisen vil da være på 37,155 NOK/MWh eller 0,037155 NOK/kWh. For å kunne beregne hva som kan hentes ut i besparelser i form av oppgraderingen er det nyttig å kunne beregne på begge batteriene hva som spares per år. Det er lagt til grunn full utlading om dagen og full opplading om natten innenfor valgte tidsintervaller. Grunnet grenser som er satt av Eaton på dybden av utlading så vil dette også være med i beregningen. Som tidligere nevnt så er denne satt til at det kan hentes ut 90 % av kapasiteten til batteriet. Besparelsene per år er regnet ut under:

XST 3ph 21 kWh Gen 1:

$$\text{Besparelse} = 0,037155 \text{ NOK/kWh} \times 0,9 \times 21 \text{ kWh} \times 365 \text{ dager/år} = 256,31 \text{ NOK}$$

XST 3ph 42 kWh Gen 1:

$$\text{Besparelse} = 0,037155 \text{ NOK/kWh} \times 0,9 \times 42 \text{ kWh} \times 365 \text{ dager/år} = 512,63 \text{ NOK}$$

Slik som beregningene viser så er det veldig lite penger å hente med dette å kjøpe strømmen på natten og bruke det utover dagen. I starten av prosjektet så hadde prosjektgruppen stort fokus på dette ved å spare ved å kjøpe på natten og forbruke dette om dagen, samt redusering av effekttopper. Etter nøye undersøkelser viser det seg at Tensio TN AS ikke har et effektledd i faktureringen sin enda. Prosjektet vil heller ikke inneha noen effekttopper grunnet varmpumpe og akkumuleringstank blant annet. Dermed vil ikke effekttopper ha direkte påvirkning på

strømprisene og dermed ikke på valg av batteri. Dermed velges batterikapasiteten til å være 21 kWh.

Deretter er det nyttig å kunne se nærmere på kapasiteten på batteriets opp- og utladning, der har vi valget mellom 20 kW og 40 kW. 20 kW batteriet har kapasitet på 20 kW utladning og 10 kW oppladning. Batteriet på 40 kW har kapasitet på 40 kW utladning og 20 kW oppladning. Her burde det vurderes om hvor stor kapasitet på opp- og utladning anlegget krever og hva det har behov for. Formelen for utladningshastighet er gitt under:

$$\text{Utladningstid} = \frac{\text{Kapasiteten til batteriet [kWh]}}{\text{Utladningshastighet [kW]}} = [h]$$

Eksempler med ulike utladningshastigheter:

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{40 \text{ kW}} = 0,4725 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{20 \text{ kW}} = 0,945 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{10 \text{ kW}} = 1,89 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{5 \text{ kW}} = 3,78 \text{ h}$$

$$\text{Utladningstid} = \frac{18,9 \text{ kWh}}{2,5 \text{ kW}} = 7,56 \text{ h}$$

Der står det tydelig hvor lang tid batteriet vil vare, da er det opp til bruken av batteriet som bestemmer hvilken av de to typene som vil være anbefalt og velge. Programmeringen på anlegget bestemmer hvor kjapt batteriet skal lades opp og ned. Der er det lagt inn slik at batteriet ikke vil komme under 4 timer på utladning, den er også satt til 5 timer på oppladning om natten. Ved 4 timer utladning så vil det trekke 4,725 kW og ved 5 timer oppladning så trekker det 3,78 kW. Dermed er det ikke nyttig for anlegget å installere batteri på 40 kW, her er det mer enn nok med 20 kW batteri.

G Kabeldimensjonering av Solceller + inverter

Under er det vist frem hvordan kabel og vern er valgt ut for kursen til solcelle og inverter. Det første man finner er belastningsstrømmen som vil forekomme under normal drift. I datablad for inverter er det listet opp den maksimale utgangsstrømmen på AC-siden. Den er på 16,7 A og da er det denne som blir belastningsstrømmen.

Deretter må det vurderes hvilken installasjonsmetode som blir brukt, omgivelsestemperaturen til kabelen og hvor mange kabler den skal ligge i nærhet av. Som beskrevet i kapittelet for metode så er installasjonsmetoden A2, E eller F, dette finnes det en oversikt over i NEK 400 tabell 52A-2. Omgivelsestemperaturen på kabelbroen vil være 30°C og den vil ligge med to andre kabler. Når den ligger i veggen har den omgivelsestemperatur på 35°C og vil bli lagt alene. Dermed må vi finne riktige korreksjonsfaktorer knyttet til dette. I tabell 52B-1 er det en oversikt over hvilke tabeller som skal brukes iht. valgt installasjonsmetode, omgivelsestemperatur og nærliggende kabler. Under er det hentet ut nødvendige korreksjonsfaktorer fra de ulike tabellene:

Korreksjonsfaktor for 30°C er 1.

Korreksjonsfaktor for 35°C er 0.94.

Korreksjonsfaktor for kabel i rør er 1.

Korreksjonsfaktor for 3 kabler på bro er 0,82 for flerleder og enleder.

Ved å se på korreksjonsfaktorene og strømføringssevnen til kabler med referanseinstallasjonsmetode A2, E og F så er det minst korrigert strømføringssevne ved A2, dermed er det denne dimensjoneringen skal gå etter.

Deretter er det nyttig å kunne se på størrelsen på vernet vi velger ut. Når belastningsstrømmen er på 16,7 A så blir den nærmeste sikringsstørrelsen på 20 A. Dermed velger vi ut 20 A sikring inntil videre.

Her kan det være hensiktsmessig å velge ut to kabler om det skulle være slik at den første ikke oppfyller kravet. Velger derfor ut en kabel med

Tabell 52B-4 viser en oversikt over I_z (Strømføringsevne) for PVC isolert kabel med tre belastede ledere. Her velges det ut kabel som har større strømføringsevne enn vernets nominelle strøm. Her kan det være hensiktsmessig å velge ut to kabler om det skulle være slik at den første ikke oppfyller kravet. Velger derfor ut en kabel på 4 mm^2 med strømføringsevne på 23 A og en 6 mm^2 kabel med strømføringsevne på 29 A. Den korrigerte strømføringsevnen kan regnes ut slik:

$$I_{z,\text{korrigert}} = I_z \times K_{\text{temperatur}} \times K_{\text{gruppereduksjon}} = 23 \text{ A} \times 0,94 \times 1 = 21,62 \text{ A}$$

$$I_{z,\text{korrigert}} = I_z \times K_{\text{temperatur}} \times K_{\text{gruppereduksjon}} = 29 \text{ A} \times 0,94 \times 1 = 27,26 \text{ A}$$

Vurder valgt kabel og vern opp mot krav satt i NEK 400

I NEK 400 er det ulike krav mot beskyttelse mot overbelastningsstrøm. Krav i paragraf 433.1 gjelder for alle tverrsnitt og skal til enhver tid følges. Krav i paragraf 533.2.1 gjelder kun for tverrsnitt $\leq 4 \text{ mm}^2$. Tilslutt har vi kravet i paragraf 823.433.1, dette er bolignormen og den gjelder også for tverrsnitt $\leq 4 \text{ mm}^2$:

NEK 400-4-433.1:

- 1) $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 \times I_Z$

NEK 400-5-533.2.1:

- Vernets merkestrøm skal være $\leq 20 \text{ A}$ når ledningssystemets ledertverrsnitt er 4 mm^2 forlagt i samsvar med en referanseinstallasjonsmetode A1 eller A2 gitt i NEK 400-5-52, tabell 52B-1.

NEK 400-8-823.433.1:

- 1) $I_B \leq I_N$
- 2) $I_2 \leq I_Z$

Kabelen på 4 mm^2 godkjennes ikke grunnet følgende krav:

823.433.1:

- 2) $I_2 \leq I_Z$
 $1,45 \times I_N \leq I_Z$
 $1,45 \text{ A} \times 20 \text{ A} \leq 21,62 \text{ A}$
 $29 \text{ A} \leq 23 \text{ A}$

Under er det derfor satt opp kravene mot kabelen på 6 mm^2 :

433.1:

$$\begin{aligned} 1) \quad I_B &\leq I_N \leq I_Z \\ 16,7 \text{ A} &\leq 20 \text{ A} \leq 27,26 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2) \quad I_2 &\leq 1,45 \times I_Z \\ 1,45 \times I_N &\leq 1,45 \times I_Z \\ I_N &\leq I_Z \\ 20 \text{ A} &\leq 27,26 \text{ A} \end{aligned}$$

Kravene for 533.2.1 og 823.433.1 gjelder kun for tverrsnitt $\leq 4 \text{ mm}^2$, dermed er det ikke behov for å sjekke disse kravene opp mot kabelen. Da er det kommet frem til at den kursen har behov for en 20 A sikring med PVC isolert kobberkabel med tverrsnitt på 6 mm^2 . En slik beregning er laget for både solceller og inverter, batteri og varmpumpekursen, valgt kabel og vern er listet opp under:

Kurs	Kabel	Vern
Solceller og inverter	PFSP $4 \times 6 \text{ mm}^2$	Chint NB1-L40/H 20A B-0.003A
Batteri	PFXP $4 \times 6 \text{ mm}^2$	Chint NB1-L40/H 40A C-0.003A
Varmepumpe	PFSP $4 \times 6 \text{ mm}^2$	Chint NB1-L40/H 32A B-0.003A

Spenningsfall

Videre er det også nyttig å kunne se på spenningsfall på kabelen, dette er for at komponenten på enden av kursen skal ha høy nok spenning. Den må ha høy nok spenning slik at komponenten ikke havarerer. I NEK 400-5-52F er det listet opp krav for spenningsfall og metode for å regne ut denne. Kravet på spenningsfall til: "Lavspenningsinstallasjoner direkte tilknyttet et offentlig forsyningssystem" er satt til maksimalt 5 % ved annet bruk. Dermed kan det være fordelaktig å regne ut spenningsfallet:

Først og fremst er det hentet ut valgt kabel sine egenskaper, dette er hentet ut fra kabelregisteret til Febdok:

	r [mΩ/m]	x [mΩ/m]	r_0 [mΩ/m]	x_0 [mΩ/m]	lengde[m]
PFSP 4x6/6	3,08	0,11578	12,32	0,13852	20

Resistiviteten som er hentet fra Febdok er oppgitt ved referansetemperatur på 20°C. Under spenningsfallberegninger skal det benyttes resistiviteten ved driftstemperatur. Iht. NEK 400 skal det være 1,25 ganger resistiviteten ved 20°C. Dermed blir resistivitet som skal brukes, $r_{drift} = 1,25 \times 3,08 \text{ m}\Omega/\text{m} = 3,85 \text{ m}\Omega/\text{m}$. Spenningsfallet kan dermed beregnes slik:

$$\begin{aligned} \Delta u &= b \times [(r_{drift} \times l \times \cos(\varphi)) + (L \times l \times \sin(\varphi))] \times I_b \\ &= l \times [(3,85 \times 10^{-3} \Omega/\text{m} \times 20 \text{ m} \times 0,9) \\ &\quad + (0,11578 \times 10^{-3} \Omega/\text{m} \times 20 \text{ m} \times 0,4358)] \times 16,7 \text{ A} \\ &= 1,1742 \text{ V} \end{aligned}$$

$$\Delta u[\%] = \frac{1,1742 \text{ V}}{400 \text{ V}} \times 100 \% = 0,29355 \% \ll 5 \%$$

Kravet fra NEK 400-5-52F er med dette oppfylt. Det er gjort akkurat samme beregning for hver enkelt kurs. Verdiene for de ulike er listet opp under:

Kurs	Spenningsfall [V]	Spenningsfall [%]
Solceller og inverter	1,1742 V	0,2935 %
Batteri	1,5205 V	0,3801 %
Varmepumpe	1,4622 V	0,3656 %

Maksimal utkoblingstid

NEK 400-4-411.3.2.2 Tabell 41A stiller krav til maksimal utkoblingstid til vern ved ulike spenningsnivåer og spenningssystem. På Vassinghaugen er det 400V TN-anlegg, der stiller NEK krav til en utkoblingstid på 0,2 sekund ved AC. Automater kommer alltid med en I5-verdi, denne sikrer utkobling innen 0,1 sekund gitt at kortslutningen er større enn eller lik I5-verdien. Dermed kan det sjekkes om minste kortslutning i systemet er større enn eller lik I5-

verdien på vernet. Da garanterer leverandør av automaten at det slår ut innen 0,1 sekund. Kortslutningene kan måles eller beregnes, i dette prosjektet er disse beregnet. Da må det først og fremst hentes ut kortslutningsverdiene ved inntaket. Dette har det lokale E-verket kontroll over. Dermed har prosjektgruppen tatt kontakt med Tensio TN AS og de oppga følgende verdier ved inntaket:

Systemspenning	400	[V]	cos(φ)	sin(φ)
$I_{k3p,max}$	7453	[A]	0,9	0,436
$I_{k2p,max}$	5710	[A]	0,9	0,436
$I_{k2p,min}$	5585	[A]	0,9	0,436
$I_{k1p,min}$	5780	[A]	0,9	0,436
Kortslutningsytelse	5164000	[VA]		
I_{jlp}	0,63	[A]		

I et TN-anlegg så blir minste kortslutning på enten $I_{k1p,min}$ eller $I_{jlp,min}$, dermed er det vist frem hvordan $I_{k1p,min}$ er beregnet. For å beregne denne er det behov for formelen til $I_{k,1p}$ og $I_{k,2p}$. Følgende formler er benyttet:

$$I_{k,1p} = \frac{\sqrt{3} \times c \times U_n}{2 \times Z_+ + Z_0}$$

$$I_{k,2p} = \frac{c \times U_n}{2 \times Z_+}$$

Først og fremst vender vi på formlene for å finne impedansene til det ytre nettet sett fra inntaket:

$$Z_+ = \frac{c \times U_n}{2 \times I_{k,2p}} = \frac{0,95 \times 400 \text{ V}}{2 \times 5585 \text{ A}} = 0,03402 \Omega < 25,84^\circ \rightarrow (0,03062 + j \times 0,01483) \Omega$$

$$2 \times Z_+ + Z_0 = \frac{\sqrt{3} \times c \times U_n}{I_{k,1p}} = 0,11387 \Omega < 25,84^\circ \rightarrow (0,10248 + j \times 0,04964) \Omega$$

$$Z_0 = (2 \times Z_+ + Z_0) - (2 \times Z_+) = (0,10248 + j \times 0,04964) \Omega - 2 \times (0,03062 + j \times 0,01483)$$

$$Z_0 = (0,04124921506 + j \times 0,01997790666) \Omega$$

Når impedansene i det ytre nettet er beregnet kan det videre regnes på kabelen sin impedans, den verdien må korrigeres med en faktor på 1,24 på grunn av temperaturen. Kabelen sin resistivitet oppgis i 20°C, men under kortslutning så må resistiviteten korrigeres til 80°C. Denne korrigeringen og beregningen av impedansen til kabelen er regnet under:

$$k = 1 + 0,004 \times (80^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) = 1,24$$

$$\begin{aligned} Z_{0,kabel} &= (r_0 \times k \times l + j \times x_0 \times l) \\ &= (12,32 \times 10^{-3} \Omega/\text{m} \times 1,24 \times 20 \text{ m} + j \times 0,13852 \times 10^{-3} \Omega/\text{m} \times 20 \text{ m}) \\ Z_{0,kabel} &= (0,305536 + j \times 0,0027704) \Omega \end{aligned}$$

Da er alle tall som det er behov for regnet ut, da gjenstår det kun siste beregning av kortslutningsstrømmen på enden av kursen:

$$\begin{aligned} I_{k1p,min} &= \frac{\sqrt{3} \times c \times U_n}{(2 \times Z_+) + Z_0 + Z_{0,kabel}} \\ &= \frac{\sqrt{3} \times 0,95 \times 400 \text{ V}}{(2 \times 0,034019696 \Omega < 25,841933^{\circ}) + 0,045832461 \Omega < 25,841933^{\circ} + 0,30554856 \Omega < 0,51950630^{\circ}} \end{aligned}$$

$$|I_{k1p,min}| = |1599,959805 \text{ A} < -7,318973164^{\circ}| = 1,6 \text{ kA}$$

1,6 kA er minste kortslutning på kursen til Solceller og inverter, da er det på tide med å sammenligne dette med vernets sin I5-verdi. Vernet som er valgt ut er Chint NB1-L40/H 20 A B-0,03 A. Den har en I5-verdi på $5 \times I_N = 5 \times 20 \text{ A} = 100 \text{ A}$. Siden minste kortslutning er på 1,6 kA og vernets I5-verdi er på 100 A så tilsier dette at vernet vil garantert slå ut innen 0,1 sekund ved kortslutning. Dermed er kravet som NEK 400-4-411.3.2.2 Tabell 41A stiller angående utkoblingstid mer enn godkjent. En slik kortslutningsberegning er laget for alle kursene og vernets I5-verdier og kortslutningsverdiene til de ulike er listet opp under:

Kurs	Kortslutningsstrøm	Kortslutningsvinkel
Solceller og inverter	1599,959805 A	-7,318973164°
Batteri	2521,026815 A	-12,12714549°

Varmepumpe	1960,942399 A	-8,862977184°
------------	---------------	---------------

Total harmoniske svingninger

NEK 400-4-434.5.2 stiller krav til det maksimale THD (total harmoniske svingninger) et system kan inneholde før dimensjoneringen av kabel skal gjøres etter nøytrallederen. Når THD er imellom 0-15 % så skal kabel velges på bakgrunn av fasestrøm med en faktor på 1. På batteri har vi en THD på <4 % ved ulineære laster, på inverter er THD <3 %, det vil si at vi slipper å tenke mer på dette kravet.

Gjennomsluppet energi

Når det kommer en kortslutning en plass i kursen skal det sikres at strømmen brytes før grensetemperaturen til kabelen og isolasjonen nås. Gjennomsluppet energi er hentet ut fra vern registeret til Febdok. Faktoren k tar hensyn til spesifikk motstand, temperaturkoeffisient og varmekapasitet for ledematerialet og de aktuelle start- og slutt temperaturene. Denne kan leses av i NEK 400-4-43 tabell 43A kan vi lese at verdien for k er satt til 115.

For utløsetider <0,1 sekund så er det følgende formel som skal oppfylles:

$$I^2 \times t \leq k^2 \times S^2$$

Kurs for solceller og inverter: $29004,98 A^2s \leq (115 \frac{\sqrt{J}}{mm^2 \times \sqrt{\Omega}})^2 \times (6 mm^2)^2$

$$29004,98 A^2s \leq 476100 A^2s$$

Kurs for batteri: $50714,91 A^2s \leq (115 \frac{\sqrt{J}}{mm^2 \times \sqrt{\Omega}})^2 \times (6 mm^2)^2$

$$50714,91 A^2s \leq 476100 A^2s$$

Kurs for varmpumpe: $50687,74 A^2s \leq (115 \frac{\sqrt{J}}{mm^2 \times \sqrt{\Omega}})^2 \times (6 mm^2)^2$

$$50687,74 A^2s \leq 476100 A^2s$$

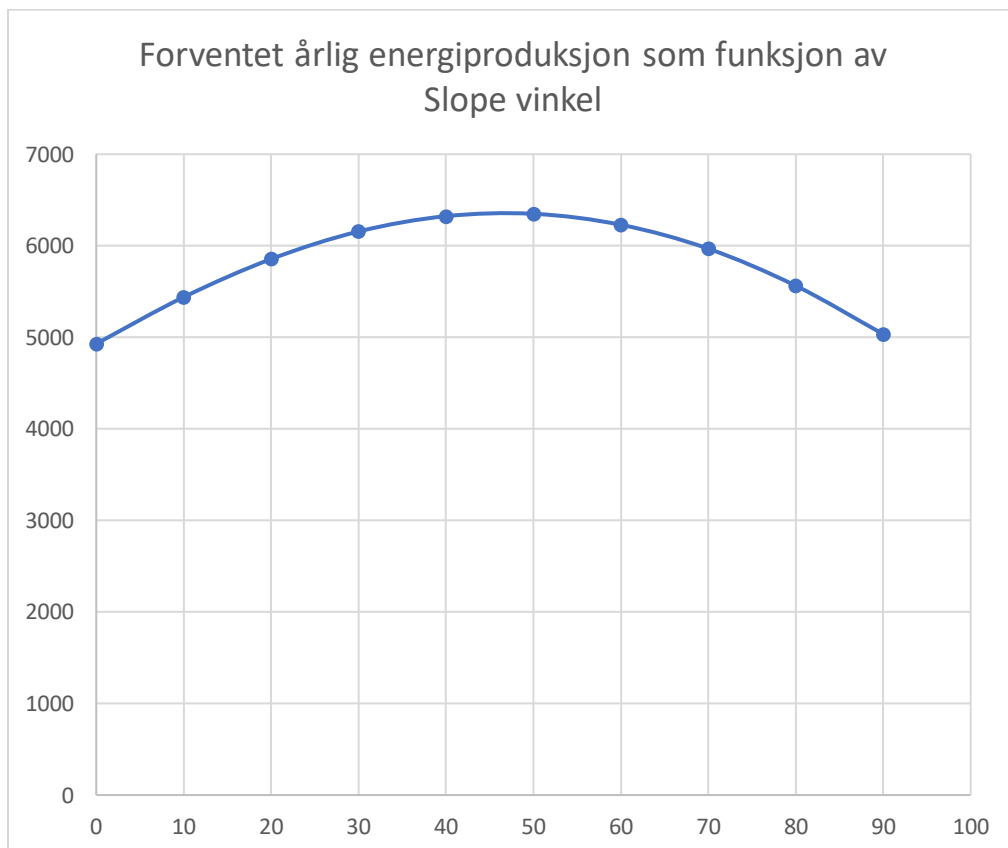
H Forventet årlig energiproduksjon

Forventet energiproduksjon og antall peak soltimer som en funksjon av slopevinkel.

Slope	Årlig Peak sunhours	Forventet årlig energiproduksjon
0	805,21	4930
10	888,33	5439
20	956,38	5855
30	1005,47	6156
40	1032,74	6323
50	1037,01	6349
60	1017,48	6229
70	974,75	5968
80	908,68	5563
90	822,37	5035

Antall solcellepaneler = 22 paneler

Azimuth Vinkel = 0°



I Datablad solceller

www.jinkosolar.com



Cheetah 60MB

300-320 Watt

MONO PERC MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

PERC

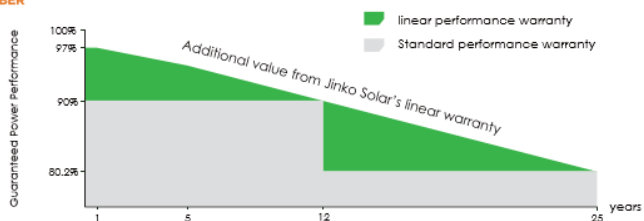
KEY FEATURES



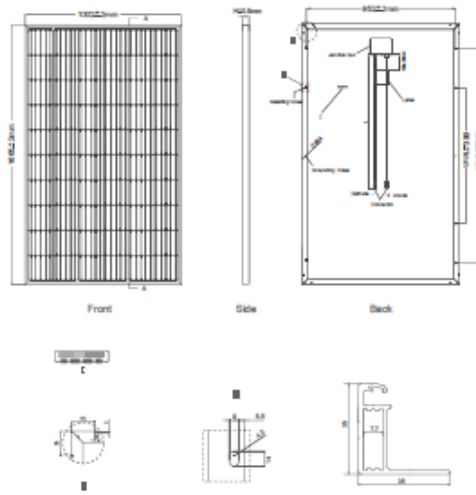
- 5 Busbar Solar Cell**
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency**
 Higher module conversion efficiency (up to 19.18%) benefit from Passivated Emmitter Rear Contact (PERC) technology.
- PID Resistance**
 Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.
- Low-light Performance**
 Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.
- Severe Weather Resilience**
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability Against Extreme Environmental Conditions**
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Engineering Drawings

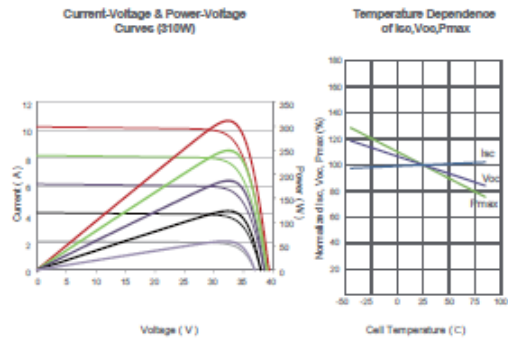


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

30pcs/pallet , 60pcs/stack, 840pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1665×1002×35mm (65.55×39.45×1.38 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	T0V 1×4.0mm ² , Length 900mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM300M-60B		JKM305M-60B		JKM310M-60B		JKM315M-60B		JKM320M-60B	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	300Wp	224Wp	305Wp	227Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	32.6V	30.6V	32.8V	30.8V	33.0V	31.0V	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V
Maximum Power Current (Imp)	9.21A	7.32A	9.30A	7.40A	9.40A	7.49A	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	40.1V	37.0V	40.3V	37.2V	40.5V	37.4V	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V
Short-circuit Current (Isc)	9.72A	8.01A	9.83A	8.12A	9.92A	8.20A	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A
Module Efficiency STC (%)	17.98%		18.28%		18.58%		18.88%		19.18%	
Operating Temperature (°C)					-40°C~+85°C					
Maximum System Voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating					20A					
Power Tolerance					0~+3%					
Temperature Coefficients of Pmax					-0.37%/°C					
Temperature Coefficients of Voc					-0.28%/°C					
Temperature Coefficients of Isc					0.048%/°C					
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. JKM300-320M-60B-A1-EN

J Datablad inverter

Solis Three Phase Inverter

 **solis** -6K-LV
inverter



Leading Features

- ▶ Three phase output
- ▶ Over 97.2% Max. efficiency
- ▶ The voltage can be as low as 180V
- ▶ Dual MPPT design with precise MPPT algorithm
- ▶ Compact and light design for one-person easy installation
- ▶ Especially suitable for the LV grid area like north America
- ▶ IP65, visually pleasing for domestic environment
- ▶ RS 485, WiFi/GPRS (optional) interface
- ▶ Numerous protection functions
- ▶ WiFi and monitoring app available
- ▶ 5 years standard warranty, 10 years optional upgrade

Model	Solis-6K-LV
Input Side (DC)	
Max. input power	6.9kW
Max. input voltage	600V
Start-up input voltage	170V
MPPT voltage range	150-500V
Max. input current	15A+15A
MPPT number/Max. input strings number	2/2
Output Side (AC)	
Rated output power	6kW
Max. transient power	6.6kW
Rated grid voltage	208/220/240V
Grid voltage range	180~270V(adjustable)
Rated grid frequency	50/60Hz
Operating phase	Three
Max. output current	16.7A
Power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging
Total harmonic distortion (THDi)	<3%
DC injection current	<20mA
Grid frequency range	47-52Hz or 57-62Hz(adjustable)
Efficiency	
Max. efficiency	97.2%
EU efficiency	96.5%
MPPT efficiency	99.9%
Protection	
DC reverse-polarity protection	Yes
Short circuit protection	Yes
Output over current protection	Yes
Output over voltage protection	Yes
Insulation resistance monitoring	Yes
Residual current detection	Yes
Surge protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Islanding protection	Yes
Temperature protection	Yes
Integrated DC switch	Optional
General Data	
Dimensions	430W*613H*269D(mm)
Weight	29kg
Topology	Transformerless
Self consumption	<1W(Night)
Operating ambient temperature range	-25°C~60°C
Ingress protection	IP65
Noise emission(typical)	<30 dBA
Cooling concept	Natural convection
Max. operation altitude	4000m
Designed lifetime	>20 years
Grid connection standard	EN50438, G59/3, AS4777, VDE0126-1-1, IEC61727
Relative humidity	0~100%
Safety/EMC standard	EN61000-6-1:2007; EN61000-6-3:2007 IEC62109-1/-2; AS3100
Features	
DC connection	Original MC4 Connector
AC connection	IP67 rated plug
Display	LCD, 2 x 20 Z.
Interface	RS 485, WiFi/GPRS (optional)
Warranty	5~10 Years



User's and installation guide

Eaton xStorage PCS Standard
20-40 kW



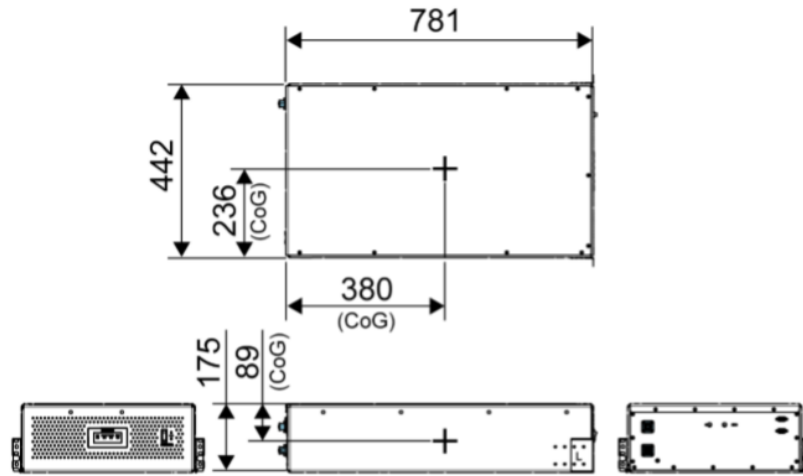


Figure 6. Battery pack, dimensions

4.1.1 Battery pack, technical specifications

Table 5: Technical features

Technical specifications	GEN1	GEN2	GEN4
Battery generation	Generation 1	Generation 2	Generation 4
Status	Second life	New	New
Nominal capacity (kWh)	4,2	6	10
Cell chemistry technology	LMO (lithium manganese oxide)	LMO (lithium manganese oxide)	NMC (lithium nickel manganese cobalt oxide)
Charge/discharge current 1C (A)	46,2	66	115
Ah per pack (Ah)	46.2 (@ 70 % SOH)	66	115
Max. charge/discharge current DC (A)	110	110	132
Maximum C-rate	2,3	1,7	1,14
Maximum DoD of nominal (%)	90	90	90
Initial SOH (%)	75 ±5 %	100	100
DC battery nominal voltage (V)	90	90	90
DC battery input voltage (V)	74.4 - 98.4	74.4 - 98.4	74.4 - 98.4
Overcharge protection	Fuse + external connection unit	Fuse + external connection unit	Fuse + external connection unit

L Matlab simulering

Block Parameters: PV Array

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m2, and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters **Advanced**

Array data

Parallel strings: 2

Series-connected modules per string: 11

Module data

Module: User-defined

Maximum Power (W): 250.29 Cells per module (Ncell): 60

Open circuit voltage Voc (V): 36.6 Short-circuit current Isc (A): 8.75

Voltage at maximum power point Vmp (V): 30.9 Current at maximum power point Imp (A): 8.1

Temperature coefficient of Voc (%/deg.C): -0.36901 Temperature coefficient of Isc (%/deg.C): 0.086998

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 25 deg.C & specified irradiances

Irradiances (W/m2): 1

Plot

Model parameters

Light-generated current IL (A): 8.7587

Diode saturation current I0 (A): 4.1655e-10

Diode ideality factor: 1.0003

Shunt resistance Rsh (ohms): 126.1585

Series resistance Rs (ohms): 0.12527

OK Cancel Help Apply

```

Editor - Block: full_system/MATLAB Function
MATLAB Function
1 function [UTLADING,OPPLADING]= fcn(soc)
2     UTLADING=1;
3     OPPLADING=0;
4     if (soc>=90)
5         UTLADING=1;
6         OPPLADING=0;
7     end
8
9     if (soc<=20)
10        UTLADING=0;
11        OPPLADING=1;
12    end
  
```

```

Editor - Block: full_system/MATLAB Function1
MATLAB Function MATLAB Function1
1 function FRA_NETTET = fcn(OPPLADING)
2     from_net=0;
3     if (OPPLADING==1)
4         FRA_NETTET=1
5     else
6         FRA_NETTET=0
7     end
8
9
  
```

SMART ENERGISTYRING AV BYGG VED BRUK AV SOLCELLEANLEGG OG BATTERI

BAKGRUNN

Da fokuset på klimavennlighet og miljøet blir en større og viktigere faktor vil utviklingen av nye smarte løsninger som kan erstatte de tradisjonelle ha positiv innvirkning på klima og miljø.

Vassinghaugen borettslag i Steinkjer er et godt eksempel på dette. Her blir fornybar energi fra fjell og sol utnyttet til oppvarming. Varmesystemet består av solcellepaneler, berg-varmepumpe og batteribank. Målet ved å benytte kombinasjonen av disse komponentene er at det elektriske energiforbruket fra kraftnettet skal reduseres. Dette vil medføre vesentlig lavere strøm-regninger, og det totale karbonavtrykket vil reduseres.

KONKLUSJON OG RESULTAT

Fra resultatene i rapporten er det kommet frem til at ved bruk av varmepumpe istedenfor rent elektrisk oppvarming vil strømforbruket reduseres med ca. 75%. I tillegg til dette vil solcelleanlegget forsyne ca. 25% av det elektriske forbruket til varmepumpen. Oppvarmingssystemet fører til en total besparelse på ca. 68 250 NOK per år.

Resultatet av oppgaven er et program som skal styre effektflyten inn til varmepumpe fra ulike energikilder. Ved en fornuftig styring vil dette føre til at anleggets komponenter gjør større nytte for seg, som igjen fører til direkte økonomisk besparelse for forbruker.

OPPGAVEN

Oppgaven går ut på å dimensjonere anleggets komponenter:

- Solcelleanlegget
- Berg-varmepumpe
- Batteribank

Det skal i tillegg til dimensjoneringen, lages en styring for det totale anlegget. Styringen har som formål å styre opp- og utladningen av batteriet på en måte som vil gjøre mest nytte for seg i tillegg til at det skal være økonomisk. Variablene for styringen er:

- Strømpriser
- Estimert energibehov basert på temperatur og varmetap
- Estimert produksjon fra solcelleanlegget

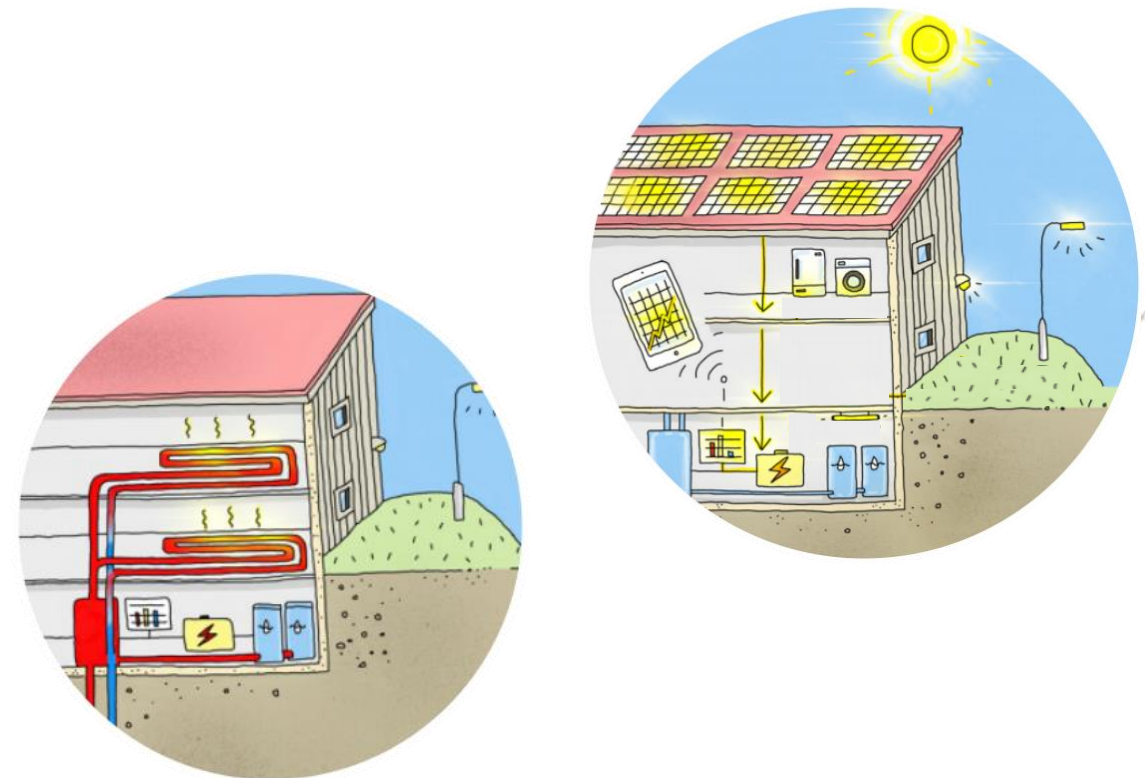


Table of Contents

1	Global Variable List: EatonxStorage	2
2	Global Variable List: EM20	3
3	Global Variable List: Energi	4
4	Global Variable List: F1155	5
5	Global Variable List: Multical302	6
6	POU: FB_spotpris	7
7	POU: FB_varmeberegninger	8
8	POU: POU_Batteri	12
9	POU: POU_Energi	15
10	POU: POU_Hoved	17
11	POU: POU_Klokke	19
12	POU: POU_Logger	20
13	POU: POU_Varmepumpe	21

1 Global Variable List: EatonxStorage

```
1      {attribute 'qualified_only'}
2      VAR_GLOBAL
3
4      //Batteri
5      //Driftmoduser for display
6      sDrift_Modus1      : STRING := ('Grid-tie' );
7      sDrift_Modus2      : STRING := ('Autonomous' );
8      sDrift_Modus3      : STRING := ('Island' );
9      sDrift_Modus4      : STRING := ('Fault' );
10     sDrift_Modus5      : STRING := ('Off' );
11     sDrift_Modus6      : STRING := ('Service' );
12     sDrift_Modus7      : STRING := ('Startup' );
13
14     //Feilmeldinger for display
15     sBat_Feil_1        : STRING := ('NO FAULT' ); //feilkode 0
16     sBat_Feil_2        : STRING := ('GENERAL DANGER' ); //feilkode 1
17     sBat_Feil_3        : STRING := ('GENERAL ESS ALARM' ); //feilkode 199
18     sBat_Feil_4        : STRING := ('GENERAL BATTERY ALARM' ); //feilkode
19     200
20     sBat_Feil_6        : STRING := ('GENERAL COMUNOCATION ALARM' );
21     //feilkode 400
22     sBat_Feil_7        : STRING := ('GENERAL ESS FAULT' ); //feilkode 1199
23     sBat_Feil_8        : STRING := ('GENERAL BATTERY FAULT' ); //feilkode
24     1200
25     sBat_Feil_9        : STRING := ('GENERAL PCS FAULT' ); //feilkode 1300
26     sBat_Feil_10       : STRING := ('GENERAL COMMUNICATION FAULT' );
27     //feilkode 1400
28     sBat_Feil_11       : STRING := ('GENERAL ESS WARNING' ); //feilkode
29     2099
30     sBat_Feil_12       : STRING := ('GENERAL BATTERY WARNING' ); //feilkode
31     2200
32
33     //SetModus manuell batteri
34     xGrid_tie          : BOOL ;           //Setter batteri i grid-tie
35     xAutonomous        : BOOL ;           //Setter batteri i autonomous
36     xIsland            : BOOL ;           //Setter batteri i island
37     xStartUp           : BOOL ;           //Starter batteri
38     xOff               : BOOL ;           //Skrur av batteri
39     xLad_batteri_manuell : BOOL ;         //Aktiverer ladning manuell
40     xUtlad_batteri_manuell : BOOL ;       //Aktiverer utladning manuell
41     xManuell           : BOOL ;           //Aktiverer manuell modus
42     xReset_feil        : BOOL ;           //Resetter feil
43     iUtladningsEffekt_manuell : INT ;     //Utladningseffekt manuell
44     iOppladningsEffekt_manuell : INT ;    //Oppladningseffekt manuell
45     iGrid_tie          : INT := 100 ;     //Verdi for driftmodus
46     iAutonomous        : INT := 346 ;     //Verdi for driftmodus
47     iIsland            : INT := 175 ;     //Verdi for driftmodus
48     iStartUp           : INT := 358 ;     //Verdi for å starte inverter
49     iOff               : INT := 0 ;       //Verdi for å skru av inverter
50     iCharging          : INT := 0 ;       //Viser at batteriet lader
51     iDischarge         : INT := 1 ;       //Viser at batteriet utlader
```

1 Global Variable List: EatonxStorage

```
47 //Setpunkt for oppladning av batteri under energistyring
48 xLad_batteri          : BOOL ; //Aktiverer oppladning
49 xUtlad_batteri       : BOOL ; //Aktiverer utladning
50 iUtladningsEffekt    : INT ; //Utladningseffekt
51 iOppladningsEffekt   : INT ; //Oppladningseffekt
52
53 //Overvåking og modus
54 xLys_Batteri_ok      : BOOL ; //Lys for batteri ok
55 xLys_Batteri_feil    : BOOL ; //Lys for batteri feil
56 xLys_koblet_mot_net  : BOOL ; //Lys for koblet mot nett
57
58 //Adresser mappet til modbus-adresser for batteri
59 SystemStatus         : INT ; //Systemstatus batteri
60 PowerReqActive       : INT ; //Utladningseffekt
61 ErrorReset           : INT ; //Resett error
62 Measured_W           : INT ; //Målt effekt ut
63 SOC                  : INT ; //SOC battero
64 Max_PowerCharge       : INT ; //Maks tilgjengelig utladningseffekt
65 Max_PowerDischarge    : INT ; //Maks tilgjengelig oppladningseffekt
66 Storage_System_error : INT ; //System error
67 Battery_capacity     : INT ; //kapasitet på batteri
68 Battery_Bank_voltage : INT ; //Batteri bank spenning
69 END_VAR
70
```

2 Global Variable List: EM20

```
1 {attribute 'qualified_only'}
2 VAR_GLOBAL
3
4 //EM20 MODBUS TOTAL ANLEGG
5 iSpenning_ph1_tot : INT ; //Spenning fase 1 totalanlegg
6 iSpenning_ph2_tot : INT ; //Spenning fase 2 totalanlegg
7 iSpenning_ph3_tot : INT ; //Spenning fase 3 totalanlegg
8
9 iStrom_ph1_tot : INT ; //Strøm fase 1 totalanlegg
10 iStrom_ph2_tot : INT ; //Strøm fase 2 totalanlegg
11 iStrom_ph3_tot : INT ; //Strøm fase 3 totalanlegg
12
13 iFrekvens_tot : INT ; //Frekvens totalanlegg
14 iEnergi_tot : INT ; //Energi totalanlegg
15 iAktive_W_tot : INT ; //Effekt totalanlegg
16 iReaktiv_Q_tot : INT ; //Reaktiv effekt totalanlegg
17
18 //EM20 MODBUS FELLES ANLEGG
19 iSpenning_ph1_felles : INT ;
20 iSpenning_ph_felles : INT ;
21 iSpenning_ph3_felles : INT ;
22
23 iStrom_ph1_felles : INT ;
24 iStrom_ph2_felles : INT ;
25 iStrom_ph3_felles : INT ;
26
27 iFrekvens_felles : INT ;
28 iEnergi_felles : INT ;
```

2 Global Variable List: EM20

```
29         iAktive_W_felles           : INT ;
30         iReaktive_Q_felles         : INT ;
31
32         //EM20 MODBUS VARMEPUMPE
33         iSpinning_ph1_varmepumpe   : INT ;
34         iSpinning_ph_tot_varmepumpe : INT ;
35         iSpinning_ph3_varmepupe    : INT ;
36
37         iStrom_ph1_varmepumpe      : INT ;
38         iStrom_ph2_varmepumpe      : INT ;
39         iStrom_ph3_varmepumpe      : INT ;
40
41         iFrekvens_varmepumpe       : INT ;
42         iEnergi_varmepumpe         : INT ;
43         iAktive_W_varmepumpe       : INT ;
44         iReaktive_Q_varmepumpe     : INT ;
45
46         //EM20 MODBUS SOLCELLEANLEGG
47         iSpinning_ph1_solcelle     : INT ;
48         iSpinning_ph2_solcelle     : INT ;
49         iSpinning_ph3_solcelle     : INT ;
50
51         iStrom_ph1_solcelle         : INT ;
52         iStrom_ph2_solcelle         : INT ;
53         iStrom_ph3_solcelle         : INT ;
54
55         iFrekvens_solcelle         : INT ;
56         iEnergi_solcelle           : INT ;
57         iAktive_W_solcelle         : INT ;
58         iReaktive_Q_solcelle       : INT ;
59
60
61
62         END_VAR
63
```

3 Global Variable List: Energi

```
1         {attribute 'qualified_only'}
2         VAR_GLOBAL
3         //Klokke
4         local_clock                : TIME_OF_DAY ; //Klokke
5
6         //Energistyring
7         xEnergistyring              : BOOL ; //Energistyring
8         xAktiver_styring            : BOOL ; //Aktiverer energistyring
9         xDeaktiver_styring         : BOOL ; //Deaktiverer energistyring
10
11         rAreal_vegg                 : REAL ; //Totalareal vegger i leilighet
12         rAreal_tak                  : REAL ; //Totalareal tak
13         rAreal_gulv_mot_kjeller     : REAL ; //Totalareal gulv mot kjeller
14         rVolum_leilighet           : REAL ; //Volum leilighet
15         rKuldebroverdi              : REAL ; //Kuldebroverdi
16         rAreal_vindu_dor            : REAL ; //Totalareal av vindu og dører
17         rEffektbehov_varme         : REAL ; //Effektbehov varme
```

3 Global Variable List: Energi

```
18   rEffektbehov_vann           : REAL ; //Effektbehov vann
19   rTotal_effektbehov         : REAL ; //Total effektbehov
20   iEnergibehov               : INT ; //Energibehov i integer
21   iMaksWattUtladningPrTime   : INT ; //Maks tillatt utladningseffekt per time
22   rSolcelle_energi           : REAL ; //estimert produsert energi fra solcelle
23
24   rMin_temp_natt              : REAL ; //Min temp natt fra værmelding
25   rMin_temp_morgen           : REAL ; //Min temp morgen fra værmelding
26   rMin_temp_formiddag        : REAL ; //Min temp formiddag fra værmelding
27   rMin_temp_ettermiddag      : REAL ; //Min temp ettermiddag fra værmelding
28
29   iEffektivitet_vp           : INT ;
30   iNetto_effekt_tilskudd      : INT ;
31
32   //spotpris
33   rGjennomsnitt_spotpris     : REAL ; //Gjennomsnittspris for strøm neste dag
34   xStromOverSnittPris        : BOOL ; //Hvis strømpris gjeldene time er over
    gjennomsnittspris
35   iAntTimerOverSnittPris     : INT ; //Antall timer der strømmen er over
    gjennomsnittspris
36
37   END_VAR
38
```

4 Global Variable List: F1155

```
1   {attribute 'qualified_only'}
2
3   VAR_GLOBAL
4   //driftmodus for display
5   sEco_mode                   : STRING := ( 'Economy' ) ;
6   sNormal_mode                : STRING := ( 'Normal' ) ;
7   sLuxury_mode                : STRING := ( 'Luxury' ) ;
8   sComfort_mode               : STRING ;
9   xLys_varmepumpe_ok          : BOOL ; //Lys for varmepumpe OK
10  xLys_varmepumpe_feil        : BOOL ; //Lys for varmepumpe feil
11
12
13  //Styring av modus
14  iSet_hotwater_mode_eco       : INT := 0 ;
15  iSet_hotwater_mode_normal    : INT := 1 ;
16  iSet_hotwater_mode_lux       : INT := 2 ;
17  xEco_mode                    : BOOL ;
18  xNormal_mode                 : BOOL ;
19  xLux_mode                     : BOOL ;
20  xReset_feil                  : BOOL ;
21
22  //Auto styring
23  iSet_comfort_mode_dag        : INT ; //0=economy,1=normal,2=luxury
24  iSet_comfort_mode_natt       : INT ; //0=economy,1=normal,2=luxury
25  iSet_temp_dag                : REAL ; //Dagtemp
26  iSet_temp_natt               : REAL ; //nattemp
27  iSet_start_temp_luxury       : INT ; //set temp
28  iSet_start_temp_normal       : INT ; //set temp
29  iSet_start_temp_eco          : INT ; //set temp
```

4 Global Variable List: F1155

```
30     iSet_stop_temp_luxury      : INT ; //set temp
31     iSet_stop_temp_normal     : INT ; //set temp
32     iSet_stop_temp_eco        : INT ; //set temp
33     aComfort_mode_dag         : ARRAY [ 0 .. 2 ] OF BOOL ; //array for setting
    av_comford_modus
34     aComfort_mode_natt        : ARRAY [ 0 .. 2 ] OF BOOL ; //1= eco, 2=normal,
    3=luxury
35     rCOP                       : REAL ; //COP på varmepumpe
36
37
38     //Status pumper for hmi
39     sStatus_Brine_pump        : STRING ; //status for brine pump
40     sStatus_compressor        : STRING ; //status for compressor
41     sStatus_supply_pump       : STRING ; //Status sypply pump
42
43     //Adresser mappet til modbus
44     iInverter_alarm           : INT ;
45     iCompressor_state         : INT ; //20=stopped, 40=starting, 60=running,
    100=stopping
46     iSupply_pump_state        : INT ; //20=stopped, 40=starting, 60=running,
    100=stopping
47     iBrine_Pump_state         : INT ; //20=stopped, 40=starting, 60=running,
    100=stopping
48     iAlarm_number             : INT ; //The value indicates the most severe
    alarm
49     iReset_alarm              : INT ; //Resetter alarm
50     iBT2_Supply_temp          : INT ; //Turtemp BT2
51     iEB100_return_temp        : INT ; //EB100 returtemp
52     iHot_water_mode           : INT ; //0=eco, 1=Normal, 2=luxury
53     iStart_temp_luxury        : INT ; //starttemp for luxury mode
54     iStart_temp_normal        : INT ; //starttemp for normal mode
55     iStart_temp_eco           : INT ; //starttemp for eco mode
56     iStop_temp_luxury         : INT ; //stopptemp for luxury mode
57     iStop_temp_normal         : INT ; //stopptemp for normal mode
58     iStop_temp_eco           : INT ; //stopptemp for eco mode
59     iSet_room_temp            : INT ; //Setter romtemperatur
60
61     END_VAR
62
```

5 Global Variable List: Multical302

```
1     {attribute 'qualified_only'}
2     VAR_GLOBAL
3         iVarme_energi         : INT ;
4         iKjoele_energi        : INT ;
5         iEnergi_E8             : INT ;
6         iEnergi_E9            : INT ;
7         iVolum                 : INT ;
8         iEffekt                : INT ;
9         iTemp_tur              : INT ;
10        iTemp_retur            : INT ;
11        iTemp_differanse       : INT ;
12        iVann_flow             : INT ;
13    END_VAR
```


14

6 POU: FB_spotpris

```

1  FUNCTION_BLOCK FB_spotpris
2  VAR_INPUT
3      aStrompriser      : ARRAY [ 0 .. 23 ] OF REAL ;
4      iSize_priser     : UINT ;
5      bEnable          : BOOL ;
6      iTimeofday       : TOD ;
7  END_VAR
8  VAR_OUTPUT
9      rAveragePris     : REAL ;
10     iTimerOverAvg    : WORD ;
11     xPrisOverAvg     : BOOL ;
12 END_VAR
13 VAR
14     X                 : INT := 0 ;
15     pPriser           : POINTER TO ARRAY [ 0 .. 23 ] OF REAL := ADR (
aStrompriser ) ;
16     iHour             : INT ;
17     iAntTimer         : WORD ;
18     R_TRIG1           : standard . R_TRIG ;
19     CTD1              : Standard . CTD ;
20 END_VAR
21
22


---


1  //Regner ut gjennomsnittlig strømpris for aktuell dag
2  rAveragePris := OSCAT_BASIC . ARRAY_AVG ( pPriser , iSize_priser ) ;
3
4  //Henter ut aktuell time fra klokkeslett
5  iHour := DWORD_TO_INT ( TOD_TO_DWORD ( iTimeOfDay ) / 3600000 ) ;
6
7  //Sjekker hvor mange timer pr.dag strømprisen er over gjennomsnittlig
   strømpris
8  FOR X := 0 TO 23 DO
9      IF aStrompriser [ x ] > rAveragePris THEN
10         iAntTimer := iAntTimer + 1 ;
11     ELSE
12         EXIT ;
13     END_IF
14 END_FOR
15
16 //Sjekker om gjeldende time er over snittpris
17 IF aStrompriser [ iHour ] > rAveragePris THEN
18     xPrisOverAvg := TRUE ;
19 ELSE
20     xPrisOverAvg := FALSE ;
21 END_IF
22
23 //Regner ut antall ladetimer per dag
24 //basert på antall timer utladet
25 R_TRIG1 ( CLK := xPrisOverAvg , Q => ) ;

```

```

26   CTD1 (
27       CD := R_TRIG1 . Q ,
28       LOAD := ,
29       PV := iAntTimer ,
30       Q => ,
31       CV => iTimerOverAvg ) ;
32

```

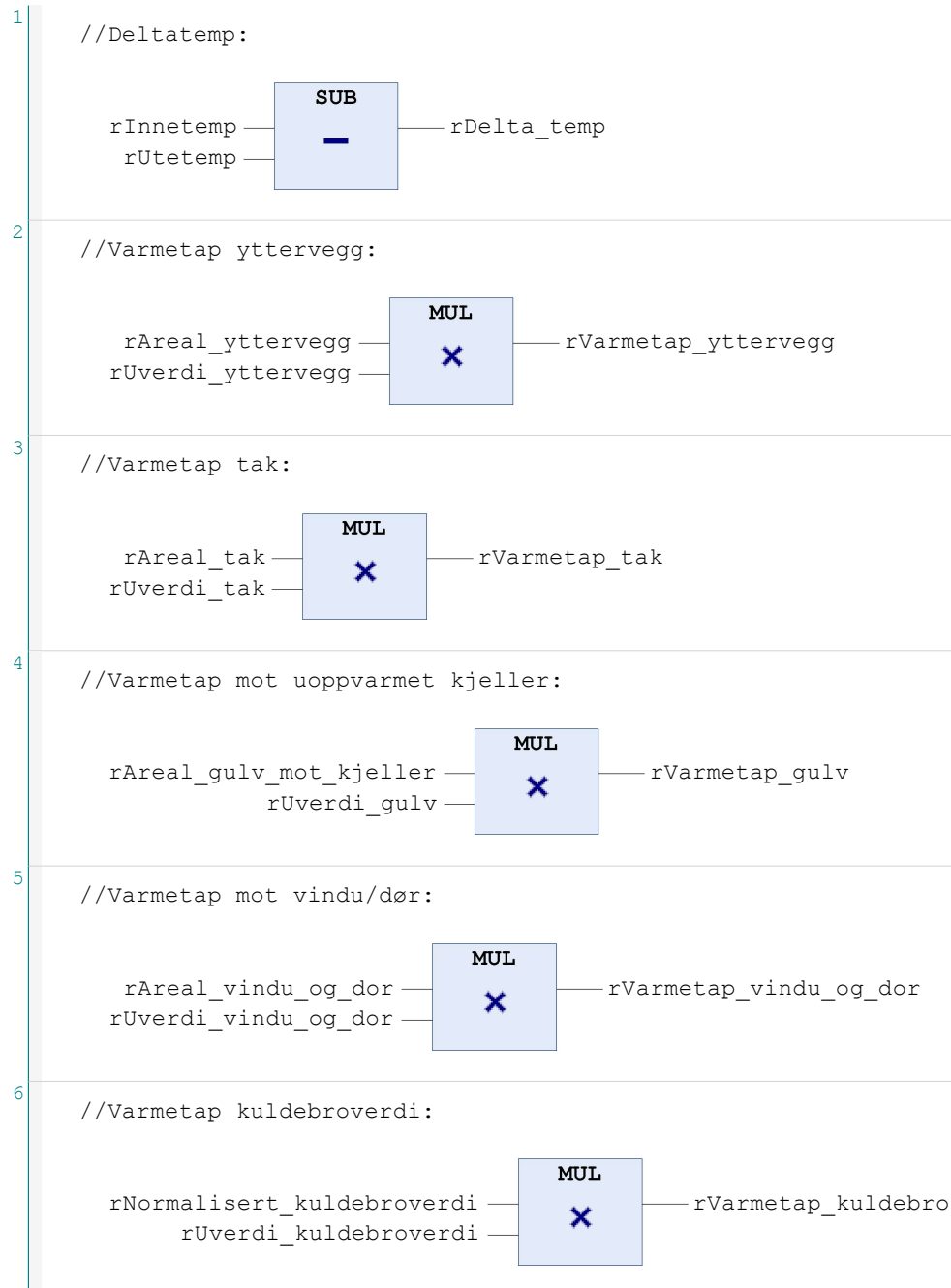
7 POU: FB_varmeberegninger

```

1   FUNCTION_BLOCK INTERNAL FB_varmeberegninger
2   VAR_INPUT
3       bEnable                : BOOL ;
4       rUtetemp               : REAL ;
5       rInnetemp              : REAL ;
6       rAreal_yttervegg      : REAL ;
7       rAreal_Tak             : REAL ;
8       rAreal_gulv_mot_kjeller : REAL ;
9       rAreal_vindu_og_dor    : REAL ;
10      rVolum_leilighet       : REAL ;
11      rNormalisert_kuldebroverdi : REAL ;
12      rCOP                    : REAL ;
13  END_VAR
14
15  VAR_OUTPUT
16  Effektbehov                : REAL ;
17  END_VAR
18  VAR
19      //U-verdier
20      rUverdi_yttervegg      : REAL := 0.12 ;
21      rUverdi_tak            : REAL := 0.09 ;
22      rUverdi_gulv          : REAL := 0.08 ;
23      rUverdi_vindu_og_dor   : REAL := 0.80 ;
24      rUverdi_kuldebroverdi  : REAL := 0.03 ;
25      rUverdi_ventilasjon    : REAL := 0.05 ;
26      rUverdi_infiltrasjon   : REAL := 0.60 ;
27      rVarmekapasitet_luft   : REAL := 1260 ;
28      rEffektivitet_varmegjenvinner : REAL := 0.85 ;
29      rLuft_strom            : REAL := 0.02 ;
30      rInfiltrasjon          : REAL := 0.6 ;
31      //tempdifferanse
32      rDelta_temp            : REAL ;
33      //Varmetap
34      rVarmetap_yttervegg    : REAL ;
35      rVarmetap_tak          : REAL ;
36      rVarmetap_gulv         : REAL ;
37      rVarmetap_vindu_og_dor : REAL ;
38      rVarmetap_kuldebro     : REAL ;
39      rVarmetap_ventilasjon  : REAL ;
40      rVarmetap_infiltrasjon : REAL ;
41      rTotalt_transmisjonstap : REAL ;
42      rTotalt_ventilasjonstap : REAL ;
43      rTotalt_infiltrasjonstap : REAL ;
44      rVarmebehov            : REAL ;
45  END_VAR

```

46



7 POU: FB_varmeberegninger



,

—

:jonstap

—

8 POU: POU_Batteri

```

1  PROGRAM POU_Batteri
2  VAR
3      Faktisk_Modus      : STRING := ( '' ); //Valg modus for å vise på
      display
4      Feilkode_batteri   : STRING := ( '' ); //Viser feilkode på display
5  END_VAR
6
7
8
9
10
11 //Skrur på batteri
12 IF EatonxStorage . xStartup AND EatonxStorage . xManuell THEN
13     EatonxStorage . SystemStatus := MOVE ( EatonxStorage . iStartup );
14 END_IF
15
16 //Skrur av Batteri
17 IF EatonxStorage . xOff AND EatonxStorage . xManuell THEN
18     EatonxStorage . SystemStatus := MOVE ( EatonxStorage . iOff );
19 END_IF
20
21 // Setter batteri i Autonomous mode
22 IF EatonxStorage . xAutonomous AND EatonxStorage . xManuell THEN
23     EatonxStorage . SystemStatus := MOVE ( EatonxStorage . iAutonomous );
24 END_IF
25
26 //Setter batteri i Grid tie modus
27 IF EatonxStorage . xGrid_tie AND EatonxStorage . xManuell
28     OR Energi . xEnergistyring THEN
29     EatonxStorage . SystemStatus := MOVE ( EatonxStorage . iGrid_tie );
30 END_IF
31
32 //Setter batteri i Island mode
33 IF EatonxStorage . xIsland AND EatonxStorage . xManuell THEN
34     EatonxStorage . SystemStatus := MOVE ( EatonxStorage . iIsland );
35 END_IF
36
37 //Kriterier for opp og utladning av batteri i auto
38 IF EatonxStorage . SystemStatus = EatonxStorage . iGrid_tie AND
39     Energi . xEnergistyring AND EatonxStorage . xLad_batteri THEN
40
41     EatonxStorage . PowerReqActive := EatonxStorage . iOppladningsEffekt ;
42     ELSIF
43     EatonxStorage . SystemStatus = EatonxStorage . iGrid_tie AND
44     Energi . xEnergistyring AND EatonxStorage . xUtlad_batteri THEN
45     EatonxStorage . PowerReqActive := - ( EatonxStorage . iUtladningsEffekt ) ;
46 END_IF
47
48 //Kriterier for opp og utladning av batteri i manuell
49 IF EatonxStorage . SystemStatus = EatonxStorage . iGrid_tie AND
50     EatonxStorage . xManuell AND EatonxStorage . xLad_batteri_manuell AND
51     EatonxStorage . iOppladningsEffekt_manuell <= EatonxStorage .

```

8 POU: POU_Batteri

```
Max_PowerCharge THEN
42   EatonxStorage . PowerReqActive := EatonxStorage .
iOppladningsEffekt_manuell ;
43   ELSIF
44     EatonxStorage . SystemStatus = EatonxStorage . iGrid_tie AND
45     EatonxStorage . xManuell AND EatonxStorage . xUtlad_batteri_manuell AND
46     EatonxStorage . iUtladningsEffekt_manuell <= EatonxStorage .
Max_PowerDischarge THEN
47   EatonxStorage . PowerReqActive := - ( EatonxStorage .
iUtladningsEffekt_manuell ) ;
48   END_IF
49
50
51   //resetting av feilkode
52   IF EatonxStorage . xReset_feil THEN
53     EatonxStorage . ErrorReset := MOVE ( 1 ) ;
54   END_IF
55
56   //Setter parametere for overvåkning av batteri
57   CASE EatonxStorage . SystemStatus OF
58     100 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus1 ) ;
59     346 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus2 ) ;
60     175 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus3 ) ;
61     157 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus4 ) ;
62     0 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus5 ) ;
63     245 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus6 ) ;
64     358 : Faktisk_modus := MOVE ( EatonxStorage . sDrift_Modus7 ) ;
65   END_CASE ;
66
67   //Parametere for feilmelding
68   CASE EatonxStorage . Storage_System_error OF
69     0 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_1 ) ;
70     1 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_2 ) ;
71     199 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_3 ) ;
72     200 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_4 ) ;
73     400 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_6 ) ;
74     1199 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_7 ) ;
75     1200 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_8 ) ;
76     1300 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_9 ) ;
77     1400 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_10 ) ;
78     2099 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_11 ) ;
79     2200 : Feilkode_batteri := MOVE ( EatonxStorage . sBat_Feil_12 ) ;
80   END_CASE
81
82   //Lys for status på batteri
83   IF EatonxStorage . Storage_System_error = 0 THEN
84     EatonxStorage . xLys_Batteri_ok := TRUE ;
85     EatonxStorage . xLys_Batteri_feil := FALSE ;
86   ELSE
87     EatonxStorage . xLys_Batteri_feil := TRUE ;
88     EatonxStorage . xLys_Batteri_ok := FALSE ;
89   END_IF
90
91   //Lys for å vise at batteriet er synkronisert og koblet til nett
92   IF EatonxStorage . SystemStatus = 100 THEN
93     EatonxStorage . xLys_koblet_mot_netts := TRUE ;
94   ELSE
```



```

95         EatonxStorage . xLys_koblet_mot_netts := FALSE ;
96     END_IF
97
98
99
100
101
102
103

```

9 POU: POU_Energi

```

1     PROGRAM POU_Energi
2     VAR
3         //Værmelding
4         xTrigger           : BOOL ;
5         rLat               : REAL := 63.430566 ;
6         rLong              : REAL := 10.395193 ;
7         tTime_out          : TIME := TIME#30S0MS ;
8         sStatus            : STRING ( 255 ) ;
9         aForecast          : ARRAY [ 0 .. 7 ] OF typForecast_WorldWeatherOnline ;
10        sApikey            : STRING := ( '1c0bff91ae544b51ba382947202703' ) ;
11        url                : STRING ( 1023 ) := ( 'https://api.solcast.com.au/' ) ;
12        tOppdater_vaer     : TIME_OF_DAY := TOD#23:59:55.000 ;
13        bTrigger_test      : BOOL ;
14        xBusy              : BOOL ;
15        FbGetWorldWeatherOnline_0 : WagoAppWeatherForecast .
FbGetWorldWeatherOnline ;
16        sForecast_mode : eForecastMode := FORECAST_DETAILED ;
17        aCurrent_weather : typCurrent_WorldWeatherOnline ;
18
19        //Spotpris
20        aPriser            : ARRAY [ 0 .. 23 ] OF REAL ; //array for strømpriser
21        iSize_priser      : UINT := SIZEOF ( aPriser ) ;
22        FB_spotpris_0     : FB_spotpris ;
23
24        //Oppdatering av vær
25        xTrig             : BOOL ;
26        R_TRIG1           : standard . R_TRIG ;
27        SR1               : Standard . SR ;
28        //Varmeberegninger
29        FB_varmeregninger_0 : FB_varmeregninger ;
30    END_VAR
31
32

```

```

1     //Oppdaterer værmelding og strømpriser en gang i døgnet
2     IF energi . local_clock = TOD#23:00 THEN
3         xTrig := TRUE ;
4     ELSE
5         xTrig := FALSE ;
6     END_IF
7     R_TRIG1 ( CLK := xTrig , Q => ) ;
8     SR1 ( SET1 := R_TRIG1 . Q , RESET := xBusy , Q1 => xTrigger ) ;

```

```
9
10 //Værmelding
11 FbGetWorldWeatherOnline_0 (
12     xTrigger := xTrigger ,
13     rLatitude := rLat ,
14     rLongitude := rLong ,
15     sApiKey := sApikey ,
16     eForecastMode := sForecast_mode ,
17     tTimeOut := tTime_out ,
18     typCurrent := aCurrent_weather ,
19     aForecast := aForecast ,
20     xBusy => xBusy ,
21     xError => ,
22     oStatus => ,
23     sStatus => sStatus ,
24     sLocation => ,
25     iForecastCount => ) ;
26
27 //Spotpris
28 FB_spotpris_0 (
29     aStrompriser := aPriser ,
30     iSize_priser := iSize_priser ,
31     bEnable := energi . xEnergistyring ,
32     iTimeofday := energi . local_clock ,
33     rAveragePris => energi . rGjennomsnitt_spotpris ,
34     iTimerOverAvg => energi . iAntTimerOverSnittPris ,
35     xPrisOverAvg => energi . xStromOverSnittPris ) ;
36
37
38 //Funksjonsblokk for estimert energibehov for oppvarming
39 FB_varmeberegninger_0 (
40     bEnable := energi . xEnergistyring ,
41     rUtetemp := aForecast [ 5 ] . rTempMin ,
42     rInnetemp := f1155 . iSet_temp_dag ,
43     rAreal_yttervegg := Energi . rAreal_vegg ,
44     rAreal_Tak := Energi . rAreal_tak ,
45     rAreal_gulv_mot_kjeller := Energi . rAreal_gulv_mot_kjeller ,
46     rAreal_vindu_og_dor := Energi . rAreal_vindu_dor ,
47     rVolum_leilighet := Energi . rVolum_leilighet ,
48     rNormalisert_kuldebroverdi := Energi . rKuldebroverdi ,
49     rCOP := f1155 . rCOP ,
50     Effektbehov => Energi . rEffektbehov_varme ) ;
51
52 //Regner ut estimert effektbehov
53
54 energi . rTotal_effektbehov := ( energi . rEffektbehov_varme + energi .
55     rEffektbehov_vann ) ;
56
57 //Regner om effektbehovet til netto energibehov for et dagsbehov
58 // (06:00-00:00)
59 energi . iEnergibehov := REAL_TO_INT ( energi . rTotal_effektbehov * 18 -
60     energi . rSolcelle_energi ) ;
61
62 //Regner ut maks utladningskapasitet pr.time
63 energi . iMaksWattUtladningPrTime := ( EatonxStorage . Battery_capacity /
64     energi . iAntTimerOverSnittPris ) ;
```

```

60
61 //Regner ut effektivitet til varmpumpe
62 energi . iEffektivitet_vp := ( multical302 . iEffekt / em20 .
    iAktive_W_varmpumpe );
63
64 //Regner ut overskudd/underskudd av tilført effekt fra solcelle til anlegget
65 energi . iNetto_effekt_tilskudd := ( em20 . iAktive_W_solcelle - em20 .
    iAktive_W_tot );
66
67
68

```

10 POU: POU_Hoved

```

1  PROGRAM POU_Hoved
2  VAR
3      xNattmodus          : BOOL ; //Nattmodus
4      xDagtidmodus       : BOOL ; //Dagtidmodus
5
6      //batteri
7      xEffektOverskudd    : BOOL ; //Overskudd i momentan effektbehov
8      xEffektUnderskudd   : BOOL ; //Underskudd i momentan effektbehov
9      iEffektOverskudd    : INT ; //Hvor mye effekt i overskudd
10     iEffektUnderSkudd   : INT ; //Hvor mye effekt i underskudd
11     Ladetimer_natt      : INT := 6 ; //Setter hvor mange timer batteriet
    skal lade
12     SR1                 : Standard . SR ;
13 END_VAR
14

```

```

1  //aktiverer energistyring
2  SR1 ( SET1 := energi . xAktiver_styring , RESET := energi . xDeaktiver_styring ,
    Q1 => energi . xEnergistyring );
3
4  //Setter nattmodus og dagtidmodus
5  IF energi . local_clock < TOD#06:00 AND energi . local_clock > TOD#00:00
    THEN
6      xNattmodus := TRUE ;
7      ELSE
8          xNattmodus := FALSE ;
9          xDagtidmodus := TRUE ;
10 END_IF
11
12 //Setter modus på varmpumpe for natt og dag
13 IF xNattmodus AND f1155 . aComfort_mode_natt [ 0 ] = TRUE THEN
14     f1155 . xEco_mode := TRUE ;
15     ELSIF
16     xNattmodus AND f1155 . aComfort_mode_natt [ 1 ] = TRUE THEN
17     f1155 . xNormal_mode := TRUE ;
18     ELSIF
19     xNattmodus AND f1155 . aComfort_mode_natt [ 2 ] = TRUE THEN
20     f1155 . xLux_mode := TRUE ;
21     ELSIF
22     xDagtidmodus AND f1155 . aComfort_mode_dag [ 0 ] = TRUE THEN

```

```
23     f1155 . xEco_mode := TRUE ;
24     ELSIF
25     xDagtidmodus AND f1155 . aComfort_mode_dag [ 1 ] = TRUE THEN
26     f1155 . xNormal_mode := TRUE ;
27     ELSIF
28     xDagtidmodus AND f1155 . aComfort_mode_dag [ 2 ] = TRUE THEN
29     f1155 . xLux_mode := TRUE ;
30     ELSE
31     f1155 . xEco_mode := FALSE ;
32     f1155 . xNormal_mode := FALSE ;
33     f1155 . xLux_mode := FALSE ;
34 END_IF
35
36 //setter temperatur for natt- og dagtid
37 IF xNattmodus THEN
38     f1155 . iSet_room_temp := MOVE ( REAL_TO_INT ( f1155 . iSet_temp_natt ) ) ;
39     ELSIF
40     xDagtidmodus THEN
41     f1155 . iSet_room_temp := MOVE ( REAL_TO_INT ( f1155 . iSet_temp_dag ) ) ;
42 END_IF
43
44 //Sjekker om solcelle produserer mer effekt enn effektbehovet til varmpumpe
45 IF EM20 . iAktive_W_solcelle > EM20 . iAktive_W_varmpumpe THEN
46     iEffektOverskudd := ( EM20 . iAktive_W_solcelle - EM20 .
47     iAktive_W_varmpumpe ) ;
48     xEffektOverskudd := TRUE ;
49     xEffektUnderskudd := FALSE ;
50     ELSIF
51     EM20 . iAktive_W_solcelle < EM20 . iAktive_W_varmpumpe THEN
52     iEffektUnderskudd := ( EM20 . iAktive_W_varmpumpe - EM20 .
53     iAktive_W_solcelle ) ;
54     xEffektUnderskudd := TRUE ;
55     xEffektOverskudd := FALSE ;
56 END_IF
57
58 //Oppladning av batteriet
59 IF xNattmodus AND EatonxStorage . Battery_capacity < energi . iEnergibehov
60 AND
61     EatonxStorage . Max_PowerCharge > ( energi . iEnergibehov / Ladetimer_natt
62     ) THEN
63     EatonxStorage . iOppladningsEffekt := ( energi . iEnergibehov /
64     Ladetimer_natt ) ;
65     EatonxStorage . xLad_batteri := TRUE ;
66     ELSIF
67     xNattmodus AND EatonxStorage . Battery_capacity < energi . iEnergibehov
68 AND
69     EatonxStorage . Max_PowerCharge < ( energi . iEnergibehov / Ladetimer_natt
70     ) THEN
71     EatonxStorage . iOppladningsEffekt := EatonxStorage . Max_PowerCharge ;
72     EatonxStorage . xLad_batteri := TRUE ;
73     ELSIF
74     xEffektOverskudd AND
75     EatonxStorage . Max_PowerCharge > iEffektOverskudd THEN
76     EatonxStorage . iOppladningsEffekt := iEffektOverskudd ;
77     EatonxStorage . xLad_batteri := TRUE ;
```

```

72     ELSIF
73     xEffektOverskudd AND
74     EatonxStorage . Max_PowerCharge < iEffektOverskudd THEN
75     EatonxStorage . iOppladningsEffekt := EatonxStorage . Max_PowerCharge ;
76     EatonxStorage . xLad_batteri := TRUE ;
77     ELSE
78     EatonxStorage . xLad_batteri := FALSE ;
79     EatonxStorage . iOppladningsEffekt := 0 ;
80 END_IF ;
81
82
83 //utlading av batteriet. Lader ut batteriet når strømprisen
84 //for aktuell time er over snittprisen for dagen
85 IF xEffektUnderskudd AND energi . xStromOverSnittPris
86 AND iEffektUnderskudd < energi . iMaksWattUtladningPrTime THEN
87 EatonxStorage . iUtladningsEffekt := ( iEffektUnderSkudd ) ;
88 EatonxStorage . xUtlad_batteri := TRUE ;
89 ELSIF
90 xEffektUnderskudd AND energi . xStromOverSnittPris
91 AND iEffektUnderskudd > energi . iMaksWattUtladningPrTime THEN
92 EatonxStorage . iUtladningsEffekt := energi . iMaksWattUtladningPrTime ;
93 EatonxStorage . xUtlad_batteri := TRUE ;
94 ELSE
95 EatonxStorage . xUtlad_batteri := FALSE ;
96 EatonxStorage . iUtladningsEffekt := 0 ;
97 END_IF
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107

```

11 POU: POU_Klokke

```

1  PROGRAM POU_Klokke
2  VAR
3      tcLocalTime : WagoAppTime . WagoTypes . typWagoTimeComponents ;
4      sLocalTime  : STRING ;
5      sHour       : STRING ;
6      sMinute     : STRING ( 255 ) ;
7      sTimeZone   : STRING ( 32 ) := 'GMT' ;
8      sFormat     : STRING ( 60 ) := '#h:#m:#s' ;
9  END_VAR
10

```

```

1  //Klokke
2  tcLocalTime := WagoAppTime . FuGetLocalTimeComponents ( ) ;
3  tcLocalTime . TimeZone . sName := sTimeZone ;
4  tcLocalTime . TimeZone . iOffset := 0 ;

```

```

5
6
7   IF tcLocalTime . uiHour < 10 THEN
8       sHour := CONCAT ( '0' , UINT_TO_STRING ( tcLocalTime . uiHour ) );
9       ELSE
10          sHour := UINT_TO_STRING ( tcLocalTime . uiHour );
11   END_IF
12
13   IF tcLocalTime . uiMinute < 10 THEN
14       sMinute := CONCAT ( '0' , UINT_TO_STRING ( tcLocalTime . uiMinute ) );
15       ELSE
16          sMinute := UINT_TO_STRING ( tcLocalTime . uiMinute );
17   END_IF
18
19   sLocalTime := CONCAT3 ( sHour , ':' , sMinute ) ;
20
21   Energi . local_clock := OSCAT_BASIC . SET_TOD ( tcLocalTime . uiHour ,
22   tcLocalTime . uiMinute , 0 ) ;
23
24
25

```

12 POU: POU_Logger

```

1   PROGRAM POU_Logger
2   VAR
3       FbDatalogger_0 : WagoAppDatalogger . FbDatalogger ;
4       aValues         : ARRAY [ 1 .. MAX_CHANNELS ] OF REAL ;
5       xEvent          : BOOL ;
6       typConfigParameters : typConfigDatalogger ;
7       sStatus         : STRING ;
8       xReady          : BOOL ;
9       xInit           : BOOL ;
10      xAktiver         : BOOL ;
11  END_VAR
12

```

```

1   //Logger solcelle
2   FbDatalogger_0 (
3       xActivate := xAktiver ,
4       aValues := aValues ,
5       xEvent := xEvent ,
6       typConfigParameters := typConfigParameters ,
7       oStatus => ,
8       sStatus => sStatus ,
9       xReady => xReady ) ;
10
11   IF xInit THEN
12       xInit := FALSE ;
13       typConfigParameters . bDatalogger_type := 3 ;
14       typConfigParameters . sPath := 'media/sd/' ;
15       typConfigParameters . sFilename := 'logfile.csv' ;
16       typConfigParameters . xCyclicLogging := TRUE ;

```

```

17         typConfigParameters . bInterval := 3 ;
18         typConfigParameters . uiIntervalFactor := 2 ;
19
20         typConfigParameters . atypChannelConfig [ 1 ] . xChannelExists :=
xAktiver ;
21         typConfigParameters . atypChannelConfig [ 1 ] . sChannelName :=
'Logging_solcelle' ;
22         END_IF
23

```

13 POU: POU_Varmepumpe

```

1  PROGRAM POU_Varmepumpe
2  VAR
3  END_VAR
4

```

```

1  //Setter driftsmoduser på varmpumpe
2  IF F1155 . xEco_mode AND energi . xEnergistyring THEN
3      F1155 . iHot_water_mode := F1155 . iSet_hotwater_mode_eco ;
4  END_IF
5
6  IF F1155 . xNormal_mode AND energi . xEnergistyring THEN
7      F1155 . iHot_water_mode := F1155 . iSet_hotwater_mode_normal ;
8  END_IF
9
10 IF F1155 . xLux_mode AND energi . xEnergistyring THEN
11     F1155 . iHot_water_mode := F1155 . iSet_hotwater_mode_lux ;
12 END_IF
13
14 //Overvåking for akutell driftmodus for HMI
15 CASE F1155 . iHot_water_mode OF
16     1 : F1155 . sComfort_mode := MOVE ( F1155 . sEco_mode ) ;
17     2 : F1155 . sComfort_mode := MOVE ( F1155 . sNormal_mode ) ;
18     3 : F1155 . sComfort_mode := MOVE ( F1155 . sLuxury_mode ) ;
19 END_CASE
20
21 //Setter temperaturgrenser for forskjellige driftmoduser //FIKSE SÅNN PÅ
ALLE
22 IF energi . xEnergistyring THEN
23     f1155 . iStart_temp_eco := MOVE ( f1155 . iSet_start_temp_eco ) ;
24     f1155 . iStop_temp_eco := MOVE ( f1155 . iSet_stop_temp_eco ) ;
25     f1155 . iStart_temp_normal := MOVE ( f1155 . iSet_start_temp_normal ) ;
26     f1155 . iStop_temp_normal := MOVE ( f1155 . iSet_stop_temp_normal ) ;
27     f1155 . iStart_temp_luxury := MOVE ( f1155 . iSet_start_temp_luxury ) ;
28     f1155 . iStop_temp_luxury := MOVE ( f1155 . iSet_stop_temp_luxury ) ;
29 END_IF
30
31 //Status for komponenter i varmpumpen for display
32 CASE f1155 . iBrine_Pump_state OF
33     20 : f1155 . sStatus_Brine_pump := MOVE ( 'Stopped' ) ;
34     40 : f1155 . sStatus_Brine_pump := MOVE ( 'Starting' ) ;
35     60 : f1155 . sStatus_Brine_pump := MOVE ( 'Running' ) ;

```

13 POU: POU_Varmepumpe

```
36     100 : f1155 . sStatus_Brine_pump := MOVE ( 'Stopping' );
37 END_CASE
38
39 CASE f1155 . iCompressor_state OF
40     20 : f1155 . sStatus_compressor := MOVE ( 'Stopped' );
41     40 : f1155 . sStatus_compressor := MOVE ( 'Starting' );
42     60 : f1155 . sStatus_compressor := MOVE ( 'Running' );
43     100 : f1155 . sStatus_compressor := MOVE ( 'Stopping' );
44 END_CASE
45
46 CASE f1155 . iSupply_pump_state OF
47     20 : f1155 . sStatus_supply_pump := MOVE ( 'Stopped' );
48     40 : f1155 . sStatus_supply_pump := MOVE ( 'Starting' );
49     60 : f1155 . sStatus_supply_pump := MOVE ( 'Running' );
50     100 : f1155 . sStatus_supply_pump := MOVE ( 'Stopping' );
51 END_CASE
52
53 //Reset feil
54 IF f1155 . xReset_feil THEN
55     f1155 . iReset_alarm := MOVE ( 1 );
56 END_IF
57
58 //Lys for varmepumpe
59 IF f1155 . iAlarm_number = 0 THEN
60     f1155 . xLys_varmepumpe_ok := TRUE ;
61     f1155 . xLys_varmepumpe_feil := FALSE ;
62 ELSE
63     f1155 . xLys_varmepumpe_feil := TRUE ;
64     f1155 . xLys_varmepumpe_ok := FALSE ;
65 END_IF
66
```