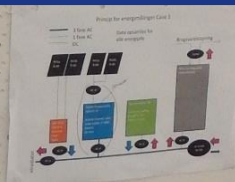




TEKNOLOGISK
INSTITUT

Elforsk 2016 Slutrapport projekt 346-012

Optimal udnyttelse af solcelle-el i enfamiliehus



Titel:

Optimal udnyttelse af solcelle-el i enfamiliehus

Projektnummer: 346-012

Forskningsprojekt udarbejdet med støtte fra Elforsk

Udarbejdet af:

Teknologisk Institut

Gregersensvej 2

2630 Taastrup

Køle- og Varmepumpeteknik/Energieffektivisering og ventilation

Samt

Lithium Balance,

Baldershøj 26 C,

2635 Ishøj

Forfattere:

Ivan Katic, Teknologisk Institut, ik@teknologisk.dk

Iben Østergaard, Teknologisk Institut, ibo@teknologisk.dk

A. Jeroen de Jong, Teknologisk Institut

Lars Barkler, Lithium Balance, lba@lithiumbalance.com

Rasmus Rode Mosbæk, Lithium Balance, rasmus@lithiumbalance.com

Indholdsfortegnelse

1. Baggrund	5
2. Indledning	5
3. Gældende rammebetingelser	6
4. Forbrugsprofiler	9
4.1. Betydning af tidsopløsning	10
5. Forsøgsopstilling	12
6. Forsøg med varmepumpe	14
6.1. Varmepumpe anvendt til lagring	14
6.2. Måling af varmetab	20
6.3. Konklusion vedrørende varmepumpeforsøg	22
6.3.1. Udfordringer	22
7. Forsøg med batterisystem 1	24
7.1. Resultater med batterisystem 1	27
7.2. Virkning af variation i forbrugs- og produktionsmønster	35
7.3. Delkonklusion for batterisystem 1	37
8. Forsøg med batterisystem 2	39
8.1. Delkonklusion for batterisystem 2	50
9. Beregningsværktøj	51
9.1. Indledende beregninger	51
9.2. Beregningsværktøj	52
10. Termisk energilagring	55
11. Økonomisk analyse	56
12. Anbefalinger og gode råd om batterier	58
12.1. Køb det hele samlet – kend dit elforbrug	58
12.2. Effektstørrelse på batteri-inverter	58
12.2.1. Tomgangstab	58
12.2.2. Batteriets størrelse	58
12.2.3. Mål på tre faser	58
13. Sammenfatning	59
14. Formidling	60
14.1. Indlæg på møder, temadage, workshops m.m.	60
14.2. Artikler – herunder videnskabelige	60
14.3. Udvalgte præsentationer (bl.a. begivenhederne ovenfor)	61
14.4. Beregningsprogram	61

14.5.	Hjemmeside.....	61
15.	Målopfyldelse – resume af resultater, effekt – og brug af resultater.....	62
15.1.	Batterier.....	62
15.1.1.	Fremtidsperspektiver.....	62
15.2.	Målopfyldelse, resultater, fremtidsperspektiver og videre arbejde vedrørende brugsvandsvarmepumpe.....	63
15.3.	Muligheder for fleksibelt elforbrug.....	64
15.4.	Sammenligning af karakteristika for energilagre.....	64
16.	Summary.....	65
17.	Referencer.....	67
18.	Bilag.....	68
18.1.	Redegørelse for datagrundlag fra System 1.....	68
19.	Projektdeltagere.....	71

1. Baggrund

I 2014 bevilgede ELFORSK-programmet støtte til projektet "Optimal udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus" (projekt nr. 346-012). Baggrunden for ansøgningen var, at de økonomiske rammevilkår for ejere af solcelleanlæg var blevet ændret på en række punkter, således at den privatøkonomiske rentabilitet for solcelleanlæg blev væsentlig forringet. Den største ændring var bortfald af den årsbaserede nettoafregning, hvormed nettet ikke længere kunne bruges frit til udveksling af elproduktion fra solcelleanlæg. Der var derfor behov for at se på, hvorledes anlæggene fremover skulle dimensioneres og drives for at tilpasse dem til den nye økonomiske virkelighed, hvilket var hovedformålet med nærværende projekt. Samtidig var der internationalt sket en nærmest eksplosiv stigning i interessen for energilagring, og der var – specielt på det tyske marked – indhentet de første erfaringer fra praktisk anvendelse af batterier til solcelleanlæg. Det var derfor et rigtigt tidspunkt at se på samspillet mellem solceller og energilagring og -styring i en dansk kontekst. Efter en del vanskeligheder med at finde de rette projektpartnere, endte det med at projektet blev sat i gang med deltagelse af batterifirmaet Lithium Balance samt Teknologisk Institut. Projektets parter har i denne rapport gjort rede for projektets forløb og de vigtigste resultater.

2. Indledning

I projektansøgningen er formålet formuleret således:

Projektets formål er at udforske, afprøve og optimere systemløsninger, der sikrer, at mest mulig elektricitet produceret af solcelleanlæg, udnyttes direkte i husstanden, når dette er at foretrække. Dvs. systemer, der indeholder lagrings- og styringsmuligheder til at lagre solcelle-elektricitet, fra den produceres, til der er behov for den. Målet er at finde de optimale løsninger såvel mht. systemopbygning (enkelhed og robusthed), energi-optimalt (effektivitet) samt økonomisk. Ved at dokumentere velfungerende løsninger og angive dimensioneringsregler for lagrings- og elstyringssystemer, vil producenter, leverandører og rådgivere blive i stand til at dække den forventede efterspørgsel på sådanne produkter i de kommende år. Der udarbejdes – på basis af forsøgsresultaterne - et program til valg af solcelle-elproduktion i forhold til lagringskapacitet og forbrugsmønstre.

Det var oprindeligt projektets ambition at prøve tre forskellige teknologier til energilagring:

- 1) Lagring i bly-syre batteri
- 2) Lagring i Lithium Ion batteri
- 3) Lagring som varme i forbindelse med varmepumpe

Det hastige prisfald på lithiumbatterier - og det faktum at samarbejdet blev begrænset til Lithium Balance - har medvirket til at undersøgelsen af blybatterier er taget ud af projektet. Til gengæld er der prøvet flere forskellige løsninger inden for lithiumbatterisystemer.

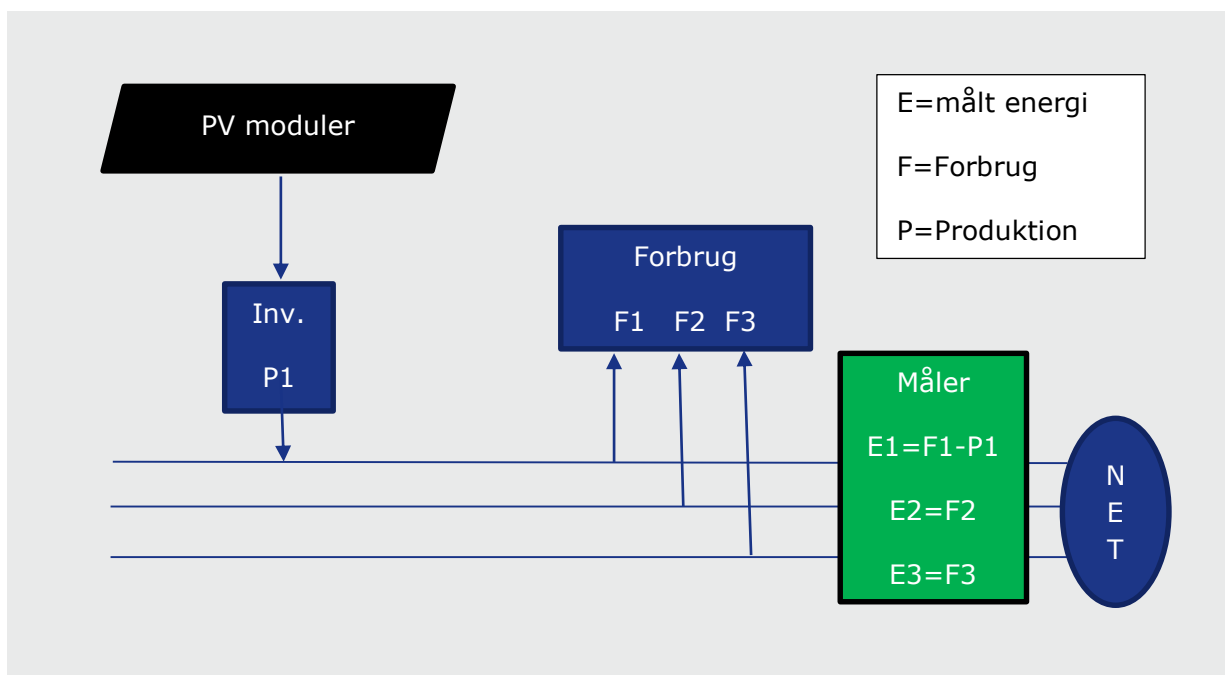
3. Gældende rammebetingelser

For at kunne foretage den privatøkonomiske optimering af driften, som der er lagt op til i projektet, er det nødvendigt at se på spillereglerne for private elforbrugere, der samtidig ejer et solcelleanlæg. Følgende beskrivelse er begrænset til gældende regler (marts 2016) for nye anlæg, som tilsluttes det kollektive elnet.

Overgangen fra årsbaseret nettoafregning til den nye ordning kan bedst forklares ved at referere til Energinet.dk, som er den instans, der står for afregning af egenproducenter tilsluttet det kollektive elsystem. Energinet.dk har på deres hjemmeside <http://www.energinet.dk/DA/EI/Solceller/Har-du-solceller/Sider/Nettoafregningsgrupper.aspx> defineret fire aktuelle afregningsgrupper for disse "prosumers":

- Gruppe 2 er en timeafregning, som kendetegnes ved at eventuel overskudsproduktion kan lagres i op til en klokke time. Inden for den klokke time kan du forbruge strømmen. Er overskudsproduktionen ikke brugt i den indeværende time, sælges den til elnettet.
- Gruppe 4 er en øjebliksafregning. Det betyder, at strømmen skal forbruges i samme øjeblik, som den produceres. Eventuel overskudsproduktion bliver solgt til elnettet med det samme.
- Gruppe 5 er som gruppe 4 en øjebliksafregning. Det betyder, at strømmen skal forbruges i samme øjeblik, som den produceres. Forskellen på de to grupper er, at du i gruppe 5 ingen afregning får for eventuel overskudsproduktion. Overskudsproduktion leveres gratis til elnettet.
- Gruppe 6. I daglig tale kaldes den årsbaserede nettoafregning også nettomålerordningen eller den gamle ordning. Som navnet indikerer, er gruppe 6 en årsafregning. Det vil sige, at du om vinteren kan benytte den strøm, som dit anlæg har produceret om sommeren.

Nye solcelleanlæg bliver oftest tilsluttet Gruppe 2 eller 4. Umiddelbart skulle man tro, at alle ville vælge gruppe 2, hvor man kan bruge nettet til at udjævne produktionen over den enkelte time, men grunden til at mange vælger gruppe 4 er, at nogle netselskaber kræver en lavere abonnementsbetaling for denne gruppe end gruppe 2. For at forstå hvilke konsekvenser det har at vælge den ene eller den anden gruppe, kan man se på følgende skitse af et installationstilsluttet solcelleanlæg, hvor der i eksemplet er set på en trefaset elinstallation, hvor kun den ene fase er tilsluttet solcelleanlægget:



Skematisk fremstilling af installationstilsluttet solcelleanlæg. Afregning efter den "nye ordning" sker som følger:

Gruppe 2: Nettoberegning hver time for alle faser $E_{\text{netto}} = E1 + E2 + E3$

Gruppe 4: Øjebliksværdier summeres som $E_{\text{forbrug}} = E1(\text{pos}) + E2 + E3$; $E_{\text{salg}} = E1(\text{neg})$

Det er let at se af dette eksempel, at det vil være uheldigt hvis der ikke er noget forbrug på fase 1, hvis man har valgt afregning efter gruppe 4, mens den fysiske fordeling af forbruget på de enkelte ledere ikke betyder noget ved gruppe 2.

For kunder, der har fået accept på forhøjet afregning, gælder følgende 10-årige fastpriser for salg af el fra husstands solcelleanlæg:

Opførelsesår	2013	2014	2016	2017	2018
Kr./kWh	1,16	1,02	0,88	0,77	0,60

For solcellekunder, som ikke har forhøjet afregning, gjaldt til for nylig at salgsprisen var fastsat til 60 øre/kWh de første 10 år og 40 øre/kWh de næste 10 år. Denne mulighed er dog netop suspenderet ved et hastende indgreb af Folketinget og herefter er disse kunder henvist til at sælge til markedspris på typisk 20-30 øre/kWh.

Dette skal holdes op mod en typisk forbrugerpris for købt el på 2,1-2,2 kr./kWh og populært sagt er det forskellen mellem disse beløb, der skal finansiere eventuelle systemer til energilagring- og -styring. For at gøre billedet komplet, skal det også nævnes at elvarmekunder p.t. kan få rabat, så den del af elbehovet, der overstiger 4.000 kWh/år, bliver godt 40 øre billigere pr. kWh end "standardprisen".

Alt efter hvilken type afregning man har valgt, vil det have betydning *hvordan* man bruger el og ikke kun *hvor meget*. Har man apparater, der kører med jævnt forbrug og solen også

skinner stabilt, vil det ikke have stor betydning om man benytter gruppe 2 eller 4. Har man derimod apparater, som slår til og fra i løbet af dagen, som for eksempel en elvandvarmer, kan det afgjort have betydning. Ifølge et notat fra Energinet.DK [3] regner man med at anlæg i fremtiden vil blive tilsluttet gruppe 2 i takt med at den bliver billigere, når man generelt går over til timeafregning på elnettet og solceller derfor ikke længere stiller krav til særlig måler.

Med hensyn til batterier er der i lovgivningen ikke fundet nogen konkrete referencer, formentlig fordi man ikke havde forestillet sig denne type anlæg da lovene omkring decentral VE blev skrevet. Med elpriser, der - set fra forbrugerens vinkel - er konstante døgnet rundt, er der p.t. ikke noget incitament til at bruge batterier aktivt i forhold til køb af strøm fra nettet med henblik på senere forbrug eller tilbagesalg. Dette forhold kan naturligvis ændre sig med indførelse af (stærkt) variable tariffer, som man kender det fra udlandet og de gamle danske treledstariffer.

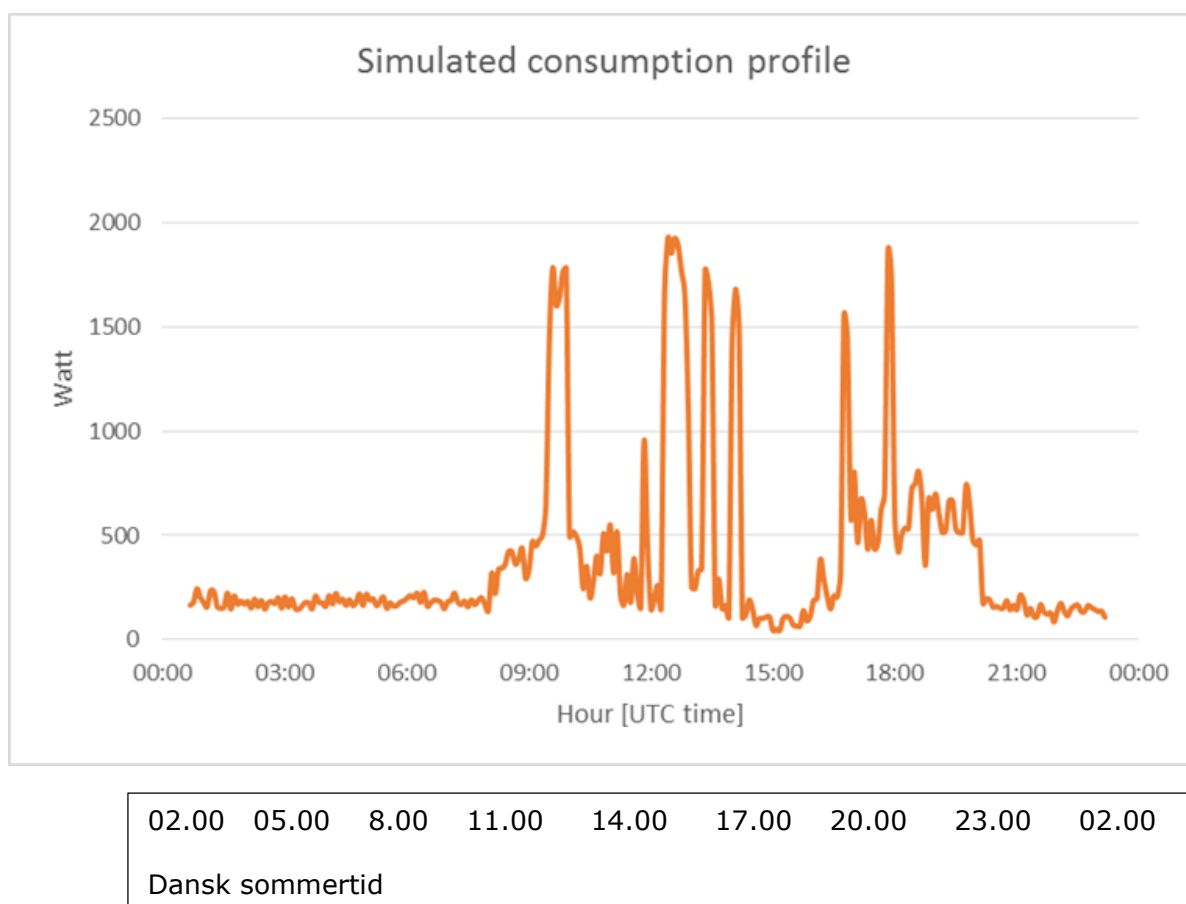
4. Forbrugsprofiler

Hvordan definerer man elforbruget for en typisk husstand? Da projektet blev formuleret, var der flere forskellige muligheder i spil, herunder realtidsmåling på udvalgte forbrugere eller indhentning af historiske data fra andre projekter. For at det ikke skulle blive unødigt kompliceret og kræve meget store datamængder, blev det besluttet at antage afregning efter gruppe 2, det vil sige *timebaseret nettoafregning uafhængig af fasefordeling*.

Opgaven var derfor at finde repræsentative værdier for et helt år, gerne med høj tidsopløsning, men det viste sig også at være vanskeligt. Det lykkedes ganske vist at få fat i adskillige interessante måledata fra virkelige forbrugere (især fra en venlig AAU-medarbejder), men det var yderst vanskeligt at udpege en bestemt serie som værende repræsentativ. Ydermere var mange af serierne fulde af datahuller.

Der findes offentligt tilgængelige "typiske" serier tilgængelige fra www.elforbrugspanel.dk, men de er baseret på aggregerede timeværdier og beskriver derfor ikke den dynamik, der vil være for den enkelte husholdning. Netop dynamikken kan være afgørende for praktisk måling af udstyrets reguleringsmæssige egenskaber. Efter en del research, blev det besluttet at indkøbe et sæt tyske VDE-standarder [4] med typiske minutværdier for husholdninger. Profilerne findes som døgnfiler og er defineret for hverdage og weekender samt forskellige årstider og geografiske placeringer. Der er således ikke tale om et sammenhængende års data, men det blev vurderet som mindre væsentligt, fordi man kan antage nogenlunde samme profil for de enkelte døgn (med opdeling i hverdage og fridage). Ved at vælge profiler fra det nordlige Tyskland, er usikkerheden ved ikke at bruge danske data blevet minimeret.

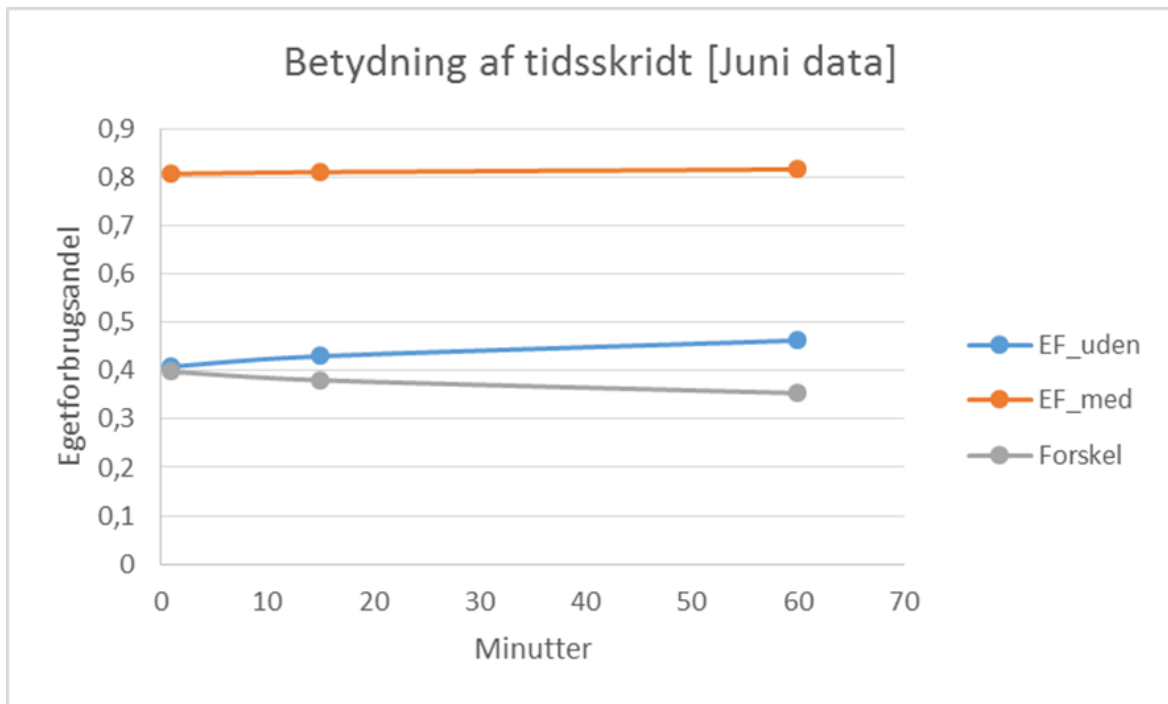
Kurverne er både brugt til at styre det faktiske elforbrug i forsøgspstillingen samt til at beregne hvor stor del af et solcelleanlægs produktion, der kan bruges direkte (egetforbrugsandelen).



Figur 1 Døgnkurve for simuleret forbrug (hverdag/sommer/ minut opløsning). Bemærk, at grafen er med UTC tidsangivelse [4]

4.1. Betydning af tidsopløsning

For at se hvor stor betydning tidsopløsningen kan have for beregning af den årlige energibalace, er der foretaget en omregning fra de samme minutdata til henholdsvis kvarters- og timeværdier. Resultatet er som forventet, at der sker en forskydning mod højere andel egetforbrugt solcellestrøm jo længere tidsskala man bruger. Når der er et batteri inde i systemet, er der ikke nogen mærkbar forskel, hvilket er logisk da batteriet typisk udjævner fluktuationer inden for minimum en time.



Figur 2 Figuren viser, hvor meget man overvurderer egetforbrugsandelen, hvis man bruger data med for store tidsskridt. Vist for et konkret anlæg med og uden batterilager og for en enkelt måned.

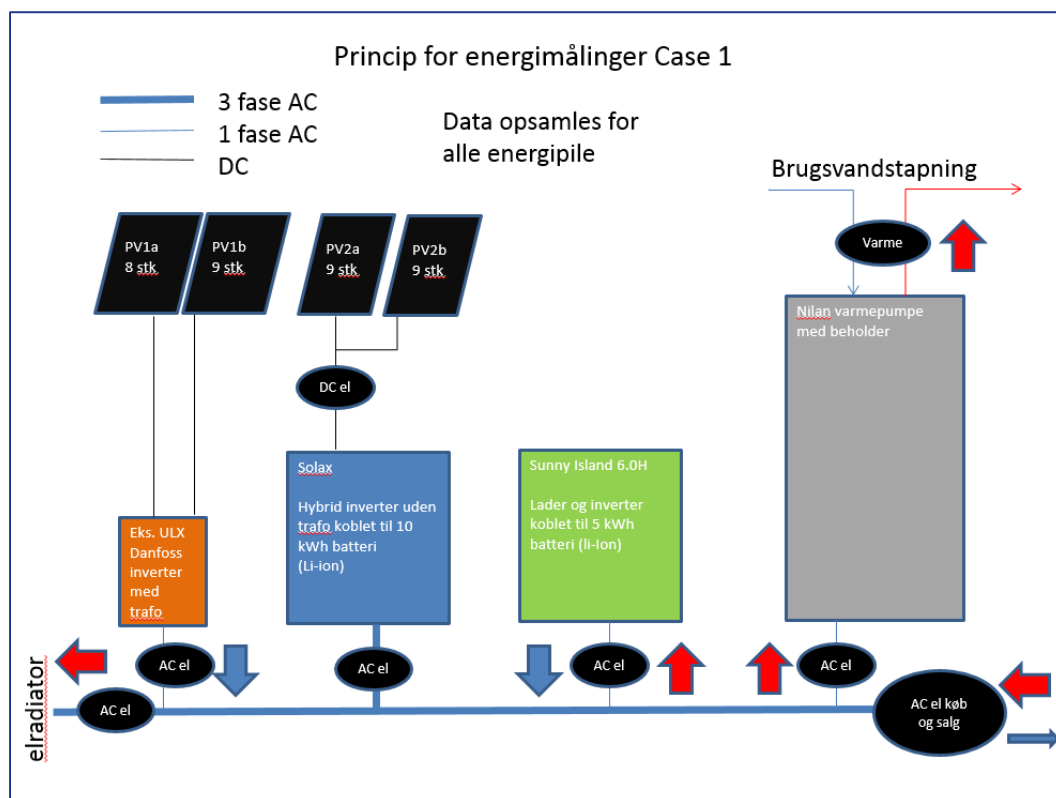
Ved anlæg *uden* batteri og afregning efter gruppe 4, ville man i det viste eksempel for juni måned kunne bruge 40 % af strømmen selv (idet et minut betragtes som øjebliksværdi), mens man ved gruppe 2 (timeværdier) kunne bruge cirka 47 %.

5. Forsøgsopstilling

Alle forsøgsopstillinger er opbygget i EnergyFlexHouse, som er et eksperimentalmhus med solcelleanlæg opført ved Teknologisk Institut. For at kunne simulere et fiktivt hus, er der bygget en elektrisk undertavle (med selvstændig hovedmåler) hvor alle målinger kan foregå uden at blive forstyrret af de øvrige bygningsinstallationer.

Der er benyttet følgende udstyr ud over den faste basisinstrumentering som findes i huset:

- Elmålere i undertavleinstallation (AC)
- Interne strøm/spændingstransducere i batteripakke (DC)
- Kamstrup varmemåler i forbindelse med varmepumpe
- Strøm/spændingstransducere på en del af solcelleanlægget (DC)



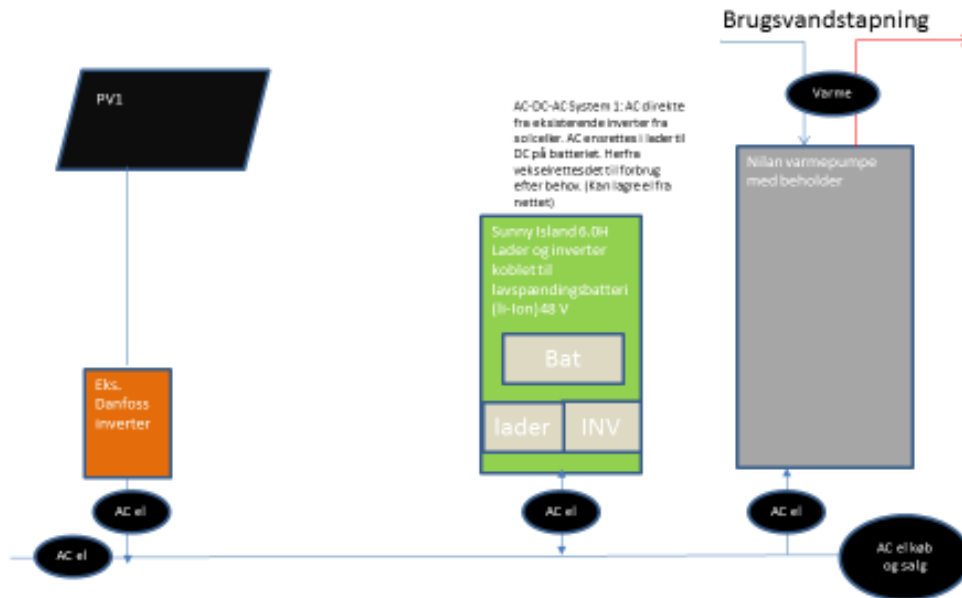
Figur 3 Opbygning af forsøgsopstilling

Som det fremgår af figuren er der instrumenteret på alle energistrømme ind og ud af hovedkomponenterne. Man kan derfor opstille energibalancer og beregne virkningsgrader for alle processer.

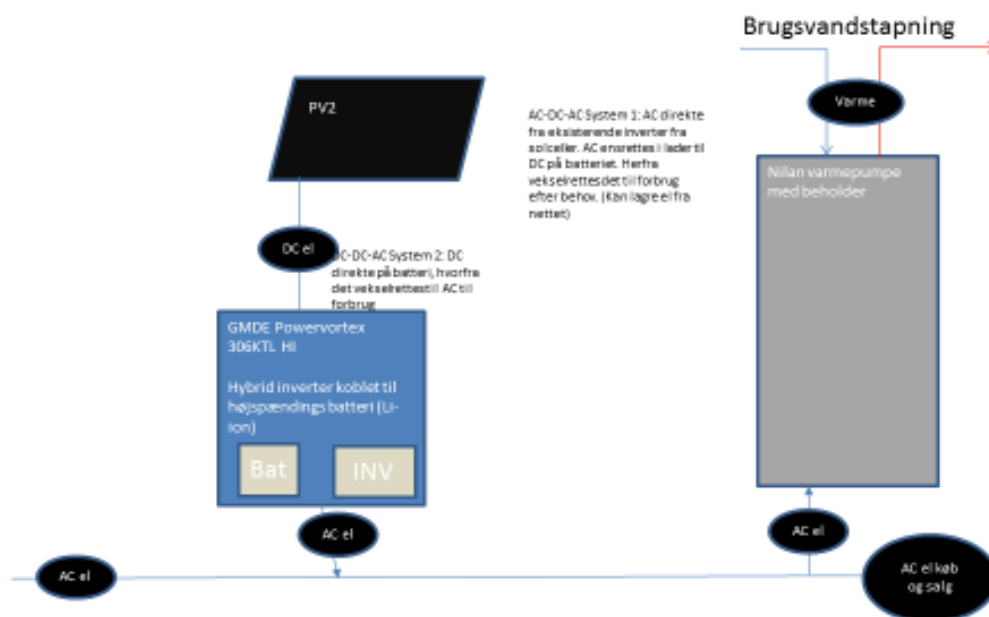
Den viste elradiator er en trefaset varmeblæser på 10 kW, som kan styres via en elektronisk lysdæmper. Det er derved muligt – minut for minut – at simulere et hvilket som helst elforbrug.

Nedenfor er skitseret planen for de to forsøgsopstillinger, som bliver beskrevet nærmere i rapporten.

Case 1. Tilbygning til eksisterende solcelleanlæg



case 2. Til nyt solcelleanlæg uden inverter.



6. Forsøg med varmepumpe

I den første del af projektet blev der set på muligheden for at bruge en eksisterende varmepumpe med tilhørende varmtvandsbeholder som termisk energilager. I det følgende er de aktuelle forsøgsrækker og resultater beskrevet i detaljer.

6.1. Varmepumpe anvendt til lagring

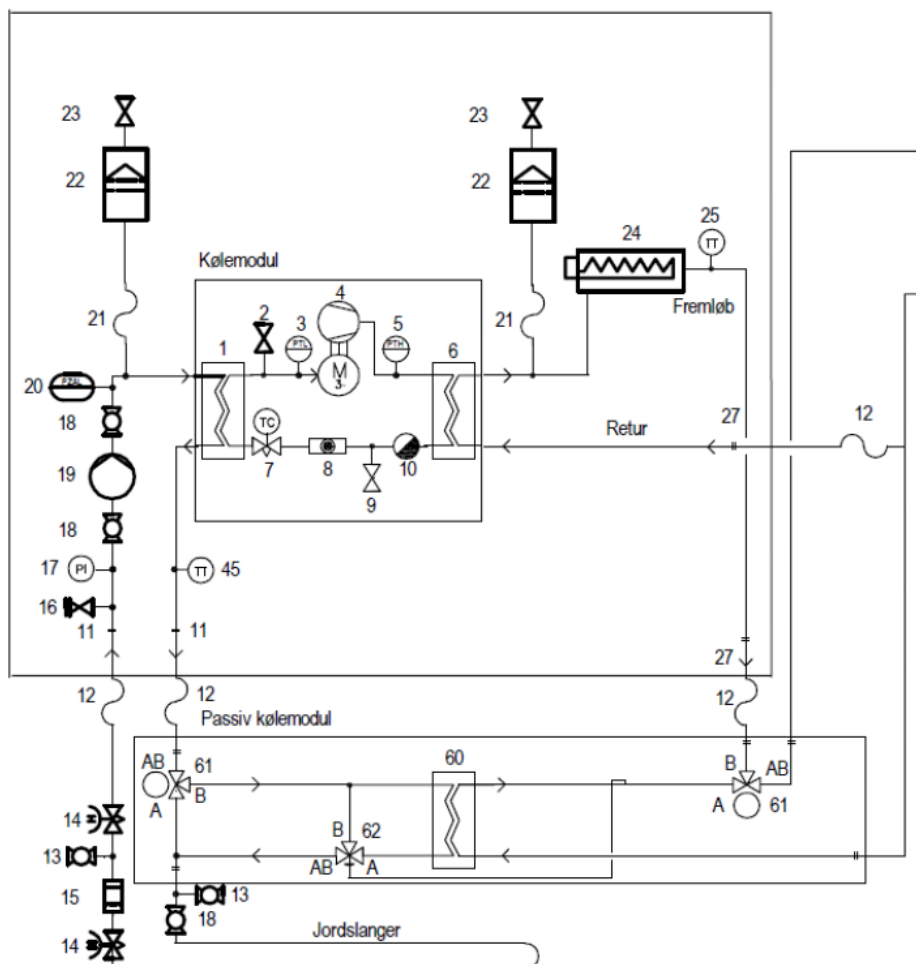
Dette forsøg skulle kortlægge, hvor velegnet den aktuelle varmepumpe med beholder er til at absorbere overskudsenergi fra solcelleanlægget.

Varmepumpen er en Nilan jordvarmepumpe tilsluttet en 180 liter beholder. Der bliver målt på elforbruget til hele enheden, inklusive brine-pumpe i jordvarmekredsen. Varmtvandsforbruget bliver målt med flowmåler og temperaturfølere. Forbruget bliver styret ved hjælp af en magnetventil, som kan aktiveres on/off via pc'ens styringsprogram.

Installation:

- Varmepumpe type: Nilan GEO 6 (optimeret for gulvvarmedrift)
- Jordslange på ca. 400 m
- Varmtvandsbeholder 180 l med indvendig varmespiral

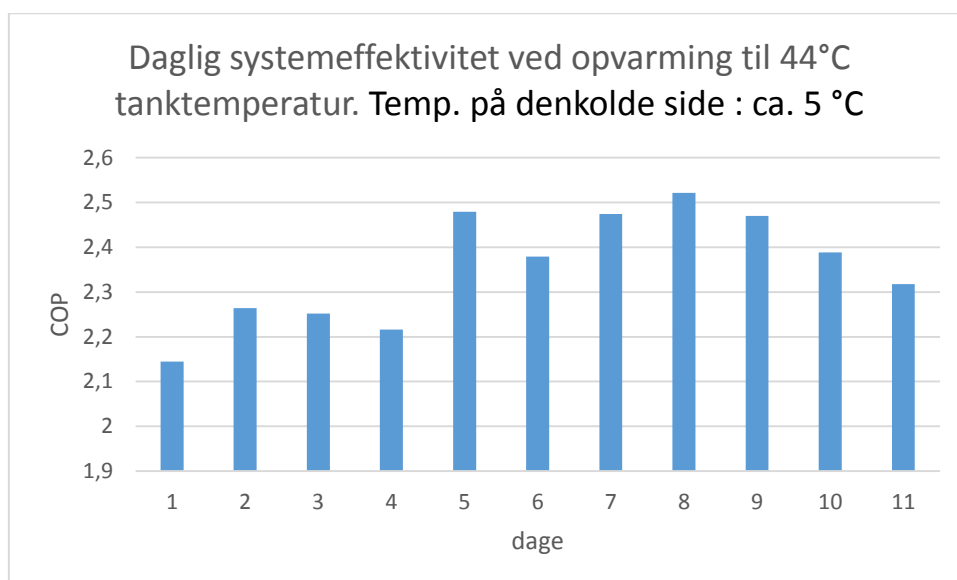
- 1 Fordamper
- 2 Serviceventil for lavtryk
- 3 Lavtrykspresostat
- 4 Kompressor
- 5 Højtrykspresostat
- 6 Kondensator
- 7 Ekspansionsventil
- 8 Skueglas med fugtighedsindikator
- 9 Serviceventil for højtryk
- 10 Combifilter
- 11 Samleflade 1"
- 12 Flexslange
- 13 Påfyldninghane
- 14 Afspæringsventil
- 15 Snavsfilter
- 16 Sikkerhedsventil 3,5 bar
- 17 Manometer
- 18 Kuglehane
- 19 Cirkulationspumpe 130 mm
- 20 Miljøpresostat 0,6/1,1 bar
- 21 Flexslange 10 mm
- 22 Ekspansionsbeholder 8 Liter
- 23 Automatudlifter 3/8"
- 24 Elpatron 2,0 kW
- 25 Temperaturføler T1 max. 45°C (Centralvarme)
- 26 Sikkerhedsventil 2,5 bar
- 27 Samleflade 3/4"
- 28 Overstrømsventil
- 35 3-vejsventil
- 36 Cirkulationspumpe
- 38 Temperaturføler T2, max 75°C (Solvarme)
- 44 Temperaturføler T3 (Brugsvand)
- 45 Temperaturføler T4 (Brineføler)
- 46 Temperaturføler T3 (Udeføler)
- 60 Pladeveksler
- 61 3-vejsventil
- 62 RAVV+VMV-ventil



Figur 4 Principdiagram for varmepumpen. Bemærk pos. 24 elvarmelegeme på 2 kW

Det skal afklares, hvad det betyder for varmepumpens effektivitet, hvis den tvinges til at levere en højere brugsvandstemperatur end normalt. Man må formode, at effektiviteten falder med stigende temperatur, dels på grund af varmetab, dels på grund af forringede driftsforhold for varmepumpens kredsproces, men hvor meget?

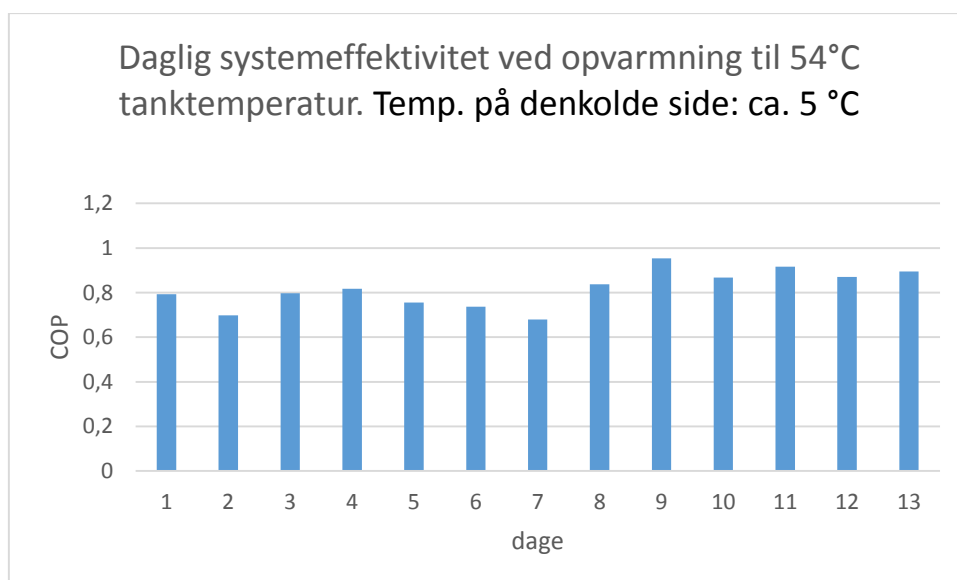
Først er der kørt i en periode med aftapning af ca. 200 l blandet vand (40°C) pr. døgn. Varmepumpens driftsfunktion blev sat til "sommer" og elvarmepatron frakoblet. Fremløbstemperaturen blev sat til ca. 45°C, således at der kunne opnås en varmtvandstemperatur på lidt under dette niveau. Der blev målt følgende effektivitet:



Figur 5 COP ved drift af tappeprogram (ingen rumvarme)

Gennemsnitseffektiviteten er beregnet til 2,34 for perioden. Udsvingene skyldes, at varmepumpens driftsmønster ikke er helt det samme fra dag til dag.

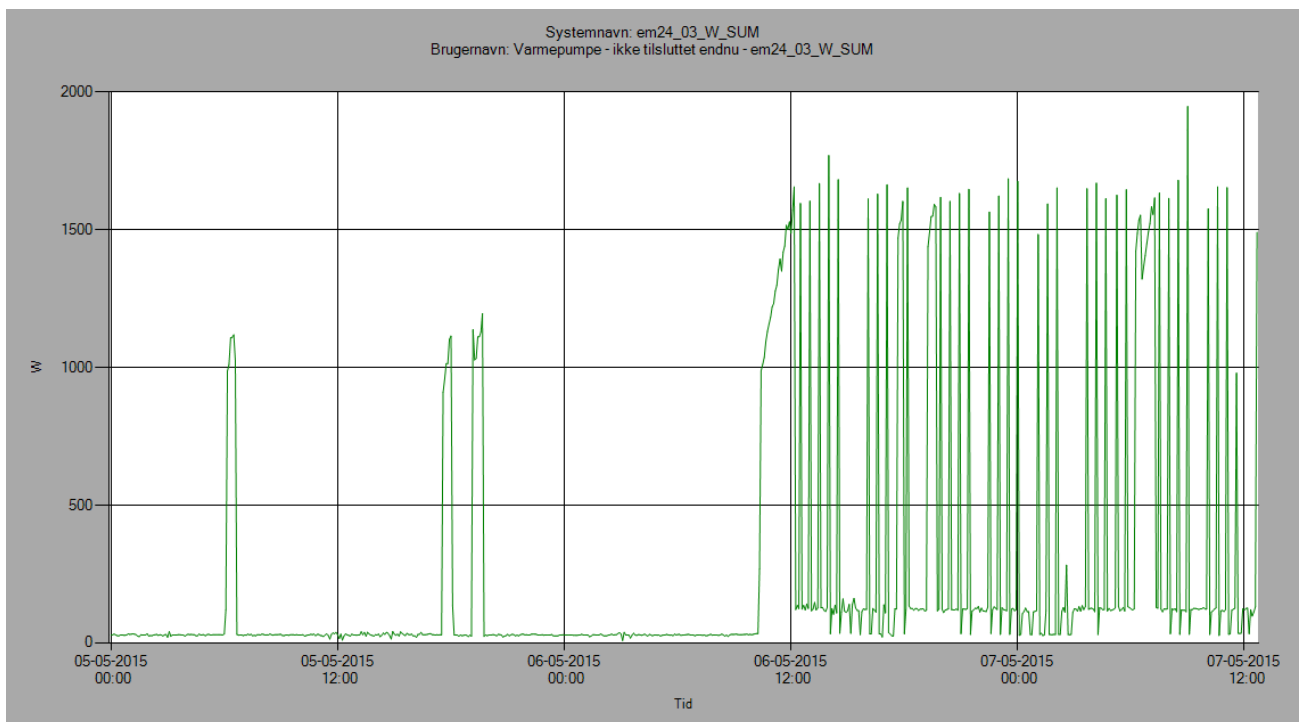
Dernæst blev varmepumpens driftstemperatur øget fra ca. 45 til ca. 55°C.



Figur 6 COP ved forhøjet temperatur

Dette gav et drastisk fald, idet systemeffektivitet i perioden blev målt til 0,81 (!), altså en del ringere end man kunne forvente af ren elvarme (COP=1) fra en intern elpatron i varmtvandsbeholderen. Den meget lave effektivitet skyldes formentlig varmetab i forbindelse med en udvendig elpatron, som medfører yderligere varmetab i rørkredsen.

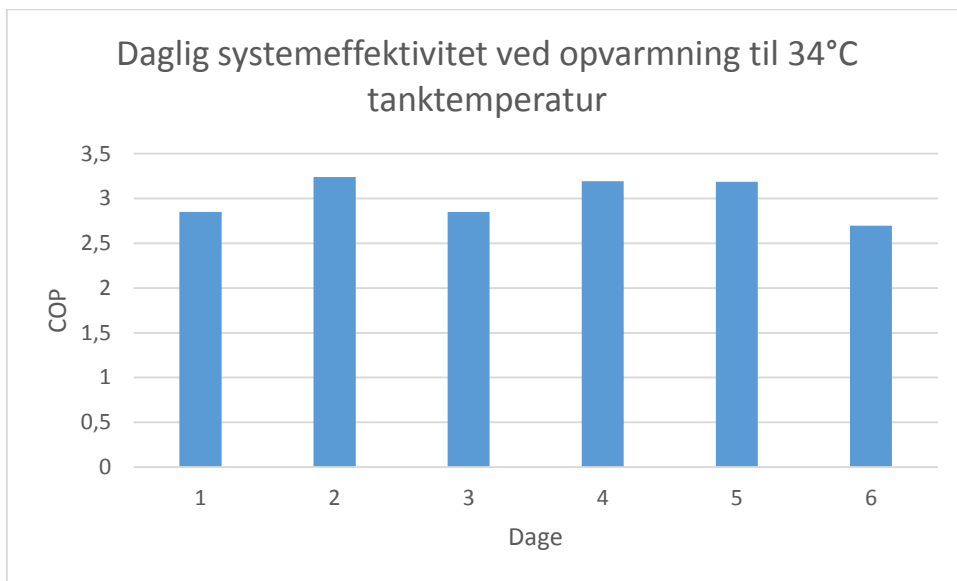
På nedenstående figur ses, hvordan driftsmønstret ændrer sig ved skift fra ca. 45 til ca. 55°C.



Figur 7 Varmepumpens effektoptag viser hyppigere og højere spidser ved drift af elpatron

Det ser ud til, at elvarmepatronen kobler ind på trods af, at den blev deaktiveret i brugermenuen! Samtidig er der stort varmetab i beholderen i forhold til perioden med lavere driftstemperatur. Effektiviteten vil derfor være stærkt forringet med denne indstilling.

Endelig er det forsøgt at sænke temperaturen til cirka 34°C, selvom dette er lavere end den ønskede brugsvandstemperatur. Det vil være muligt at sænke temperaturen i de perioder, hvor der ikke forventes et varmtvandsforbrug, for eksempel midt på dagen og om natten. Herved kan tanken tømmes for energi, så den er klar til opladning, når der er overskud af solenergi.



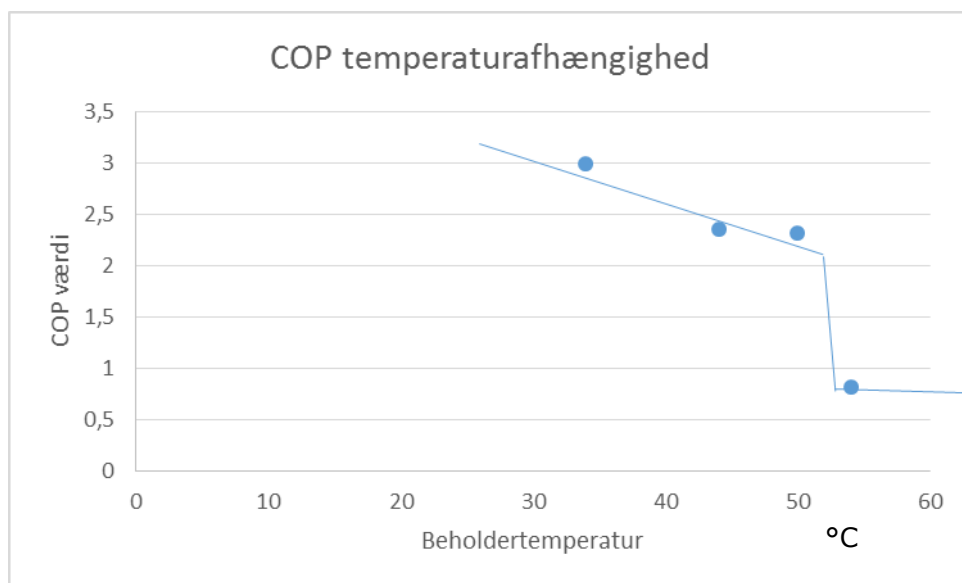
Figur 8 COP ved sænket driftstemperatur

Gennemsnitseffektiviteten er beregnet til 2,99 for perioden.

En efterfølgende kørsel ved 50°C viste, at her kunne varmepumpen netop køre i normal drift uden at elpatronen gik i gang. Der tegner sig derefter følgende billede af effektivitets afhængighed af beholdertemperaturen:

Tanktemperatur °C	Målt systemeffektivitet
34	2,99
44	2,35
50	2,31
54	0,81

Det ses i tabellen ovenfor og i grafen nedenfor, at der er et kraftigt fald i effektivitet ved godt 50 °C, idet opvarmningen overtages af en udvendig elpatron, der medfører ekstra varmetab i rør-kredsen.



Figur 9 Målepunkter for COP. Fordampningstemperaturen var cirka 5°C

Konklusionen er, at man for den specifikke varmepumpe bør bruge den indbyggede elpatron i varmtvandsbeholderen, såfremt man vil lagre energi ved en temperatur på over 50°C. Herved bør man kunne opnå en effektivitet på knap 1,0 alt efter beholderens varmetab.

Ved lavere temperaturer kan man lade varmepumpen oplade beholderen med en gennemsnitlig effektivitet på omkring 2,5. Da beholderens volumen er 180 liter, er den omtrentlige varmekapacitet:

$$C = 4,186 \text{ kJ/kgK} * 180 \text{ kg} = 753 \text{ kJ/K} = 0,21 \text{ kWh/K.}$$

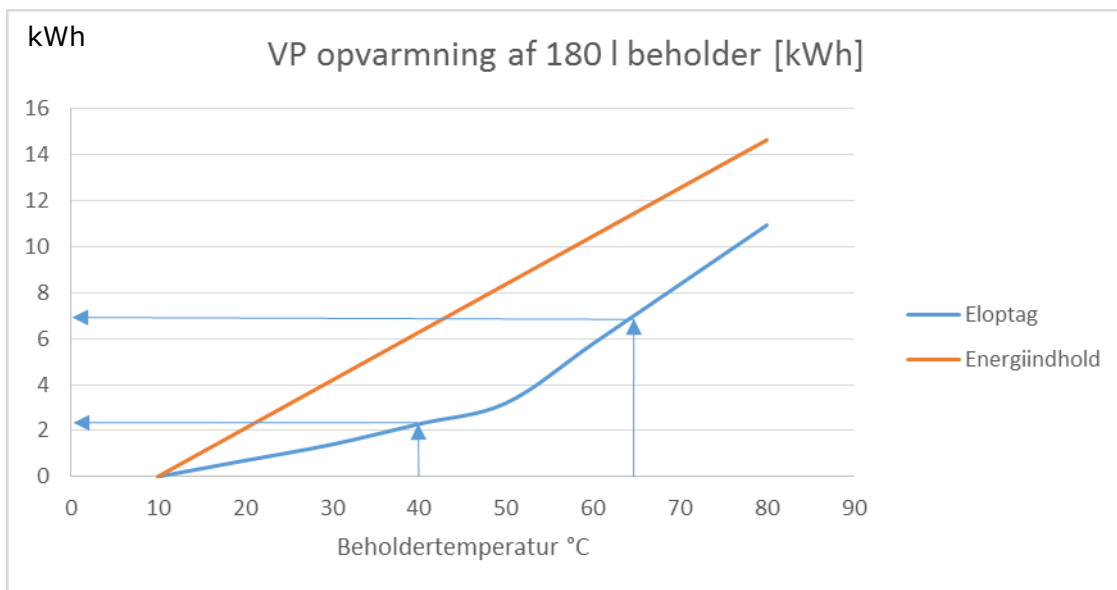
Det vil sige der bruges $0,21/2,5 = 0,084 \text{ kWh/K}$ el i den første del af opvarmningsforløbet.

Den maksimale elektriske energi der kan absorberes ved opvarmning fra f.eks. 30-80°C er således

$$E_{\text{abs}} = 20 * 0,084 + 30 * 0,21 = 1,67 + 6,3 = 8,97 \text{ kWh.}$$

Hvis man af hensyn til komfort ikke vil lade beholderen blive koldere end f.eks. 40°C vil en endnu større procentdel af elenergien blive afsat i elpatronen under opladning, og man kan derfor overveje, om det er umagen værd at bruge varmepumpen til det første lille temperaturløft.

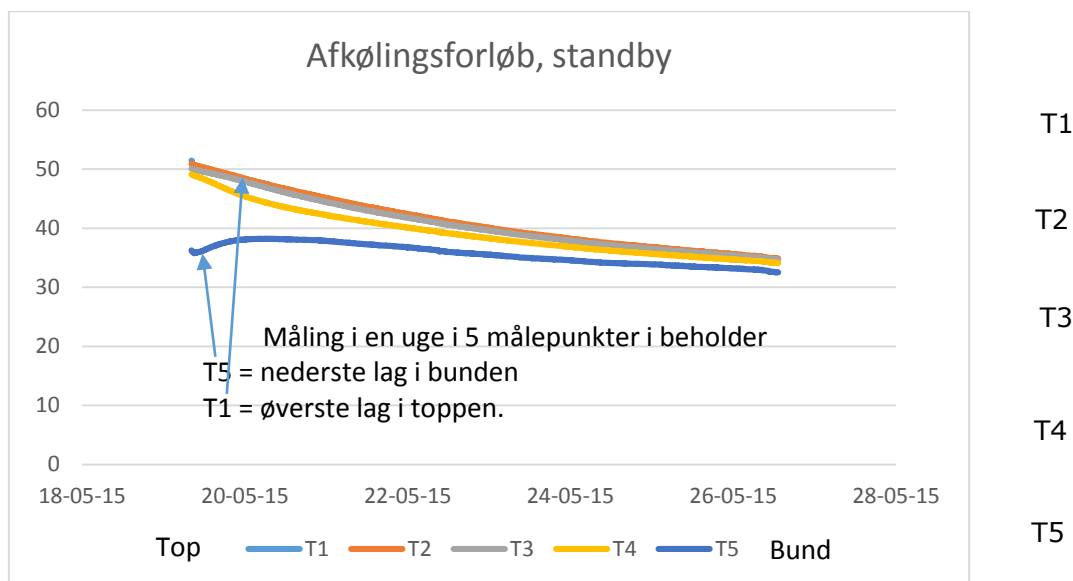
Man kan på baggrund af målingerne beregne, hvordan en opladning af beholderen med overskudsel vil forløbe, som vist herunder. Der ses et knæk ved 50°C hvor elpatronen tager over. I det viste eksempel kan man afsætte cirka $7-2,3 = 4,7 \text{ kWh}$ el ved en opvarmning fra 40 til 65°C. Kapacitetsmæssigt svarer det til de mest almindelige batteripakker på markedet.



Figur 10 Energilagring i varmtvandsbeholder med varmepumpe

6.2. Måling af varmetab

Man må huske, at når man overopvarmer beholderen, vil der ske et større varmetab end normalt. For at kvantificere tabet, er der gennemført en standby-test gennem en uge med intern temperaturmåling i beholderen som vist.



Figur 11 Afkølingskurver over en uge for varmtvandsbeholderens 5 lag

Det nederste lag øger temperaturen til at begynde med på grund af varmeledning fra de overliggende lag. Omgivelsestemperaturen har været cirka 23°C. Figuren illustrerer, at selvafladningen fra et lille varmelager er ganske betydelig set i forhold til energiindholdet. Virkningsgraden ved termisk energilagring vil derfor afhænge stærkt af, hvor længe energien skal gemmes.

Varmetabskoefficienten kan heraf beregnes til cirka 0,9W/K. Hvis man regner med at beholderen i gennemsnit er 10 K varmere end den ellers ville være, bliver varmetabet forøget som vist i tabellen. Hvis man bruger en varmepumpe med beholder som afløb for overskudsel, skal man derfor tage hensyn til det øgede varmetab såvel som den forringede COP, når varmepumpen skal varme op til en højere temperatur end ellers.

Beregning ved 2.000 kWh varmtvands-forbrug	Gns beholdertemperatur	Gns COP	Varmetab	Elforbrug total
Reference VP	45 °C	2,5	197 kWh	879 kWh
Dynamisk VP	55 °C	2,0	276 kWh	1138 kWh

Man bruger altså i dette tilfælde 259 kWh mere om året, svarende til et effektivitetstab på 23 %.

Bemærk at COP-værdien her er beregnet ud fra at elpatronen IKKE er i drift.

6.3. Konklusion vedrørende varmepumpeforsøg

Den simpleste strategi for energilagring er påvist at fungere ved at overstyre termostaten, således at beholderen bliver varmet op til en højere temperatur end normalt. Dette kunne lade sig gøre ved at koble en modstand ind parallelt med den indbyggede føler. Varmepumpen og dens styring gav dog visse udfordringer, specielt med styring af elpatronen.

- Varmepumpen skal være egnet til formålet, dvs. den skal kunne tilpasse sig over et stort temperaturområde uden væsentlig forringelse af effektfaktoren
- Der bør sidde en elpatron direkte i beholderen, som evt. kan opvarme det sidste stykke, hvor varmepumpen ikke kan følge med. Her skal styringen kunne slukke helt for kompressoren, som ellers bare vil levere "varme til fuglene"
- Varmtvandsbeholderen skal have en fornuftig størrelse, f.eks. over 200 l samt en god isolering uden kuldebroer. Denne størrelse vil sikre, at man kan optage et par timers overskudsel fra et typisk solcelleanlæg på 4-5 kW (svarende til typiske batteriløsninger)
- Styringen skal kunne begrænse hvilke perioder, der skal opvarmes i, for eksempel via et signal fra solcelleanlæggets inverter eller en timer. På den måde kan man sikre sig at beholderen er kold, når solen begynder at skinne og der vil være overskud af el
- Varmepumpen kan ved opvarmning fra 40 til 65°C optage 4,7 kWh svarende til kapaciteten på almindelige batteripakker
- Ved eksisterende varmepumpe vil lagring af el som overslag koste ca. 50 øre pr. kWh optaget el (pr. kWh: Købspris på el til varmepumpe 1,60 kr.; salgspris af el fra solcelleanlæg 0,77 kr.; 0,36 kr. for lagring i varmepumpe. Dvs.: 1,60 kr. - 0,77 kr. - 0,36 kr. = 0,47 kr.)
- Dvs. med merpris for styring på 4.000 kr. og 250 cykler om året, vil det give en simpel tilbagebetalingstid på omkring 8 år
- Samlet hentes ca. 77 % af den lagrede elenergi ud af systemet igen som varmt vand. En del af tabet vil dog komme husets rumopvarmning til gode.

6.3.1. Udfordringer

En varmepumpe kan ikke følge solens effekt – dog er en frekvensreguleret formodentlig mere egnet til det; en elpatron er mere egnet, idet den dels har større effekt, dels kan styres kontinuerlig op og ned.

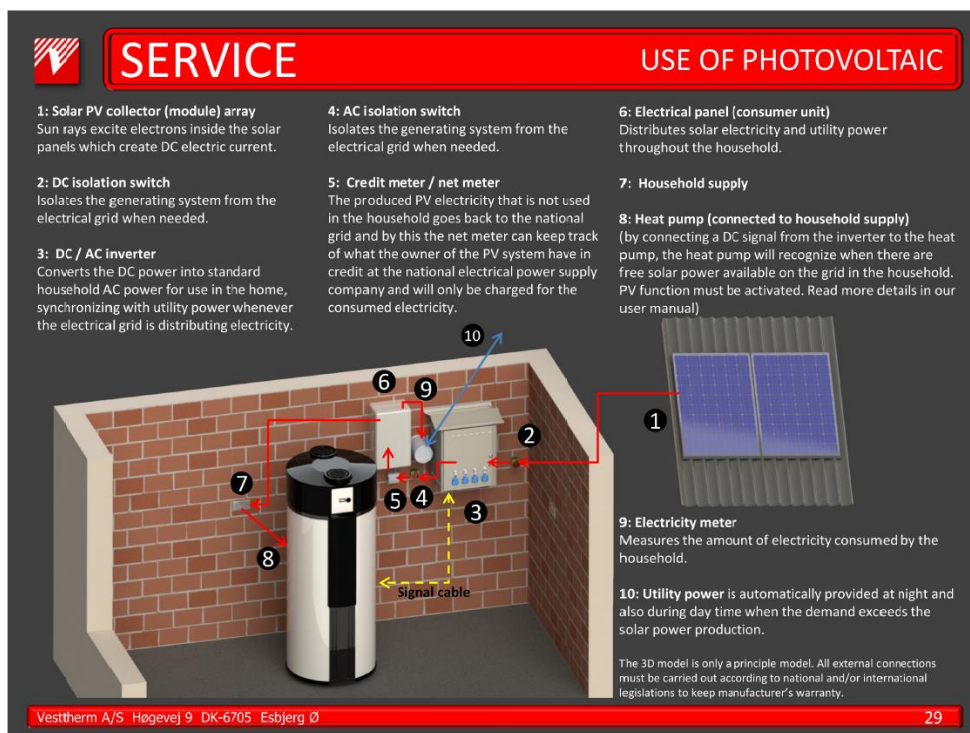
Referencer og fabrikantoplysninger for dette område:

Specielt på det europæiske marked er der mange fabrikanter, som allerede har eller udvikler nye løsninger med henblik på at omsætte solcellestrøm til varme. Det drejer sig både om direkte elvarme i en elkedel (før eller efter konvertering til AC) og anvendelse via en varmepumpe med det fornødne lager.

PV Magazine Deutschland [5] har en udmærket artikel om varme fra PV og der findes en markedsoversigt i ref. [6].

Panasonic har en Heat Pump Manager, som kan styre deres varmepumper alt efter hvor meget solstrøm, der er til rådighed, dvs. forceret opvarmning af både beholder og bygningsmasse.

Det samme har det danske Vesttherm, som primært leverer brugsvandsvarmepumper til eksportmarkedet.



Figur 12 Uddrag fra Vesttherm-brochure for solcelleforberedt brugsvandsvarmepumpe

7. Forsøg med batterisystem 1

Det første system med oplagring i et batteri blev opbygget med en 4,6 kW inverter fra SMA (Sunny Island 6.0 H) og en 5,1 kWh batteripakke fra Lithium Balance med en nominel spænding på 51 V. Solcelleanlægget på 3,5 kWp er koblet til på AC-siden via dets egen Danfoss inverter.

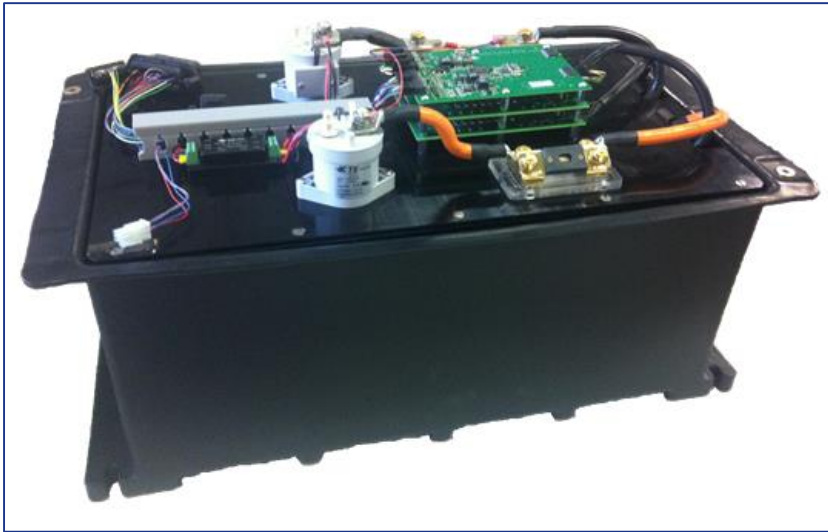
SMA har i mange år leveret batteriinvertorer til markedet for stand-alone solcelleanlæg. Den aktuelle model kan også synkronisere med nettet, og fungerer som en tovejs omformer, idet samme enhed kan vekselsrette eller ensrette alt efter behov. SMA har stillet kommunikationsprotokollen til rådighed, og Lithium Balance's BMS-signaler fra batteripakken kan dermed styre præcist, hvordan batterierne bliver op- og afladet. Dette er afgørende for sikkerhed og lang levetid af batteripakken.

Sammen med inverteren er der leveret et display og en ekstra elmåler, som indsættes sammen med husets hovedmåler. Den særlige SMA-måler registrerer, om der på et givet tidspunkt er import eller eksport af el til nettet og giver signal til inverteren om at trække strøm fra batteriet, hvis der er registreret et forbrug. Tilsvarende får batterierne lov at lade op, hvis der er overskud. Den aktuelle ladetilstand kan aflæses på et display, så man eventuelt kan agere efter det og tilpasse elforbruget (Sunny Island er enfaset, men energimåleren, der styrer den, er trefaset).



Figur 13 Sunny Island brugerpanel med de vigtigste systemdata

Systemet er bygget op med en enkelt batterikasse, som indeholder 16 Litium-celler samt BMS-system med sikringer og relæer. Batteriet er tilsluttet inverteren, som er ophængt umiddelbart over batteriet for at minimere spændingstab.

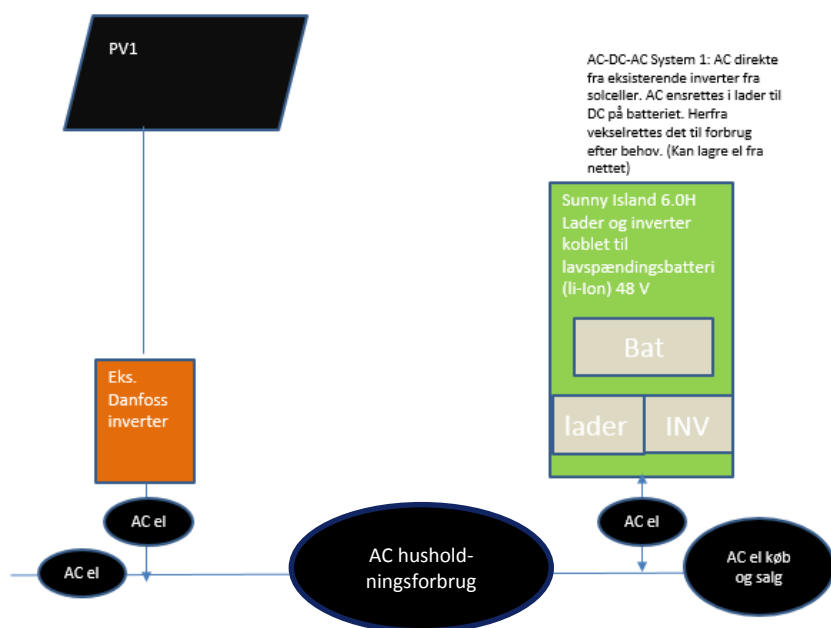


Figur 14 Batterikasse med LFP-celler og samlet 48 V 100 Ah kapacitet. I praksis udnyttes 80 % af kapaciteten, svarende til cirka 4 kWh

BMS-systemet bruger en smule effekt (ca. 5W), blandt andet til afbalancering af de enkelte cellers spænding. For at holde batteriet over dets minimumsspænding, kan det derfor være nødvendigt at tilføre lidt el fra nettet i perioder uden sol.



Figur 15 Batteri og Sunny Island inverter monteret



7.1. Resultater med batterisystem 1

Forsøgets hovedformål var at beregne nyttevirkning ved op- og afladning af energilageret samt at verificere driften generelt.

Opladning og afladning af batterier er altid forbundet med et vist tab, som kan beregnes ud fra en simpel energibalance:

$$\text{Energi afladet fra batteriet} = \text{Energi forbrugt} + \text{energi tabt}$$

$$\text{Energi tilført system} = \text{Solcellestrøm via Danfoss inverter} + \text{netstrøm}$$

$$\text{Energi forbrugt} = \text{El til forbrug via AC-stik i undertavle}$$

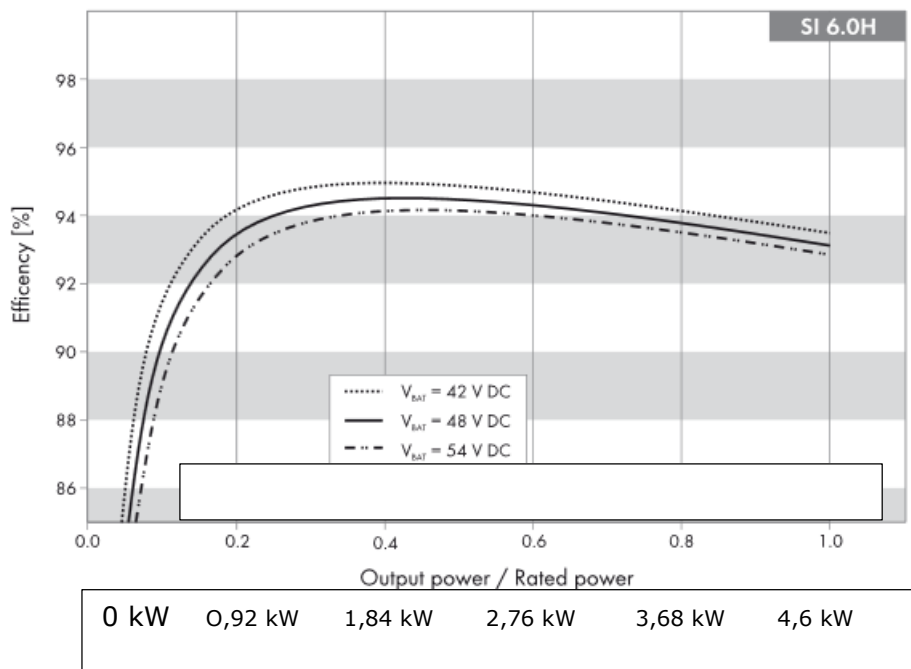
Hvis der måles over en lang periode med mange op/afladninger kan batteriets start- og sluttilstand negligeres. Da vil den tilførte energi være lig med den aftappede energi + tab

Den tilførte energi er målt som tilført vekselstrøm til batteriopladeren (inverteren) og forbrugt energi er tilsvarende målt som leveret energi fra inverteren. I dette tilfælde er inverter og lader bygget sammen til et enkelt produkt (Sunny Island), som oprindeligt er udviklet til brug i stand-alone energisystemer eller lokale net i fjerntliggende egne af verden. Sammen med et batteri kan man betragte det som et AC-energilagere, som kan tilkobles nettet i et hvilket som helst punkt.

Energitalet stammer fra følgende kilder:

- Ohmske tab i ledninger og kontakter
- Tab i AC/DC-konvertering
- Opladningstab, batteri
- Standby-tab, batteri (selvafladning, BMS-system)
- Afladningstab, batteri
- Tab i DC/AC-konvertering
- Tomgangstab for styring m.v.

Ifølge fabrikanten af Sunny Island har den følgende effektivitet ved DC/AC-konvertering:



Figur 16 Virkningsgrad ved konvertering fra AC til DC eller omvendt som funktion af den relative belastning. Fuld belastning svarer til 4,6 kW

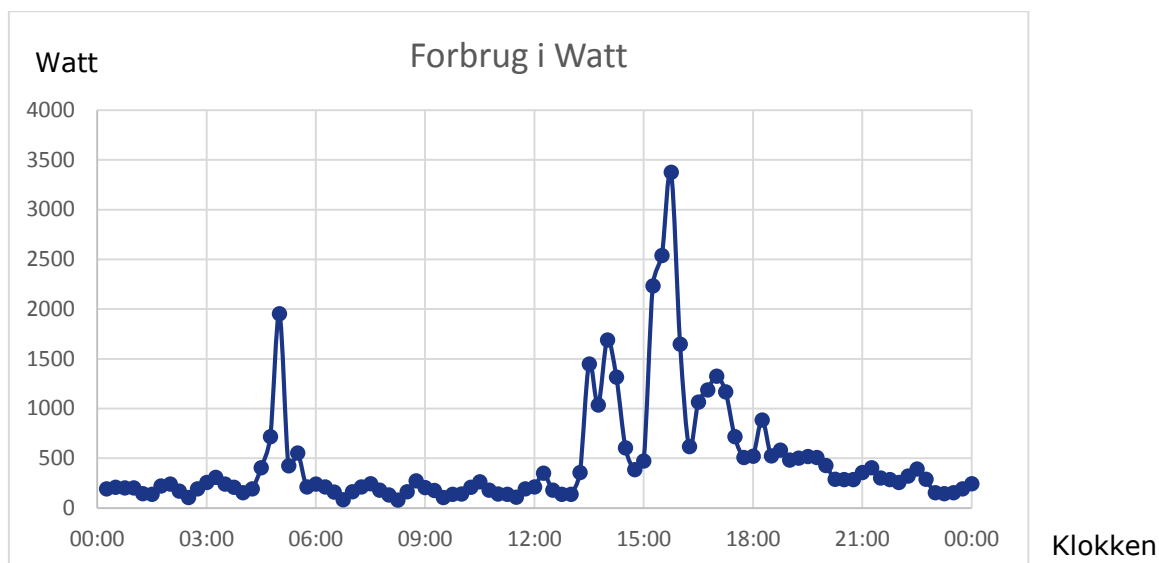
Tomgangsforbruget er angivet til 26 W, så ved små effekter har det en betydelig indvirkning på systemeffektiviteten. Der er også angivet en standby-værdi på 4 W - det er den dvaletilstand, som indtræder efter længere tids stilstand.

Den målte systemeffektivitet for en periode er beregnet i det følgende for perioden 26/3 til 8/4. Forsøget er baseret på kvartersværdier for forbruget. For så lang en måleperiode har batteriets start og sluttilstand kun lille betydning for beregningen, så effektiviteten kan i praksis beregnes af:

$$\text{Effektivitet} = \frac{\text{Energi tappet fra batterisystem}}{\text{energi tilført batterisystem}}$$

(batterisystem = inverter plus batteri)

kWh tilført	kWh afladet	Cyklus eff.
63,95	46,66	0,73

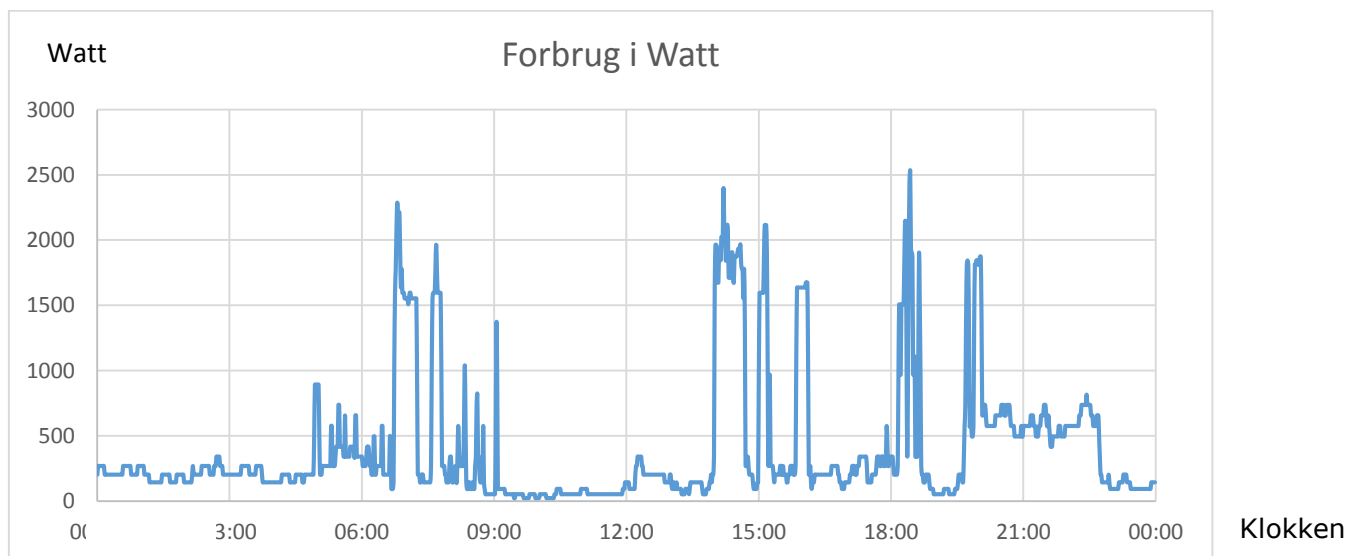


Figur 17 Forbrugskurve med kvartersværdier fra første forsøg. For dansk sommertid, læg to timer til grafens UTC tidsangivelse.

Den daglige gennemsnitsladning er således cirka $64/14 = 4,6$ kWh. Hvis vi regner med en nominal kapacitet på 4 kWh, svarer det til, at der dagligt køres mere end en fuld cyklus igennem lageret i denne måleperiode. Varmepumpen har ikke været i drift, så det eneste elforbrug er det, som simuleres via varmeblæser med styring (opdatering hvert 15. minut i første forsøgsserier).

Det daglige elbehov har været 11,14 kWh, svarende til ca. 4.000 kWh/år ved samme profil hele året.

I en følgende måleperiode fra 8/5 til 19/5 er der benyttet *minutværdier* til simulering af elforbruget, og dermed kommer der flere hurtige fluktuationer.

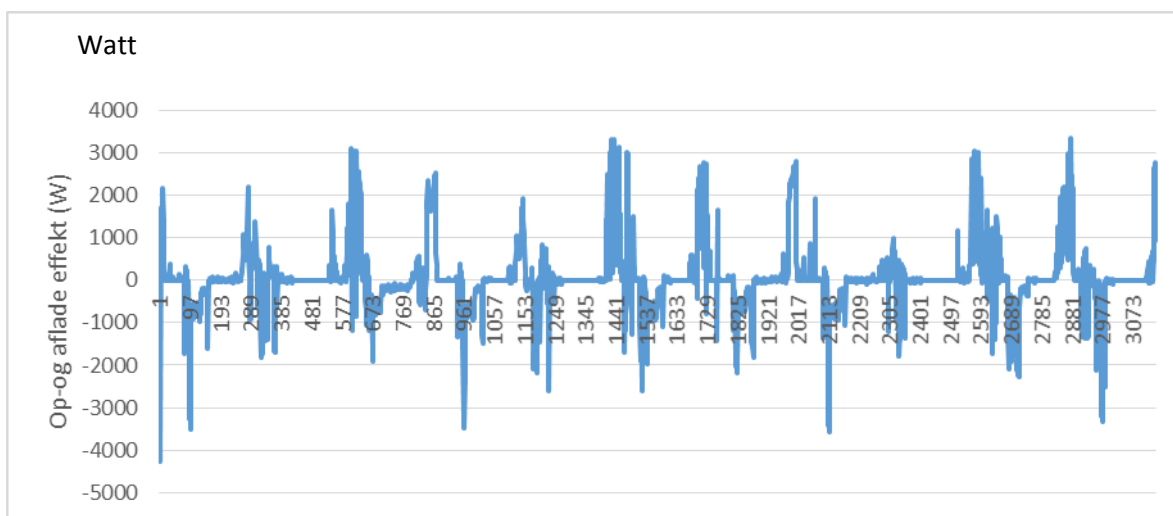


Figur 18 Minutværdier for elforbrug i enfamiliehus, hverdage i sommerperioden (efter VDI 4655 [4]). Der er skaleret til et årsforbrug på 4.000 kWh

Der er her målt:

kWh tilført	kWh afladet	Cyklus eff.
55,12	44,01	0,80

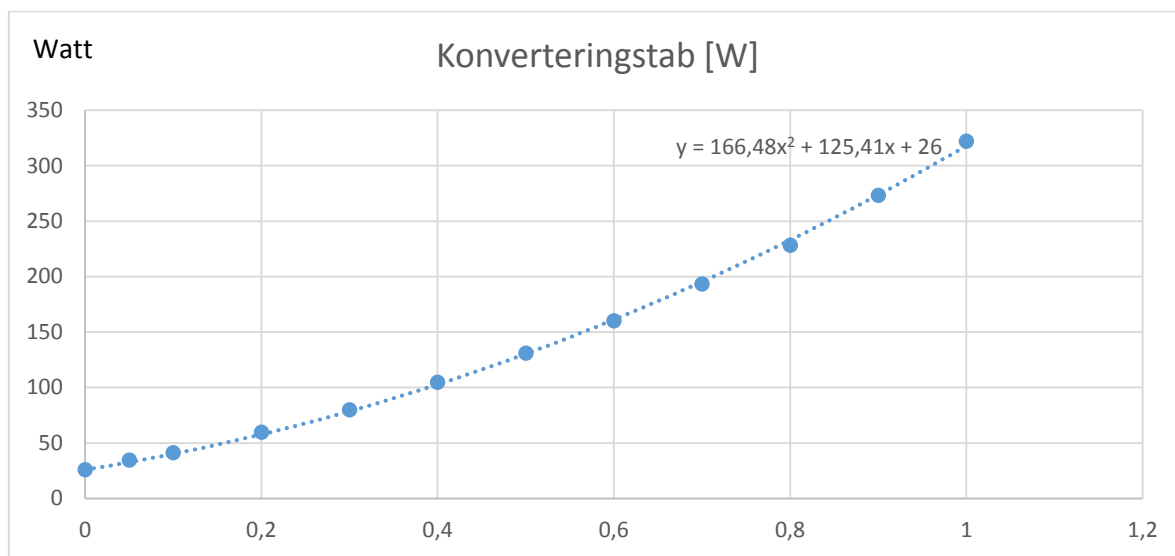
Det er interessant, at virkningsgraden ikke bliver dårligere ved den stærkt dynamiske kørsel, men der kan være usikkerhed pga. forskel i sammenligningen pga. solcellernes varierende produktionsprofil.



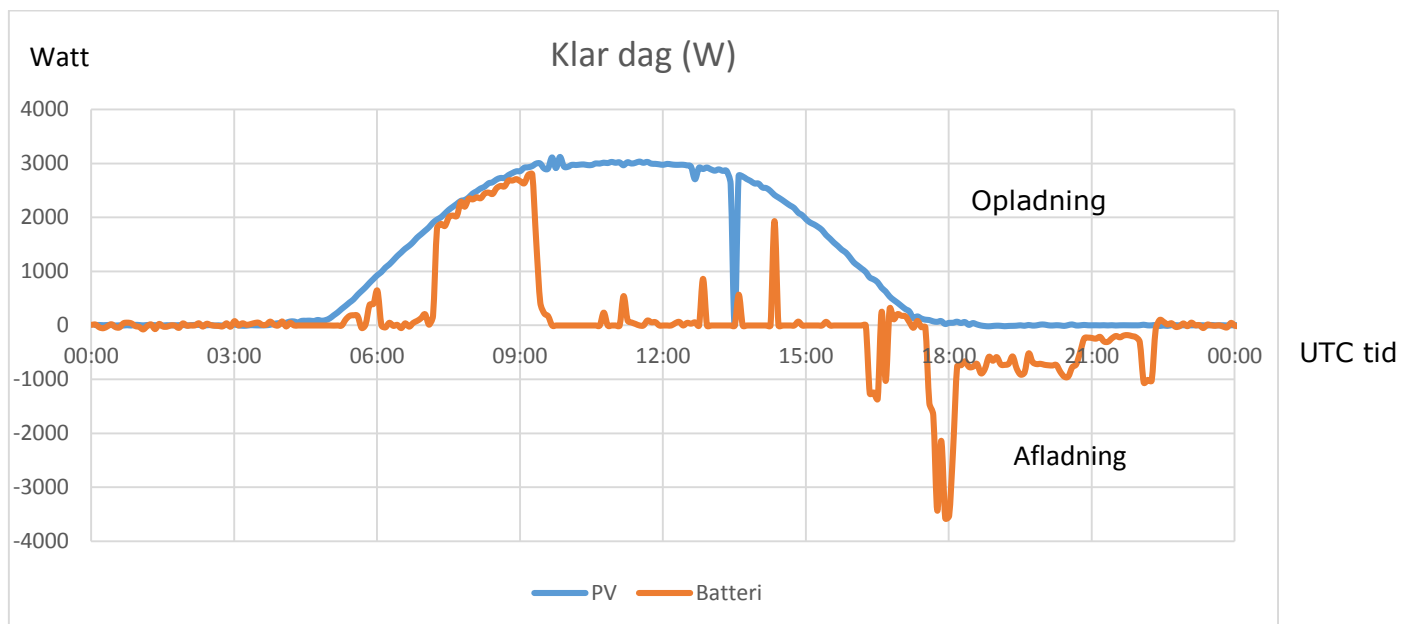
Målepunkter

Figur 19 Batteriets op- og afladeforløb over en typisk periode på 12 døgn

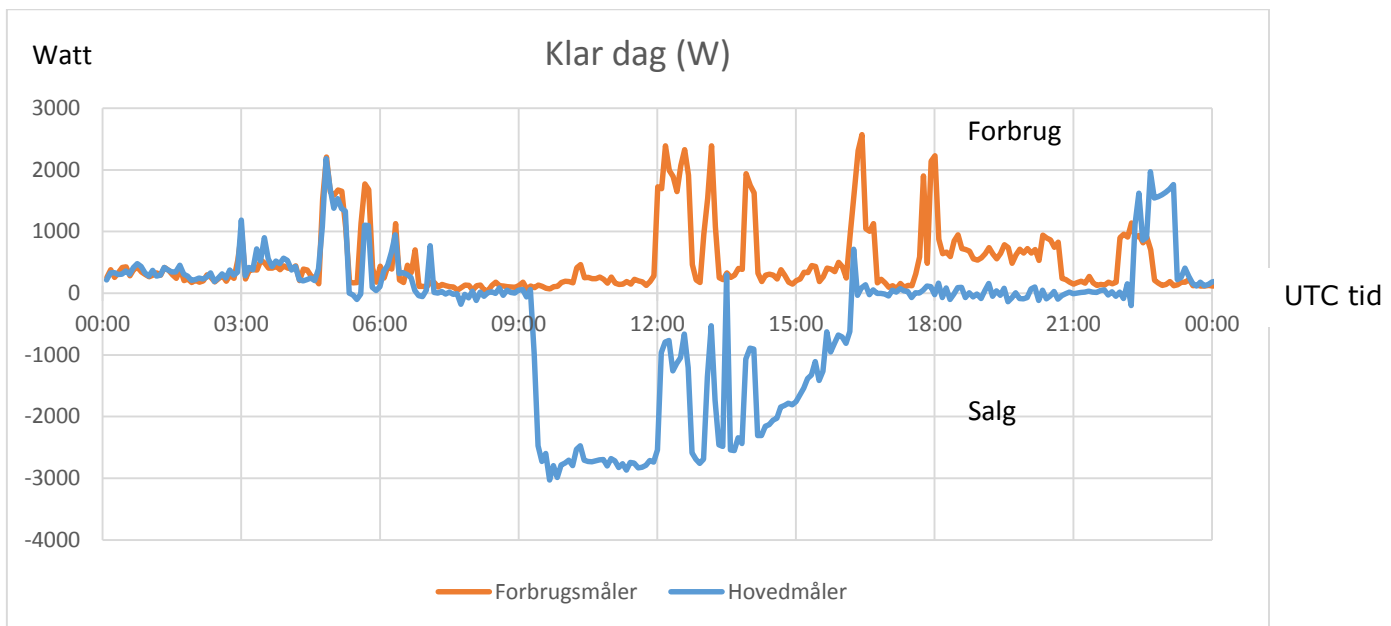
Med henblik på at kunne simulere tabene, er der, som angivet på nedenstående graf, fundet et matematisk udtryk for konverteringstab baseret på fabrikantens angivelse af effektiviteten ved forskellige belastningsgrader. Set i forhold til normale nettilsluttede solcelleinvertere er tabene ret store, blandt andet fordi der sidder en transformator i enheden, hvorimod de fleste moderne solcelleinvertere er transformerløse. Der er også større tab i systemer med lav DC-spænding, som det er tilfældet her (50 V).



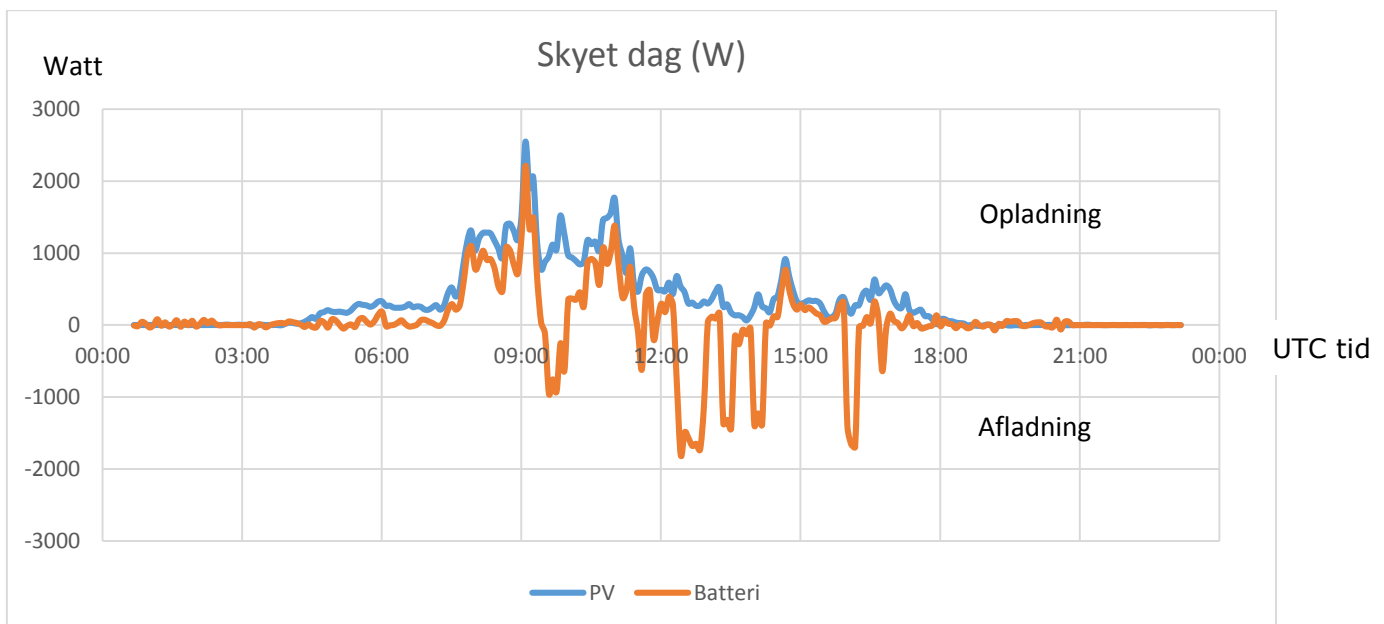
Figur 20 Tabene i konverter (fra AC til DC eller omvendt) som funktion af den relative belastning (1 svarer til 4,6 kW). Bemærk tomgangstab på cirka 20 W



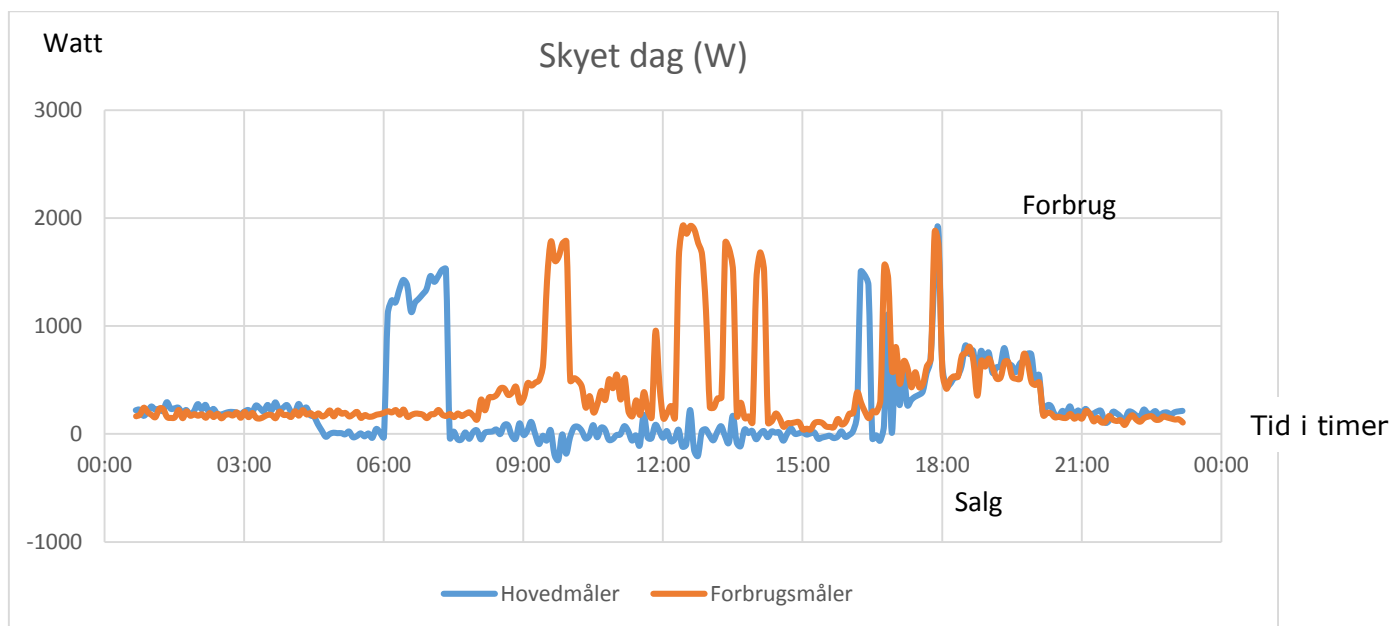
Figur 21 Lade/afladeforløb på en klar dag viser, at batteriet hurtigt bliver ladet fuldt op og ladeeffekten bliver nul i løbet af formiddagen. Batteriet bliver delvist afladet om aftenen



Figur 22 Figuren viser, at der eksporteres via hovedmåleren, når batteriet er fyldt op

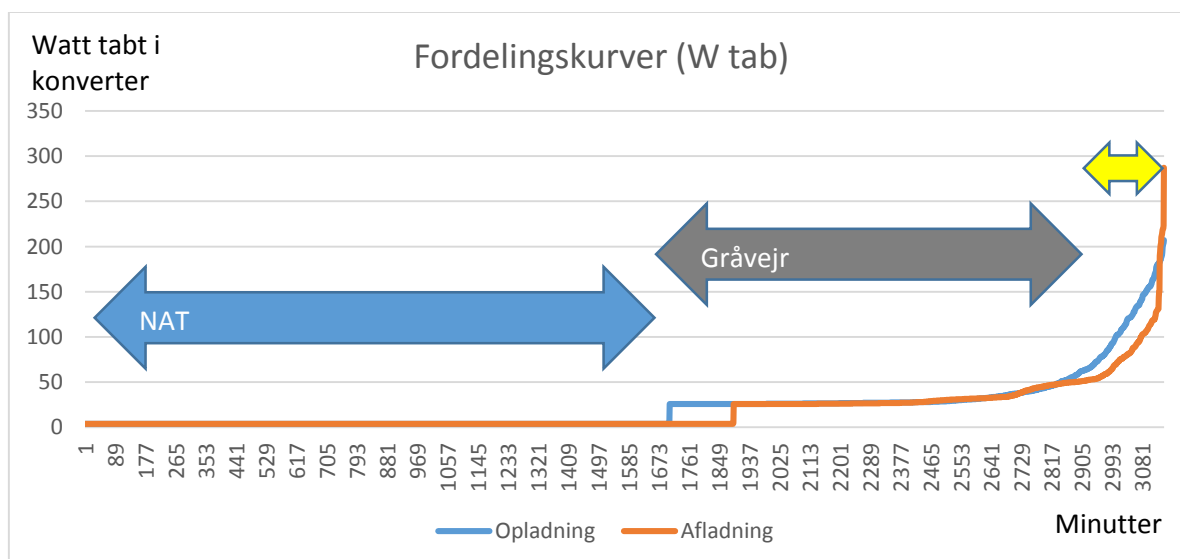


Figur 23 Lade/afladeforløb på en skyet dag viser, at der hyppigt sker skift mellem op- og afladning



Figur 24 Hovedmåleren er stort set neutral i dagtimerne, hvilket viser, at batteristyringen virker korrekt (al solstrømmen bliver brugt lokalt)

Figur 21 til 24 viser, at batteriet udnyttes godt i såvel klar sol, som overskyet; I klar sol bliver det hurtigt fyldt op, mens man i overskyet vejr skiftevis bruger el fra batteriet og lader det op. Hermed sælges mindre el til nettet.



Figur 25 Beregnede konverteringstab ud fra modelberegning ifølge figur 12. Den gule pil angiver datamængden, hvor der har været kraftig sol.

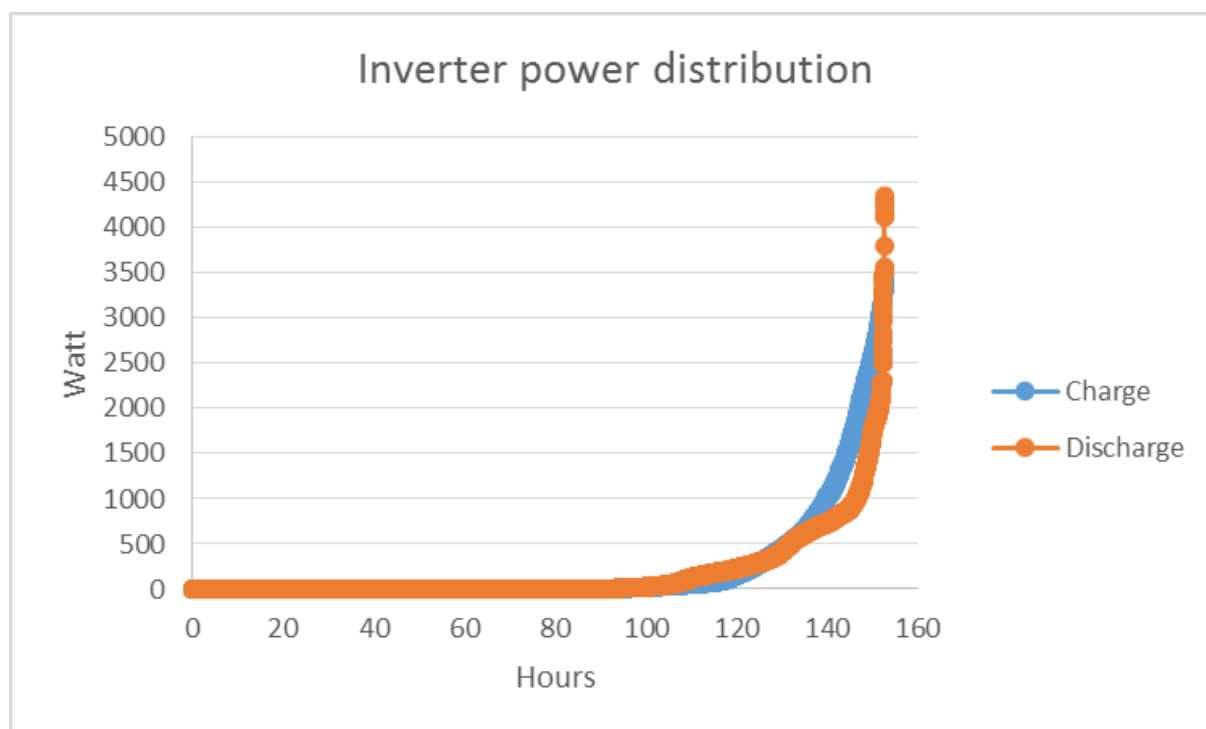
Hvis man tæller sammen over den aktuelle mæleperiode, bliver effektiviteten:

Batteri	Konvertering	Total
0,97	0,82	0,80

En undersøgelse af effektivitet ved forskellige dagsprofiler har vist, at den samlede systemeffektivitet ligger på 74 – 78 % ved alle typer kombinationer af dagsprofiler for forbrug og vejr, med undtagelse af tilfælde med meget lille produktion fra solcelleanlægget – og ved meget stort køb fra nettet – herunder en kombination af disse to. Ved disse dagsprofiler er virkningsgraden lavere (men disse dagsprofiler betyder ikke meget, idet der kommer meget lidt energi ind og ud under disse forhold).

Hertil kommer virkningsgraden fra eksisterende inverter (Danfoss), som i gennemsnit kan sættes til Euro Efficiency 0,934 ifølge datablad. Samlet effektivitet fra solcelle DC-tilførsel, lagring og invertering er således $0,934 \times 0,8 = 0,75$.

Langt den største del af systemtabene finder altså sted i AC/DC- og DC/AC-konverteringen. Det synes derfor mest formålstjenligt at arbejde videre med optimering og beskrivelse af denne del. En analyse af, hvor mange timer inverteren kører med forskellige belastningsgrader, er vist herunder.



Figur 26 Fordeling af inverterens belastning i en udvalgt måleperiode.

Målingen viste, at omkring 30 % af tabet finder sted, når inverteren er ubelastet (standby- og sleep-mode)! Der er kun få timer, hvor den kører med fuld effekt - det vil sige man kan roligt underdimensionere inverteren i forhold til solcelleanlæggets nominelle effekt samt det maksimale forbrug.

For at gøre billedet komplet, bør de tab, der sker i Danfoss inverteren også tages med, men der er ikke målt på denne del af systemet. Danfoss angiver i deres datablade en gennemsnitlig effektivitet (EU-virkningsgrad) på 94 %.

Afslutning af forsøg:

I foråret 2016 holdt anlægget op med at fungere, idet batteriet ved en fejl blev afladet totalt. Årsagen er formentlig, at inverteren har været afbrudt i en lang periode, således at batterierne ikke har kunnet oplades til deres kritiske minimumsspænding, men er blevet afladet på grund af BMS-systemets egetforbrug. Herefter er de to relæer, som skal beskytte batteriet mod misbrug, slået planmæssigt fra med det resultat, at inverteren ikke kunne genindkobles (da den skal "se" et batteri for at virke). Dette er en vigtig erfaring, som bør føre til at systemet designs mere hensigtsmæssigt.

7.2. Virkning af variation i forbrugs- og produktionsmønstre

Dette afsnit gengiver en supplerende analyse, som blev gennemført i forbindelse med et projektarbejde af A. Jeroen de Jong.

Analysen er et forsøg på at kortlægge hvorledes virkningsgraden i system 1 ændrer sig alt efter hvilken tidsmæssig variation, der har været i henholdsvis produktions- og forbrugsmønstret.

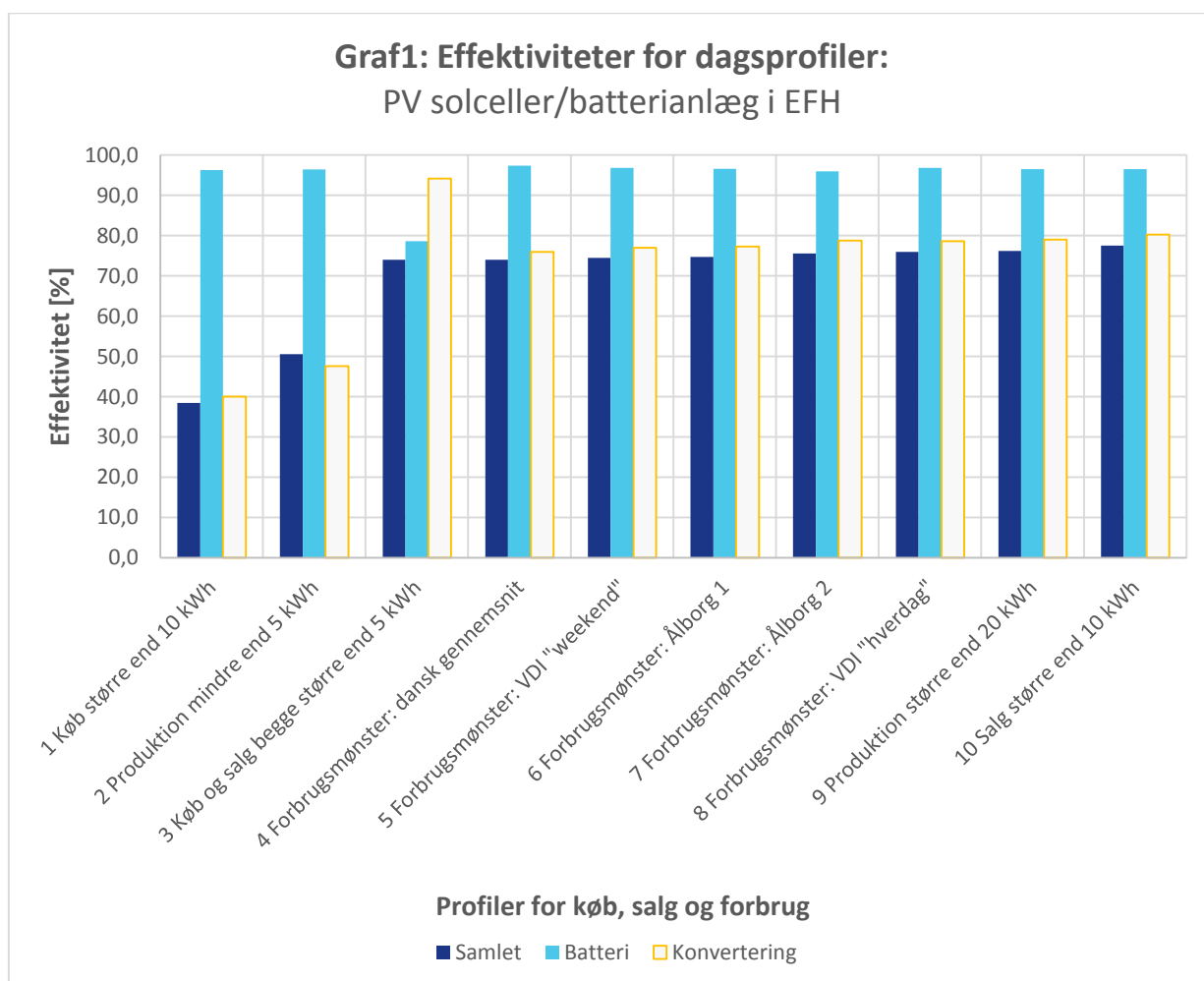
Dette er gjort ved at sortere de mange data i forskellige daglige kategorier som vist i det følgende. Døgnet's energieffektivitet er målt som forholdet mellem den leverede energi og den tilførte energi på henholdsvis AC- (samlet effektivitet) og DC-niveau (batterieffektivitet).

I graf 1 er kategorierne sorteret efter den samlede effektivitet. Den samlede effektivitet er mindst på dage med meget lidt solindfald. Inverteren har et standby-forbrug, som gør at det relative tab er størst på disse dage.

Bemærk venligst at det absolutte tab ikke er større på disse dage. Den dårlige effektivitet skyldes primært forholdet mellem tabet og den mindre producerede mængde strøm.

Effektiviteten er størst på dage med stor produktion. Her reduceres standby-tabets størrelse i forhold til den samlede energimængde i systemet.

De dage, hvor de største mængder energi sendes frem og tilbage i systemet, er kategori 3. Dette er den eneste kategori, hvor batteriernes effektivitet er lavere end de øvrige. Men i denne situation virker inverteren så meget bedre, at den i nogen grad kompenserer for batteriernes tab.



Figur 27 Lagerets effektivitet sorteret efter karakteristiske dage for produktion og forbrug

Herunder ses effektiviteternes størrelse i procent:

Gennemsnit for dage med:	Effektiviteter [%]		
	Samlet	Batteri	Konvertering
1 Køb større end 10 kWh	38,5	96,3	40,0
2 Produktion mindre end 5 kWh	50,6	96,4	47,6
3 Køb og salg begge større end 5 kWh	74,0	78,6	94,2
4 Forbrugsmønster: dansk gennemsnit	74,0	97,4	76,0
5 Forbrugsmønster: VDI "weekend"	74,5	96,8	77,0
6 Forbrugsmønster: Ålborg 1	74,7	96,6	77,3
7 Forbrugsmønster: Ålborg 2	75,6	96,0	78,8
8 Forbrugsmønster: VDI "hverdag"	76,0	96,8	78,6
9 Produktion større end 20 kWh	76,2	96,5	79,0
10 Salg større end 10 kWh	77,5	96,5	80,3

Det ses, at batteriets effektivitet generelt ligger helt oppe omkring 95 - 96 %. Effektiviteten er lavest de dage, hvor transporten af strøm ind og ud af batteriet er størst. Omvendt ses det, at effektiviteten er størst med forbrugsprofilen kaldet "dansk gennemsnit". Gennemsnittet i denne forbrugsprofil betyder, at der ikke forekommer spidsbelastninger. Strømmens styrke er med andre ord relativt lille. Begge dele stemmer godt overens med at tabets størrelse i batteriet er bestemt af strømmens styrke. Idet: $P = R * I^2$

Batterierne står i opstillingen ca. 10°C varmere end de typisk ville stå. Dette giver lidt mindre indre modstand, men til gengæld lidt hurtigere degradering.

Standby-forbruget er afgørende for inverterens effektivitet.

Derfor ses, at den laveste effektivitet forekommer i de 2 kategorier med lavest produktion fra solcellerne.

Omvendt ses, at de 3 kategorier med højest inverter-effektivitet alle er dem med størst produktion. De dage med størst energimængde ind og ud af systemet har inverteren den højeste effektivitet.

Konklusion: Da vi ikke har haft mulighed for at måle samlet virkningsgrad over et helt år, så er virkningsgraderne i stedet fastlagt ved forskellige forbrugs- og produktionsmønstre. Den typiske virkningsgrad vil ligge mellem 74 og 78 % ved typiske dagsprofiler. Undtagen er ved meget lille produktion fra solcelleanlægget – og ved meget stort køb fra nettet – herunder en kombination af disse to; ved disse dagsprofiler er virkningsgraden lavere. Heri er Danfoss-inverter ikke indregnet, (virkningsgrad på ca. 94 %).

7.3. Delkonklusion for batterisystem 1

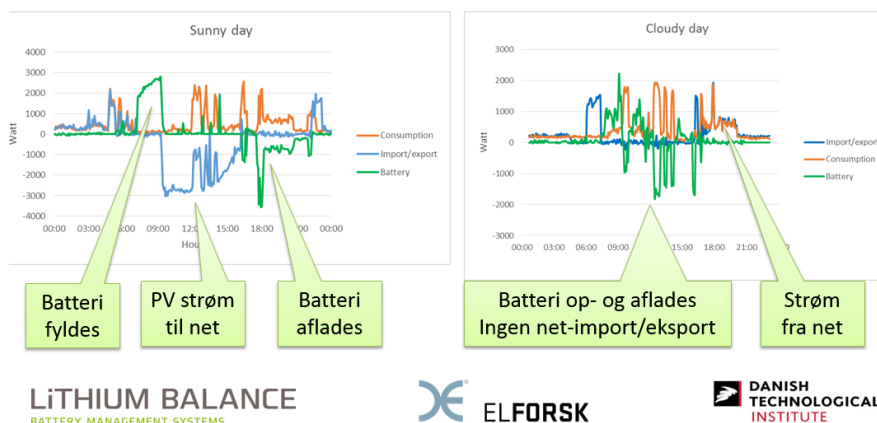
Forsøgene med dette system forløb nogenlunde planmæssigt, efter at inverteren først var blevet sat rigtigt op med hensyn til kommunikation med batteripakken. Systemet med en ekstra energimåler i eltavlen fungerede udmærket med hurtig reaktion og god præcision, idet der i lange perioder kunne opnås drift uden hverken import eller eksport, men alene drift med batteri og solceller. Batteripakken med batteri-styre-systemet fungerede upåklageligt indtil det sidste nedbrud, som skyldtes uhensigtsmæssig styring når inverteren slår fra. Trods forskellige problemer undervejs kan man fastslå:

- SMA inverter og styring er velfungerende, men der er betydelige energitab forbundet med konvertering fra AC til DC og tilbage igen, især er de relative tab store ved lav belastning
- Tomgangstabet har stor betydning for systemvirkningsgraden, hvis forbruget er lavt i lange perioder
- Selve batteripakken har en høj cyklus effektivitet både ved stor og lille belastning (95 - 97 %)
- Samlet cykluseffektivitet ved typiske dagsprofiler er 0,7 - 0,75 inklusiv eksisterende Danfoss inverter)
- Der mangler en sikkerhedsfunktion, som kan redde batteriet i tilfælde af manglende opladning, for eksempel en akustisk alarm samt frakobling af alle forbrugende kredse

- Inverteren gav en ubehagelig lyd ved opstart, hvilket vil være generende i et beboet hus

En anden læring er, at der typisk vil være flere cykler om året, end man tidligere har regnet med (dette hænger sammen med, at der op- og aflades flere gange om dagen ved stærkt dynamisk kørsel – i "sol med skyer").

- 15% bedre økonomi end foranalysen (timeværdier) pga. skyggefulde dage (flere cykler/år)



Dette vil i sig selv give en 15 % forbedret økonomi.

8. Forsøg med batterisystem 2

Batterisystem 2 er typisk til nye solcelle-anlæg eller anlæg, hvor vekselretteren står for at blive udskiftet. Dvs. systemet består af en (nettilsluttet) inverter, som har en særlig udgang for op- og afladning af batteripakken.

El fra solcelleanlægget veksleres og bruges til forbrug, når der er behov for det, ellers så lades det direkte som jævnspænding på batteriet. Herfra kan det veksleres til forbrug, når der er behov.

Solcelleanlægget tilsluttes direkte (udenom den eksisterende vekselretter (i vores opstilling)), og der simuleres et elforbrug på 4.000 kWh pr. år.

Oprindeligt ville vi have en højspændingsinverter, fordi den (i hvert fald i teorien) har mindre tab, da man hér kan lade solcelle-spænding direkte på batteri. Det har imidlertid vist sig, at både højspændings hybrid-inverteren og højspændingsbatteriet var langt fra modent til sågar en forsøgsopstilling - og i hvert fald meget dyrt.

Efter lang tids søgen efter en passende størrelse inverter med den rette spænding til solcelle-anlægget, faldt valget på den store kinesiske producent GMDE, som kunne levere en 300V – 800V hybrid inverter.

Firmaet frigav kommunikationsprotokol for at kunne kobles korrekt med batteripakkens BMS-system (batterimanagement-system), men trods mange forsøg leverede de aldrig en fungerende firmware. Denne løsning måtte derfor opgives. Det leverede batteri viste desuden tegn på afgasning og blev derfor returneret.



Figur 28 GMDE inverter med batteri på 10 kWh. Kom desværre aldrig til at køre!

Derfor er der i stedet valgt en enfaset 48 Volt hybrid inverter på 3,7 kW, der tilsluttes en 4,8 kWh batteripakke. Den tilkobles derefter 3,5 kWp solcelle-anlægget på EnergyFlex-House. Inverteren er af fabrikatet Solax Power, og godkendt af Energinet.dk. Det helt optimale ville have været en 3 faset inverter til 48 Volt batteripakkespænding, men det findes ikke til kommunikation med Lithium Ion-batteripakker. Derfor har vi valgt en énfasen med 48 Volt batteripakkespænding, der passer til de 3,6 kW, der i praksis kan sendes ud pr. fase i Danmark. Hermed får vi som planlagt i projektet testet en ægte hybrid inverter for blandt andet at se, om dens virkningsgrad er bedre end den inverter fra SMA, som vi har afprøvet i batterisystem 1.



Figur 29 Solax inverter med batterisystem leveret af Lithium Balance

Også her var der problemer med kommunikationen, så projektet blev yderligere forsinket.

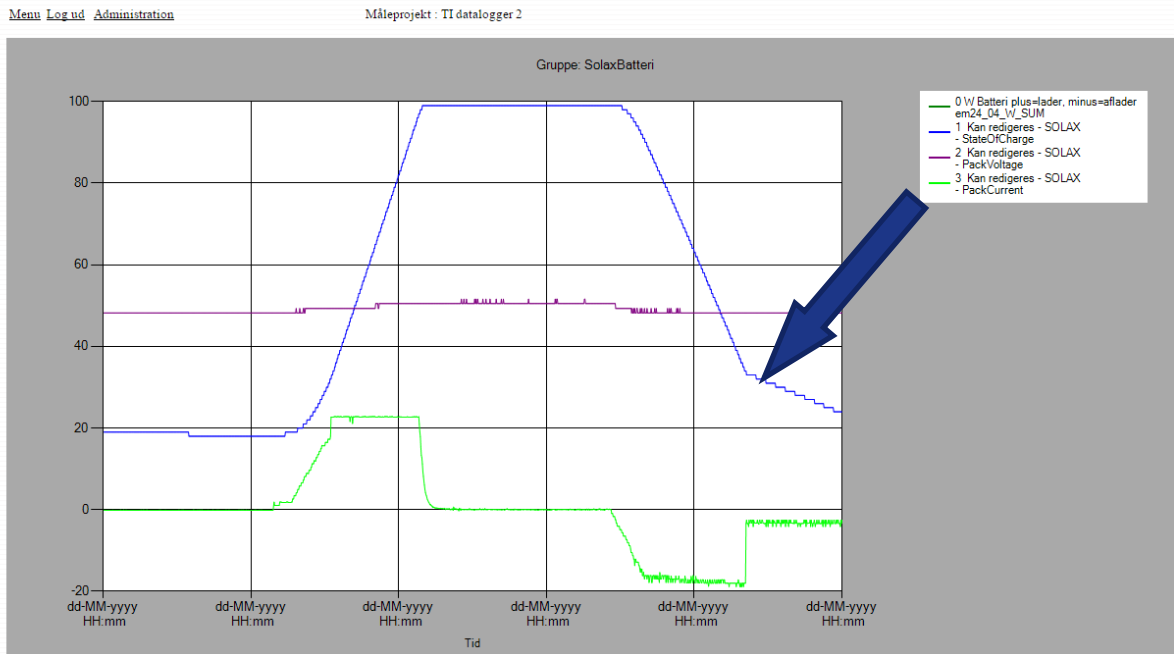
Solax-systemet blev dog til sidst sat i drift med en nødløsning hvad angår batteriopladningen. Eltavlen (herunder belastningen, der simulerer forbruget) måtte bygges om, så den kun kunne trække på samme fase som produktionen leveres til. Det skyldes, at Solax styringen er baseret på måling af strømmen i en enkelt leder og ikke en trefasemåler. Det er naturligvis en ulempe, hvis afregningsformen er faseafhængig, eftersom de kWh, der trækkes på de to andre faser, så ikke vil blive modregnet i produktionen.



Figur 30 Solax-inverteren måler om der er import eller eksport af strøm på sin egen faseledning via en lille strømsensor, som clipses fast om lederen ved hovedmåleren

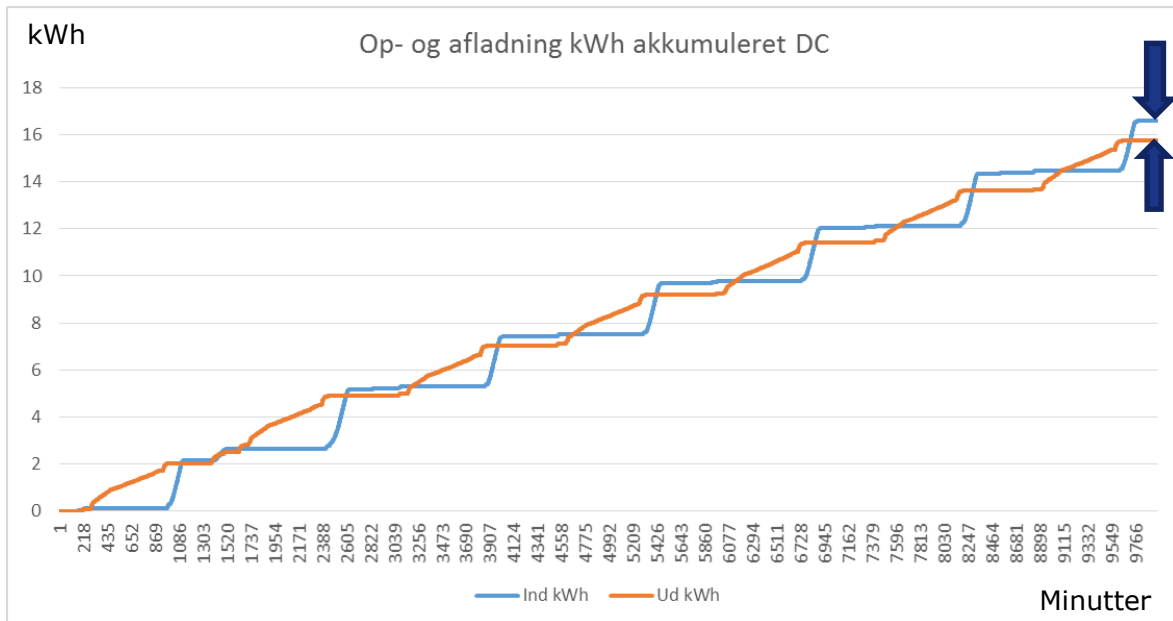
Batteripakken er på 4,8 kWh/48 V og er bygget af Lithium Balance A/S. Det er monteret på et kabinet placeret på gulvet.

Efter at inverteren endelig var kommet i drift, viste det sig, at den ikke leverede el som forventet – der var meget stor afvigelse mellem det målte elbehov i huset og det som inverteren faktisk leverede fra batterilageret (illustreret på forbrug nedenfor).



Figur 31 Batteriets lade- og afladeforløb på en god solskinsdag. Den sidste del af afladningen sker på trods af at der ikke er noget reelt forbrug

Opladning om morgen sker med en strømbegrænsning på 23 A, men alligevel er opladningen meget hurtig på solskinsdage. I en periode på 7 dage med kraftig sol er der målt følgende forløb:



Figur 32 Input/output over syv døgn med kraftig sol. Pilene viser det samlede energitab

Batteriet lader hurtigt op om morgenen og aflades langsomt i løbet af natten. Som det kan ses på kurven, er der en lille forskel på den akkumulerede energi ind og ud, hvilket svarer til et tab på ca. 5 % (ca. 5 W - dækker batteri inklusive BMS-system).

I system 1 blev der målt et betydeligt tab i konverteringen fra AC til DC og tilbage igen. For Solax-systemet er der ingen konvertering til DC ved opladning. For at måle inverterens effektivitet er det nødvendigt at måle jævnstrøm og spænding fra solcelleanlægget på de to separate indgange. Dette gøres med galvanisk isolerede transducere.



Figur 33 DC-måleværdiomformere for strøm og spænding

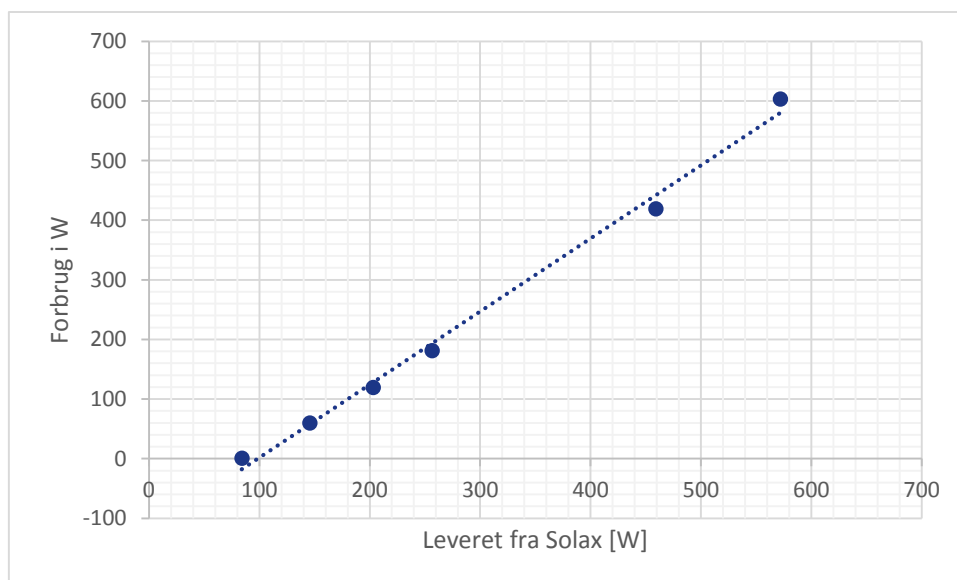
Solax-inverteren kan i øvrigt enten sættes op til "self consumption" eller til "forced time". I sidstnævnte mode kan man styre hvornår batteriet må op- og aflade. Det kan få betydning ved variable strømpriser ved køb og salg af strøm fra nettet – eller være med til at afhjælpe spidslast på nettet. Vi valgte self-consumption mode.

I forbindelse med målingerne blev det observeret, at der kan være en udfordring for Solax-reguleringssystemet, idet den udelukkende måler strømmen på en enkelt fase men hverken måler spænding eller fasevinkel (forskydning mellem strøm og spænding). Da effekten beregnes som strøm x spænding x cos (fasevinkel), er det afgørende for korrekt styring, at fasevinklen (ϕ) er tæt på nul svarende til at $\cos(\phi) = 1$. Dette er langtfra tilfældet med den elektronisk styrede belastning, der er anvendt i forsøgsopstillingen, idet $\cos(\phi)$

var helt nede på 0,4! Der blev dernæst skiftet til en ren ohmsk belastning med en simpel urstyring, og det bevirkede, at problemet med fejlmåling blev så godt som elimineret.

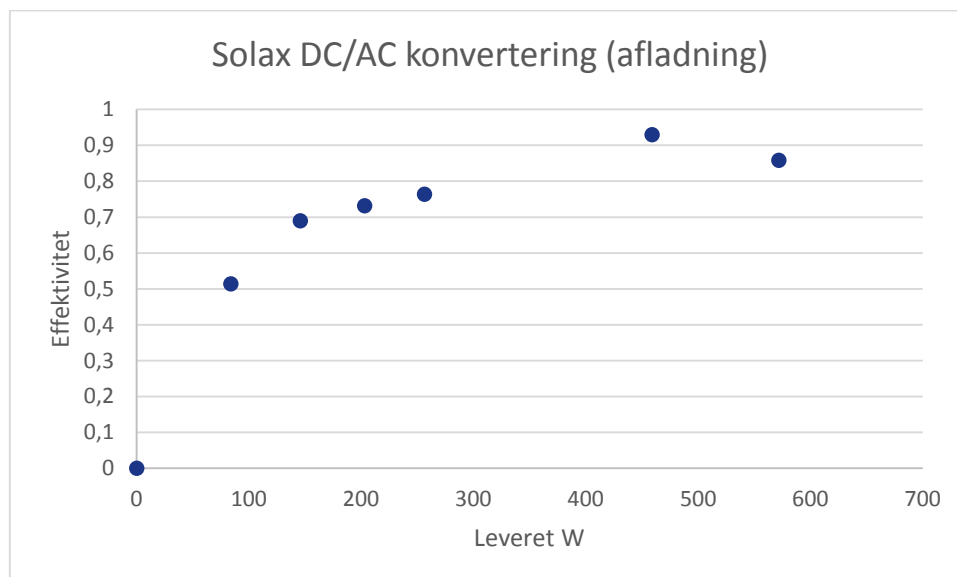
Det er således en vigtig lære af projektet, at det ikke er ligegyldigt, hvilken belastning der er tilsluttet, hvis man ønsker korrekt regulering i forhold til egetforbrug. For den almindelige forbruger vil det i praksis være umuligt at tage hensyn til hvilke forbrugsapparater, der kan "drille" styringen, hvilket er en indbygget svaghed i dette måleprincip.

Da denne fejl var rettet, blev der gennemført en manuel kontrolmåling, hvor solcelleanlægget var slukket og et antal glødelamper brugt som varierende belastning. Der viste sig stadig at være et effekttræk på ca. 100 W fra batteriet på trods af, at forbruget var nul. Efter henvendelse til Solax blev det konstateret, at dette ikke er en fejl, men den måde produktet normalt fungerer på. Hvis der ikke er noget forbrug, bliver batteriet altså afladet og strømmen sendt ud på nettet (!). Den eneste måde at forhindre dette på, er at slukke manuelt for inverteren.



Figur 34 Målt leveret AC-effekt som funktion af elforbrug (ren ohmsk belastning)

Den tilhørende virkningsgrad blev målt punktvis, dog med nogen usikkerhed da reguleringen skete springvis og det derfor var svært at aflæse stabile værdier.



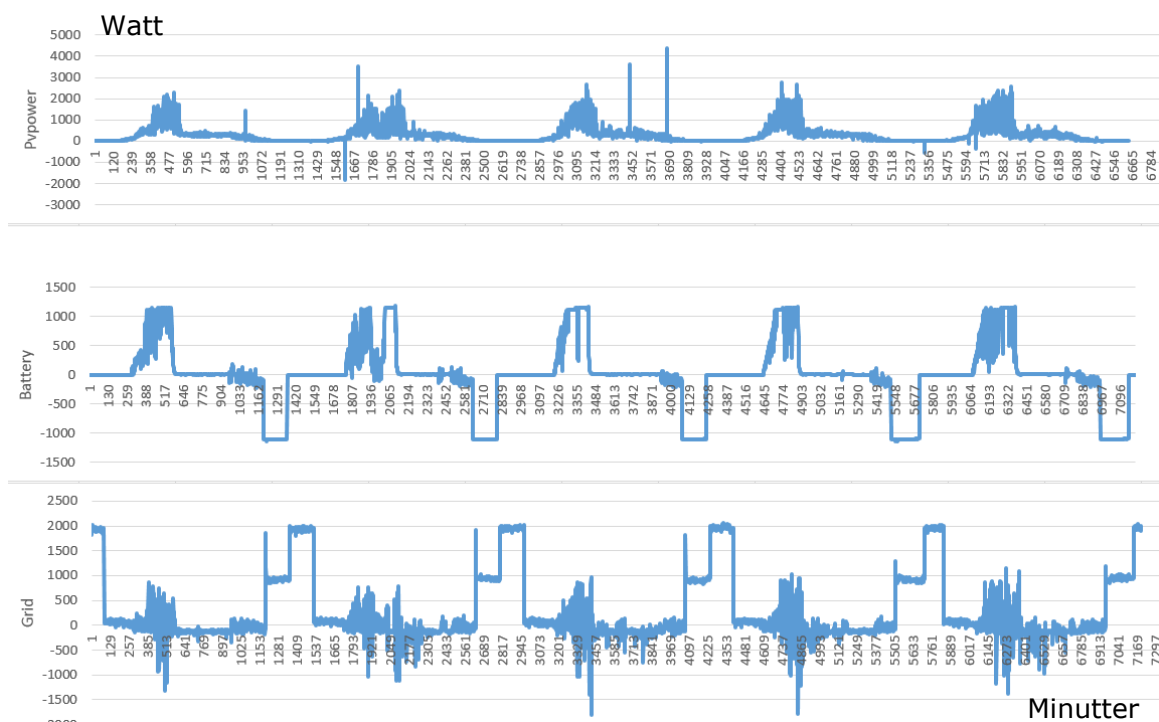
Figur 35 Manuelle målinger af DC/AC-virkningsgraden (fra batteri til net). Ifølge producenten er den maksimale virkningsgrad 94 % ved både op- og afladning. Fra disse målinger ses det, at det er meget u hensigtsmæssigt, at systemet i lange perioder sender ca. 100 W ud på nettet, da virkningsgraden hér er nede på 50 %

Når batteriet er koblet direkte på DC-siden har det især to fordele:

- 1) Der er i teorien mindre tab regnet fra solcellemodulerne og ned på batteriet
- 2) Det er muligt at udjævne spidserne fra produktionen og dermed bruge en mindre og billigere inverter end ved direkte nettilslutning (i batterisystem 1 sætter den eksisterende inverter begrænsningen)

I en periode i august blev det forsøgt at måle, hvor effektivt batteriet kunne lades op via Solax-enheden. Hver nat blev batteriet afladet, så det var klart til opladning den følgende dag. Der var ikke noget forbrug tilsluttet i dagtimerne, så al solcelleproduktion kunne gå til opladning eller eksport.

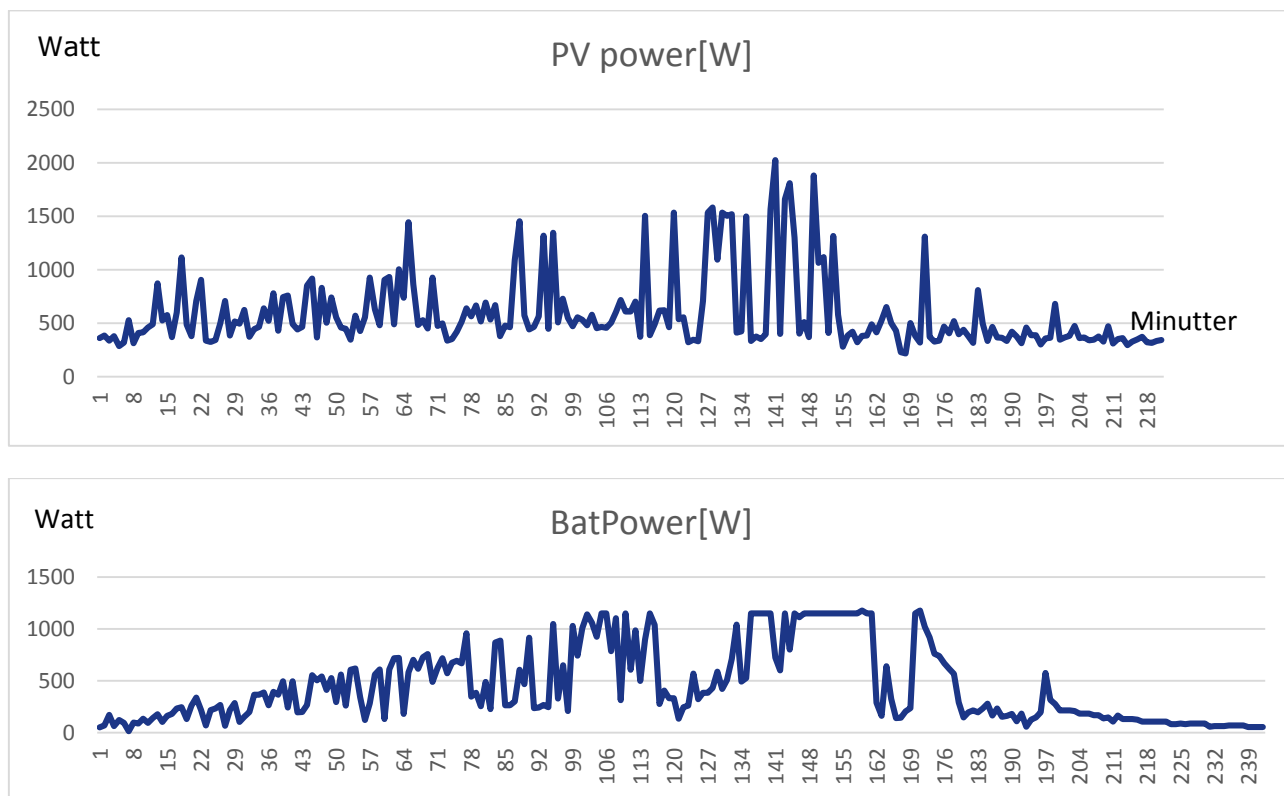
Perioden var præget af meget svingende solstyrke, så der er brugt midlede timeværdier for at få et billede af sammenhængen mellem ladeeffektivitet (fra solceller til batteri) og den effekt, der lades med. Selv om der er nogen spredning, er det klart, at effektiviteten ved delast er langt under de 94 %, der er eneste tal på fabrikantens datablad. Faktisk er den helt nede på 50 % ved lave effekter (100 W). Ladeeffekten er begrænset til cirka 1 kW, så hvis der er større produktion fra solcelleanlægget, vil inverteren sende dette overskud ud på nettet. Det viste sig i øvrigt, at inverteren hele tiden kører lidt strøm ind og ud af nettet, også under batteriopladning, og det var derfor meget svært at opnå stationære målebetingelser. Under alle omstændigheder er målingerne repræsentative for en typisk sommerperiode med vekslende skydække og er derfor interessante i forhold til praktisk evaluering af Solax-inverteren.



Figur 36 Periode på 5 døgn med minutværdier for effektmåling på henholdsvis solceller, batteri og udveksling med net

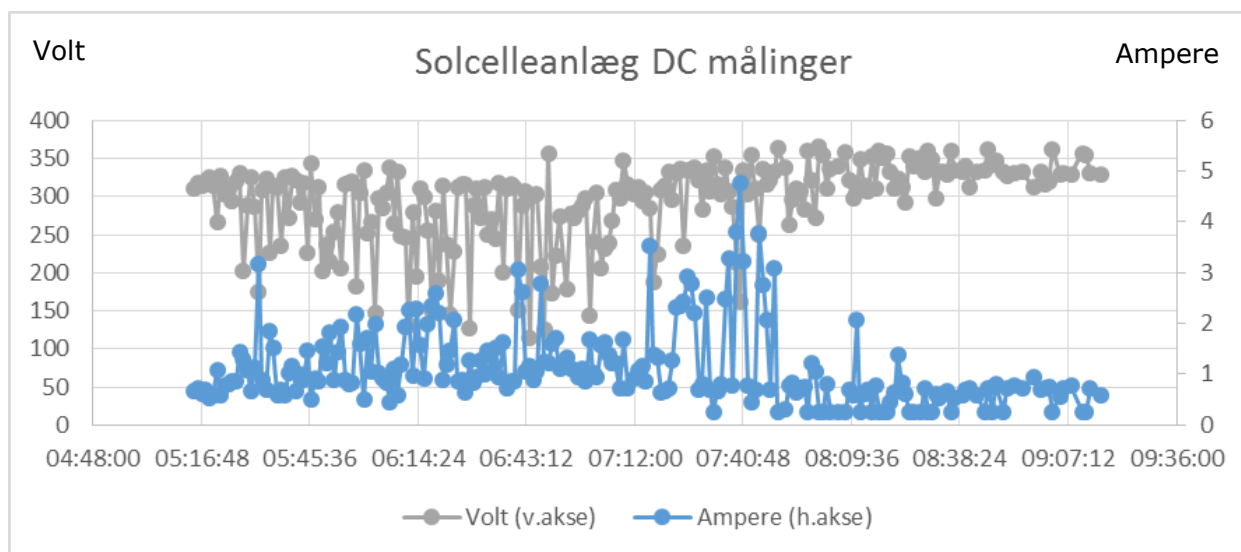
Man ser tydeligt effektgrænsen på godt 1 kW for batteriets op- og afladning. Afladning skete i dette forsøg med en varmeblæser på 2 kW, så den ene kW bliver trukket fra nettet indtil batteriet er tømt.

Den nederste graf viser, at der både kører effekt ind og ud af nettet om dagen, når batteriet bliver opladet af solcellerne.



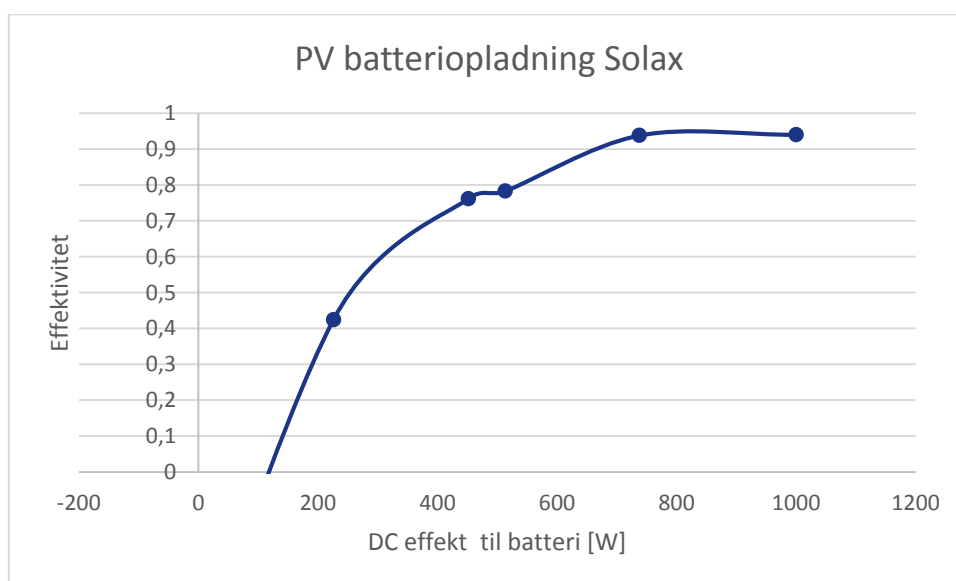
Figur 37 Samtidige tidsserier for leveret solcelleeffekt og opladningseffekt til batteriet

Figureerne viser, hvordan batteriopladningen i starten kun langsomt ramper op, selv om der er masser af solcelleeffekt til rådighed. Længere henne i forløbet er der også perioder, hvor der lades med højere effekt, end der er til rådighed fra solcelleanlægget, denne effekt kommer nødvendigvis fra nettet.



Figur 38 Typisk variation af solcellestrøm og -spænding

Under forsøgene blev det bemærket, at solcelleanlæggets spænding svingede meget op og ned. Selv med varierende skydække er det ikke normalt med så store udsving (kun på strømmen), og noget tyder derfor på, at inverteren ikke aftager strømmen fra solcelleanlægget på den mest optimale måde, når den samtidig skal oplade batteriet. Det kan muligvis skyldes, at der er indbygget tidsforsinkelse eller andre funktioner i den algoritme, som styrer batteriopladningen. Da vi ikke kunne styre solens gang, var det ikke muligt at få et entydigt og gentageligt mønster, som måske ville kunne pege på årsagen til den ustabile drift.



Figur 39 Målt ladeeffektivitet (DC-energi til batteri/DC-energi fra solceller)

Det ses, at der er meget store tab ved lav belastning, og det gælder derfor om at lade op med høj effekt. Det store tab ved dellast kan skyldes at net-inverteren hele tiden er aktiv. Den samlede cykluseffektivitet kan findes ved at gange de to kurver med hinanden. Tager

man eksempelvis en op/afladning på 500 W får man cirka $0,9 \times 0,78 = 70 \%$ cykluseffektivitet. Denne cykluseffektivitet er dårligere end system 1.

8.1. Delkonklusion for batterisystem 2

- Det var overordentlig svært at finde en inverter i den rette størrelse og som var egnet til at køre med et eksternt Litium-Ion batteri
- Der var mange tekniske vanskeligheder og inverteren viste sig at fungere anderledes end ønsket. Solax-inverterens virkemåde forekommer meget vanskelig at gennemskue, idet der tilsyneladende ikke er en entydig sammenhæng mellem den effekt, der er til rådighed fra solcelleanlægget, og den effekt, der oplades med. Kun når effekten er over 1 kW kommer den i stabil drift, idet den når den maksimale strømgrænse. Udveksling af energi med nettet kan bedst beskrives som små ryk frem og tilbage, hvilket tyder på, at inverteren er aktiv, selvom der ikke er behov for el til AC-forbrug. Dette er formentlig forklaringen på den lave virkningsgrad ved delast
- Det er for usikkert at basere systemets regulering på en simpel enfaset strømsensor, en rigtig trefaset energimåler (True RMS) er at foretrække
- Der var kraftig blæserstøj fra inverteren, som derfor ikke kan anbefales opsat tæt på beboelsesrum
- Ifølge producenten af Solax-inverteren er den maksimale virkningsgrad 94 % ved op- og afladning. Men ved lave elforbrug falder effektiviteten markant og effektiviteten ved opladning var overraskende dårlig. Det skyldes muligvis at netinverteren hele tiden er standby
- Det er u hensigtsmæssigt, at den testede inverter som minimum sender 100 W ud, så længe, der er strøm på batteriet
- Den samlede virkningsgrad fra solceller->ladning->afladning-> net var ved delast typisk nede på under 70 % og således noget ringere end system 1. Kun ved fuld last kunne man komme over 80 %
- Effektgrænsen på 1 kW ved op/afladning er i underkanten, eftersom de fleste nettilsluttede solcelleanlæg er på 4 - 6 kW

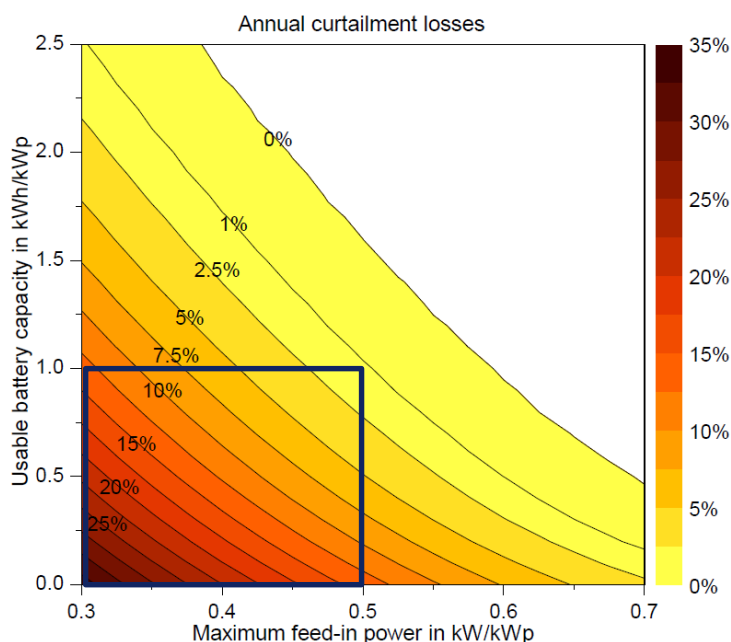
9. Beregningsværktøj

I forbindelse med projektet er der udarbejdet et Excel-baseret dimensioneringsprogram for solcelleanlæg med batterier.

9.1. Indledende beregninger

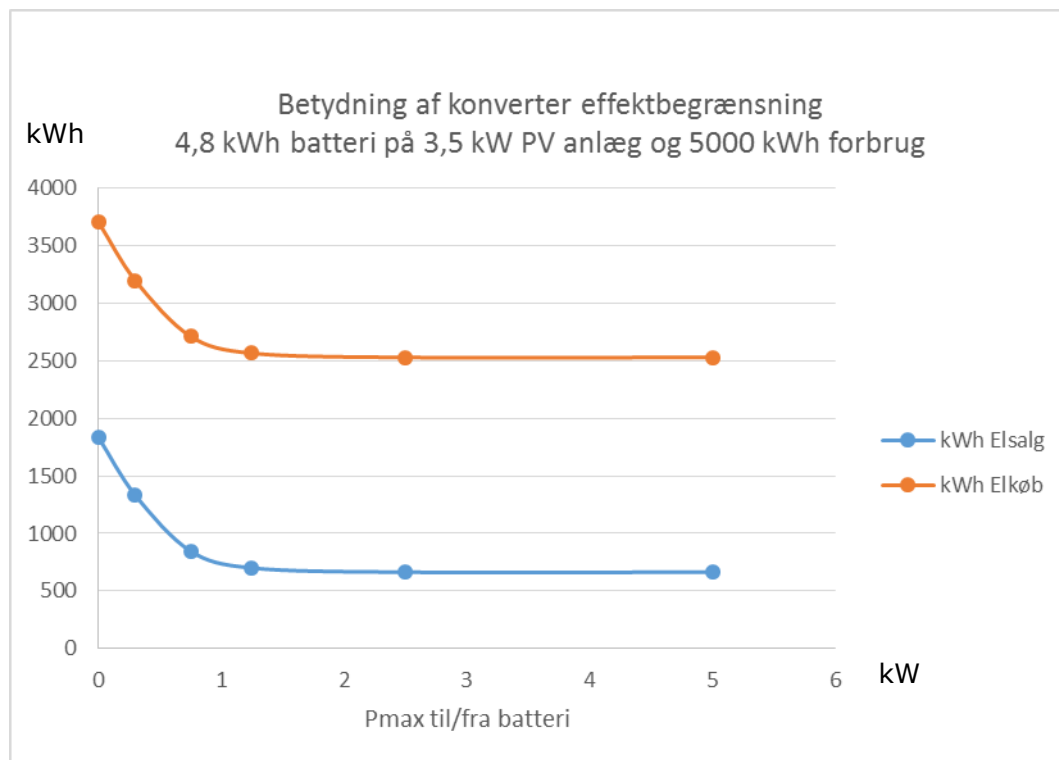
Et af de forhold, der har betydning for dimensionering af batterisystemet, er hvor stor effekt, der kan op- og aflades med.

Produktionstabene ved afskæring af effektspidser til/fra nettet kaldes curtailment losses. Der findes flere studier af hvor lille man kan gøre inverteren uden at det går væsentligt ud over energiproduktionen, blandt andet [1].



Figur 40 Betydning af at feed in-effekten begrænses (REF) er meget lille, hvis der er batteri koblet til et solcelleanlæg (fordi man så kan lagre el på batteriet i stedet for at sende el på nettet). En inverter på 50 % af solcelleeffekten er ofte nok. Ved en times energilager (1 kWh/kWp) er det TEORETISKE tab således kun 1-2 % ifølge [1]

En beregning med timeværdier i Excel er vist i det følgende.



Figur 41 Eksempelberegning for effektbegrænsning ved op/afladning. Det fremgår at man i dette tilfælde ikke opnår nogen gevinst ved at forøge effekten ud over cirka 1,5 kW

Dette er et interessant resultat, fordi batterier på den måde åbner op for, at elnettet kan klare flere solcelleanlæg end tidligere antaget, eftersom den maksimale effekt leveret til nettet kan reduceres væsentligt.

9.2. Beregningsværktøj

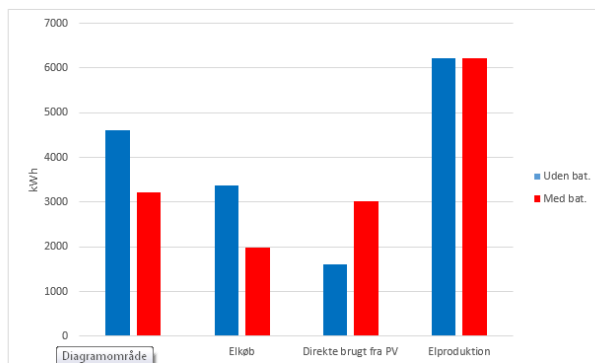
Find programmet hér:

www.teknologisk.dk/_/media/65569_Solceller%20og%20batterier_6_endelig.xlsx

Programmet er baseret på beregning af en række cases og er lavet så det dækker et bredt udsnit af familiers elforbrug. Der er indlagt typiske profiler for huse med elvarme og huse uden elvarme. Det skal bemærkes, at der bruges en mere optimistisk cyklus effektivitet (85 %) end der er målt i projektet, idet den tekniske udvikling og konkurrence forventes at føre til mere effektiv elektronik.

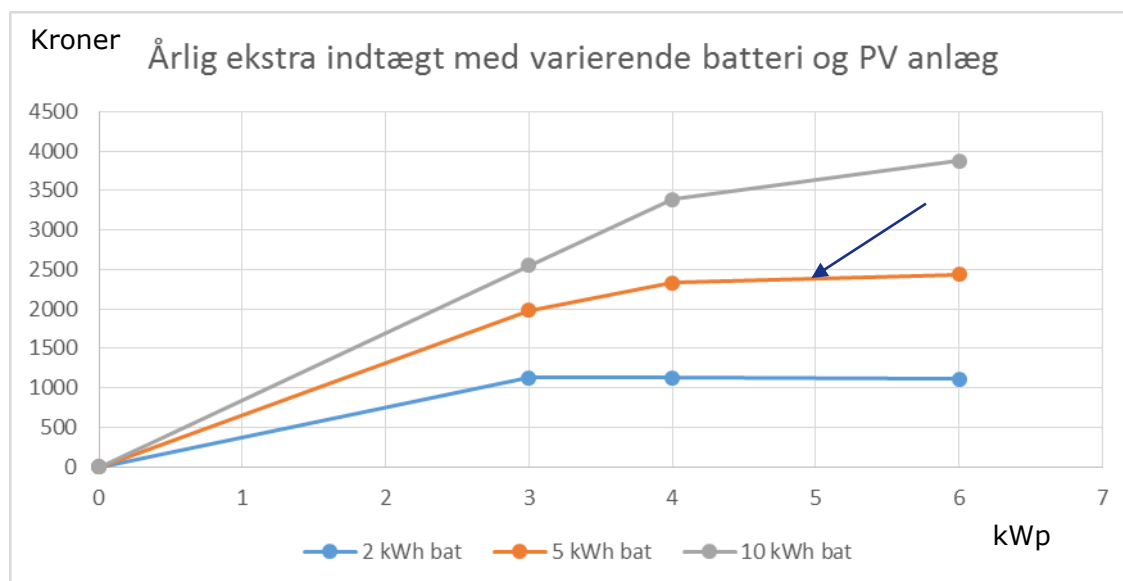
Ved hjælp af programmet kan man hurtigt få et overblik over, hvad det betyder, når man varierer størrelse af henholdsvis solcelleanlæg og batteri. Indtast årligt elforbrug, evt. elvarmeforbrug, købs- og salgspris på el samt pris på batterisystemet. Derefter kan der beregnes resultater på henholdsvis energi og økonomi på diverse kombinationer af størrelser på hhv. solcelleanlæg og batterisystem.

Overslagsberegning af batterisystem til solcelleanlæg



Figur 42 Screendump af beregningsværktøj

Eksemplet viser, at her stiger egetforbruget af el fra solcellerne fra ca. 25 % til 50 %. Med en prisforskel på 1,62 kr. på købt og solgt el giver dette batteri på 5 kWh en årlig besparelse på 2.258 kr., og er dermed tjent hjem på 11. år. I eksemplet nedenfor er omtrentligt det samme eksempel vist på grafen.



Figur 43 Eksempelberegninger for 3,4 og 6 kWp solcelleanlæg

I eksemplet er der regnet med en prisforskel på 1,7 kr. mellem købt og solgt el. Tager man f.eks. et solcelleanlæg på 5 kWp og et batteri på 5 kWh kan man tjene ca. 2.300 kr./år og prisen for batteripakken vil være ca. 25.000 kr. Der er således omtrent balance over en 10 års horisont, når der ikke indregnes ekstra drift og vedligehold. Med faldende batteripriser bliver teknologien derfor meget snart privatøkonomisk interessant.

10. Termisk energilagring

Sammenligning mellem termisk og elektrisk lagring

Termisk energilagring er gennemprøvet og simpel teknologi og kan derfor være et godt alternativ til energilagring i batterier. Ulempen er naturligvis at energien kun kan hentes tilbage som varme, og er der ikke noget behov for varme eller varmt vand, vil energien til slut blive tabt til omgivelserne.

En teoretisk beregning af muligheden for energilagring i eksisterende beholdere og konstruktioner viser følgende:

Simpel økonomiberegning pr kWh lager			
	Varmt vand	Batteri	Betongulv
Størrelse	200 liter	5 kWh	100 m ²
Udnytteligt el-optag pr. cyklus kWh	3 kWh	4 kWh	15 kWh
Ekstra investering pr. kWh lager kr.	1.333 kr.	5.000 kr.	267 kr.
Levetid år	15 år	12 år	30 år
Antal årlige cykler	250 cyklus	250 cyklus	150 cyklus
Total cykler i levetid	3.750 cykler	3000 cykler	4.500 cykler
Kr./kWh optaget el	0,36 kr./kWh	2,08 kr./kWh	0,06 kr./kWh

Ved termisk lagring er der kun regnet med en merinvestering på 4.000 kr. til ændret styring og der er regnet med, at el konverteres til varme via en varmepumpe. Tabellen indikerer, at det er langt billigere at lagre i et tungt gulv, men da solcelleproduktionen i høj grad falder om sommeren kan der ikke gemmes så mange gange om året, som for de andre løsninger. Til trods for stor usikkerhed i antagelser falder batteriløsningen ud som den dyreste, men det er på den anden side den teknologi, som falder hurtigst i pris af de tre.

11. Økonomisk analyse

For fremtidens solcelleejere er det interessant at undersøge om batterilagring kan betale sig økonomisk set, men det er ikke en helt let opgave at analysere dette på grund af en lang række usikkerheder:

- Fremtidige tariffer og gebyrer
- Prisudviklingen på batterier og solcelleanlæg
- Praktisk levetid af batteripakker
- Pris for installation, drift og vedligehold

For at få et øjebliksbillede af de aktuelle priser, er der primo 2016 hentet følgende prisinformationer fra danske leverandører:

System	Pris uden batt.	Pris med batt.	Forskel	Info
A	67.255 kr.	119.900 kr.	52.645 kr.	4,2 kWp med montage. Tesla Powerwall 6,4 kWh Li(7)
B	67.255 kr.	94.900 kr.	27.645 kr.	4,2 kWp med montage. 9,6 kWh blybatteri
C	61.825 kr.	124.525 kr.	62.700 kr.	6,12 kWp uden montage. Tesla Powerwall 6,4 kWh(7)
D	53.350 kr.	76.150 kr.	22.800 kr.	4,5 kWp uden montage. 9,6 kWh blybatteri

A: <http://klimaenergi.dk/produkter/solcelleanlaeg-all-black-monokrystalin-4-kw-anlaeg/>

B: <http://klimaenergi.dk/produkter/43-kw-batteri-hybrid-solceller/>

C: <http://www.tysksolenergi.dk/produkt-kategori/solcelleanlaeg-6-9-kwp/>

D: http://www.vivaenergi.dk/solcelle-webshop/Bolig_med_batteri?PID=1753

Beregnet batterisystempris på basis af effektiv kapacitet:

System	Forskel	Pris pr. kWh effektivt lager	Info
A	52.645 kr.	8.226 kr.	4,2 kWp med montage. Tesla Powerwall 6,4(7) kWh Li
B	27.645 kr.	5.759 kr.	4,2 kWp med montage. 4,8(9,6) kWh blybatteri
C	62.700 kr.	9.797 kr.	6,12 kWp uden montage. Tesla Powerwall 6,4(7) kWh
D	22.800 kr.	4.750 kr.	4,5 kWp uden montage. 4,8(9,6) kWh blybatteri

Med priser fra 5.000 kr./ kWh vil der således være krav om at tjene mindst 500 kr./år pr. kWh, hvis man regner med 10 års tilladelig tilbagebetalingstid.

Tesla regner med at komme ned på omkring 1.000 kr. pr. kWh for selve battericellerne – dvs. drastiske fald i priserne. Hvis man antager, at den tilkøbte inverter erstatter den, som solcelleanlægget normalt leveres med (dvs. systemopbygning 2, så der ingen eller ringe

merpris er for inverter-delen), så vil batterier være økonomisk attraktiv for danske forbrugere.

Prisestimat ifølge Lithium Balance	Lithium-ion batterilager 2016	Lithium-ion batterilager 2020
Størrelse	4,8 kWh	5 kWh
Udnytteligt el-optag pr cyklus	3,8 kWh	4 kWh
Ekstra investering pr. kWh lager	8.000 kr.	5.000 kr.
Levetid år	10 år	12 år
Antal årlige cykler	250 cykler	250 cykler
Total cykler i levetid	2.500 cykler	3.000 cykler
Kr./kWh optaget el	4,04 kr./kWh	2,08 kr./kWh

Tabellen viser, at forskel på købs- og salgspris skal være godt 2 kr. for at en batteriløsning er økonomisk attraktiv.

Med det udviklede beregningsværktøj er der med en pris på 5.000 kr. pr. kWh batterilager regnet på et eksempel. Se afsnit om beregningsværktøj.

12. Anbefalinger og gode råd om batterier

Først skal du fastlægge, hvilket system du skal have: Har du et eksisterende solcelleanlæg med (forholdsvis ny) separat solcelleinverter, eller starter du fra bunden, og skal til at købe både solcelleanlæg og batterisystem - eller står din eksisterende inverter til udskiftning.

12.1. Køb det hele samlet – kend dit elforbrug

Køb batteri, inverter og styring af samme firma, så man sikrer, at det er dimensioneret til samme forbrug og leverance fra solcelleanlægget, og så man sikrer, at delene "forstår" hinanden. Køb en samlet systemløsning, hvor leverandøren garanterer det samlede system.

12.2. Effektstørrelse på batteri-inverter

Køb hellere batteri-inverter/lader lidt for lille end lidt for stor – en passende størrelse er ca. halvdelen af solcelle-effekten for systemer med separat solcelleinverter (system 1) og 75 % af solcelleeffekten for systemer med indbygget solcelleindgang i inverteren (system2).

Inverteren bør i princippet tilpasses efter det aktuelle forbrugsmønster (timebasis) som kan udlæses fra elmåleren via netselskabet. Har man hyppigt brug for stor effekt, et der måske brug for en kraftigere inverter end ovenstående håndregel tilsiger. En trefaset inverter er at foretrække, men er også dyrest. Enfaset inverter skal gerne tilsluttes den fase, hvor der er størst elforbrug.

12.2.1. Tomgangstab

Spørg altid til størrelsen af tomgangstab og virkningsgrader ved lav last – det er væsentligt ved sammenligning, og som regel oplyser fabrikanterne kun den maksimale virkningsgrad.

12.2.2. Batteriets størrelse

En teknisk og økonomisk fornuftig batteristørrelse er på ca. 1 kWh effektivt batterilager pr. kWp installeret solcelleeffekt.

12.2.3. Mål på tre faser

Vi anbefaler at købe et system med 3-faset energimåler til danske husstande. Hvis systemet kun måler med "clips" på 1 fase, er det for upræcist, når man skal styre, om der skal leveres strøm til forbrug fra batteriet. En trefaset batterikonverter er især at foretrække til større anlæg og gerne ved afregningsgruppe 2.

13. Sammenfatning

Projektet har vist, at det ikke er uden vanskeligheder at indføre ny og avanceret teknologi i husholdningen. I det aktuelle tilfælde blev målene med afprøvning af to batterilagre og en varmepumpe nået, men der kom lidt overraskende resultater ud af det. Forsøget med varmepumpen viste for eksempel, at det ikke var så let at gemme energi i form af varmt vand som forventet, men det har efterfølgende vist sig, at der findes andre varmepumper/beholdere på markedet, som er bedre egnede til dette.

Forsøget med det første batterisystem viste en fremragende funktion af selve batteriet, men en mere tvivlsom funktion af inverteren. Det er muligt, at en mere optimal dimensionering kunne have rykket billedet i en mere positiv retning, men man kan alligevel konkludere, at det er uhyre vigtigt, at der ikke er for store tab i effektelektronikken i de lange perioder, hvor systemet kører med lav belastning eller er i standby-mode.

Forsøget med det andet batterisystem viste, at det var vanskeligt overhovedet at få adgang til produkter med fuld dokumentation og funktionsduelighed i forhold til li-batterier. Det viste sig også, at forbruget ikke bare er et spørgsmål om effekt, men også reaktive og harmoniske strømme, som kan give anledning til alvorlig fejlmåling.

De temmelig lave cyklus-virkningsgrader, der er målt på begge systemer, stiller et alvorligt spørgsmålstejn ved hvor energirigtigt det i praksis er at gemme egen solcellestrøm til senere forbrug. Kun om vinteren vil tabet til dels komme bygningen til gode. Endvidere vil økonomien blive forringet med 20 - 30 % i forhold til de idealiserede regnestykker, der figurerer fra forskellig side. Der er således god grund til nærmere at undersøge andre og lignende hybridinvertere end de i projektet benyttede, så forbrugere og forhandlere kan blive bedre i stand til at træffe de rette beslutninger.

Baseret på projektets erfaringer samt et grundigt tysk studie [1] kan man opstille følgende anbefalinger for energilagre sammen med solcelleanlæg:

- En teknisk og økonomisk fornuftig batteristørrelse er på cirka 1 kWh effektivt batterilager pr. kW installeret PV-effekt
- Alternativt kan batteriet dimensioneres til at dække natforbruget af el, hvis dette er kendt
- AC/DC-batterikonverter op til 3,6 kW er tilstrækkelig i 6 kW PV-anlæg, hvis det er en enfaset type (billigst, men ikke optimal for afregningsgruppe 4)
- En trefaset batterikonverter er at foretrække, især til større anlæg og gerne ved afregningsgruppe 2
- Simple strømtænger er ikke så velegnede som ægte energimålere, når det gælder om at minimere import/eksport fra solcelleanlæg til nettet
- Termiske energilagre skal vælges og driftes med omhu

14. Formidling

14.1. Indlæg på møder, temadage, workshops m.m.

Der har gennem hele projektperioden været stor interesse for projektet, og det har været præsenteret og drøftet ved følgende begivenheder:

- Workshop og temadag om solceller. November 2014. Teknologisk Institut, Aarhus
- Energimidt, Flemming Kristensen og Ken Frederiksen. Rundvisning, Præsentation og drøftelse m. Lars Barkler, Lithium Balance og Iben Østergaard og Ivan Katic, Teknologisk Institut. Januar 2015
- Projekt-følgegruppe, herunder Dorte Lindholm Elforsk og Søren Rise, Tekniq.13. januar 2015
- Aura, Energimidt og andre forsyningselskaber (Randers El, Viborg El, Aura, Sydfyns el, Sønderborg el), d. 19.5.2015, Teknologisk Institut. Rundvisning samt præsentation
- 80 medarbejdere fra Undervisningsministeriet.1. juni 2015.Præsentation og rundvisning
- Temadag og workshop for solceller d. 15. juni 2015, teknologisk Institut
- "PV Battery Systems Tested with Real-Life Consumption Data". Mundtlig præsentation til EU PVSEC 2015 i Hamborg d. 14-18 september 2015 (Rasmus Mosbæk)
- Kursus for rådgivere: Batterisystemer til solcelleanlæg mv. Afholdt 21/10 i Taastrup
- Building green, Præsentation af projektets dimensioneringsprogram. Forum, Oktober 2015
- Temamøde om solcellestandarder, batterier og montage. Teknologisk Institut, Taastrup d. 30 november 2015
- Præsentation ved Rasmus Mosbæk, Lithium Balance: "PV Battery Systems and Safety"
- Forsøgsostillingen præsenteret ved Ivan Katic og Rasmus Mosbæk
- Avanceret energilagring 2015. Konference om smart energilagring med varmepumper og batterier. Aarhus, dec. 2015. "Energy Storage Systems." V. Rasmus Mosbæk, Lithium Balance
- Præsentation v. Lars Barkler om danske batterisystemer, herunder PSO-projektet i EnergyFlexHouse. Konference på Teknologisk Institut d. 16.9.2015
- Afslutningsmøde for projektet/Temadag om lagringsmuligheder for solcelle-el. teknologisk Institut d. 21.6. 2016

14.2. Artikler – herunder videnskabelige

- Artikel i OVE` s blad Råstof: "Solcelleelektricitet til énfamiliehuse". Iben Østergaard
- Artikel af Bjørn Godske i Ingeniøren-net 28.5: "Danske "Tesla"-batterier snart klar til salg"
- Artikel af Bjørn Godske i Ingeniøren 5.6.2015. "Dansk Solcellebatteri vil bide skeer med Tesla" (den mest læste artikel den måned)
- Artikel af Maria Berg Badstue Pedersen: "Lithium Balance bag dansk solcellebatteri". "Jernindustrien"
- Artikel i Ingeniøren af Bjørn Godske: "Solcellebatterier savner standarder". Rasmus Mosbæk, Lithium Balance interviewes. 19.juni 2015
- Artikel i Tekniq,Elektra. Jens Juhl Eriksen: "Moderne batteriteknologi". Oktober 2015

- "PV Battery Systems Tested with Real-Life Consumption Data". Artikel til EU PVSEC 2015 i Hamborg d. 14-18 september 2015. (Rasmus Mosbæk og Ivan Katic)
- "Lagring af solcelle-el fra énfamiliehus på batterier og/eller varmepumpe". Iben Østergaard. Artikel baseret på slutrapporten i word og publisher-version. Ligger på www.teknologisk.dk/37401

14.3. Udvalgte præsentationer (bl.a. begivenhederne ovenfor)

- Solcelle-lagringsprojekt. Nov. 2014. Iben Østergaard, Teknologisk Institut. Workshop og temadag om solceller. November 2014. Teknologisk Institut, Aarhus
- Egetforbrug. Ivan Katic, Temamøde om solcellestandarder, batterier og montage. Teknologisk Institut, Taastrup d. 30 november 2015
- PV systems and safety – arbejdet med standarder. Rasmus Rode Mosbæk, projektleder, Lithium Balance. Temamøde om solcellestandarder, batterier og montage. Teknologisk Institut, Taastrup d. 30 november 2015
- Erfaringer fra Batteriprojekt. Ivan Katic. Temamøde om Batterisystemer m.m. Teknologisk Institut d. 30 november 2015
- Energy Storage Systems. Rasmus Rode Mosbæk, projektleder, Lithium Balance A/S på konferencen "Avanceret Energilagring", Teknologisk Institut, Aarhus. December 2015
- Batterilagre til solcelleanlæg (Battery systems for photo voltaics)" ved Rasmus Rode Mosbæk, på IDA konferencen: "Energilagring – løsninger til at lagre sol og vind" . Februar 2016
- Optimal udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus. Iben Østergaard. Teknologisk Institut. Afslutningsmøde for projektet/Temadag om lagringsmuligheder for solcelle-el. teknologisk Institut d. 21.6. 2016
- Erfaringer med batteri. Solcelleanlæg kombineret med batterilager samt varmepumpe. Ivan Katic, Teknologisk Institut. Afslutningsmøde for projektet/Temadag om lagringsmuligheder for solcelle-el. teknologisk Institut d. 21.6. 2016
- Erfaringer med varmelager. Solcelleanlæg kombineret med batterilager samt varmepumpe. Ivan Katic, Teknologisk Institut. Afslutningsmøde for projektet/Temadag om lagringsmuligheder for solcelle-el. teknologisk Institut d. 21.6. 2016
- Videre perspektiver med batterier til lagring af solcelle-el. Lars Barkler, CEO, Lithium Balance. Afslutningsmøde for projektet/Temadag om lagringsmuligheder for solcelle-el. teknologisk Institut d. 21.6. 2016

14.4. Beregningsprogram

I forbindelse med projektet er der udarbejdet et Excel-baseret dimensioneringsprogram for solcelleanlæg med batterier. Find programmet hér:

www.teknologisk.dk/ /media/65569_Solceller%20og%20batterier_6_endelig.xlsx

14.5. Hjemmeside

www.teknologisk.dk/37401

15. Målopfyldeelse – resume af resultater, effekt – og brug af resultater

Projektets formål er at udforske, afprøve og optimere systemløsninger, der sikrer, at mest mulig elektricitet produceret af solcelleanlæg, udnyttes direkte i husstanden, når dette er at foretrække. Dvs. systemer, der indeholder lagrings- og styringsmuligheder til at lagre solcelle-elektricitet, fra den produceres, til der er behov for den. Målet er at finde de optimale løsninger såvel mht. systemopbygning (enkelhed og robusthed), energi-optimalt (effektivitet) samt økonomisk. Ved at dokumentere velfungerende løsninger og angive dimensioneringsregler for lagrings- og elstyringssystemer, vil producenter, leverandører og rådgivere blive i stand til at dække den forventede efterspørgsel efter sådanne produkter i de kommende år. Der udarbejdes – på basis af forsøgsresultaterne - et program til valg af solcelle-elproduktion i forhold til lagringskapacitet og forbrugsmønstre.

Som det fremgår af denne rapport er der i projektet testet lagringssystemer, der indeholder lagrings- og styringsmuligheder til at lagre solcelle-elektricitet, fra den produceres, til der er behov for den. Der er testet 2 batterisystemer og 1 varmepumpesystem.

15.1. Batterier

De væsentligste virkningsgrader er fastlagt, så systemerne kan sammenlignes energimæssigt, og der vurderes, at med det forventede prisfald på batterier og det velkendte fald i afregning for solcelle-el, så vil batteriløsninger blive en relevant mulighed for fremtidens solcelle-ejere.

Som det også fremgår, har der været mange forhindringer i forbindelse bare med at få alle systemerne til at fungere, og det har affødt nogle af de væsentlige erfaringer fra projektet samt mange af de gode råd til kommende ejere/investorer i solcelle-lagring.

En meget væsentlig erfaring er, at det ikke er så ligetil at finde systemløsninger, der fungerer sammen – dvs. inverter, der passer til batteriet.

En væsentlig lære er:

- De fleste invertere, der påstås Li-ion klar, er det reelt ikke. De er reelt bly-batteri invertere og vil reducere Li-ion batteriernes levetid
- Batteriet er mere effektivt end forventet
- Der er stort effekttab i invertere i standby-mode

Der er samlet en række gode råd til rådgivere og solcelle-købere. Se kapitel herom.

Der er udarbejdet et beregnings/dimensioneringsprogram – se kapitel herom.

En anden læring er, at der typisk vil være flere cykler om året, end man tidligere har regnet med (dette hænger sammen med, at der op- og aflades flere gange om dagen ved stærkt dynamisk kørsel – i "sol med skyer"). Dette vil i sig selv give en 15 % forbedret økonomi.

15.1.1. Fremtidsperspektiver

Et fremtidsperspektiv kunne være at bruge batterierne til lagring af billig el – f.eks. om natten. Under normale forhold vil man på solcelle-batteriets levetid på 12 - 15 år nemlig

ikke nå at bruge de cykler, som batteriet er dimensioneret til (6.000 cykler) – og derfor kan det med fordel bruges til anden lagring, når der ikke er behov for at lagre solenergi. Der vil typisk være 3.000 cykler til opladning fra nettet om natten, hvilket kan være med til at betale batteriet, hvis elprisen er lavere om natten end om morgenen.

Andre aktører i branchen (TESLA) regner med at komme ned på omkring 1.000 kr. pr. kWh for det rå batteri, og så vil batterilagre blive økonomisk attraktive i mange tilfælde.

Lithium Balance har allerede – og vil videre bruge erfaringerne fra projektet, blandt andet vedrørende problemet med at finde egnet inverter, og vedrørende sikkerhed på batterier.

Projektet viser behov for at arbejde med:

- Invertereffektivitet
- Lyd fra inverter ved ind- og udkobling samt under drift
 - Problemet med lyd fra inverter ved ind- og udkobling – samt den konstante lyd af inverteren vil gøre, at inverteren skal placeres væk fra lydfølsomme områder
- Kommunikation mellem batteri og inverter (styring i det hele taget)

I det fremtidige arbejde skal inverterproducenter/leverandører derfor involveres, for at behandle de nævnte problemstillinger.

På batterisiden er der behov for:

- Sikkerhedsstandarder for solcellebatterier
- Solcelle-batterier på markedet, der opfylder sikkerhedsstandarderne
- Praktiske vejledninger for installation og vedligehold af solcellebatterier

15.2. Målopfyldelse, resultater, fremtidsperspektiver og videre arbejde vedrørende brugsvandsvarmepumpe

Brugsvandsvarmepumpe vil være relevant at udnytte som lager for solcelle-el, hvis man har en varmepumpe i forvejen – men det er tvivlsomt, om det er økonomisk fordelagtigt at anskaffe sig en brugsvandsvarmepumpe alene som lager for solcelleanlægget. Der er forholdsvis lave virkningsgrader ved opvarmning af vandet til over 45°C.

Alternativt vil en direkte el-opvarmet beholder måske være en økonomisk attraktiv løsning. Dette er dog ikke afprøvet i dette projekt, men kunne være interessant at prøve.

En varmepumpe kan ikke følge solens effekt – dog er en frekvensreguleret formodentlig mere egnet til det. En elpatron er mere egnet til at optage solcelle-effekt, idet den dels har større effekt, dels kan styres kontinuerlig op og ned.

Der kan lagres ca. samme energimængde el-energi i de afprøvede batterier og i brugsvandsvarmepumpen med beholder på 180 liter – nemlig knap 5 kWh el ved opvarmning af brugsvand fra 45 til 60°C med hhv. varmepumpen og el-patron (se figur 10). Hvis der opvarmes fra 30 til 80°C kan der optages knap 9 kWh.

Der foreligger et arbejde med at identificere/udvikle varmepumper, der er egnede til formålet, dvs. de skal kunne tilpasse sig over et stort temperaturområde uden væsentlig forringelse af effektfaktoren. Der bør sidde en elpatron direkte i beholderen, som evt. kan opvarme det sidste stykke, hvor varmepumpen ikke kan følge med. Her skal styringen kunne slukke helt for kompressoren.

Styringen skal kunne begrænse hvilke perioder der skal opvarmes i, f.eks. via et signal fra solcelleanlæggets inverter eller en timer. På den måde kan man sikre sig, at beholderen er kold, når solen begynder at skinne og der vil være overskud af el.

15.3. Muligheder for fleksibelt elforbrug

Projektet har vist, at der er flere tekniske muligheder for at tilpasse elforbruget i den enkelte husholdning ved hjælp af energilagring i termisk masse eller i batterier. Med de betydelige effekter, der bliver produceret fra typiske husstands-solcelleanlæg, er det dog vanskeligt at flytte forbruget så meget, at det kommer til at udnytte den fulde produktion. Der er simpelthen ikke effekt nok i de fleste apparater, bortset fra komfur og evt. elvarme. Fremtidige projekter kan derfor passende se på elvarme som en mulighed for at optage store effekter, for eksempel i højtemperatur keramiske varmelagre (akkumulerende elvarme).

15.4. Sammenligning af karakteristika for energilagre

Karakteristika	Varmepumpe med beholder	El-patron i beholder	Termisk lager-gulv-varme	Batteri
Effekt	Kan ikke optage så meget effekt	Optager stor effekt	Kan optage fra VP eller elpatron	Lader/inverters begrænsning
Energi-effektivitet	COP 2-3 (el til varme)	100 % omsætning til varme	Vil give lidt forøget energiforbrug (overtemperatur)	75 % hentes retur som el
Styring	Svær at styre effektoptag	Let at styre	Let at styre	Let at styre
Økonomi	God – hvis man har eksisterende varmepumpe, og nogle af udfordringerne bliver løst	Rigtig god	Rigtig god	Ikke rentabelt, men bliver rentabelt med formodede fallende priser på batteri, samt lavere afregningspriser

16. Summary

How can electricity from a PV-system (photo-voltaic) best be utilized in a single family house? In a full-scale test setup with a real PV plant this project should examine how self-consumption of solar electricity in a typical family house, could be increased by use of batteries and water heating with a heat pump. How is such an energy system designed and controlled optimally in a single family house, and is there an economic benefit of the energy storage systems flowing to the PV marked in these years? The project should clarify those questions.

The storage devices (two batteries – and one heat pump) have been tested in a system that is built in Energy Flex Laboratory House at Danish Technological Institute. The installation is supplied with electricity from rooftop solar cells, and the consumption is simulated minute by minute equivalent to the consumption of a single-family house.

The experiment with the heat pump showed that it was not so easy to store energy in the form of hot water as expected, due to a strongly decreasing efficiency (COP) with increasing hot water temperature. At elevated temperatures above 55°C, the system switched to direct electric heating with resulting low efficiency. The amount of excess electricity that could be absorbed from such system was found to be up to 5 kWh with the system under test (180 litres).

The experiment with the first (AC-coupled) battery system showed an excellent function of the battery itself, but a more dubious function of the inverter/charger unit. The main finding was that it is extremely important that there are no excessive losses in power electronics during the long periods when the system is running low load or is in standby mode. Overall storage efficiency was found to approximately 75 %.

The experiment with the other (DC-coupled) battery system showed that it was difficult to identify products with full documentation and functionality in relation to lithium batteries. It also proved that balancing self-consumption is not just a matter of power but also reactive and harmonic current that can cause serious error measurements. The overall storage efficiency was found to approximately 70 %, while the battery itself only lost a few %.

Besides the experimental work, an excel tool was developed as part of the project. The tool can help homeowners and retailers to calculate the technical and economic benefit of PV systems with battery storage. The results are that with the costs of today's battery systems, it is barely profitable for Danish consumers to invest in their own PV battery, but with the reported cost trend for Li-Ion batteries, they will likely be so within a few years.

The results from the project is already being exploited by the partners and disseminated through articles, courses, web site and other channels. Lithium Balance has already - and will continue to use experience from the project, among other things concerning specifications for suitable inverter types, and concerning safety in battery systems. Hopefully, the results will also encourage the development of better power electronics with much better part load efficiency than found in the tested products.

In the future, it may be possible to use the PV batteries to store cheap electricity - e.g. in the night. During normal operation, a solar PV battery with a shelf life of 12 - 15 years does not fully exploit the number of cycles it was designed for (more than 6,000 cycles for Li-Ion). Storage of grid electricity may therefore increase profitability in such investments.

Use of excess electricity for heating with a heat pump will also be very relevant in the future, when more and more households will switch to electricity based heating. Selection of the right components and control systems are some important issues for future work within this field.

17. Referencer

[1] Sizing and grid integration of residential PV battery systems. Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig. IRES 2013

[2] MAXIMIZING LOCAL PV UTILIZATION USING SMALL-SCALE BATTERIES AND FLEXIBLE THERMAL LOADS. Evangelos Vrettos, Andreas Witzig, Roland Kurmann, Stephan Koch, and Göran Andersson. PV SEC 2015

[3] Energinet.DK. Notat: Solceller og batterier i Danmark, Februar 2016. <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Solceller%20og%20batterier.pdf>

Hjemmeside <http://www.energinet.dk/DA/EI/Solceller/Har-du-solceller/Sider/Nettoafregningsgrupper.aspx>

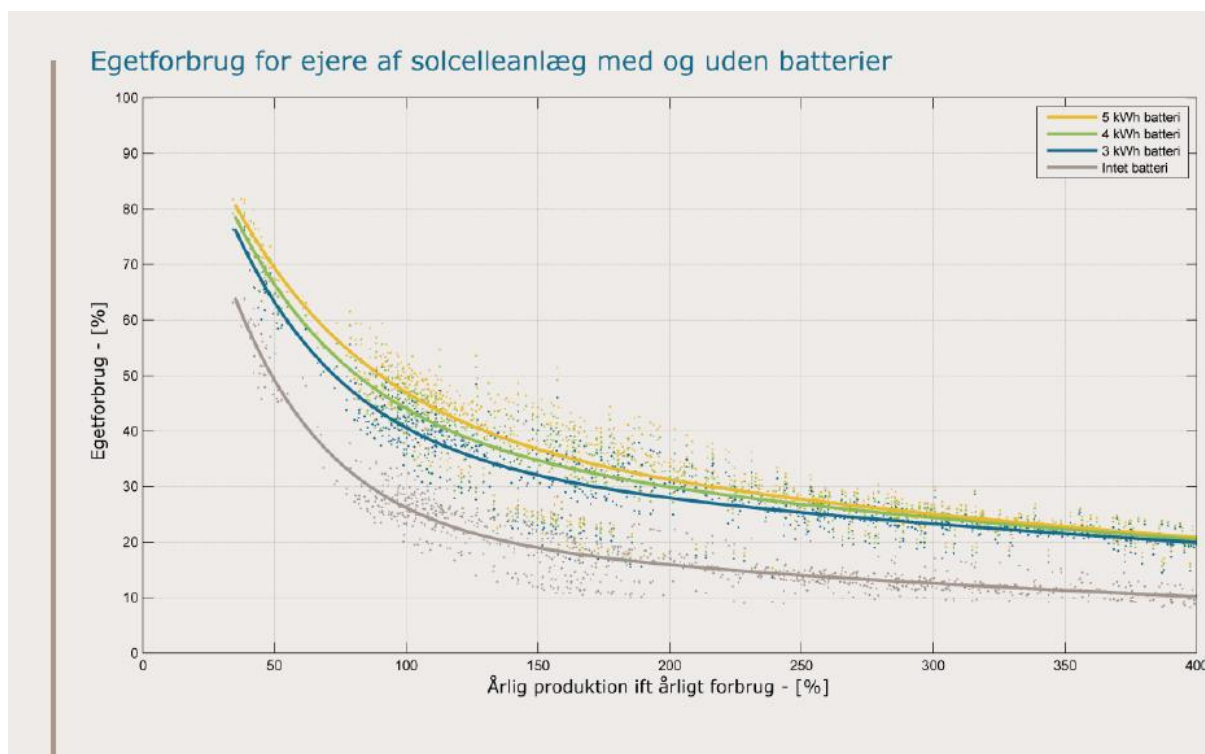
[4] VDI 4655 Reference load profiles of single-family and multi-family houses for the use of CHP systems

[5] PV Magazine Deutschland online version

[6] Sun and Wind Energy nr. 2/2015

18. Bilag

Egetforbrugstal fra Energinet.DK baseret på 5 minuts-målinger:



Tabel over egetforbrug fra vejledning til BE10-beregning:

Solcellestrøm ift. hele bygningens årlige elforbrug	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,50	2,00	3,00	4,00	5,00
Udnyttelses-% u. el opvarmning	0,69	0,67	0,60	0,53	0,47	0,42	0,38	0,35	0,32	0,30	0,28	0,26	0,22	0,18	0,13	0,10	0,08
Udnyttelses-% m. el opvarmning	0,50	0,44	0,40	0,36	0,33	0,30	0,28	0,25	0,24	0,22	0,21	0,20	0,17	0,13	0,10	0,08	0,06

Bemærk at hvis en del af elforbruget går til elvarme kan man udnytte en mindre andel af solcelleproduktionen direkte, da elvarmeforbrug primært ligger om vinteren. (Det er en fejl at der står %)

18.1. Redegørelse for datagrundlag fra System 1

Opgørelsen af lavet på baggrund af 90 repræsentative perioder, hver på ca. 1 døgn. For at undgå at skulle kompensere for batteriets ladetilstand er samtlige perioder udvalgt så de løber fra f.eks. en ladetilstand (SOC) på 15 % til en SOC på 15 %. Nogle steder er der sammenfaldende dage, da en dag kan leve op til flere kriterier. Det gælder f.eks. kategorierne 1 og 2, 9 og 10 samt 3 og 9.

Når det gælder forbrugsprofil, er der ingen sammenfald, da en dag enten er kørt med den ene eller den anden forbrugsprofil.

Hver af de udvalgte profiler bygger på antal dage:

1 Køb større end 10 kWh:	9
2 Produktion mindre end 5 kWh	12
3 Køb og salg begge større end 5 kWh	6
4 Forbrugsmønster: Dansk gennemsnit	8
5 Forbrugsmønster: VDI "weekend"	19
6 Forbrugsmønster: Ålborg 1	12
7 Forbrugsmønster: Ålborg 2	11
8 Forbrugsmønster: VDI "hverdag"	42
9 Produktion større end 20 kWh	25
10 Salg større end 10 kWh	14

Sum	158

Da datamaterialet er 90 udvalgte perioder på ca. 1 døgn, er der altså i 34 af disse, som er blevet talt med i 2 forskellige kategorier.

Datoer for hver kategori er opskrevet herunder:

Profil: **1 Køb større end 10 kWh**

Antal dage: 9

Datoer: April: 14, 25, 26. September: 13. Oktober: 13, 14, 16, 17, 18.

Profil: **2 Produktion mindre end 5 kWh**

Antal dage: 12

Datoer: April: 26. September: 13. Oktober: 1, 7, 9, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 20.

Profil: **3 Køb og salg begge større end 5 kWh**

Antal dage: 6

Datoer: April: 18, 19. Maj: 6, 15, 17. Oktober: 2.

Profil: 4 Forbrugsmønster: Dansk gennemsnit

Antal dage: 8

Datoer: April: 11, 12, 18, 19, 25, 26. Maj: 1, 3.

Profil: 5 Forbrugsmønster: VDI "weekend"

Antal dage: 17

Datoer: Juni: 5, 6, 12, 13. Juli: 10, 11, 17, 18. August: 28, 29. September: 5. Oktober: 2, 3, 9, 10, 16, 17.

Profil: 6 Forbrugsmønster: Ålborg 1

Antal dage: 11

Datoer: April: 10, 13, 14, 20, 23, 27, 28, 29, 30. Maj: 4, 5.

Profil: 7 Forbrugsmønster: Ålborg 2

Antal dage: 11

Datoer: Maj: 7. til og med 17.

Profil: 8 Forbrugsmønster: VDI "hverdag"

Antal dage: 42

Datoer: Maj: 18, 19, 20. Juni: 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 14. Juli: 9, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20. August: 27, 30. September: 6, 7, 8, 10, 13, 14, 15, 17, 29, 30. Oktober: 1, 4, 5, 7, 11, 13, 14, 15, 18, 19, 20.

Profil: 9 Produktion større end 20 kWh

Antal dage: 25

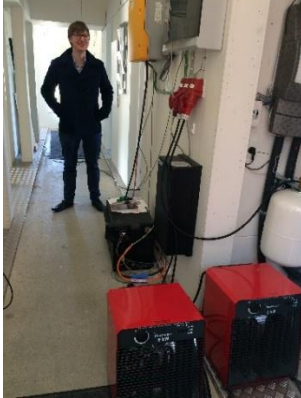
Datoer: April: 10, 11, 18, 19, 20, 23, 28. Maj: 3, 6, 8, 11, 14, 15, 17. Juni: 4, 5, 10, 12, Juli: 11, 14, 16. September: 7, 8, 29, 30.

Profil: 10 Salg større end 10 kWh

Antal dage: 14

Datoer: April: 10. Maj: 3, 11, 14, 15. Juni: 4, 5, 10, 12. Juli: 14, 15, 16. September: 7, 8.

19. Projektdeltagere



Rasmus Rode Mosbæk,
Lithium Balance



Søren Hansen, Lithium Balance
Mads Juncker, Teknologisk Institut
Jesper Frausig, Gaia Solar (god support)



Lars Barkler, Lithium Balance



Christoffer Torrendrup, Lithium Balance



Ivan Katic
Teknologisk Institut



Iben Østergaard
Teknologisk Institut



Lars Hansen
Teknologisk Institut

Projektet " Optimal udnyttelse af solcelle-el i enfamiliehus" er støttet af Elforsk.