TEKNOLOGISK
INSTITUT

ELFORSK projekt nr.349-063

Udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus med batteri og varmepumpe

Teknologisk Institut

Titel:
Udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus med batteri og varmepumpe
Projektnummer: 349-063

Udarbejdet for:
ELFORSK

Udarbejdet af:
Teknologisk Institut
Gregersensvej 2
2630 Taastrup
Energi & Klima

Marts 2019
Forfatter: Ivan Katic & Iben Østergaard

Projektets partnere er:

- Teknologisk Institut (projektledelse)
- LithiumBalance A/S (LiBal)
- Nilan A/S

Projektet er støttet af ELFORSK

Indholdsfortegnelse

1. Indledning og baggrund 4
2. Formålet 4
3. Sådan gjorde vi 5
4. Opnåede resultater 6
4.1. Batterilagre 8
4.2. Varmepumpen 9
4.3. Hvor findes resultaterne 9
5. Markedsperspektiver 9
5.1. Perspektiver for batterier 9
5.2. Perspektiver for varmepumpen 10
6. Forsøgsanlæg 10
6.1. Styresystem 13
6.2. Batterisystem 17
6.3. Varmepumpe 19
7. Måleresultater 22
7.1. Målinger på batterisystem 22
7.2. Målinger på varmepumpe 26
7.3. Varmelagring i beholdere 31
7.4. Varmelagring i gulv 32
7.4.1. Varmekredsen 33
8. Driftserfaringer 36
8.1. Smart Grid (SG) stikkontakter og varmepumpestyring 36
8.2. Batterisystem 37
8.3. Varmeanlægget 39
8.4. Andre styringsmuligheder 39
9. Beregningsværktøj 40
10. Energilagring i praksis 43
10.1. Perspektiver for danske husstande 44
10.2. Tekniske krav: 44
10.3. Brugerøkonomi 46
11. Anbefalinger 47
12. English summary 48
13. Formidlingsaktiviteter 51
14. Teknisk dokumentation 54

1. Indledning og baggrund

Det er i dag blevet økonomisk interessant for mange ejere af solcelleanlæg at forøge den del af el-produktionen, de kan bruge selv, og energilagring er i den forbindelse et oplagt virkemiddel. Der sælges således allerede en del batterisystemer til nye og gamle solcelleanlæg, mens integration af varmelagring endnu ikke er så almindelig.

Solcellemarkedet er p.t. det eneste større kommercielle marked for såkaldt Smart-Grid-teknologi, netop fordi mange lande har indført voldsomt forringede afregningsforhold og dermed lagt op til udvikling af løsninger "bag elmåleren". I nogle lande er det slet ikke tilladt at sende strøm tilbage til nettet, og man kan derfor med fordel programmere sit anlæg til at prioritere, hvad overskudsstrømmen skal bruges til, for eksempel i rækkefølgen: Start af vaskemaskine – varmepumpe – dyppekoger.

Et af de interessante aspekter er, at man med et batterilager og en intelligent styring kan minimere effekten både ind og ud af huset og dermed skåne distributionsnettet mod overbelastning og store spændingsudsving. Nye invertertyper kan desuden levere reaktiv effekt for netstabilisering. Hvis reglerne bliver tilpasset, vil batterier i de enkelte husstande endvidere kunne spille en langt mere aktiv rolle i forhold til elnettet, så de bl.a. kan optage overskydende vind-el og levere den tilbage i "kogespidsen". Om vinteren er det begrænset, hvor meget sol-el der bliver ladet på batteriet, så batterikapaciteten kunne på denne måde udnyttes bedre.

Varmepumper er hastigt på vej ind i boligsektoren, og vil give ejere af solcelleanlæg en mulighed for at anvende en større del af el-produktionen internt, fremfor at eksportere el til nettet. Et hovedformål med projektet er at optimere systemet, så den elektriske belastning bliver mere jævn ved hjælp af en ny styring, der sikrer, at der op- og aflades på hhv. batterier og varmepumpe på den mest effektive måde. Ligeledes afprøvede projektet et nyt batteri managementsystem (BMS) og dataopsamling fra LithiumBalance, som ønsker dette afprøvet inden markedsføring.

I projektet ville vi gerne nå frem til en bredt anvendelig systemløsning, der kan bruges i fremtidens kombinerede varmepumpe/solcelleanlæg. Aktuelt har Nilan udviklet en ny styring og buffertank, som bliv et kerneelement i projektet. Et tidligere udviklet dimensioneringsværktøj til batterilagre vil endvidere blive udbygget, så det også omfatter termisk varmelagring i forbindelse med solcelleanlæg, varmepumper og batterier.

Projektet bygger videre på resultaterne fra et tidligere ELFORSK projekt "Optimal udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus".

2. Formålet

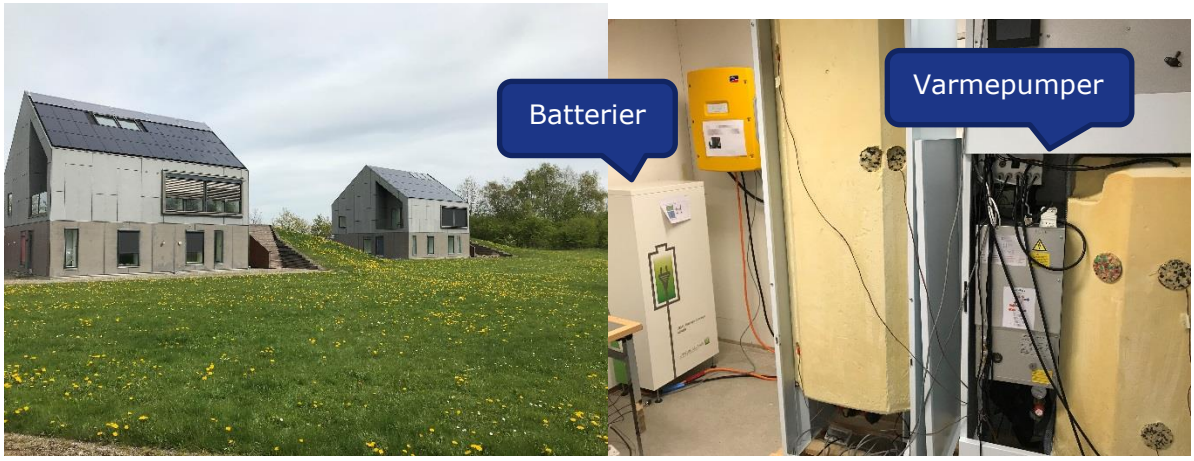
Formålet med projektet er at undersøge, hvordan driften af et kombineret energianlæg bestående af solcelleanlæg, varmepumpe, batterilager og termisk lager skal være opbygget for at opnå den bedste effektivitet og samtidig sikre, at så meget el som muligt bruges i huset. Hovedideen er, at den samlede virkningsgrad vil kunne forøges ved at tilpasse effektelektronikken og varmepumpens styring. Varmepumpen er udstyret med en såkaldt smartgrid-styring, som

skulle afprøves i praksis. Ved at samkøre varmepumpe og batteri som el-lager for solceller, og styre energistrømmene bedre end i det forrige projekt, skulle de ringeste driftsforhold ved begge lagringsformer undgås. Det vil i praksis sige, at der skal oplades og aflades med en vis minimumseffekt for at minimere de procentvise tab.

Et andet vigtigt formål var at udarbejde et brugervenligt dimensionerings- og beregningsværktøj til brug for planlæggere, installatører og boligejere med en vis teknisk indsigt. Værktøjet skulle kunne beregne den energimæssige og økonomiske værdi af elektrisk og termisk energilagring i forbindelse med solcelleanlæg. Programmet skal således kunne bruges til skitsemæssig dimensionering af solcelleanlæg, batterier og varmepumpe med tilhørende lager.

3. Sådan gjorde vi

Et allerede eksisterende solcelleanlæg på Teknologisk Instituts forsøgshus EnergyFlexHouse producerer jævnspænding, som i en vekselretter omformes til vekselspænding til husholdning, mens overskudselektricitet sendes ud på elnettet. Dette svarer til en typisk dansk solcelleinstallation i énfamiliehus. I projektet er der etableret et kombineret energianlæg, som udover solcelleanlægget indeholder et batterilager samt varmepumper til opvarmning af hus og brugsvand. Solcelleelektriciteten dækker først alment elbehov samt el til varmepumper, dernæst oplades batteriet og til slut eksporteres til nettet når batteriet er helt opladet. Batteriet aflader til dækning af alle behov i huset og først når det er afladet, eller effekten overstiger batteri-inverterens kapacitet, tilføres strøm fra nettet.

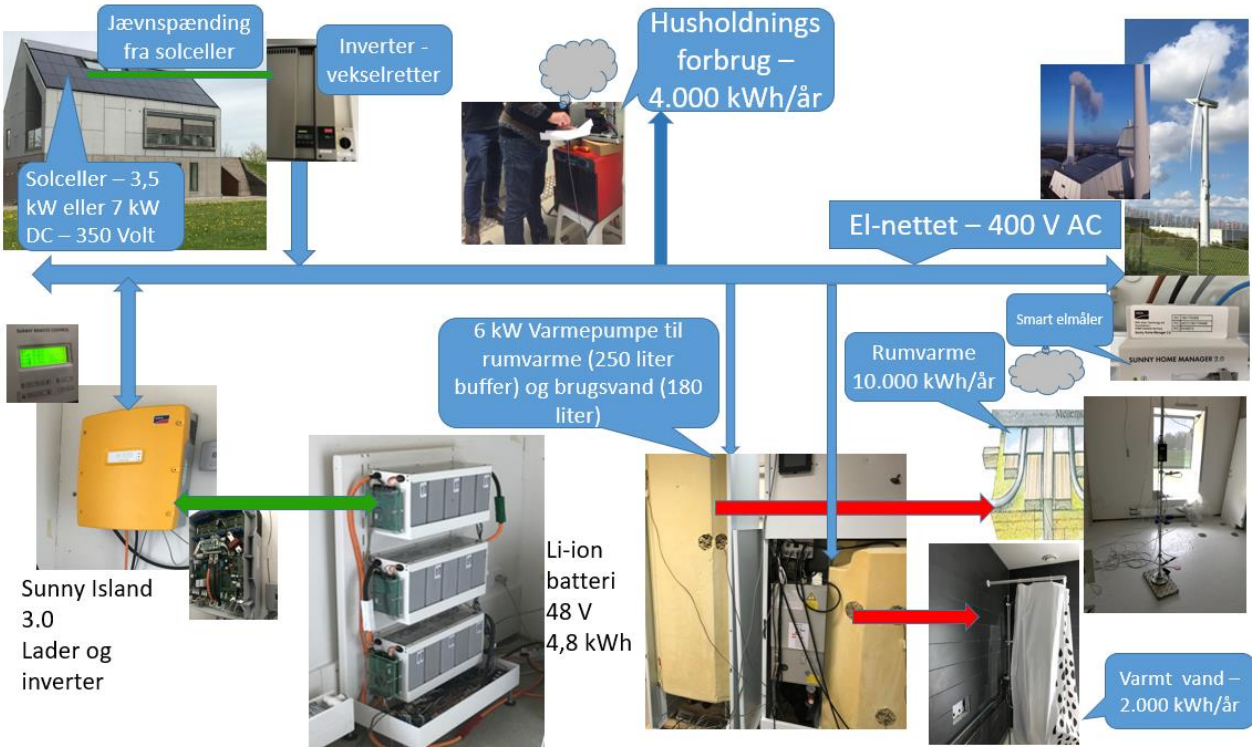


Solcelleanlægget på Energy-flex- (tv.), og det kombinerede energilagringsanlæg

Elektricitet, der skal lagres på batteriet, skal omformes tilbage til jævnspænding i en inverter/batterilader, og derfra gennem samme inverter omformes til vekselspænding, når den skal benyttes i huset. Varmepumpen har en ekstra varmtvandsbeholder, så installationen kan indeholde mere energi end normalt, og huset har et forholdsvist tungt betongulv, som opvarmes af varmepumpen via gulvvarmen. Formålet er at benytte mest muligt af solcelleelektriciteten i huset (hæve egetforbruget), og altså sende så lidt elektricitet til nettet som muligt. Den elektricitet, der ikke kan bruges her og nu, skal derfor så vidt muligt lagres på batteri og varmepumpelager til der er brug for energien – typisk i den såkaldte kogespids om eftermiddagen. Styringen af komponenternes ydelse og driftsmønstre er sket via inverterproducentens internetbaserede portal. Det har været en af de store udfordringer at få alle dele forbundet korrekt, og udnytte de muligheder, som styringen på papiret giver mulighed for.

Solcelleanlægget kan på en god solskinsdag producere langt mere end der kan afsættes i batteri og varmelager, så ambitionen er ikke at lagre det hele, men at optimere driften økonomisk for husejeren ved at minimere såvel køb som salg af elektricitet.

Igennem årstider med store variationer i udeklimaet er der i løbet af et år periodevis opsamlet data om energistrømme, og opbygget viden om, hvor meget egetforbruget kan øges ved hjælp af batteri og varmepumper, og om hvor stor effektiviteten er ved dette. I den sammenhæng, lå der et omfattende arbejde med blandt andet at få balanceret selve batteriet, og specielt at få styringen fra batteriets inverter til varmepumpen til at fungere så smart som muligt.



Figur 1 Principopbygning af forsøgsanlægget. En detaljeret beskrivelse findes i senere afsnit.

4. Opnåede resultater

Projektets hovedresultater kan sammenfattes således:

- Vi har opbygget et fungerende avanceret energisystem der kombinerer solceller (PV), batteri, varmepumpe og varmelager i en bolig.
- Vi har demonstreret state-of-the art indenfor IoT (styring over internettet) til hjemmets energistyring.
- For at optimere udnyttelsen af solcelle-elproduktionen, har vi udført eksperimenter med at hæve temperaturen på begge varmepumpe-beholdere i perioder om dagen, så den

kunne optage mere solenergi. Ligeledes er gennemført forsøg for at vise i hvilke perioder varmepumpen kunne slukkes.

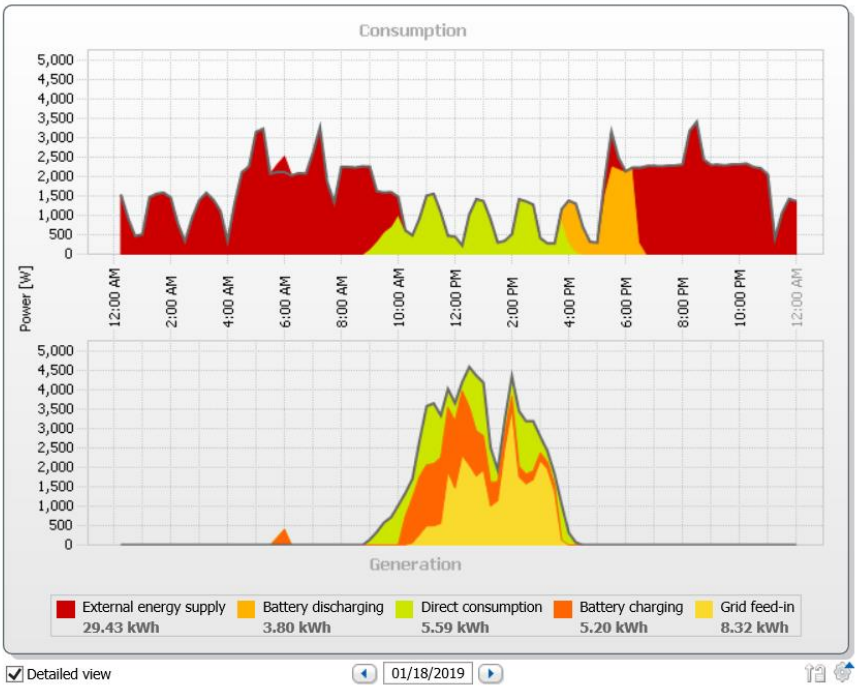
- Varmepumpens lagerpotentiale ved at hæve temperaturen 10 grader er ca. 5 kWh, og med indregnet virkningsgrad fra varmepumpen svarer det til ca. 2 kWh elektricitet. Derudover er der et lagerpotentiale i betongulvet på ca. 45 kWh – svarende til 15 – 20 kWh solcelleelektricitet.
- Total virkningsgrad ved op- og afladning på batterisystemet varierer afhængig af belastning fra 66 % til 77 % måned for måned. Ved op-og afladning med lav effekt er der størst tab. Virkningsgraden vil derfor kunne øges, hvis man hæver effekt-grænsen for, hvornår der kan lades/aflades, (og sikrer at tomgangsforbrug undgås)
- Der kan stort set lagres lige meget energi (primær el) i det testede batteri og i varmepumpesystemets varmelagre.
- Lagring i el-opvarmet varmtvandsbeholder er stadig (en af de) mest økonomiske lagringsmuligheder, da der også er behov for varmt vand om sommeren med meget soloverskud.
- Lagring i termisk lager ved hjælp af gulvvarme fungerer godt i opvarmningssæsonen, men det krævede at blandekredse blev slået fra og at rumtermostaterne blev åbnet helt. Der er derfor generelt behov for mere intelligent kobling mellem husets temperaturregulering og varmepumpens styresystem. I et nystartet EUDP projekt (OPSYS2) vil denne udfordring blive taget op.
- I projektet er der udarbejdet et brugervenligt regneark til beregning af energistrømme og den økonomiske besparelse ved de forskellige lagringstiltag. Gennem brug af regnearket med de aktuelle forbrug og priser for elektricitet, solceller, batterier og varmepumper kan projektet vurderes – både energimæssigt og økonomisk.
- Den største privatøkonomiske besparelse opnås fra selve solcelleanlægget, ved at der fortrænges elektricitet med fuld afgift. Der er en yderligere besparelse ved at investere i batteri og/eller varmelager op til en vis grænse, hvorved egetforbruget typisk kan fordobles.
- Hvis man i forvejen har varmepumpe med termisk buffer, er dette en god lagringsmulighed, da det så kun er et spørgsmål om at ændre på styringen for at gøre dens elforbrug fleksibelt.

De vigtigste praktiske erfaringer er:

- Det er ikke ligetil for en rådgiver/installatør at sætte et system sammen med solceller, batterier og/eller varmepumper, idet det ofte er vanskeligt at få forskellige komponenter til at kommunikere.

Derfor:

- Vælg komponenter fra samme firma – eller komponenter, som med sikkerhed kan kommunikere sammen. Systemet bør integreres, testes og installeres af samme installatør
- Vælg komponenter fra firmaer med teknisk kundesupport
- Vælg en batteriinverter, der er forholdsvis lille i forhold til solcellerne. Alternativt må den forholdsvis lille grundlast købes fra nettet.



Figur 2 Eksempel på en dag med effektbegrænsning på varmepumpen, således at solen kan dække alle køreperioder i dagtimerne. Om eftermiddagen (i kogespidsen) tager varmepumpen el fra batteriet.

Gennem deltagelse i projektet, har de to medvirkende firmaer (Lithium Balance og Nilan) indhøstet erfaringer, som de vil bruge i deres fremtidige produktudvikling.

4.1. Batterilagre

Lithium Balance har i projektet udviklet et batteri-management-system (BMS), som imidlertid har voldt mange kvaler. Det var således et tilbagevendende problem, at batteriet i perioder faldt ud, idet BMS-systemet koblede ud på underspænding/lav SOC (State of charge). Selv om der skulle komme sol den følgende dag efter udkoblingen, kommer opladningen ikke i gang, fordi SMA-inverteren skal bruge DC-spænding (altså spænding fra batteriet, som jo var afladt) til intern styring. På basis af disse erfaringer vil nyere systemer have mulighed for at blive forsynet med vekselstrøm (AC), så man undgår den fejlsituation.

Et andet udkomme af projektet er, at Lithium Balance nu overvejer at benytte flere små invertere - fx 1 kW- og sætte dem i kaskade, så de kun kobles ind efter behov. De kan så sende strøm ud på den fase, der bruges mest el på. Dermed kunne virkningsgraden måske hæves i forhold til at køre med én større inverter.

Udfra erfaringen, at virkningsgraden er meget lav ved lav belastning, har Lithium Balance valgt, at der fremover benyttes en startværdi på omkring 100 W, så der slet ikke lades/aflades ved lavere effekter.

På basis af erfaringerne i det foregående og i nærværende projekt – arbejder Lithium Balance videre med et batteri, der kobles direkte til solcellerne vha. speciel elektronik – så strømmen altså forbliver jævnspænding (DC). Herved undgås et konverteringstrin og tabene herved. Den eksisterende vekselretter kan så både vekselrette strøm fra solceller og batteri.

4.2. Varmepumpen

Nilan fik i projektet testet en ny såkaldt "Smart-grid-ready" (SG) styring, som gør, at varmepumpen kan styres af udefra kommende signaler – i dette tilfælde fra en internet-portal. Det lader sig herigennem gøre at tænde/ slukke varmepumpen i bestemte perioder, men det lykkedes ikke 100 % at lade disse perioder være bestemt af solcelle-produktionen eller vejrudsigten.

På grund af mange vanskeligheder med styringen af varmepumpen - herunder afbrydelser i Wi-fi-kommunikation – kunne en alternativ løsning være et relæ, der reagerer på batterispændingen, så varmepumpen køres op i temperatur, når batteriet er næsten fyldt op, og så varmepumpen kan afbrydes ved perioder med høj elpris.

Nilan vil derfor se på andre måder at kommunikere med deres "smart grid ready" styring. Det ideelle ville være, hvis varmepumpens effekt kunne reguleres i takt med overskuddet af solenergi. Dette vil Nilan muligvis kunne ændre gennem en mere avanceret kommunikation med inverterens styring (vha. modbus).

4.3. Hvor findes resultaterne

Projektets resultater er dels nærværende rapportering af de praktiske erfaringer og måleresultater, dels et Excel baseret beregningsværktøj til overslagsvurdering af solcelleanlæg med energilagring. Hensigten er at rådgivere, forbrugere, med flere kan beregne energi-økonomi og økonomi i kroner på at lagre solcelle-el i hhv. batteri og varmepumpe og i en kombination – samt dimensionere lagrene hensigtsmæssigt. Se **https://www.teknologisk.dk/40692**

5. Markedsperspektiver

Alle boliger med solceller på den "gamle" årsbaserede nettoafregning vil senest i 2020 blive tvunget over på såkaldt flex-afregning. Disse solcelleanlæg er ofte dimensioneret efter den gamle 6 kW grænse, og vil derfor have en alt for høj ydelse i forhold til det aktuelle elforbrug i bygningen. Overskydende solcelle-el må derfor sælges til nettet ofte til en meget lav pris. For at nyttiggøre den overskydende solcelle-el kan ejerne installere batterier og/eller varmelagre. Uanset hvad, vil der dog ofte være en betydeligt overproduktion af el i sommermånederne. Med omtrent 100.000 eksisterende danske solcelleanlæg, et stigende antal varmepumper samt introduktion af fleksible nettariffer er der stor sandsynlighed for at den demonstrerede teknologi kan finde stor anvendelse. Også i udlandet går tendensen i samme retning.

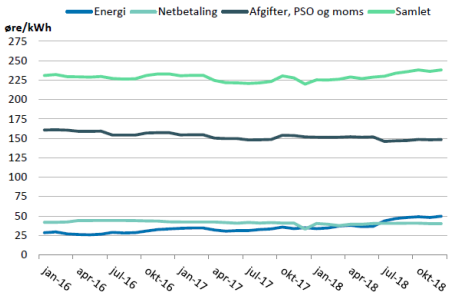
5.1. Perspektiver for batterier

I fremtiden, med flere elbiler i villakvartererne, vil større solcelleanlæg kunne give et bidrag til transportsektoren, enten i tovejs vehicle-to-grid (V2G) løsninger (hvor el lagret i bil-batteriet kan bruges enten i egen husholdning eller sendes ud på elnettet) eller blot som ekstra mulighed for at bruge solcellestrøm til transport.

Batterier af den størrelse, der normalt anbefales, vil ofte være tømt efter kogespidsen om aftenen (den periode med højt elforbrug til blandt andet madlavning), og vil derfor kunne lagre el fra vindmøller (eller vandkraft) om natten. Om morgenen tømmes batteriet i morgenspidsen, så det er klar til at lagre dagens solcelle-strøm.

Hvis nettariffen i fremtiden differentieres, fx ved spidslastbetaling i vinterhalvåret fra kl. 17-20, som allerede er indført i nogle netområder, vil det kunne give mening for forbrugerne (og el-samfundet) at benytte el fra batteri i denne periode.

Aktuelle Priser (Øre/kWh)	Skabelon	Timetarif Lavlast	Timetarif Spidslast
Transport af el (nettarif)*	30,01	25,89	66,80
Elafgift**	88,40	88,40	88,40
Pris/kWh uden moms	**118,41**	**114,29**	**155,20**
Moms 25%	29,60	28,57	38,80
Pris/kWh med moms	**148,01**	**142,86**	**194,00**



Kilde: Elpris.dk, Energinet.dk, Skatteministeriet samt Forsyningstilsynets egne beregninger.

Figur 3 Variabel nettarif hos Radius, marts 2019. Til højre elprisudviklingen generelt.

I fremtiden vil der måske også blive indført betaling for den maksimale effekt (ind og ud) og ikke kun mængden af energi. At minimere husets maksimal-effekt vil kræve energifleksibilitet og/eller lagring af energi, og her er der gode perspektiver for batterierne.

Et perspektiv for fremtiden kunne desuden være, at batteriet lades direkte fra solcellerne – så strømmen altså forbliver jævnspænding (DC). Den eksisterende veksleretter kan så fortsat vekselrette strøm fra solceller til forbrug og salg, og fra batteriet til forbrug.

5.2. Perspektiver for varmepumpen

En varmepumpe med tilhørende beholdere er en god mulighed for lagring af solcelle-el i énfamiliehuse – specielt til brugsvand, som der er lige stort behov for året rundt, men også til rumvarme. Man vil ganske vist aldrig kunne dække varmepumpens elforbrug hele året, på grund af den lave solproduktion om vinteren. Der er gode perspektiver i at:

- Temperaturen kan hæves udover normal-området, så der lagres mere energi
- Den samme styring vil kunne bruges til at styre, at varmepumpen primært bruger strøm i lav-tarif-perioder.

Nilan har længe haft fokus på varmepumpens potentiale for energilagring, og har også forsøg med termisk lagring ved hjælp af faseskiftende materialer.

Projektet har givet Nilan erfaringer med den solcellestyring (og de begrænsninger, der er i styringen), der skulle kunne køre varmepumpen køre op og ned i temperatur i takt med, at der er overskudsstrøm til rådighed.

6. Forsøgsanlæg

På Teknologisk Institut er der i forbindelse med dette ELFORSK projekt ” Udnyttelse af solcelle-el i énfamiliehus med batteri og varmepumpe” etableret et nyt kombineret energianlæg, som indeholder solcelleanlæg, batterilager, varmepumper og en bufferbeholder. Anlægget er installeret i et af Teknologisk Instituts EnergyFlex-huse (EFH), hvor der i forvejen findes et solcelleanlæg og hvor der er instrumenteret med et avanceret dataopsamlingssystem.

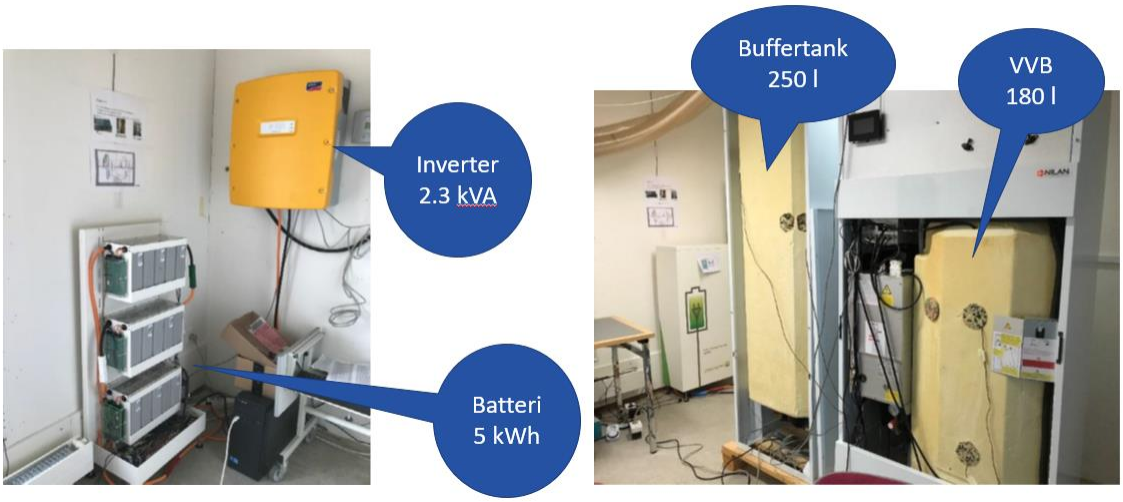
Systemet er en forbedret udgave at et tidligere anlæg, hvor de første erfaringer blev høstet med hensyn til dimensionering og drift. Nilan er én af mange varmepumpefabrikanter som er ved at udbygge deres produkt med en solcellestyring, således at varmepumpen kan køre op og ned i temperatur i takt med, at der er overskudsstrøm til rådighed. I projektet er der koblet en ekstra 250 liter bufferbeholder på varmeanlægget, så det både er muligt at lagre i det varme brugsvand og i radiator/gulvvarmevandet. Der er 180 liter brugsvands-lager, som opvarmes af separat varmepumpe, som udnytter overskudsvarme fra rum-ventilation.

Hermed kommer man op på at kunne afsætte omtrent ligeså meget el i det termiske energilager (via begge varmepumper) som i den batteripakke, der også er en del af systemet.

Anlægget giver også mulighed for energilagring i et tungt betongulv. Ved at opvarme gulvet ved overproduktion af solcelle-el, kan man hæve temperaturen nogle få grader, hvilket ofte er nok til at holde varmen til næste dag.

Hovedkomponenterne er følgende:

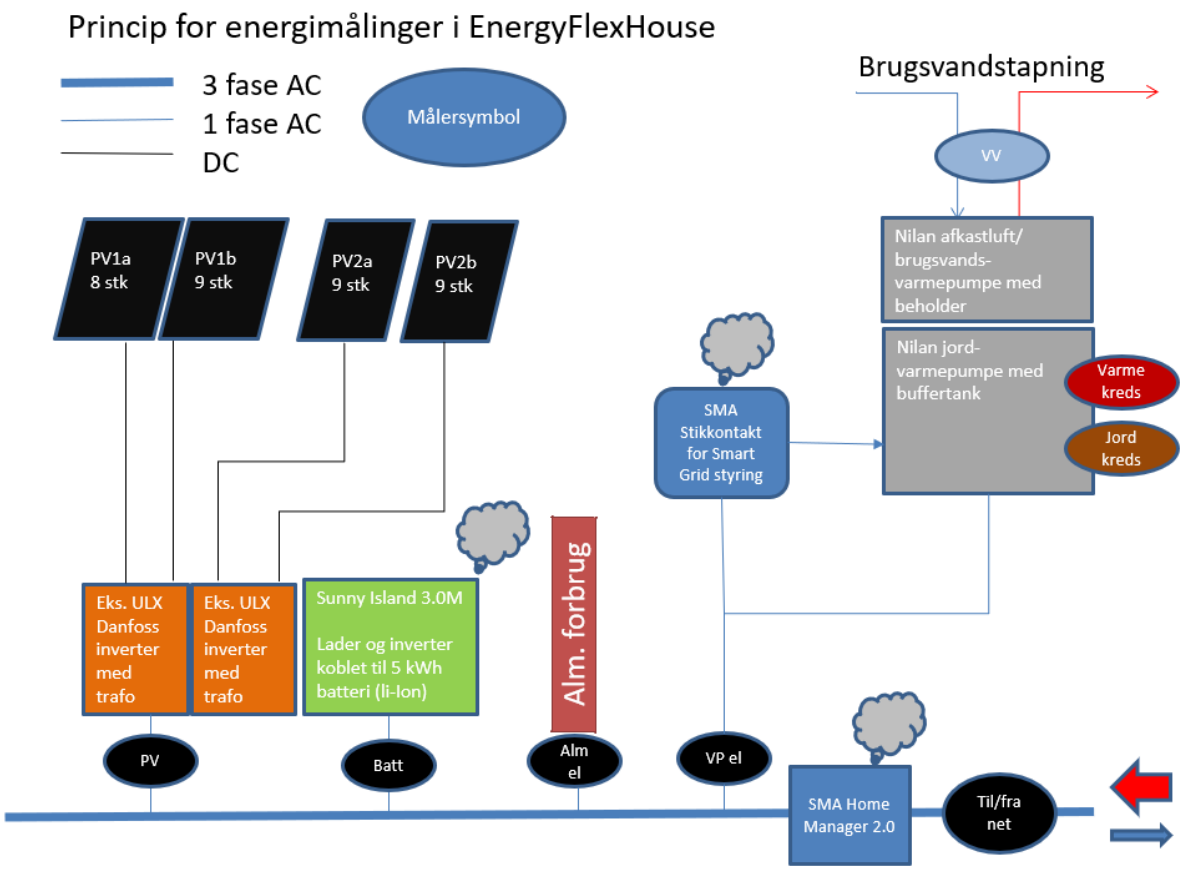
- Eksisterende 2x3,5 kW_p solcelleanlæg med to Danfoss Unilynx invertere á 3 kW
- SMA Sunny Island 2,3 kVA batteriinverter/lader
- LiIon batteripakke 4,8 kWh
- SMA smart energy meter(Home Manager)
- Nilan Compact P GEO varmepumpeunit (separate varmepumper for brugsvand og rum-varme)
- Varmeblæser til simulering af normalt elforbrug (styret minut for minut)



Figur 4 Energilagre installeret i forsøgsrummet.

Dimensioneringen er foretaget ud fra, at batteriinverteren helst skal køre med forholdsvis høj belastning – og dermed god virkningsgrad - det meste af tiden, og den er derfor betydelig mindre end solcelleinverterne. Der er kun elforbrug højere end 2,3 kW i korte perioder, og her kan inverteren kortvarigt overbelastes (op til 4,2 kW i et minut).

Energiudveksling finder sted via husets eltavle som vist på følgende figur.



Figur 5 Anlæggets opbygning. Skysymbolet viser, at komponenten kommunikerer med internet portal (SMA SunnyPortal).

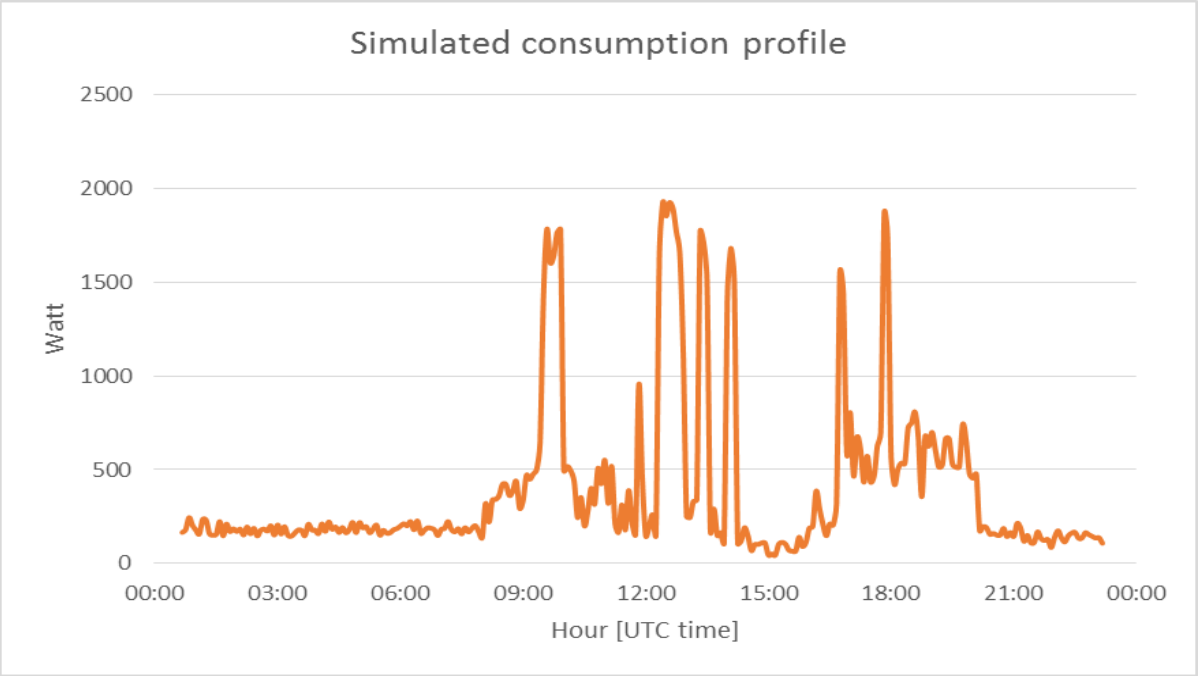
Selve batteripakken er leveret af det danske firma Lithium Balance, mens tyske SMA har leveret den tovejs-inverter (Sunny Island), som sidder mellem batteripakken og elnettet. Man kan følge anlæggets tilstand via firmaets (SMA´s) internetportal, hvor der også er adgang til at programmere forskellige funktioner, herunder tænde og slukke forskellige forbrugsgenstande på forskellige tidspunkter.

Simulering af energiforbrug

I forsøgsopstillingen er der anvendt følgende energiforbrug:

1) El til rumvarmepumpe. Varmepumpen tænder, når en føler i buffertanken kommer under den ønskede værdi, og den kan ikke effektreguleres udefra. Driftsmønsteret kan dog påvirkes via de to smart grid signaler. De indbyggede elpatroner blev slået fra under forsøgene. Virkningsgraden til rumvarmeproduktion bestemmes ud fra den målte varme efter buffertanken sammenholdt med rumvarmepumpens elbehov.
2) El til brugsvandsvarmepumpe. El til denne omfatter både ventilationsanlægget (som leverer overskudsvarme til brugsvandsvarmepumpen), styring og selve varmepumpen. Varmtvandsforbruget styres ved hjælp af en tapperobot som tapper cirka 50 liter morgen og 50 liter aften. Da selve varmepumpens elforbrug ikke kan udskilles separat fra ventilationssystemet, kan virkningsgraden for produktion af varmt brugsvand ikke måles.

3) El til husholdningsbrug. Her er der brugt en trinløst styret varmeblæser med samme dagsprofil alle ugens dage. Via en PC bliver behovet justeret hvert minut. I perioder har der været slukket for varmeblæseren. Elforbruget svarer til cirka 4000 kWh/år, som er et typisk forbrug for en husstand i parcelhus.



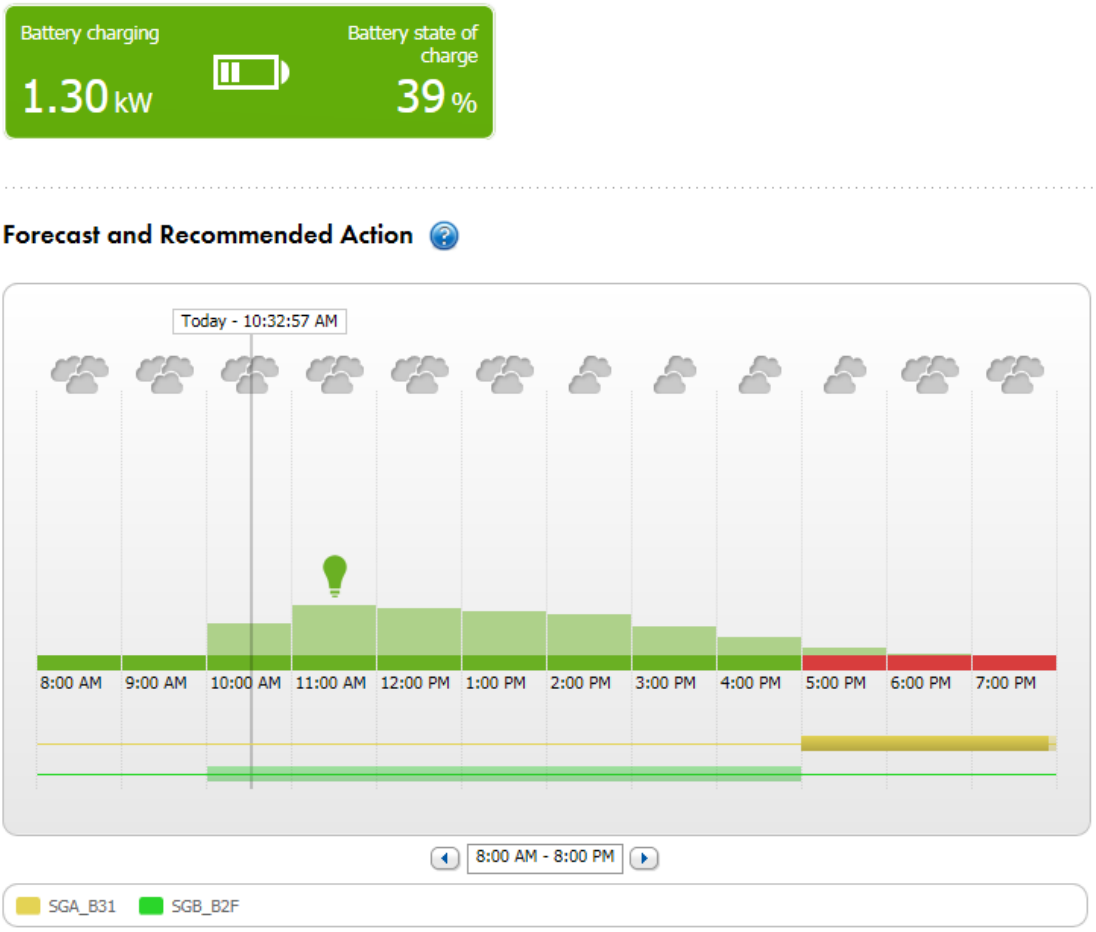
Figur 6 Elforbrug blev simuleret minut for minut med en styret varmeblæser.

6.1. Styresystem

Det overordnede styresystem er afgørende for de enkelte komponenters ydelse og driftsmønster. Et produkt fra det tyske SMA blev valgt, fordi det er en erfaren leverandør af solcelleinvertere med en stor produktportefølje. Anlæggets overordnede styring af energistrømme foregår via en internetbaseret portal (SMA SunnyPortal) samt en central elmåler (SMA Home Manager) for import/eksport af strøm til nettet. Desuden blev der indsat en SMA produktionsmåler på solcelleanlægget, ligesom batteri-inverteren er i forbindelse med SunnyPortal.

Princippet er, at alle komponenter er forbundet til "skyen" via husets wi-fi router, hvor det tidligere omtalte lagringsprojekt var baseret på Bluetooth kommunikation. Det gav visse udfordringer at få forbundet alle dele korrekt, og der var desværre ikke meget hjælp at hente hos leverandøren. Hvis vi havde købt alle dele fra samme leverandør, var det muligvis gået lettere.

SunnyPortal brugerfladen består af en række undersider, hvor man kan sætte et utal af tekniske parametre. Det vigtigste er, at alle energier måles korrekt, og at tidsgrænser er sat rigtigt op for eventuel tvangskøring eller stop af varmepumpe. Da der er tale om en såkaldt "intelligent" styring (prædiktiv styring), er det ikke muligt at se et umiddelbart respons, hvis man ændrer en parameter, og det var derfor en omstændelig og langvarig proces at få det indkørt. Se evt. www.sunnyportal.com .



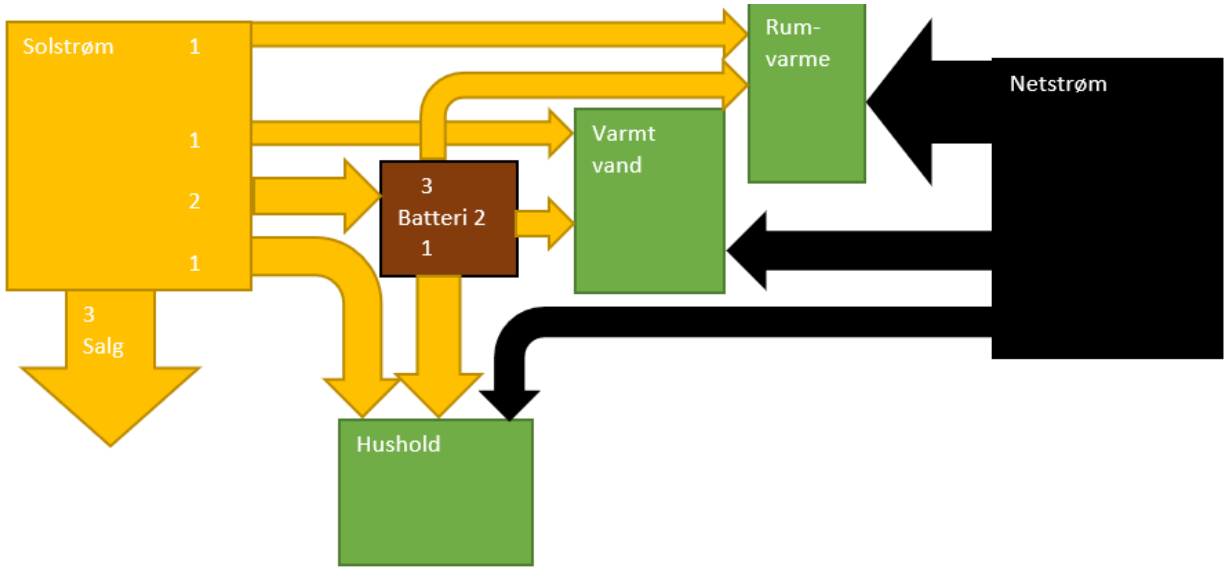
Figur 7 Skærmbillede som viser en formiddag med batteriopladning. Prognosen (efter den lodrette streg) forudser at det bliver en skyet dag, så reguleringen fravælger at køre med hævet temperatur kl 10-17 hvor den eller kunne gøre det. Klokken 17-20 viser den røde streg, at varmepumpen bliver standset.

Sunny Portal har forbindelse med vejrtjenesten, og kan dermed forudsige solcellernes produktion et døgn frem. Ved at lære husets forbrugsmønster at kende kan systemet foreslå, hvornår det er økonomisk fornuftigt at tænde for en vask eller andre aktiviteter.

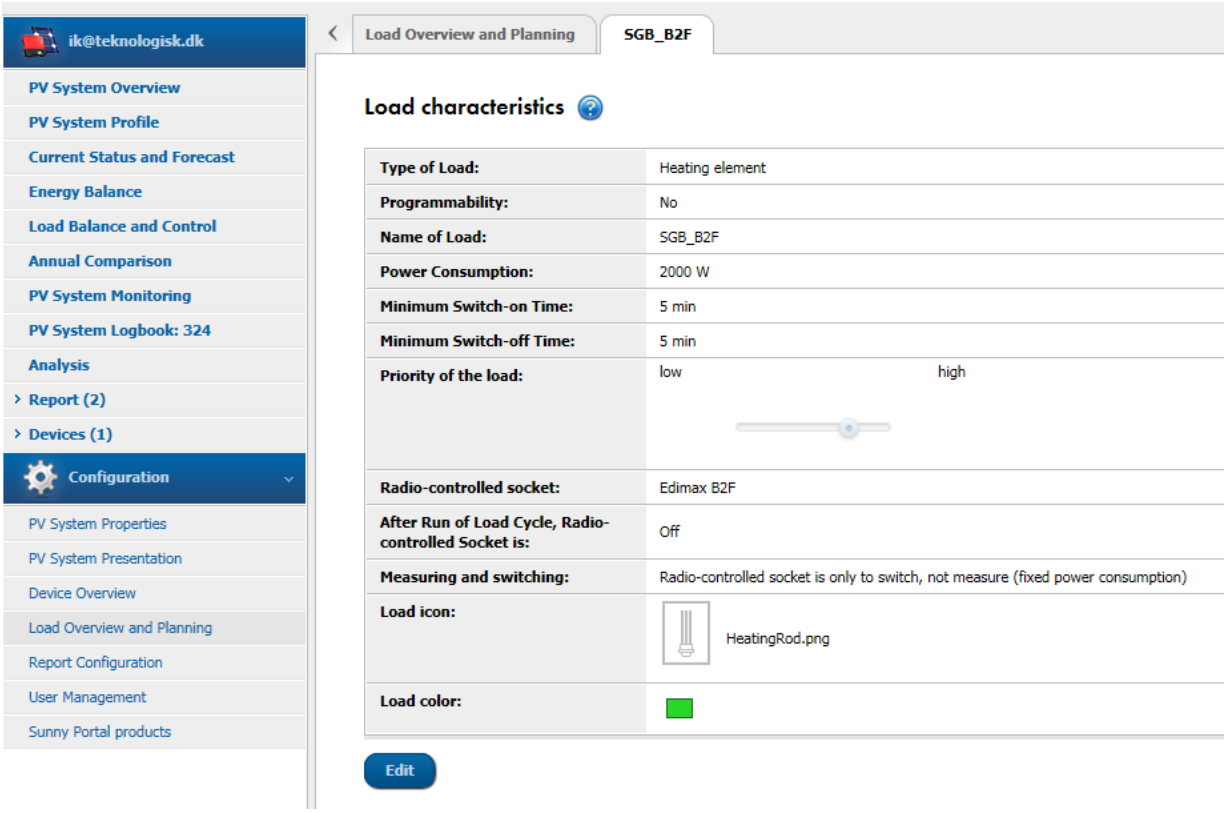
Den største udfordring i opsætningen var kommunikation med de to stikkontakter, som skulle styre varmepumpens tilstand via to relæindgangen (mere herom senere). Stikkontakterne er af fabrikat Edimax, og skulle først parres med vores router ved hjælp af en særlig app. Herefter skulle man kunne se og programmere dem via SunnyPortal, men det fungerede ikke hensigtsmæssigt.

Prioritering

Den ønskede prioritering af solcellestrømmen og den lagrede el er som følger: Først dækkes alment elbehov samt el til varmepumper, dernæst oplades batteriet og til slut eksporteres til elnettet, når batteriet er helt opladet. Batteriet aflader til dækning af alle behov i huset, og først når det er afladet, eller effekten overstiger batteri-inverterens kapacitet, importeres strøm fra nettet. Se følgende figur.



Figur 8 Energistrømme og deres prioritering i styresystemet. Hvis der er vedvarende overskudsstrøm fra solcelleanlægget (dvs. når batteriet er fyldt), så opvarmes de to beholdere yderligere 10 grader.



Figur 9 Skærmbillede som viser et eksempel på opsætning af styring af en wi-fi stikkontakt i SunnyPortal. Disse kontakter er udviklet til fjernstyret start/stop af elapparater og kan også måle elforbruget.

Der er mange mulige indstillinger:

1) Man skal skønne og indtaste en effektværdi, som systemet kan beregne energibalance efter. (Med et relæ mellem kontakt og varmepumpen kan systemet IKKE måle det faktiske forbrug til varmepumpen.)
2) Man skal angive en tidsperiode for mulig aktivering og om kontakten SKAL eller MÅ være tændt indenfor denne periode. Det bruges til at prioritere første niveau
3) Man skal angive en prioritering hvis flere kontakter MÅ køre i samme periode.
4) Man skal angive HVOR LÆNGE kontakten må være aktiv indenfor perioden. I vores tilfælde må temperaturen være høj, så længe der er sol (hele perioden), eftersom varmepumpens styring begrænser temperaturen. Hvis det havde været en elpatron, kunne man risikere en overophedet tank ved for lang driftstid.

Efter at have forespurgt SMA om vores setup var egnet til at styre stikkontakterne, stod det klart, at det var nødvendigt med et SMA Energy Meter til direkte måling af den producerede solcelle-el fra Danfoss inverterne. Dette modsat deres første melding, hvor det var nok at oplyse anlæggets effekt.

Uden korrekt måling af solcelleproduktionen kan systemet ikke beregne, hvornår varmepumpen må køre op i temperatur, hvilket virker lidt ulogisk i og med, at vi allerede måler eksport til nettet. Meningen er jo, at varmepumpen skal starte, når batteriet er helt opladet og der begynder at blive eksporteret strøm til nettet. Et stykke inde i projektet blev et SMA Energy Meter derfor sat ind efter de to Danfoss invertere, så information om solcelleproduktionen kunne sendes op i skyen.

Important Customer Information for All Users of the Sunny Home Manager 2.0 in Connection With Edimax Radio-Controlled Sockets

Dear Customer,

You are currently using the Sunny Home Manager from SMA in combination with the Edimax Smart Plug SP-2101W and Smart Plug SP-2101W V2 radio-controlled sockets.

As a result of a modification to the Smart Plug firmware by Edimax, these models are temporarily experiencing incompatibility with the Sunny Home Manger (SHM-20). SMA is already working hard with Edimax on a solution to restore compatibility.

This will affect all customers who have manually updated the Edimax radio-controlled socket to firmware version 3.0. If you are one of these customers, please contact Edimax directly to reset the Smart Plug radio-controlled socket to an older firmware version.

If you have not yet carried out an update, we kindly ask you to wait until further notice to maintain compatibility with our Sunny Home Manager.

Edimax will inform you as soon as the firmware update guarantees the compatibility of the radio-controlled sockets with the Sunny Home Manager again.

We apologize for and regret any inconvenience this may have caused.

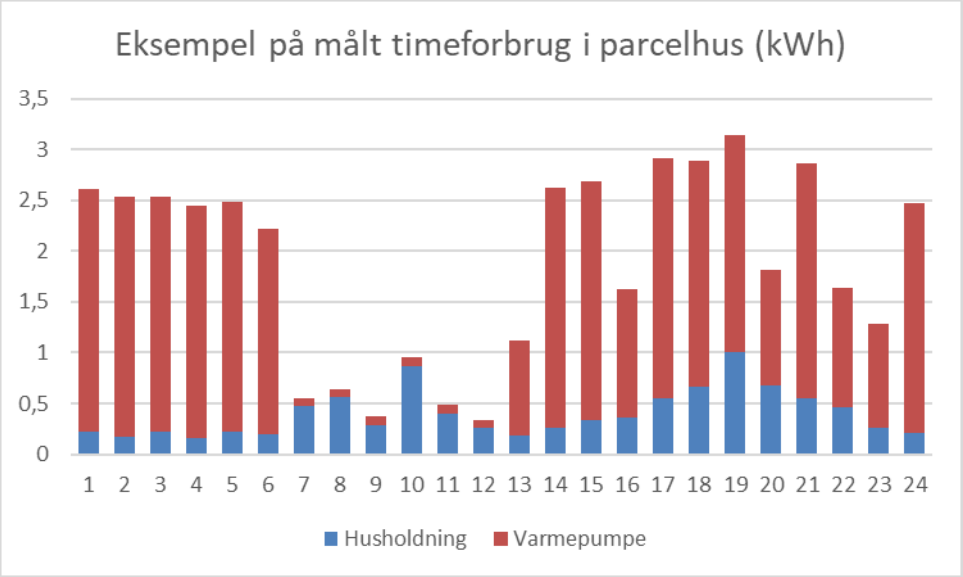
Figur 10 Et af mange problemer med manglende kompabilitet.

Til sidst kunne vi heldigvis se alle komponenter i SunnyPortal, men der var efterfølgende adskillige afbrydelser i kommunikationen, hvilket var tidskrævende at rette, og gav anledning til tab af data.

Elforbruget i huset var meget dynamisk, både på grund af varmepumpernes driftscyklus og det stærkt svingende forbrug til husholdningsel. På den måde blev reguleringen sat på en hård prøve.

6.2. Batterisystem

Batteriet er leveret af Lithium Balance og består af 15 stk LiFePO celler med en samlet nominel kapacitet på 4,8 kWh. Batteriet er tilsluttet elnettet via en SMA Sunny Island inverter, ligesom i et tidligere projekt. For at optimere virkningsgraden, blev der valgt en forholdsvis lille inverter-model, da der ellers ville blive for mange driftstimer med lav belastning. Dette er en generel problematik ved dimensionering af batterianlæg, da de enkelte husstande kan have meget stor variation i effektbehov hen over døgnet.

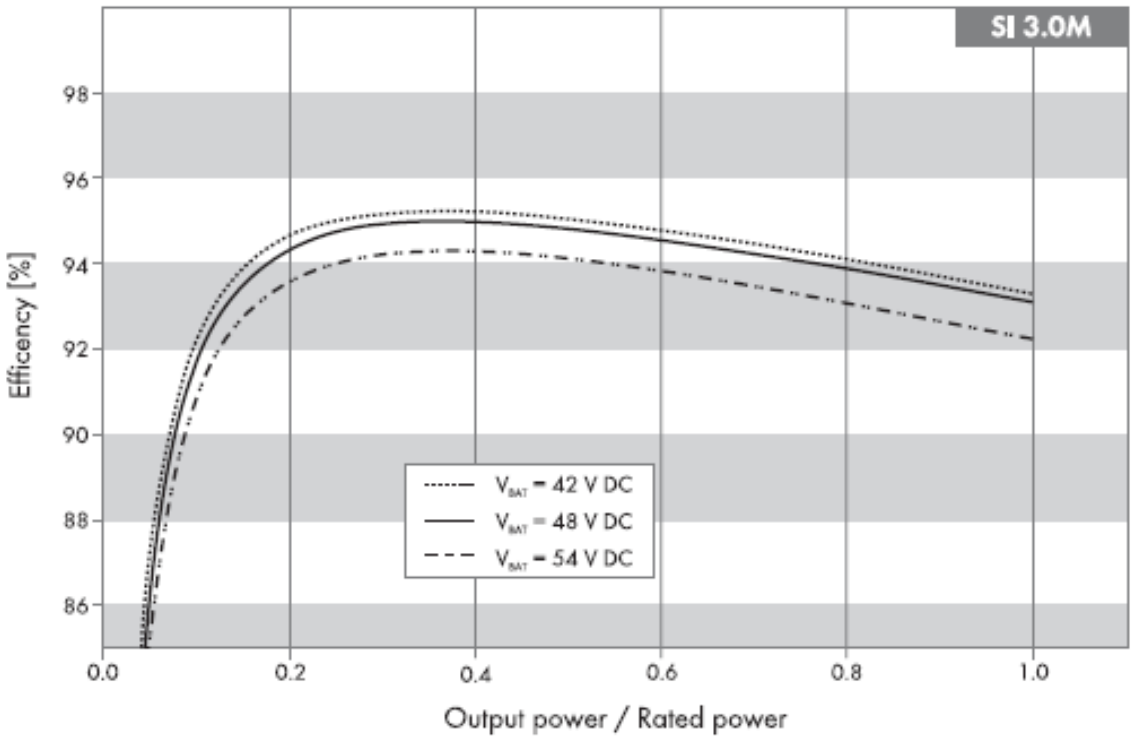


Figur 11 Timemålinger fra et januardøgn i et konkret parcelhus. I forhold til solproduktion midt på dagen er der dårligt sammenfald, hvilket taler for energilagring på time/dagsniveau.

Figur 12 Batteri og inverter/lader. Printkortene på siden er dele af batteriets BMS system.

	Sunny Island 3.0M	Sunny Island 4.4M	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Maximum efficiency	95.3 %	95.3 %	95.8 %	95.8 %
European weighted efficiency	94.0 %	94.0 %	94.3 %	94.1 %

10.5 Sunny Island 3.0M Efficiency Profile

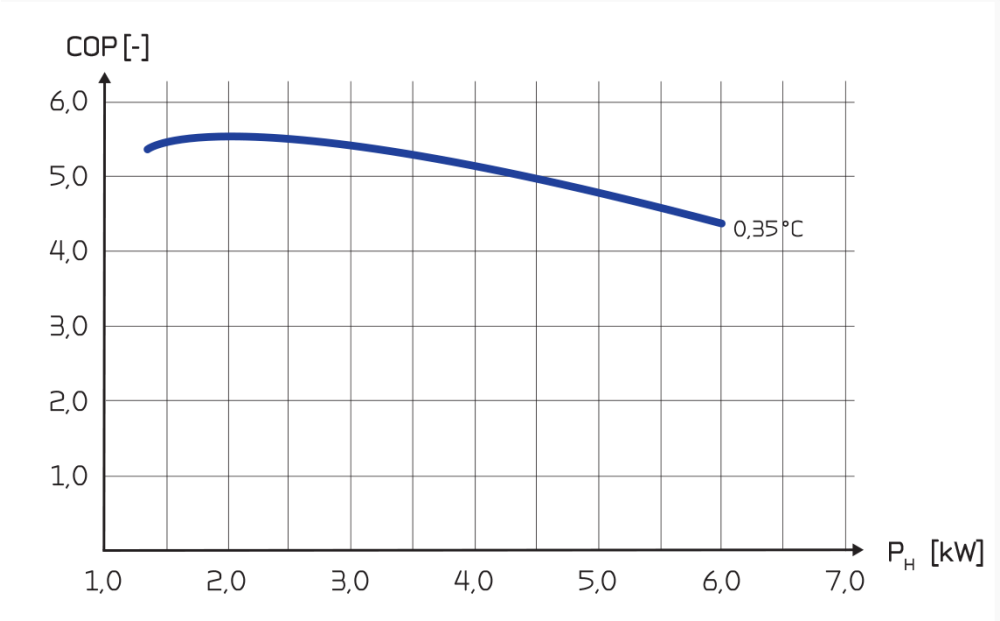


Figur 13 Fabriksdata for batteriinverter/lader (Sunny Island)

Der er en begrænsning på Pmax= 2,3 kW for den aktuelle model. Bedste effektivitet er godt 95% ved 40% belastning = 0,92 kW. Ved mindre end 5% last (115W) falder effektiviteten drastisk. Standby forbruget er opgivet til 6,8 W ved stilstand og 18 W når inverteren er tændt. I projektet er der målt standbyforbrug på omkring 6 W.

6.3. Varmepumpe

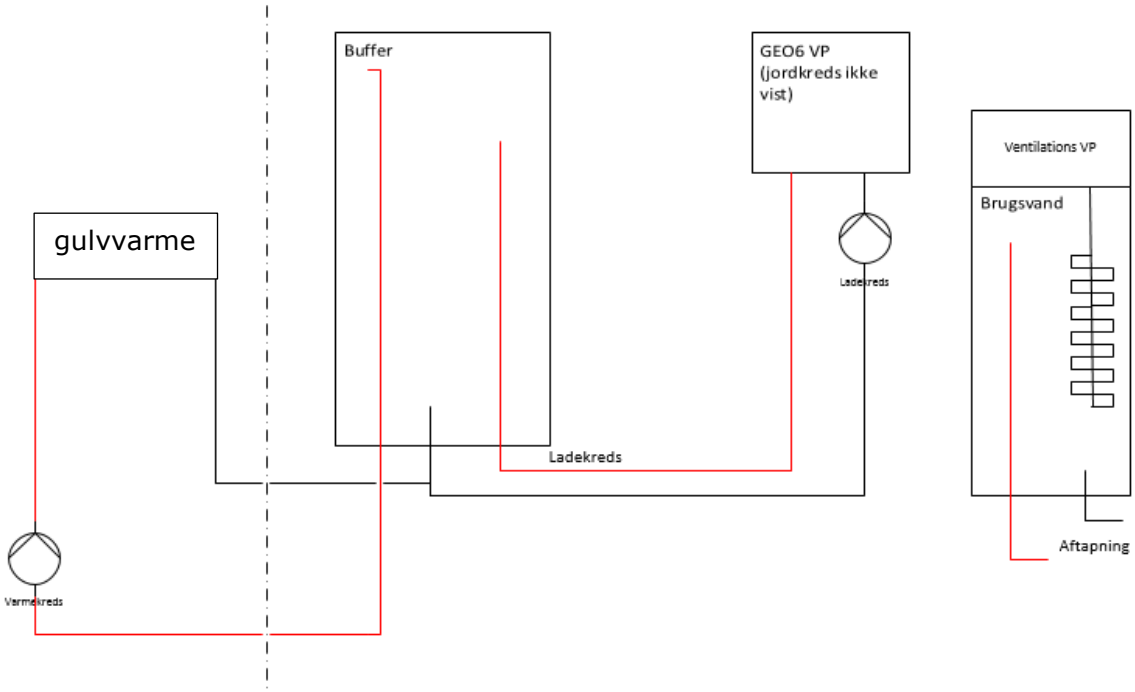
Ved valg af varmepumpe fra Nilan, var der mulighed for en lille 3 kW eller en større 6 kW jordvarmepumpe til rumopvarmning, fortrinsvis gulvvarme. Den lille ville være tilstrækkelig til at opvarme Energy-flex-huset, men den større model blev valgt af hensyn til at kunne trække så meget overskudsel ud fra solcelleanlægget som muligt, og så til gengæld kunne stoppe den i andre perioder. Det fremgår, at den bedste virkningsgrad optræder ved omtrent 20% dellast. Bemærk at det kun er selve kølekredsens elforbrug (kompressoren), der ligger til grund for effektivitetsberegningen (COP-værdi). Buffertankens varmetab er heller ikke med, og COP vil derfor være lavere i et virkeligt anlæg hvor der desuden er tab ved start og stop.



Figur 14 Nilan GEO6 effektivitetskurve som funktion af varmeydelsen ved 35 °C fremløbstemperatur og en brinetemperatur på 3/5°C (Fabriksdata uden cirkulationspumpeforbrug og varmetab fra rør+beholdere).

Ved maksimal ydelse på 6 kW varme aflæses COP til 4,3. Heraf kan den optagne el-effekt beregnes til 6/4,3=1,4 kW. Tilsvarende er den minimale ydelse 1,2 kW ved en COP på 5,3. Her er el-effekten tilsvarende 1,2/5,3 = 0,23 kW.

Anlægget blev installeret i huset efter følgende forenklede hydraulikskema:



Figur 15 Tilslutning af Nilan varmepumper til hhv. varmt vand og rumvarme. GEO6 varmepumpen er styret af buffertankens temperatur. Ventilationsvarmepumpen sørger udelukkende for det varme brugsvand.

Varmepumpen til det varme brugsvand kører helt uafhængigt af jordvarmepumpen, men begge varmepumperne betjenes dog fra den samme styring. Som tidligere nævnt er husets ventilationssystem en integreret del af brugsvandsvarmepumpen, hvor udsugningsluften fra huset benyttes til opvarmning af brugsvand (udover opvarmning af frisk-luft), og COP til brugsvandsproduktion kan derfor ikke måles særskilt.

Termisk energilagring

Sammen med varmepumperne leverede Nilan en buffertank til rumvarmen på 250 liter samt en varmtvandsbeholder på 180 liter. For at kunne udnytte dem til lagring af overskudsel, skal temperaturen kunne hæves og sænkes, uden at det går nævneværdigt ud over komforten. Nilan har fastsat en maksimal variation på 10 grader (10 K) for denne temperaturfleksibilitet (Smart Grid funktion) i begge beholdere. Med disse forudsætninger kan man beregne det teoretiske lagerpotentiale ved hævet temperatur i de to beholdere:

Samlet volumen = 250 + 180 = 430 liter. (i det videre regnes med massefylde på 1 kg/liter)

Energiindhold=masse x varmekapacitet x temperaturændring

Q = M*Cp*dT = 430 kg * 4,186 kJ/kgK * 10 K = 18000 kJ = **5,0 kWh varme**

Foruden kapaciteten i beholderne er der også en kapacitet i bygningens varmeafgiversystem, især betongulvet. Hvor stor en del, der bliver aktiveret, er meget svært at sige på forhånd, da det afhænger af varmeanlæggets reguleringssystem og opbygning.

Den teoretiske kapacitet ved 3 K (3 graders) opvarmning for et 10 cm gulv på 100 m^2 er:

Gulvets masse = 2300 kg/m3 * 0,1m*100m2 = 23000 kg

Q = M*Cp*dT = 23000 kg * 2,38 kJ/kgK * 3 K = 164220 kJ = **45,6 kWh varme**

Eftersom varmen produceres med en skønnet virkningsgrad på mindst 3, vil den konsumerede el være en tredjedel af den samlede varmelagerkapacitet, altså **15-20 kWh el.**

Til sammenligning er solcelleanlæggets produktion 30 kWh eller mere på en god solskinsdag.

Figur 16 Installationen med buffertank til venstre og varmepumpeunit med varmtvandsbeholder til højre

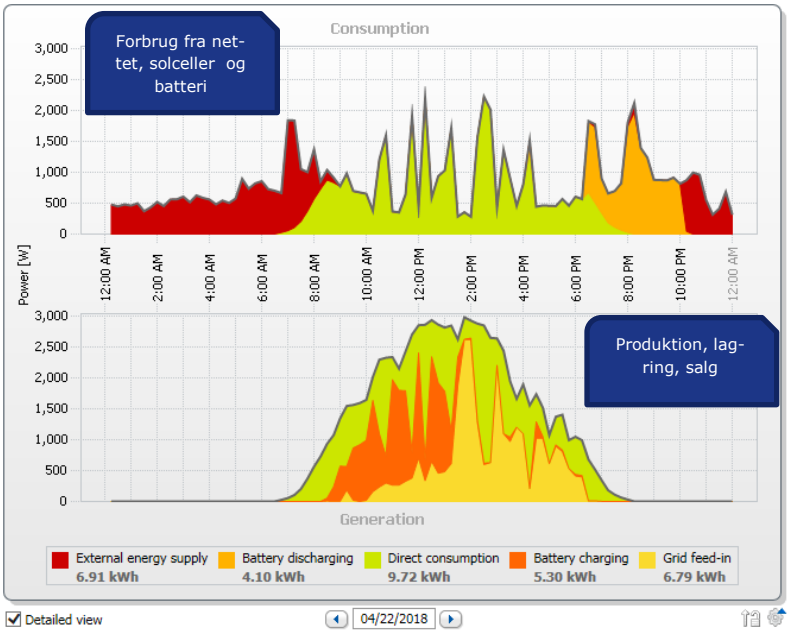
Ulempen ved den relativt store varmepumpe er, at den kører op til maksimalbelastning, når termostaten kalder på varme, uanset hvor meget solcelleelektricitet, der er til rådighed. Det betyder desuden korte driftstider med højt effektforbrug i stedet for bare at opvarme lageret med den el-effekt, der er til rådighed fra solcellerne.

7. Måleresultater

Måledata til projektet er opsamlet fra flere forskellige platforme. Målesystemet består således dels af de faste målepunkter i energy-flex-huset, dels en særlig datalogger til målinger af elforbrug og -produktion via gruppetavlen. Endvidere er der adgang til batteridata fra Lithium Balances interne målesystem. Yderligere elmålinger er hentet fra SMA SunnyPortal, der gemmer historiske værdier af elbalance. Der er opsamlet data i flere perioder fra efteråret 2017- januar 2019, alt efter hvordan systemet har været indstillet.

7.1. Målinger på batterisystem

Batteriet med tilhørende inverter er en nøglekomponent, da den har første prioritet, hvis der er overskud af solcelle-el. Batteriet vil ligeledes blive afladet, hvis der er behov for mere el, end solcelleanlægget kan levere.



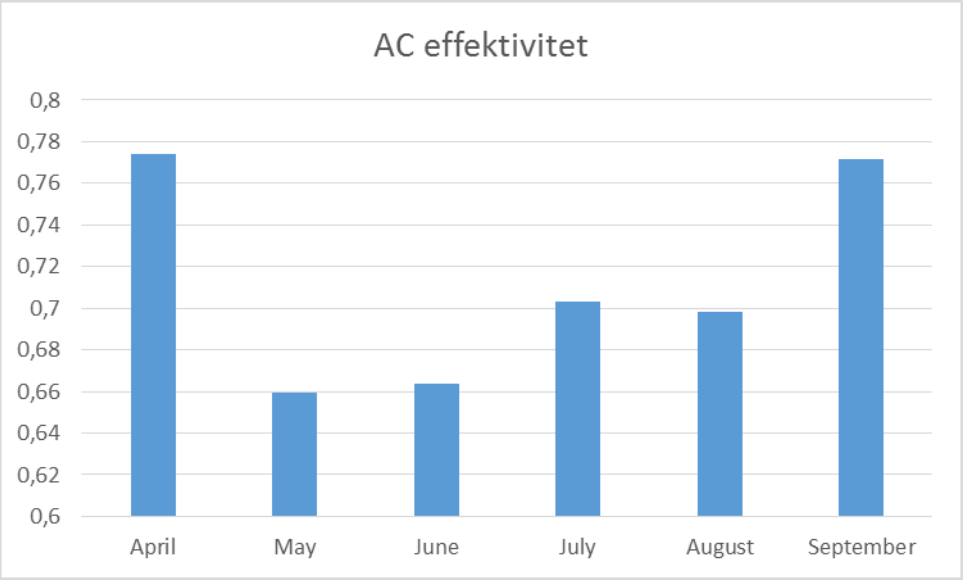
Figur 17 Typisk god soldag, hvor batteriet først oplades og siden aflades helt.

Det mest interessante er at evaluere virkningsgraden ved op- og afladning gennem længere perioder (total virkningsgrad, også benævnt AC-effektivitet, idet den indeholder effektiviteten fra AC – til DC (opladning) og tilbage til AC (afladning). SMA angiver selv, at der kan være betydelige tab, og det blev desværre bekræftet af vores målinger. Selve inverteren var dog mere effektiv end i det tidligere projekt, mens batteritabene viste sig lidt større.

	Forbrug [kWh]	Heraf direkte [kWh]	Afladning [kWh]	Opladning [kWh]	AC(total) EFF
April	480,88	112,26	35,6	46	77%
Maj	223,14	133,64	62,1	94,15	66%
Juni	158,66	96,08	52,3	78,8	66%
Juli	151,7	83,09	34,6	49,2	70%
August	143,75	56,15	55,5	79,45	70%
September	192,58	57,69	48	62,2	77%

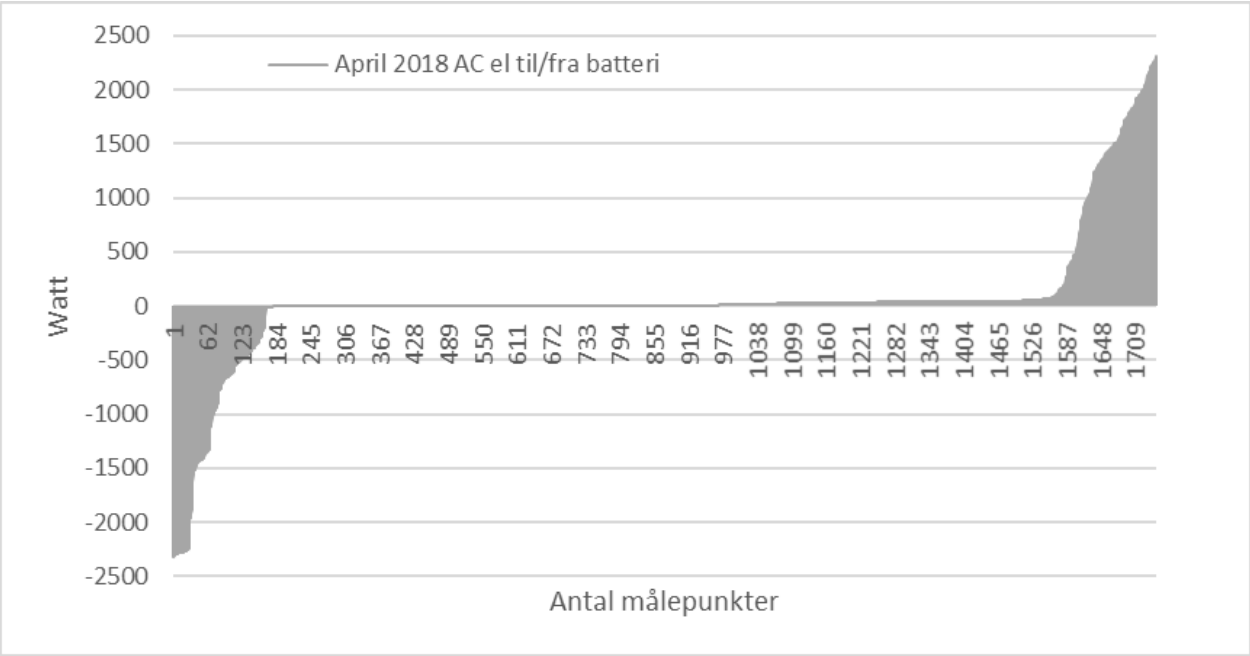
Tabellen viser den månedlige totaleffektivitet for inverter og batteri – altså op- og afladning. (AC-DC-AC). I de bedste perioder er der målt 77% total virkningsgrad. Tabene skyldes dels batteriets egetforbrug til BMS-systemet, cellernes tab, ohmske tab samt tab i inverteren.

Der er en vis usikkerhed i bestemmelsen af cykluseffektiviteten, men ved at måle over en periode med mange op- og afladninger bliver start og sluttilstanden af ringe betydning for resultatet. For at få et overblik over driftstider og belastning, kan man med fordel se på varighedskurver for måledata fra op- og afladning af batterisystemet.



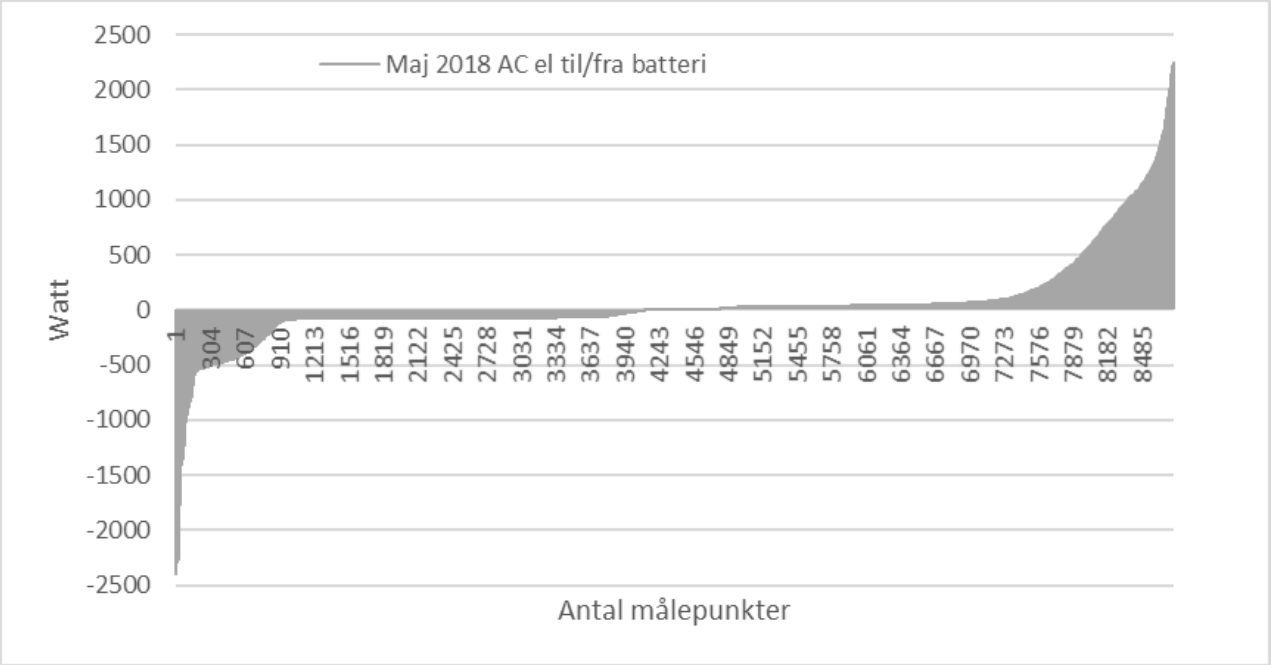
Figur 18 Den varierende effektivitet skyldes formentlig, at anlægget har kørt med forskellig belastninger og med forskellige solenergimængder i de enkelte måneder.

En varighedskurve fortæller hvor mange gange, der har været en bestemt driftstilstand. I dette tilfælde hvor mange måletidspunkter, hvor der har været en given belastning. Varighedskurven fortæller således hvilke driftstilstande, der hyppigst forekommer. For batterilagerets vedkommende repræsenterer arealet under varighedskurvens positive og negative del henholdsvis den oplagrede og aftappede energi i måleperioden. Forholdet mellem de to arealer er derfor et udtryk for virkningsgraden.



Figur 19 Varighedskurve for en periode med høj belastning (varmepumpe i drift). Samlet virkningsgrad for ellagring = 77%. Den positive gren til højre viser målepunkter, hvor der oplades med den viste effekt i Watt. Den negative gren til venstre viser målepunkter, hvor der aflades.

Den maksimale effekt er begrænset af effektelektronikken til cirka 2300 W begge veje. X aksen viser antal målinger. Bemærk de mange punkter uden belastning, idet husholdningsforbrug er slukket.(Så går batteriinverteren i sleep-mode).



Figur 20 Varighedskurve for en periode med lav belastning (kun husholdningsel) en stor del af tiden. Bemærk det lange lige stykke med ganske lidt forbrug. Samlet virkningsgrad for ellagring = 66%.

Trods den ret lille inverter/lader, er der lange perioder med lav belastning og tomgang, hvilket er den væsentligste årsag til den samlet set moderate virkningsgrad. Dette skyldes den forbrugsprofil, vi benytter. På basis af denne erfaring vurderes det (af Lithium Balance), at nye systemer skal etableres med et offset på f.eks. 100 W, således, at der ikke lades/aflades med mindre end 100 W.

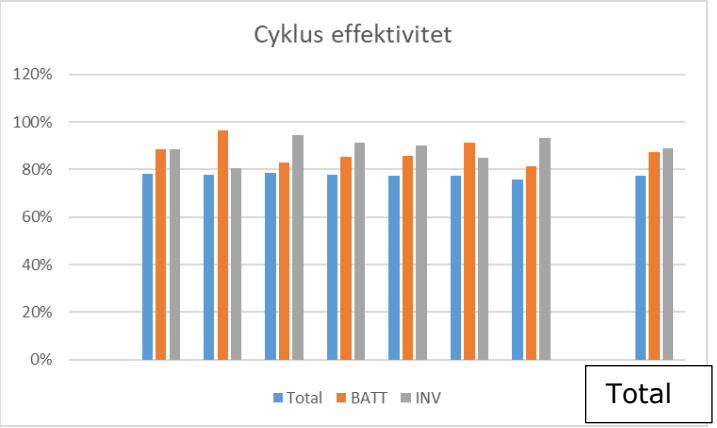
DC virkningsgrad:

I det tidligere projekt målte vi en meget høj DC virkningsgrad – op til 98 % (virkningsgraden udelukkende for op- og afladning fra batteriet (kun jævnspænding)), men i dette projekt måltes en noget lavere værdi. For at undersøge dette blev der lavet en stikprøvekontrol af det interne elforbrug i batterilageret:

En måling af batteripakkens tomgangsforbrug til BMS og måleudstyr ved hjælp af DC strømtang viste 0,12 A, når SMA inverteren var slukket. (Der blev målt 0 A til inverteren). Tomgangsforbrug (dog kun øjebliksværdi) = 50 V * 0,12A = 6 W. Dette er ikke helt nok til at forklare den dårlige virkningsgrad. På en måned vil tabet være 6*24*30/1000 = 4,3 kWh ud af en typisk indladet energi på 75 kWh svarende til 6 %. En del af forklaringen kan være manglende præcision på strømmålingen eller der er brugt mere energi på udbalancering af uens battericeller. (Hvis en celle har forhøjet spænding bliver der brændt effekt af fra denne via BMS systemet).

Fra Lithium Balance´s egen datalogning er der for en periode i april 2018 hentet disse værdier:

Dato,Apr.	Wh ind	Wh ud	DC EFF
18	251,8	222,7	88%
19	228,4	219,9	96%
20	230,2	191,4	83%
21	244,9	208,6	85%
22	220,6	189,3	86%
23	182,7	166,4	91%
24	138,9	113,0	81%
Total	**1497,4**	**1311,3**	**88%**



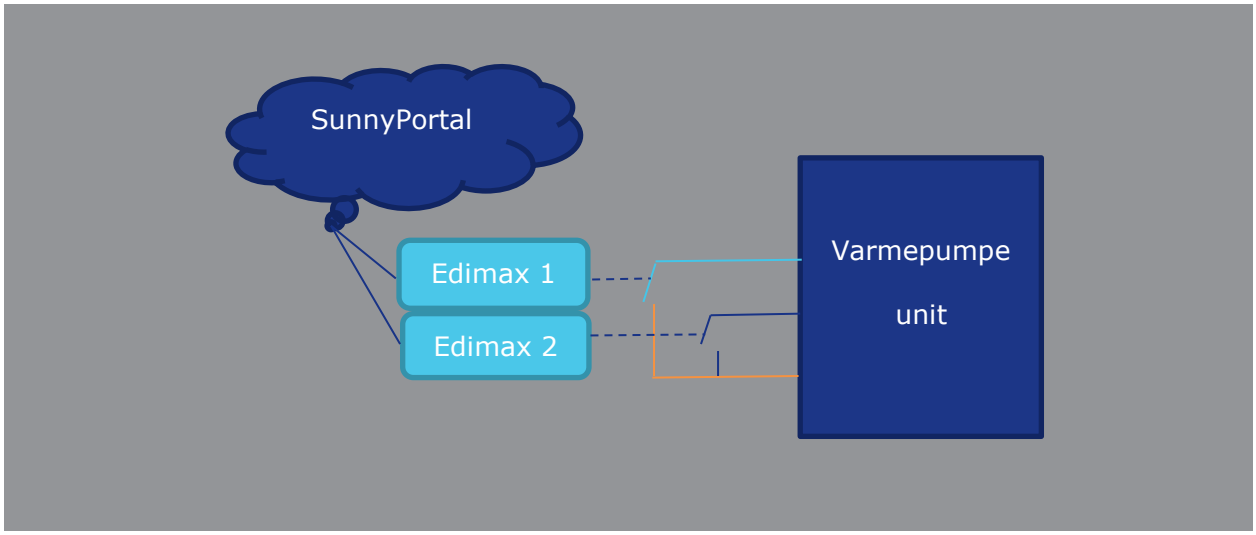
Figur 21 Måleresultater for daglig DC og AC effektivitet i en uge i april måned.

7.2. Målinger på varmepumpe

Et vigtigt mål med projektet var at prøve en ny styring fra Nilan, og den 6. marts 2018 blev Nilan-styringen opdateret til en Smart Grid ready-styring (SG-styring). Det betyder, at varmepumpen delvist kan styres med to eksterne signaler. Logikken i styringen ser ifølge Nilan ud som følger:

Indgang	Tilstand 1	Tilstand 2	Tilstand 3	Tilstand 4
A	1	0	0	1
B	0	0	1	1
Beskrivelse	Begge VP slukket	Begge VP normal drift	Begge VP kører med op til 10 K hævet temperatur	Som 3 men desuden direkte elvarme supplement

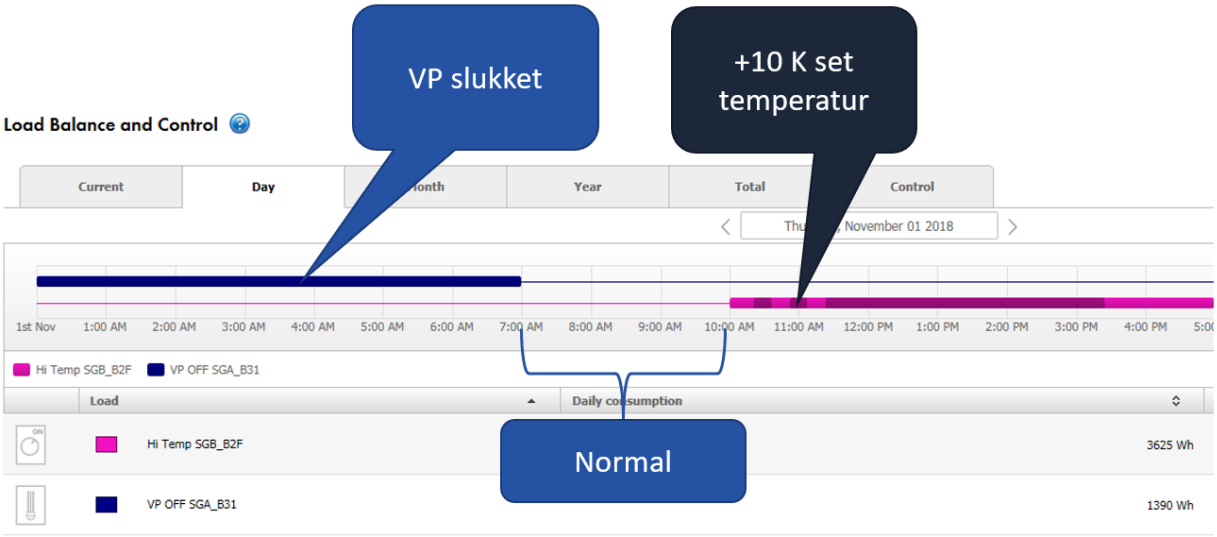
1= lukket kontakt, 0= åben kontakt



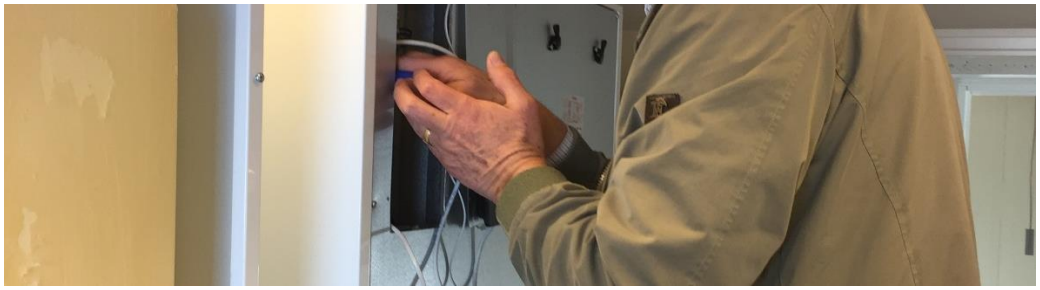
Figur 22 Eldiagram for styring af varmepumpens smart-grid indgange (her vist i normal drift med begge kontakter åbne = tilstand 0,0).

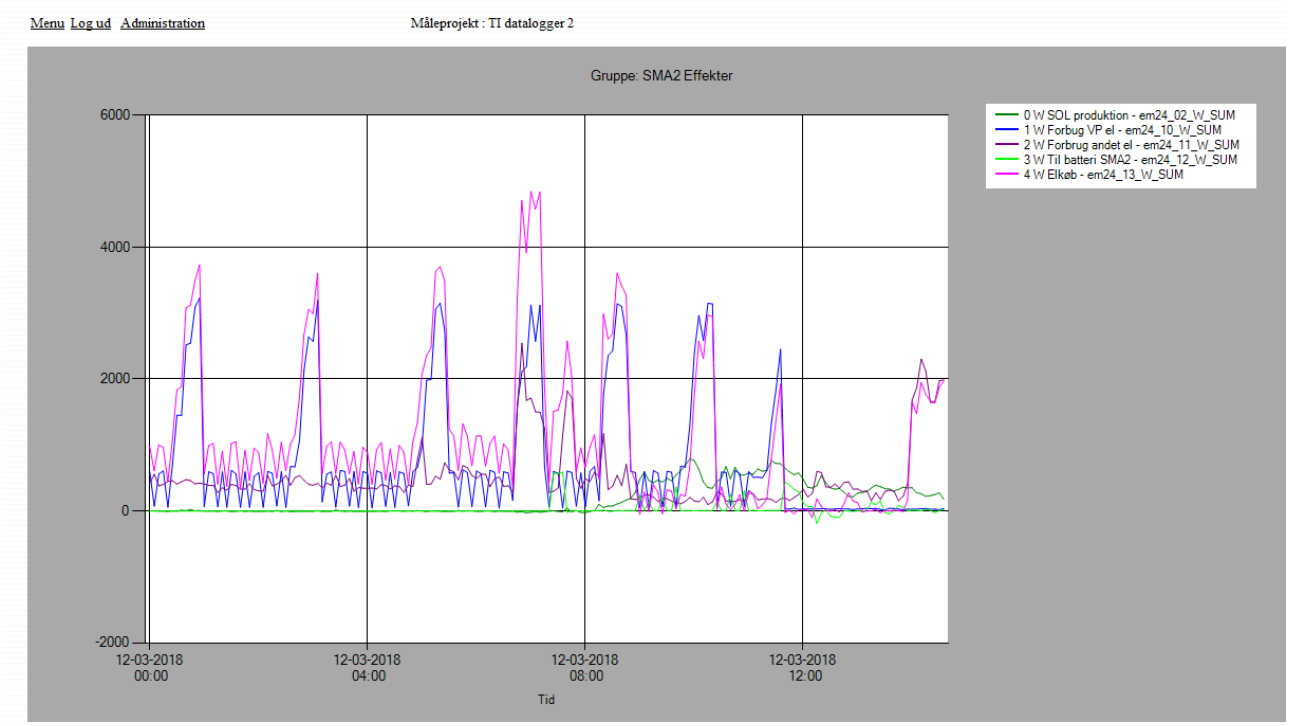
Som et første forsøg blev både kontakt A og B manuelt lukket, så varmepumperne kunne køre med forceret drift, tilstand 1,1 (fra fabrikken er de begge normalt åbne). Sætpunktet på de to beholdere blev dernæst på Nilan-styringen sat til at kunne gå 10 K (grader) over det normale sætpunkt, hvilket er den maksimale stigning der kan indtastes. Begge varmepumper gik da også i gang, og temperaturen blev hævet i beholderne. Der var dog lidt indkøringsvanskeligheder med styringen, som blev løst hen ad vejen ved at koble systemet op med TeamViewer, for at Nilan kunne se med og justere setpunkter m.v. hjemmefra.

Vi konstaterede, at elpatronerne i varmepumpeuniten blev aktiveret i denne tilstand. Elpatroner kan vælges til eller fra og kan være en fordel, hvis der er store mængder billig el til rådighed. I forsøgene var elpatronerne efterfølgende slået fra for ikke at forstyrre beregningen af COP-værdi for selve varmepumpen.



Figur 23 Tidsskema for styring af varmepumpen. De mørklilla perioder er der, hvor den faktisk har kørt med forhøjet temperatur.





Figur 24 Driftsmønster for varmepumpen. De høje blå spidser skyldes elpatron i drift. De lavere spidser er den normale kompressordrift.

I forhold til logikken i Nilan smart grid styringen kunne det være hensigtsmæssigt at kunne styre de to kontakter efter et veldefineret program i SunnyPortal. For at kunne styre optimalt, skal SunnyPortal kende solcelleanlæggets produktion, og det er ikke muligt, eftersom de to invertere på solcelleanlægget er af fabrikat Danfoss, og ikke umiddelbart kan kobles på SpeedWire kommunikationen, som er SMAs egen standard. En ekstra SMA-elmåler blev derfor indsat.

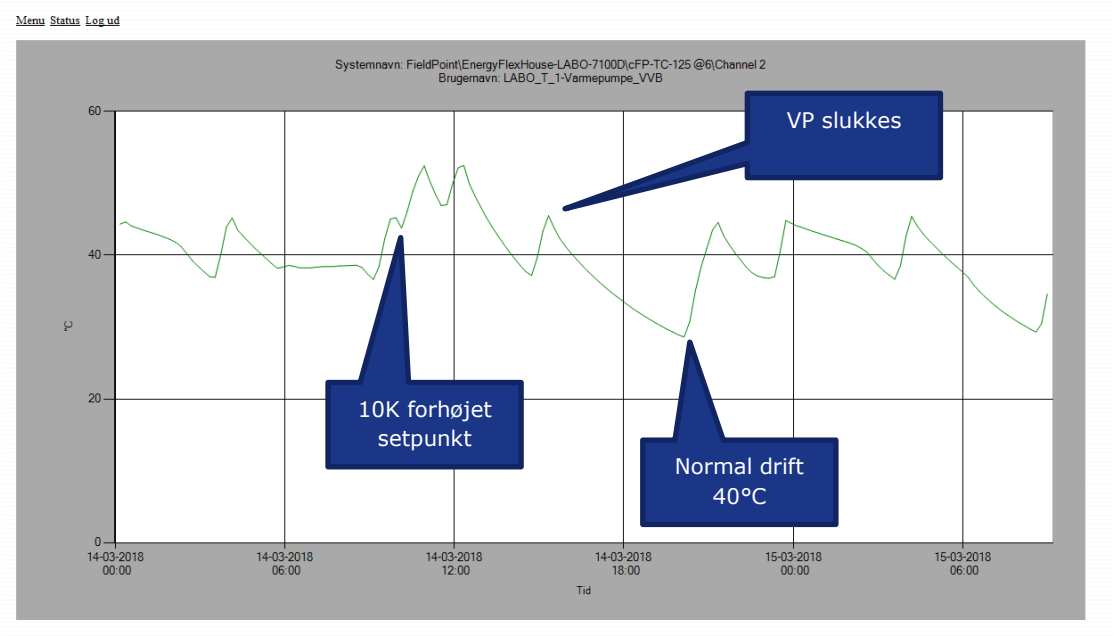
For at få varmepumpestyringen til at virke som tilsigtet sammen med SunnyPortal valgte vi at se bort fra Smart Grid tilstand 4 og nøjes med at aktivere tilstand 1 eller tilstand 3 via de to Edimax WiFi kontakter. Ved at udelukke elpatrondrift er det også lettere at sammenligne COP målingerne i forskellige forløb.

Logikken i SunnyPortal ser derfor således ud:

- WiFi kontakt 1 aktiveret = VP off, kontrolleret nedlukning
- WiFi kontakt 2 aktiveret = VP HiTemp, 10 grader forøget setpunkt
- Ingen kontakter aktiveret = normal drift.

Når kontakt 1 er lukket, vil varmepumpen stoppe efter et simpelt tidsskema (som skal simulere dyr el i spidslasttimer; Radius har f.eks. høj tarif kl. 17-20). Når nr. 2 lukker, er det fordi, der er solel i overskud, og så vil setpunktstemperaturen blive hævet i begge beholdere.

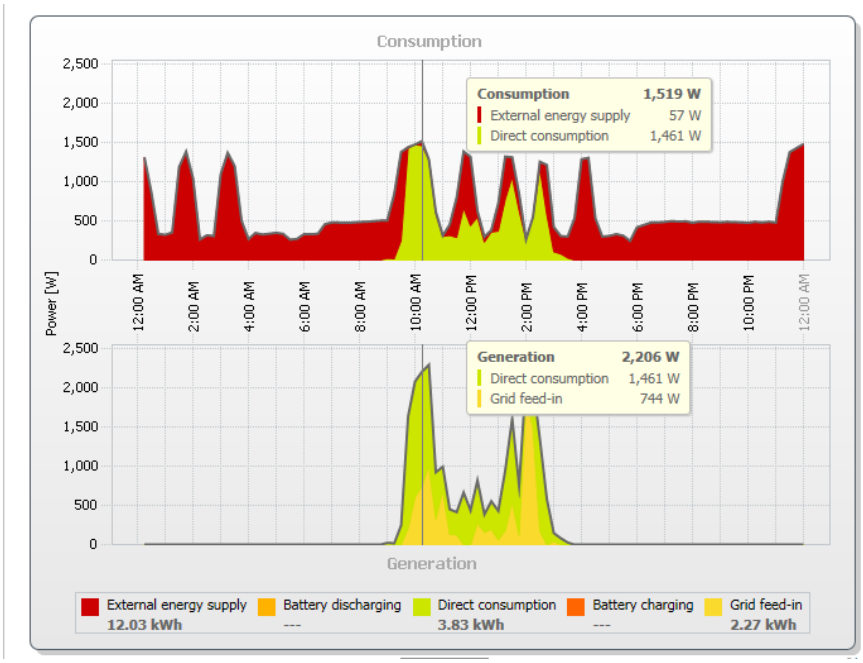
I den indledende fase blev der lavet diverse forsøg med tidsstyring af Smart Grid kontakterne, for at se, om systemet reagerede som tilsigtet. For eksempel en periode med høj temperatur, efterfulgt af en periode med slukkede varmepumper.



Figur 25 Temperaturen i buffertanken varierer som forventet, når Smart Grid tilstand ændres. Temperaturen falder fra cirka 45 til 30°C i de seks timer, varmepumpen er slukket.

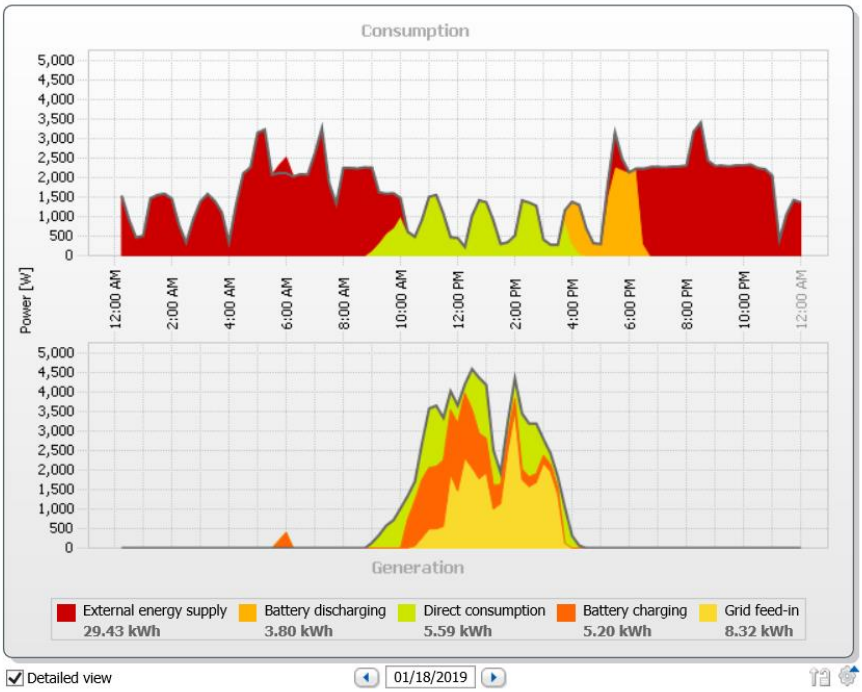
Varmepumpen er udstyret med inverterstyring og kan køre med variabel belastning. Alligevel kører den op til maksimal belastning, hvis termostaten kalder på varme, og det gav en del af tiden anledning til korte driftstider og for højt effektforbrug i forhold til det, solcellerne kunne præstere. Her ville det være ønskværdigt, om varmepumpen kunne indstille effektoptag i forhold til solcelleproduktionen.

Som forsøg blev varmepumpen derfor droslet ned efter samråd med Nilan til 60% ydelse for at se om den kunne få længere driftsperioder og på den måde udnytte solenergien bedre. Dette skete i en periode uden aktivt batteri, fordi styringen var nede. Det er interessant at se, hvordan varmepumpen (også uden batteri) kan aftage en betydelig del af egenproduktionen. Se figur.



Figur 26 En stor del af solstrømmen (grøn på den øverste graf) dækker her varmepumpens forbrug (rød på den øverste graf) i dagtimerne, efter at effekten er reduceret til 60 %.

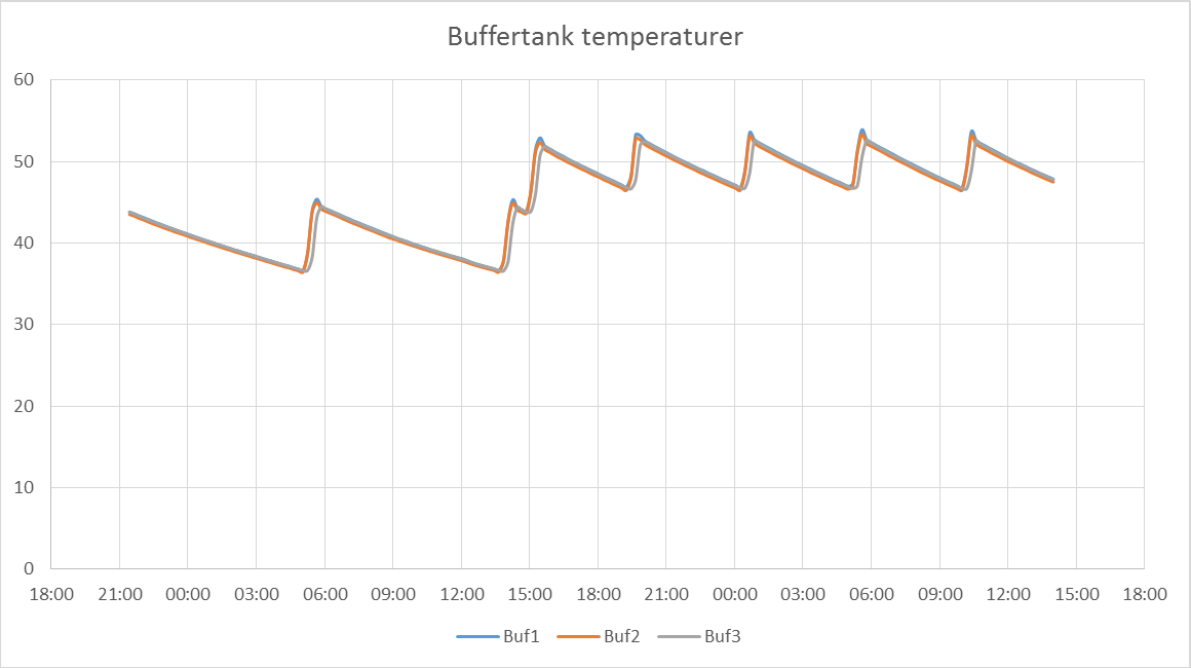
Da batteriet kom til at fungere igen, var der endnu bedre udnyttelse af solcelle-el til drift af varmepumpen:



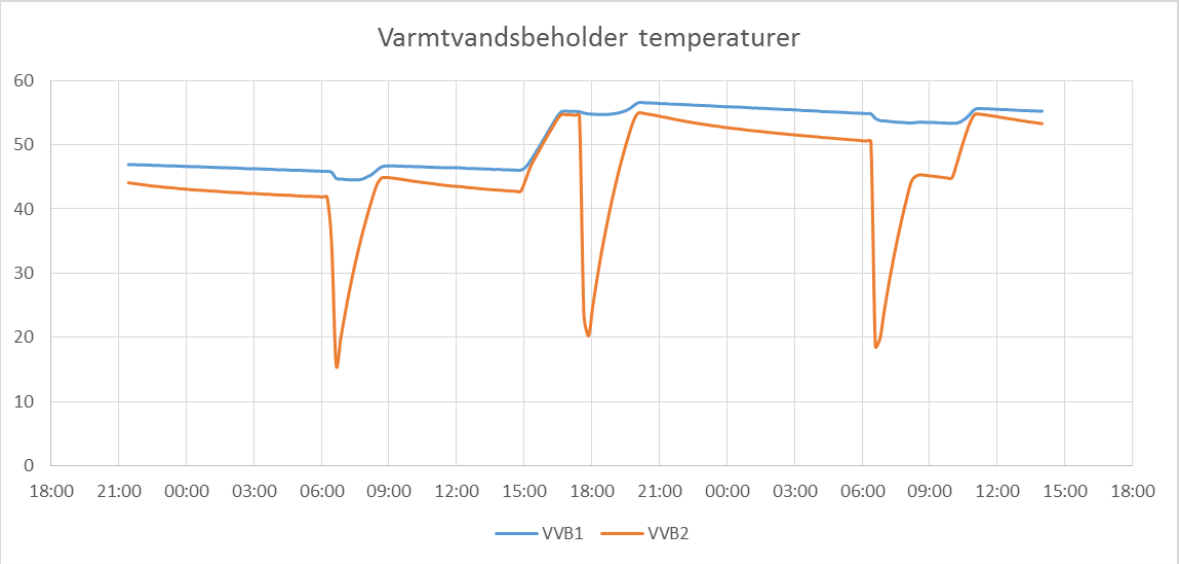
Figur 27 Batteriet er her i drift sammen med varmepumpen, og dækker "hullerne" i solstrøm-forsyningen så der næsten ikke bliver købt el i dagtimerne. Det var dette, som var målet med projektet.

7.3. Varmelagring i beholdere

Teoretisk er det beregnet, at der kan lagres cirka 5 kWh i beholderne ved 10K forøget setpunkt. Temperaturprofilerne i de to beholdere viser i praksis dette forløb ved aktivering kl. 15:



Figur 28 Temperaturen i tre forskellige højder er på samme niveau, både under op- og afladning så der er ingen lagdeling i buffertanken.



Figur 29 Aftapning to gange per døgn. Hver tapning svarer til cirka 2,5 kWh. Det kolde vand kommer ind i bunden(VVB2) ved hver tapning, men påvirker næsten ikke toptemperaturen (VVB1). Der er en fin lagdeling.

Desværre er det ikke gratis at lagre denne energi, da det dels forringer COP værdien at hæve setpunktet, dels er der varmetab fra beholderne, som kun kan udnyttes i varmesæsonen. Den

samlede COP for rumvarmepumpen inklusive cirkulationspumpe og buffertank er vist i følgende tabel.

2018/19	T_{frem}	COP	Bemærkninger
nov	36,22	3,71	Kører med SunnyPortal styring
dec	29,28	4,23	Kører med SunnyPortal styring
jan	36,05	2,5	Kører med konstant forøget temp. +10K

Sammenlignet med fabrikantens værdier for den "rene" varmepumpe, er der tale om tilfredsstillende værdier bortset fra januar, hvor der er kørt med tilstand 3. Ifølge Nilan er det fordi varmepumpen ikke er sat til at køre så energieffektivt som muligt, når der er overskud af el, men derimod køre med fuld effekt for at aftage så meget el som muligt. T_{frem} er temperaturen efter buffertank tilført gulvet.

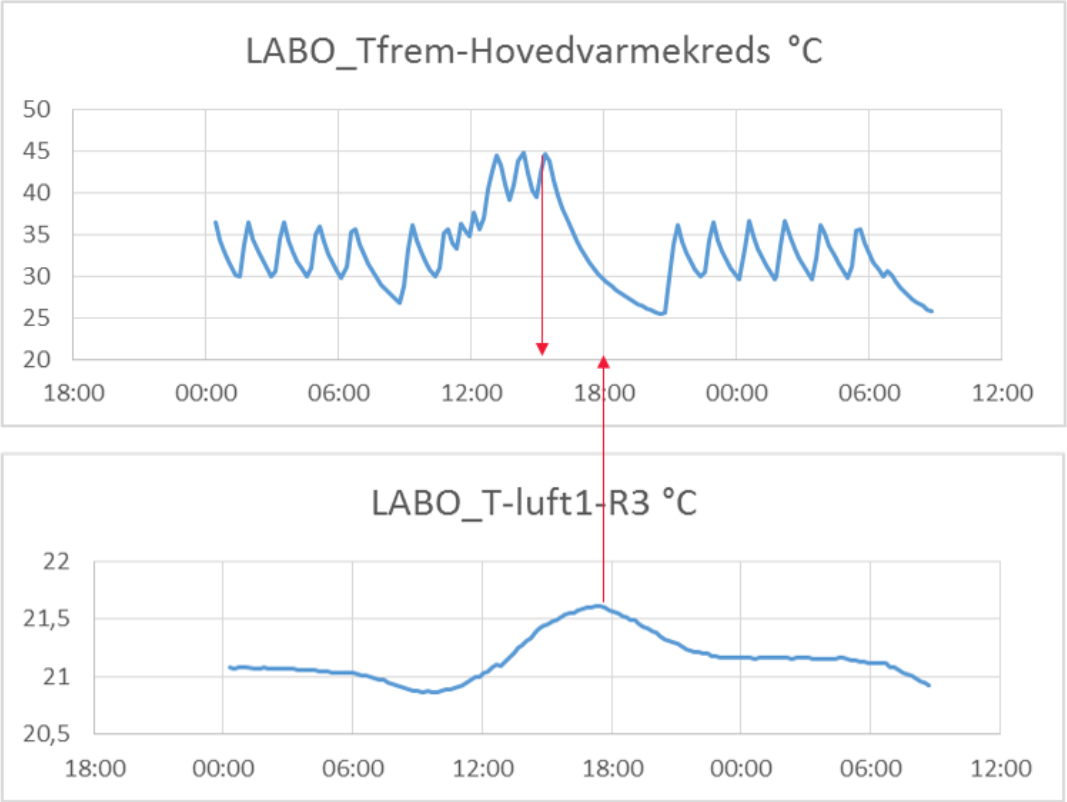
7.4. Varmelagring i gulv

Til forsøget er der målt temperatur i fire rum i huset, to på sydsiden og to på nordsiden. Alle gulve er betongulve med indstøbte varmeslanger, og der er ingen yderligere gulvbelægning. Der er derfor optimale forhold til at akkumulere og afgive varmen effektivt.

Identifikation af rum i EFH:

Rum 3 (nord)	Rum 4 (nord, VP installation)
Rum 1 (syd)	Rum 2 (syd)

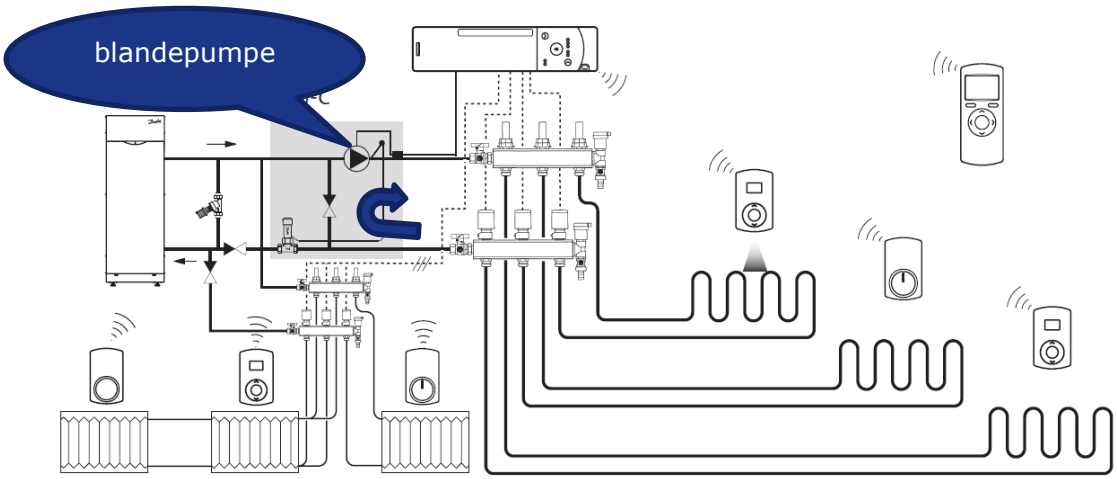
For at se indvirkningen på rumtemperaturen under forskellige forhold, blev varmepumpen slukket og tændt igen.



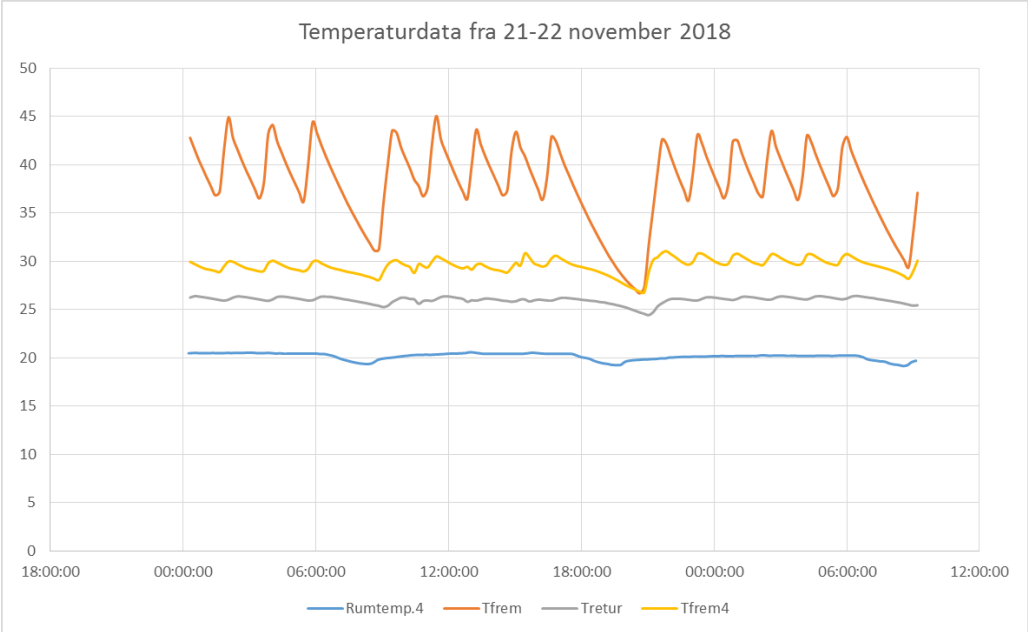
Figur 30 Der går cirka 3 timer fra varmepumpen slukkes, til det slår igennem på rumtemperaturen. På grund af det tunge gulv bliver fluktuationer i varmeanlæggets temperatur effektivt udjævnet.

7.4.1. Varmekredsen

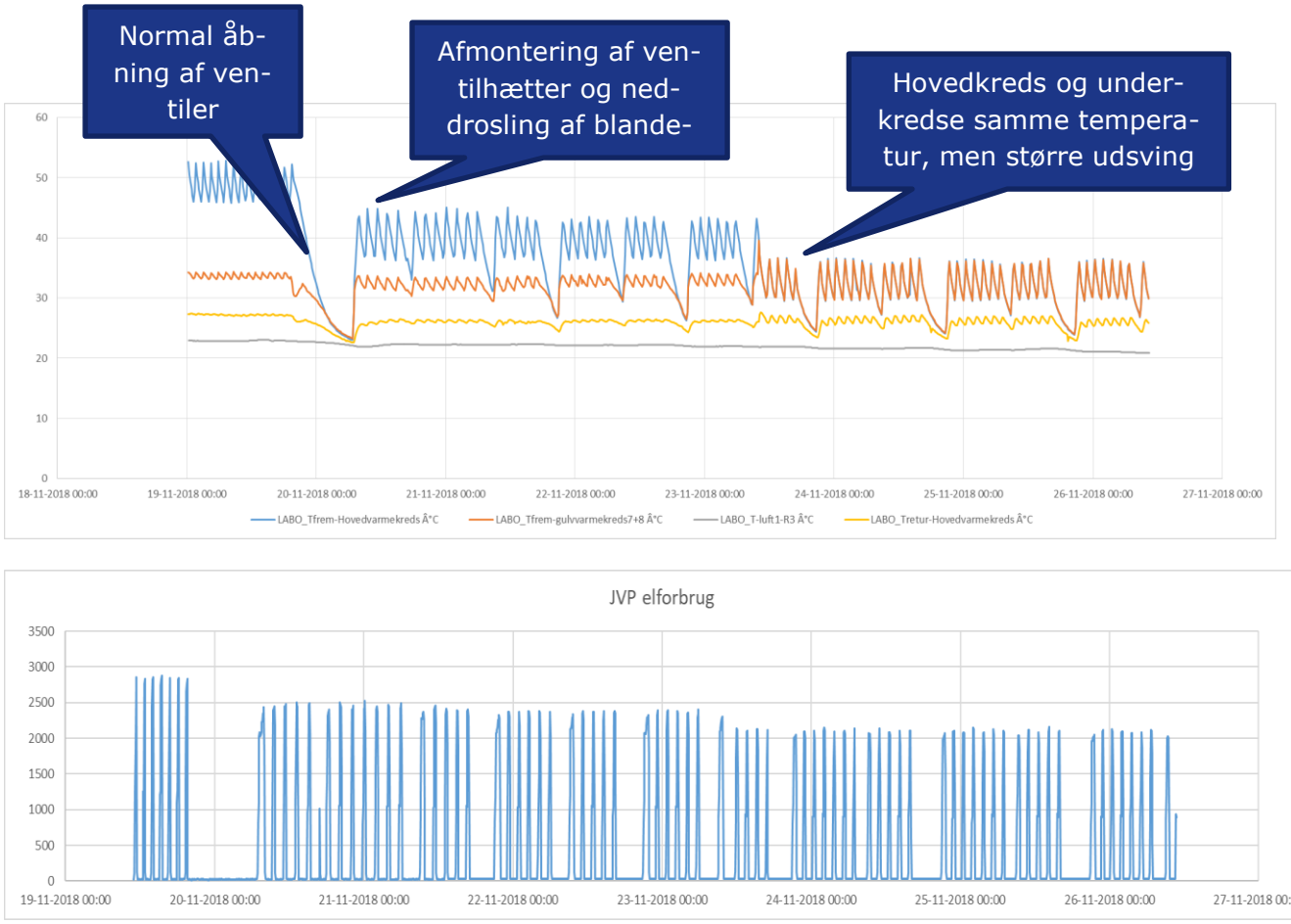
Varmeanlæggets gulvvarmeshunt skabte problemer! Denne blandede hele tiden gulvvarmevandet op til lavere temperatur, så varmepumpen skulle stilles højere end ellers til skade for effektiviteten. Shuntventiler blev derfor de-aktiveret og pumper sat på lavt trin, for at sikre at hovedpumpen bestemmer trykforholdene så der ikke strømmer vand gennem kontraventilen. Der var også et par motorventiler, som blev de-aktiveret, muligvis er de i sin tid sat ind for at sikre mod for høj fremløbstemperatur. Da Energy-flex-huset har massivt betongulv, er det ikke så følsomt overfor temperaturændringer, som et trægulv ville være.



Figur 31 Danfoss gulvvarmestyring med blandekreds

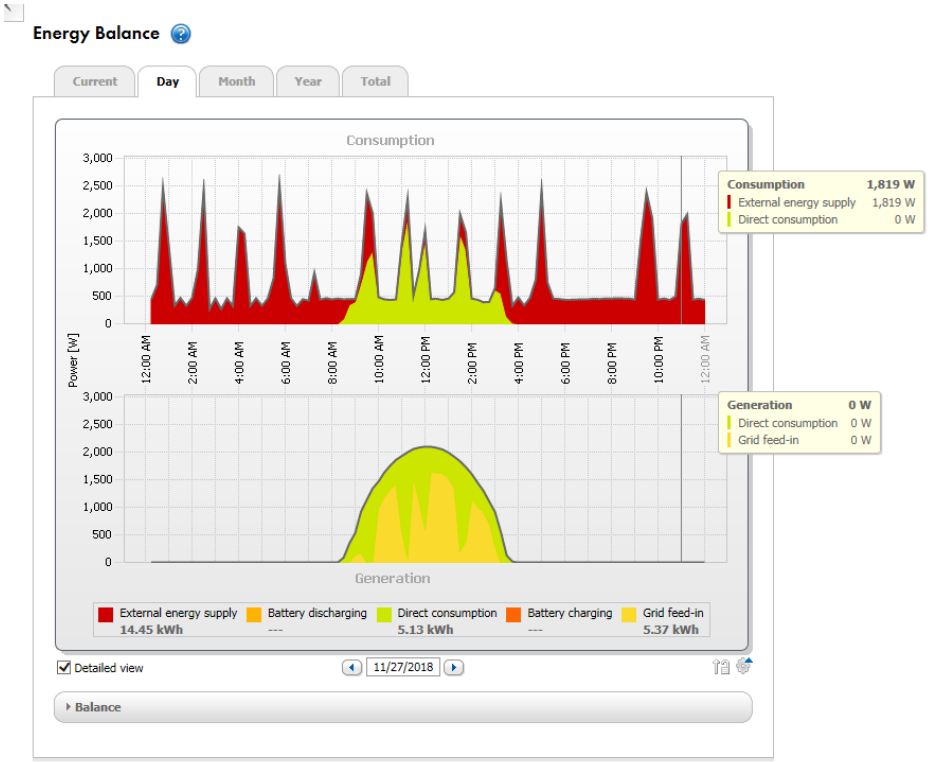


Figur 32 Graf fra før deaktivering af shunt. Temperaturen bliver blandet ned fra varmepumpens cirka 40 grader til 30 grader frem til gulvvarmen.



Figur 33 Temperaturkurve som viser deaktivering af shunt og derunder varmepumpens elforbrug. Først normal åbning af ventiler, derefter afmontering af ventilhætter og neddrosling af blandepumper. Til sidst har hovedkreds og underkredse samme temperatur, men udsvingene er større.

Med de seneste korrektioner kom systemet til at køre som ønsket, dog ville det have været bedst med længere driftsperioder og lavere effekt til varmepumpen.



Figur 34 Skyfri dag uden batteri. Det grønne er forbrug til varmepumpen fra solcellerne, det mørkerøde er købt el, og det gule er solgt solcelle-el. Her var det bedre, om varmepumpen kunne køre modulerende midt på dagen, og dermed udnytte solen i stedet for at købe en del fra nettet. I praksis kommer den til at køre on/off, fordi den styrer efter bufferbeholderens temperatur.

8. Driftserfaringer

De mange driftserfaringer og vanskeligheder blev noteret i en logbog, og de væsentligste forhold er samlet i nærværende afsnit.

Erfaringerne kan opdeles i forhold, der har med de enkelte komponenter at gøre samt med hele systemkonfigurationen og styringen. Desuden kan der skelnes mellem software- og hardwarefejl. Det er ingen hemmelighed, at der var flere problemer med driften end forudsat på ansøgningstidspunktet.

8.1. Smart Grid (SG) stikkontakter og varmepumpestyring

Vi havde oprindeligt regnet med, at de to indgange på Nilan styringen ville kunne styres af hver sin fjernstyrede (WiFi) EDIMAX stikkontakt via to relæer på samme kontakter.

Kontakterne kan enten styres manuelt via opkobling til internet, eller de kan styres efter et tidsskema. Tidsskemaet kan indstilles, så kontakten skal være lukket i en bestemt periode, men de kan også få betinget tilladelse, alt efter hvor stort overskud der er af sol-el. Der kan indstilles en prioriteret rækkefølge for indkobling i tilfælde af billig el.

Der var fra starten store problemer med at få aktiveret de to Edimax kontakter. Efter anbefaling fra SMA indtastede vi samme password i Home Manager parametre, som der er brugt i Edimax opsætning. Dette havde den ønskede virkning på kommunikationen. Herefter blev SunnyPortal sat op med to kriterier:

1) Varmepumpen kan hæve temperaturen kl. 8-17 hvis der er solstrøm nok
2) Varmepumpen slukkes kl. 17-20 hvor strømmen (potentielt) er dyr

Sluk-perioden fungerede fint, men hævning af temperaturen var noget uforudsigelig og ikke altid helt logisk. Muligvis fordi den intelligente styring først skulle lære driftsmønsteret at kende. Som almindelig forbruger vil det være meget svært at gennemskue dette og indstille systemet optimalt. En søgning på internettet viser, at flere tyske kunder har haft problemer med kommunikation og opsætning af Edimax stikkontakter i SunnyPortal.

8.2. Batterisystem

Det var et tilbagevendende problem, at batteriet i perioder faldt ud, idet BMS-systemet koblede ud på underspænding/lav SOC (State of charge). Selv om der skulle komme sol den følgende dag, kom opladningen ikke i gang, fordi SMA-inverteren skal bruge DC-spænding til intern styring. Det vil sige, at hele systemet "dør", når batteriets ladetilstand kommer under et kritisk niveau. Man skulle tro, at man kunne stoppe på kontrolleret vis ved for eksempel ved 20% SOC, men ved små op-og afladninger bliver SOC (state of charge) beregningen tiltagende usikker. BMS-systemet skal bruge en fuld opladning en gang imellem for at selvkalibrere SOC-beregningen, så hvis der ikke er sol i lang tid stiger usikkerheden, så systemet slår fra, selv om det måske ikke var påkrævet. BMS systemet skal gerne også kunne beregne SOC ved sjatladning, men det er vanskeligt i praksis. Hvis batteriet også kunne bruges til at lagre billig vind-el om natten, kunne det også lades fuldt op om vinteren og kalibreringsproblemet med underspænding ville være løst.

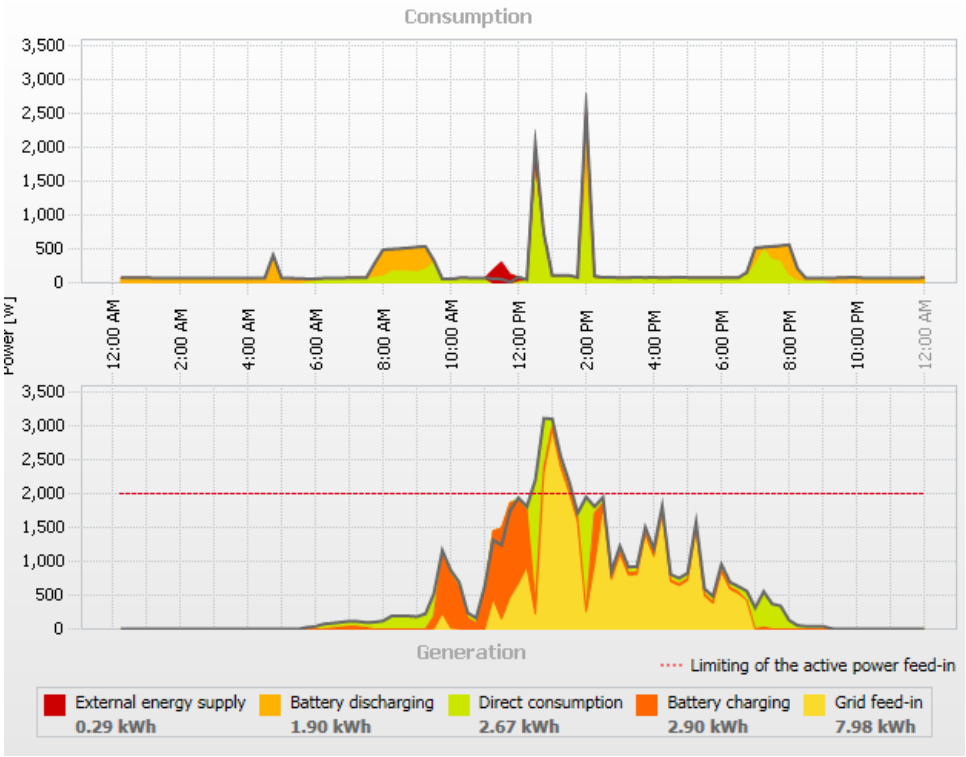
Lithium Balance foreslår to løsninger på problemet med, at de to systemer ikke taler sammen. Én måde er at lade batteriet helt op med jævne mellemrum. En anden måde er rekalibrering af SOC beregningen efter en spændingskurve, der er lagt ind i styringen. Det kan gøres ved at slukke for batteriet i 20 minutter og derefter aflæse spændingen som et mål for SOC. Det kunne vi ikke med SMA inverteren, men det ville man kunne med inverter, der var drevet af primærsiden (Så det med jævne mellemrum blev slukket, så vi kunne finde den reelle state of charge. Systemet kan det egentlig, men det kræver at man kobler det fra og sætter til igen.)

På basis af disse erfaringer vil nyere systemer have mulighed for at blive forsynet fra både AC- og DC side, så man undgår den fejlsituation (problemet kan således løses med ny inverter, som Lithium Balance vil benytte fremover).

Med hensyn til inverteren, ville det også være bedre, om dens styring (også) var forsynet fra nettet, så den selv kunne komme i gang med at lade på et fladt batteri. Vi var nødsaget til at sætte en ekstern lader på, hvilket naturligvis ikke er acceptabelt. Dette løses også af ovennævnte nye system med ny inverter.

Lithium Balance testede i projektet et nyt BMS-system med lavere egetforbrug end det gamle, men der var problemer med kommunikationen med SMA-inverteren, og det kom derfor aldrig til at køre helt stabilt trods en stor indsats med fejlfinding.

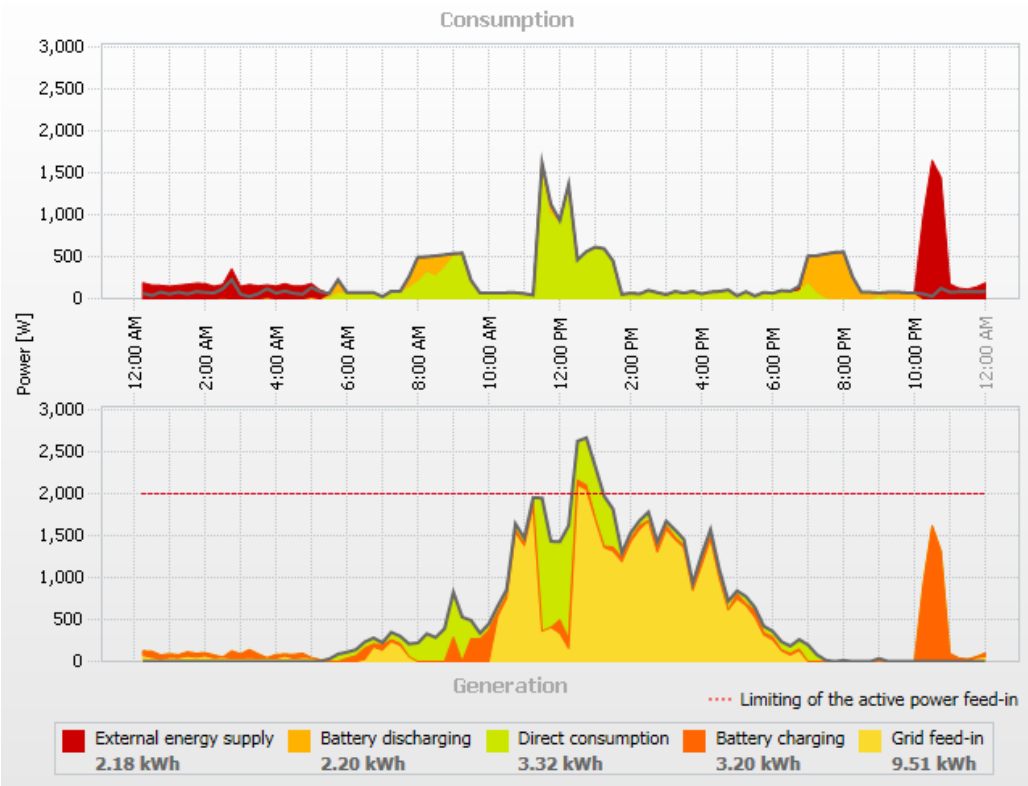
Som forsøg blev styringen i en periode sat til kun at lade op kl. 11-13.30, så det primært skulle blive med el fra solen i en el-eksport-spidslastsituation (for at simulere at nettet har begrænset kapacitet til at modtage el). Følgende graf viser, at det desværre ikke kunne lade sig gøre at styre på denne måde, da det kun er opladning med købt el, der lader sig styre efter et tidsskema.



Figur 35 Mislykket forsøg på at begrænse tidsrum for batteriopladning med solel

Det ses, at batteriet bliver næsten helt opladet inden kl. 11, og der bliver derfor stadig ført overskud ud på nettet ved middagstid. Konklusionen må være, at det er ikke muligt at forhindre opladning ved tidsmæssig programmering. Hvis vi have brugt en solcelleinverter fra SMA i stedet for Danfoss, ville der være mulighed for at definere en maksimal effekt til nettet og dermed styre energibalancen (vist med 2 kW på graf). Dette er et eksempel på, at det er hensigtsmæssigt at benytte komponenter fra samme firma – om muligt.

Det blev desuden forsøgt med en aften-opladning af batteri med netstrøm. Dette kunne være hensigtsmæssigt i en periode med overskud af vindmøllestrøm. Så kunne batteriet være fyldt til "morgenspidsen", og derefter tømt til solen igen kunne lade det op. (Eventuelt årstidsafhængigt, og evt. vejrudsigt-afhængigt). Desværre opererer SunnyPortal med konstante tarifperioder og kan (endnu) ikke modtage prissignal udefra (men kan godt indstille en fast periode, hvor der fx er dyr elektricitet).



Figur 36 Delvis opladning med el fra nettet, det kunne typisk være i en lavtarif periode. Batteriet kan på den måde spille positivt sammen med den overordnede elforsyning.

8.3. Varmeanlægget

Det væsentligste problem med varmeanlægget i dette projekt var, at det er bygget op med to blandekredse (shuntventiler), samt at rumtermostaterne sætter en grænse for, hvornår der cirkulerer vand i gulvvarmen. Dette vanskeliggør økonomisk drift af varmepumpen og den potentielle energilagring. Efter deaktivering af shuntkredse og fuld åbning af termostater kørte systemet fint, men med noget udsving på rumtemperaturen. Der er derfor behov for en mere intelligent kobling mellem husets temperaturregulering og varmepumpens styresystem (inkl. Smart grid).

8.4. Andre styringsmuligheder

På grund af de mange vanskeligheder med SMA-styringen og mange afbrydelser i wi-fi kommunikationen, er det nærliggende at se på alternative løsninger til styring af anlægget. En mulighed

kunne være et relæ, som reagerer på batterispændingen, således at varmepumpen køres op i temperatur, når batteriet er næsten helt ladet op. Varmepumpen kan også afbrydes i perioder med høj elpris.

9. Beregningsværktøj

Et af de håndgribelige resultater fra projektet er et regneark til vurdering af energilagre i forbindelse med solcelleanlæg. Som forbruger eller VE-installatør/forhandler, er det af stor værdi at kunne regne på forskellige scenarier, inden man beslutter sig for en bestemt anlægsstørrelse og –opbygning. For eksempel vil en let bygning og en tung bygning have forskellige muligheder for at integrere termisk energilagring.

Den mest afgørende økonomiske faktor er dog sammenhængen mellem elforbrugsprofil og solcelleanlæggets produktionsprofil. Hvis bygningen har elbaseret varme, vil der alt andet lige være et ringe sammenfald med solproduktionen set over året, - men egetforbruget fra en given størrelse solcelleanlæg vil være større, end hvis der ikke var elvarme, idet der godt kan være timer eller dage med sol, hvor der samtidig er et varmebehov.

Programmet er bygget på midlede timeværdier og en fast styringsstrategi, som indebærer, at overskudsel først lagres i batteriet, dernæst i varmtvandsbeholderen, og endelig i husets varmeanlæg. Man behøver ikke at inddrage alle tre lagertyper, men kan regne med dem hver for sig, for at se hvad der fungerer bedst. Der er mulighed for at vælge solcelleanlæg med forskellig størrelse, hældning og orientering, for eksempel vil et vestvendt anlæg ofte kunne afsætte en større del af produktionen direkte end et sydvendt, men det afhænger naturligvis af det konkrete forbrugsmønster.

Elforbrugsprofilen er en timebaseret fil, baseret på faktiske målinger i en husstand. Varmebehovet er beregnet ud fra graddagetal, varmtvandsbehov er standardværdier for en husstand uden karbad.

Ved overproduktion i en given time, vil batteriet modtage så meget, det kan lagre, men en del vil gå tabt i lade-processen (dette kan justeres). Hvis der er kapacitet i varmtvandsbeholderen (altså at den ikke er helt opvarmet), vil denne herefter blive ladet ekstra op med en varmepumpe eller elpatron. Alt efter varme-pumpens maksimale effekt og virkningsgrad, vil en del el ikke kunne afsættes, men vil blive eksporteret til nettet. Når varmtvandsbeholderen er fyldt op, og der stadig er overskud af el, vil resten så vidt muligt blive afsat i en eventuel rumvarmebuffer i form af en beholder eller et tungt gulvvarmeanlæg.

Der indgår tre forskellige tariffer i økonomiberegningen:

1) Normal forbrugstarif inklusive alle afgifter og moms
2) Reduceret forbrugstarif for el til varme
3) Salgstarif for overskydende el, der sendes ud på nettet

I de fleste tilfælde bliver el til varme ikke målt separat, men skønnes at være lig med den del af husholdningens elforbrug, der overstiger 4000 kWh/år.

Eksempel

I det følgende eksempel er programmet brugt til at beregne forskellen på tre scenarier for en husstand med disse forbrug:

- Elforbrug 4000 kWh/år til husholdningsbrug
- Varmeforbrug 15000 kWh/år (15 kWh lagret i buffer/gulv)
- Varmt vand 200 l/d (5 kWh lagret i varmtvandsbeholder)

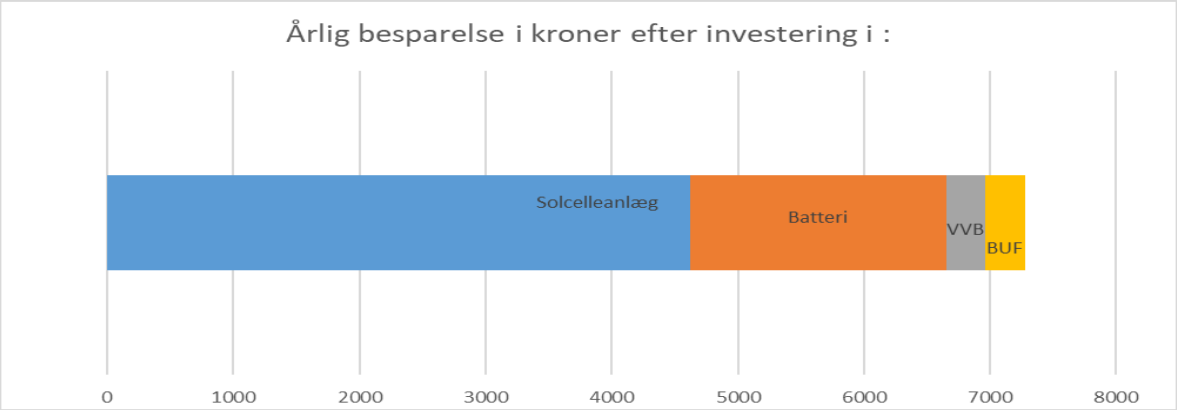
Egetforbrugt andel af solcelleproduktion:

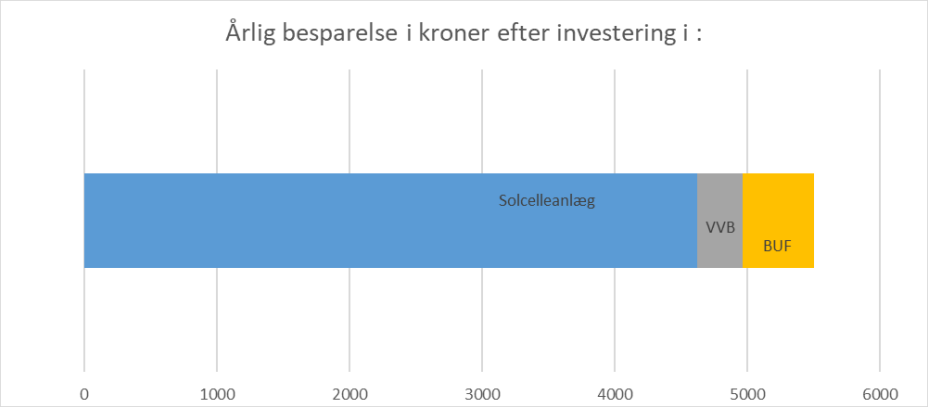
	Ikke elbaseret varme	Elvarmepumpe
5 kW PV uden lager	0,27	0,41
Med 5 kWh batteri, uden varmelagring	0,51	0,64
Uden batteri, med 20 kWh varmelagring		0,54
Med 5 kWh batteri og 20 kWh varmelagring		0,74

I dette tilfælde vil man altså kunne opnå omtrent samme andel egetforbrug for et 5 kWh batteri og et 20 kWh varmelager. Hvis man har et hus med tunge konstruktioner og en stor varmtvandsbeholder, vil det derfor være et godt alternativ eller supplement til en batteriløsning.

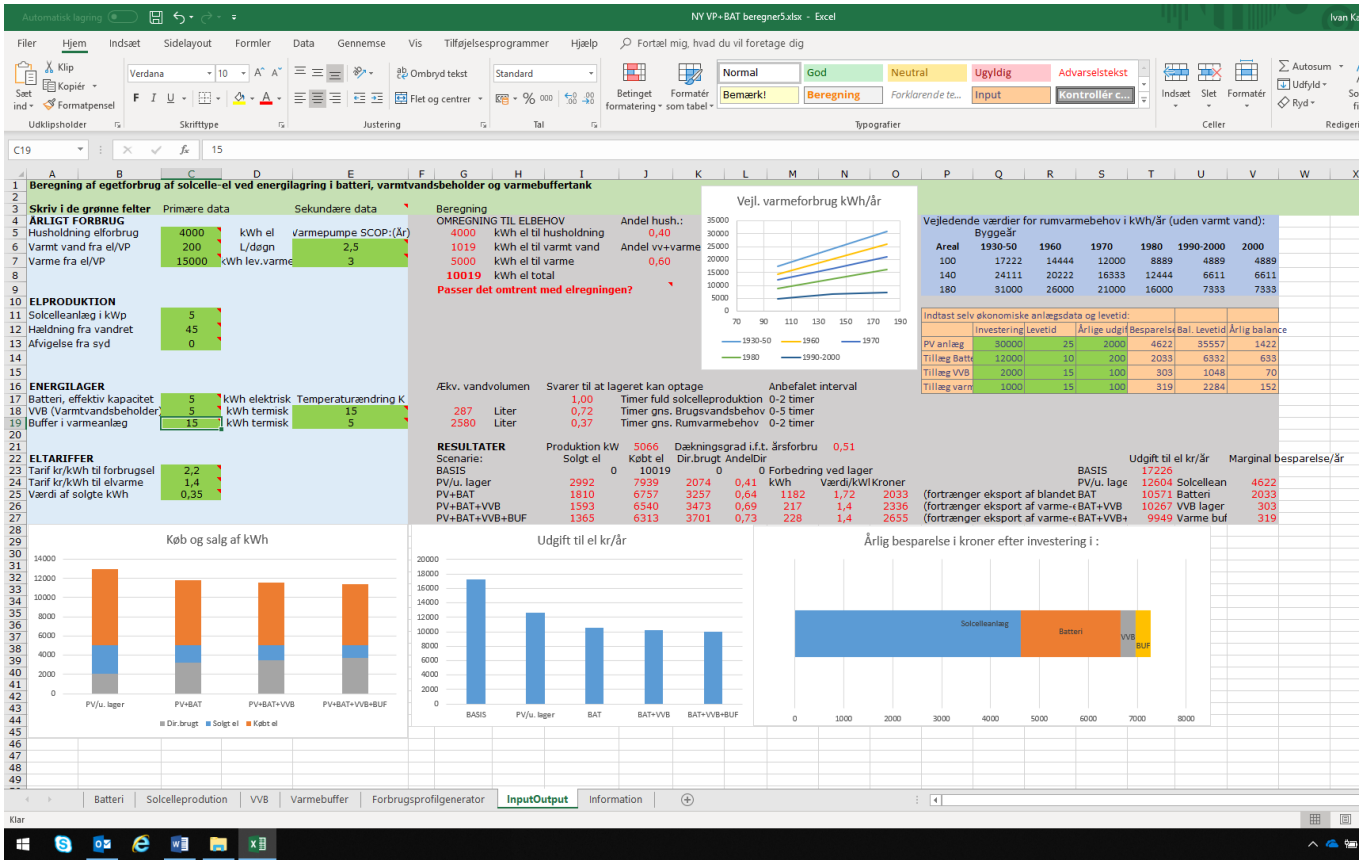
Køb og salg af el vil generelt blive reduceret ved introduktion af energilagring, og den økonomiske betydning kan ses af nedenstående figur. Den største effekt har batteriet, da det hjælper med til at gemme den dyreste el til husholdningsbrug.

Der er som sagt hér regnet med timeafregning. Ved øjebliksafregning, som bliver mere almindeligt, er egetforbruget typisk 6 – 7% lavere.





Figur 37 Eksempler, hvor man først investerer i batteri og dernæst varmelagre og derunder udelukkende varmelagre. De økonomiske forudsætninger kan let ændres i programmet.



Figur 38 Eksempel på skærmbillede. Brugeren kan indtaste i de grønne felter.

Programmet kan frit downloades fra projektets hjemmeside.

https://www.teknologisk.dk/40692

10. Energilagring i praksis

Den beregnede løsning forudsætter, at varmepumpen kan regulere effektoptaget kontinuerligt, hvilket ikke altid er tilfældet i praksis. Den afprøvede varmepumpe har således ikke mulighed for effektstyring via smart-grid signalet, som kun kan fortælle, om varmepumpen skal slukke eller forsøge at hæve temperaturen. Det vil derfor være hensigtsmæssigt at have et batteri med, som kan udjævne kortvarige effektvariationer.

Hvis man vælger en løsning uden batteri, vil det være smart at vælge et system, hvor en varmepumpe og en inverter kan kommunikere direkte sammen, for eksempel Miele og SMA, men under alle omstændigheder kan en varmepumpe kun regulere indenfor et begrænset område, for eksempel 40-100%, mens en el elpatron kan gå fra 0-100% med den rette styring. Det vil derfor være en afvejning, om man vil gå efter den ene eller anden løsning (varmepumpe eller el-varmer). Om sommeren, hvor der er masser af overskydende sol, vil elopvarmning af varmtvandsbeholderen være en oplagt løsning.

Der kan være tale om følgende valg, alt efter hvad der allerede er installeret i boligen:

1) Bolig med eksisterende solcelle- og varmepumpeanlæg
    a. Overvej et AC tilkoblet batteri-system (direkte på eltavlen).
    b. Undersøg om varmepumpen kan styres med signal udefra. Enten smart-grid eller ved indgreb i temperaturføler
2) Bolig med eksisterende solcelleanlæg alene
    a. Overvej et AC tilkoblet batteri-system (direkte på eltavlen).
    b. Overvej elpatron i varmtvandsbeholder (VVB) eller centralvarmeanlæg eller skift til varmepumpe med smart grid styring
3) Bolig med varmepumpe alene
    a. Overvej nyt forbrugstilpasset solcelleanlæg med hybrid-inverter med DC koblet batteri. Batteriet kan evt. købes senere
    b. Undersøg om varmepumpen kan styres med signal udefra. Enten smart-grid eller ved indgreb i temperaturføler.

10.1. Perspektiver for danske husstande

Alle boliger med solcelleanlæg på den "gamle" års-nettoafregningsordning vil senest i 2020 blive tvunget over på såkaldt flex-afregning. Disse solcelleanlæg er ofte dimensioneret efter den gamle 6 kW grænse, og vil derfor have en alt for høj ydelse i forhold til det aktuelle elforbrug i bygningen. For at nyttiggøre den overskydende el time for time kan ejerne eventuelt installere batterier og varmelagre. Selv med energilagring vil der dog ofte være et betydeligt overløb af el i sommermånederne fra så store anlæg. (Man kan evt. tjekke økonomien med beregningsprogram).

I modsætning hertil bliver der i dag ofte installeret ganske små solcelleanlæg med henblik på billigst muligt at få godkendt nybyggeri efter de seneste energirammekrav. Disse tagflader er derfor til dels "besat" og vil næppe blive ændret, før taget alligevel skal skiftes. Ved at tilpasse forbruget samt installere energilagring, vil man økonomisk set kunne forsvare et større solcelleanlæg end ellers, og derved i bedste fald kunne nyttiggøre tagfladen fuldt ud. Dette vil ofte være arkitektonisk fordelagtigt.

I fremtiden, med flere elbiler i villakvartererne, vil større solcelleanlæg desuden kunne give et bidrag til transportsektoren, enten i netunderstøttende vehicle-to-grid (V2G) løsninger, (hvor el fra batteriet kan bruges enten i egen husholdning eller sendes på nettet) eller blot som ekstra mulighed for PV-egetforbrug.

10.2. Tekniske krav:

Batterier

AC koblede batterisystemer kan umiddelbart kobles ind, hvis de tilhørende invertere opfylder krav ihht. Teknisk Forskrift 3.3.1 for batterianlæg og kan komme på positivlisten hos Dansk Energi.

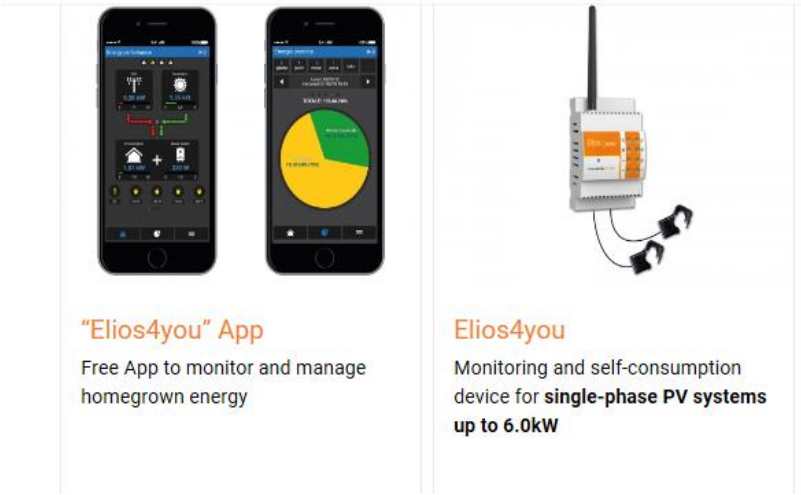
DC koblede batterier kan kun bruges, hvis solcelleinverteren er forberedt for dette (hybrid-inverter). Ellers må man købe en ny hybrid-inverter med indbygget eller tilkoblet batteri. I vores forsøgsanlæg var de gamle invertere ikke af hybridtypen.

Termisk lagring

Termisk lagring i tunge gulve: For at udnytte dette i praksis, er det vigtigt, at temperaturen kan få lov til at stige over det normale driftspunkt. Ved eloverskud skal man derfor kunne åbne fuldt for alle termostatventiler og hæve fremløbstemperaturen i en periode. Herefter skal systemet tilbage i normal drift eller eventuelt slukkes for at undgå overophedning. Dette vil kræve et mindre fagmæssigt indgreb i varmeanlæggets styring. Det vil være meget individuelt, hvordan indeklimaet bliver påvirket af fluktuationer i fremløbstemperaturen, her må man prøve sig frem. Visse trægulve kan være følsomme over for høj temperatur, så der skal altid etableres en øvre temperatursikring.

Kommunikation med elnettet

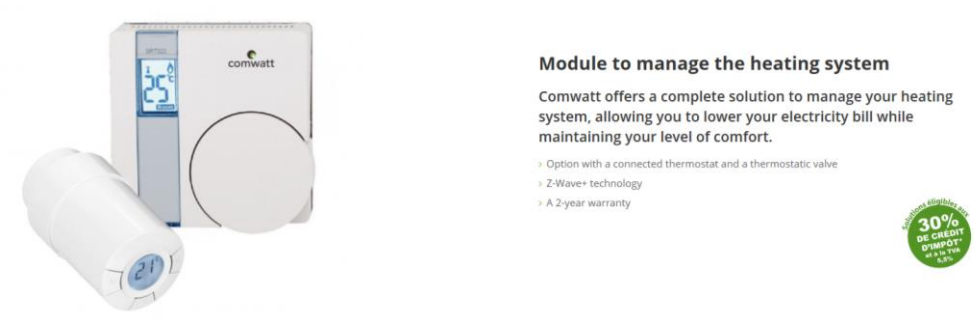
De fleste markedsførte "egetforbrugssystemer" kræver, at der installeres en ekstra elmåler, som kan registrere ind- og udgående el, og herudfra fortælle om batteriet skal oplades eller aflades. I princippet er denne information allerede til rådighed fra de nye fjernaflæste elmålere med tovejs-måling, men forbrugeren har sjældent direkte adgang. Visse netselskaber tager sig endog meget højt betalt for denne adgang til data. Den billigste, men mindre nøjagtige, løsning er derfor clamp-on strømtænger, som sættes på hovedkablet i eltavlen og som derved kan måle strømretningen.



Figur 39 Energivagt med strømtænger på eltavlens hovedledning.

https://www.astrelgroup.com/en/4-noks_news-en/thermal-storage-the-greenest-way-to-boost-pv-self-consumption/

Nogle producenter har allerede markedsført en fuldt integreret PV løsning med varmestyring. Det er formentlig bare et spørgsmål om tid, før disse dukker op i større omfang på det danske marked.

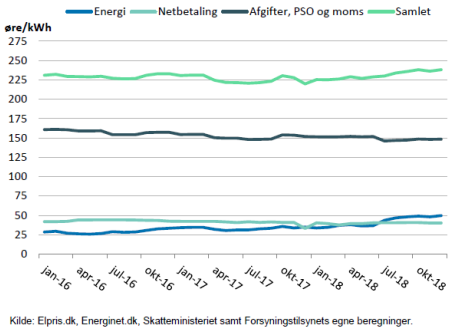


Figur 40 Termostatventil med fjernstyring beregnet til solcelleejere. https://www.com-watt.com/

10.3. Brugerøkonomi

For at få det fleksible elforbrug sat i gang hos den enkelte forbruger skal der være en økonomisk gulerod. Enkelte netselskaber er allerede begyndt at differentiere nettariffen, altså den del af elregningen, der omhandler transporten. Radius og Konstant har f.eks. indført spidslastbetaling i vinterhalvåret fra kl. 17-20 (se skema).

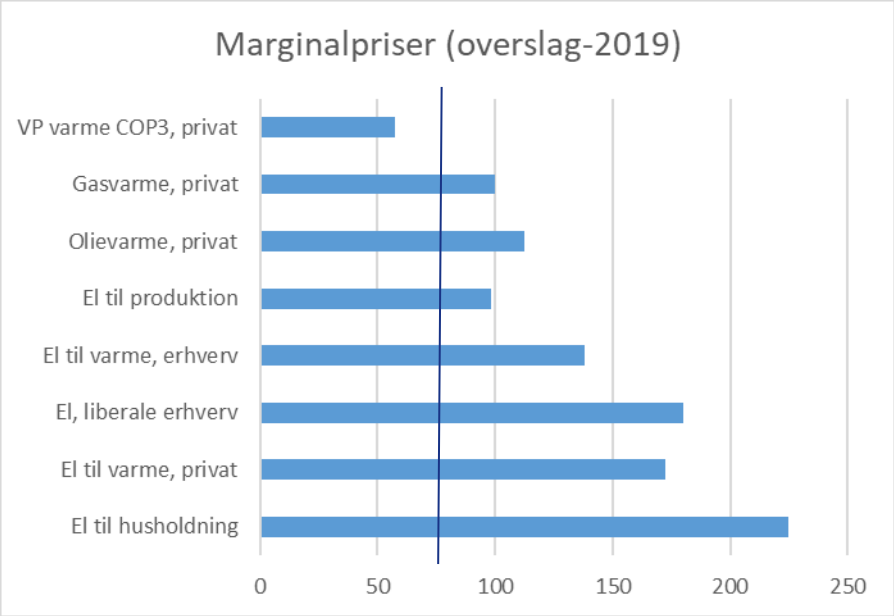
Aktuelle Priser (Øre/kWh)	Skabelon	Timetarif Lavlast	Timetarif Spidslast
Transport af el (nettarif)*	30,01	25,89	66,80
Elafgift**	88,40	88,40	88,40
Pris/kWh uden moms	**118,41**	**114,29**	**155,20**
Moms 25%	29,60	28,57	38,80
Pris/kWh med moms	**148,01**	**142,86**	**194,00**



Figur 41 Variabel nettarif hos Radius, marts 2019. Til højre elprisudviklingen generelt.

Så længe elafgiften ikke er tilsvarende differentieret, er der kun et beskedent økonomisk incitament på 50 øre/kWh til at skifte adfærd. Anderledes er det, hvis man er egenproducent af vedvarende energi, og valget står mellem at sælge sine overskydende kWh til markedspris eller bruge dem selv, evt. efter at have lagret dem først. Alt efter hvilken energiydelse, der fortrænges, vil det give en betydelig større gevinst. For eksempel 225(fuld elpris)-30(markedspris) = 195 øre forskel for husholdningsel.

I fremtiden vil der måske også blive indført betaling for den maksimale effekt (ind og ud) og ikke kun mængden af energi (markedsmodel 3.0). At minimere husets maksimal-effekt vil kræve energifleksibilitet. Det er denne energifleksibilitet, der er drivkraften i det aktuelle projekt.



Figur 42 Omtrentlige energipriser med moms og alle afgifter.

Den gennemsnitlige elpris i form af Levelized Cost of Energy (LCOE) fra et større husstandssolcelleanlæg uden batteri ligger i dag på 60-80 øre/kWh, og markedsprisen for el til eksport ligger på 25-35 øre. Alle de viste anvendelser af overskudsstrøm er derfor som udgangspunkt privatøkonomisk rentable. (Undtagen hvis man laver direkte elvarme fra solceller som fortrænger varme fra eldrevet varmepumpe, se øverst)

11. Anbefalinger

Projektet har vist, at det er i praksis forbundet med store vanskeligheder at bruge forskellige fabrikater til smart-grid løsninger på det nuværende udviklingsstadie. Systemerne bør derfor integreres, testes og installeres af samme leverandør for ikke at give unødig ærgrelse for potentielle kunder, som det er i dag.

Trods nedskalering af batteri-inverteren er den stadig for stor i lange perioder, og tomgangstabet fylder for meget. Man kan derfor overveje at finde en endnu mindre, eller bruge flere i master/slave konfiguration. Alternativt må den lille grundlast købes fra nettet, således at inverteren først starter ved en betydelig tærskelværdi, eksempelvis 100 W. Måske kunne man dele op i en lille inverter tilpasset forbrugsmønsteret og en stor lader tilpasset solcelleanlægget, eventuelt koblet direkte til DC kredsen. Det ville spare tabet i den "normale" solcelleinverter. Det er dog en udfordring, at der (så vidt vides) ikke findes meget små netinvertere til batteri, de er derimod designet til solcellemoduler og har typisk 250-500W nominel effekt. Da de er designet til regulering af solcellespændingen (maximum power point tracking), kan de ikke umiddelbart kobles til et batteri.

12. English summary

Self-consumption of PV electricity in single-family house with battery and heat pump

At Danish Technological Institute (DTI) a combined energy plant consisting of solar cells (PV), battery storage, heat pumps for domestic water and for heating the house through floor heating has been built and tested. The project is supported by ELFORSK, and the participants are - besides Danish Technological Institute - Lithium Balance, which has supplied batteries, and Nilan A / S, which has supplied the heat pump

A high rate of self-consumption of electricity is key for PV owners in many countries, and this has kick-started a new market for energy storage in households, most frequently batteries. Even though batteries are becoming cheaper, they cannot beat simple thermal storage in water tanks or in concrete floors of buildings. The heating installations and constructions are there anyway, so why not use them as almost free storage capacity.

Project objectives

It is the overall objective to design a versatile combined energy system for houses with combined PV (solar cells), battery-system, heat pump installations and thermal storage.

The purpose is thus to investigate how the operation of such a combined energy system must be designed to achieve the best efficiency and at the same time ensure that as much electricity as possible is used in the house. The main idea is that the overall efficiency can be increased by adapting the power electronics and the heat pump control. By linking heat pump and battery as electrical storage for solar cells, and controlling energy flows, the most inefficient operating conditions of both storage modes should be avoided. In practice, this means charging and discharging with a certain minimum power to minimize the losses.

Another important purpose was to prepare a user-friendly design and calculation tool for use by planners, installers and homeowners with some technical insight. The tool is able to calculate the annual energy balance and economic value of electrical and thermal energy storage in connection with solar power plants. The program can be used for preliminary sizing of solar PV systems, batteries and heat pump with associated storage.

Finally, heat pump manufacturer Nilan has developed a new (SG (smart grid) ready) control system and buffer tank, which was tested in the project and Lithium Balance has tested a new battery management system.

The project

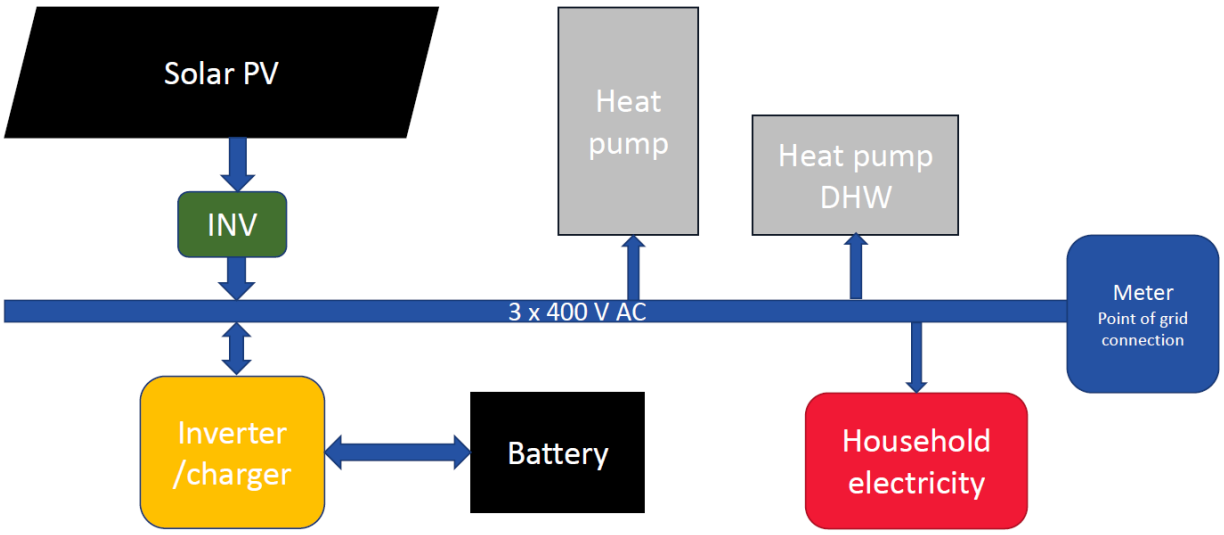
DTI has installed and monitored a system consisting of PV plant, heat pump and battery with SMA Sunny Island inverter in a house with floor heating. The project shows how such an installation can be realized in practice, using available standard components and control software. There have been many hurdles – some of them have been solved – and all of them have given practical experience when going from desktop planning to a functioning and user-friendly installation.

How it works

The solar electricity primarily covers ordinary household electricity and electricity for heat pumps, then the battery is charged and finally power is exported to the grid when heat pump storage and the batteries are fully charged. The battery discharges in order to cover all needs in the house - typically in the peak-hours in the afternoon. Only when the battery is discharged, or the power exceeds the capacity of the battery inverter, power is purchased from the grid.

The heat pump has a buffer tank, so that the installation can contain more energy than usual, and the house has a relatively heavy concrete floor, which is also used as a buffer by increasing the temperature of the floor heating system when excess PV power is available. The control of the components' interaction and operating mode is realized via the inverter manufacturer's internet-based portal.

Through the seasons with large variations in the outdoor climate, data on energy flows has been collected periodically over the course of a year, and knowledge is gained about how much self-consumption of solar PV electricity can be increased by means of battery and heat pumps, and which storage efficiency can be achieved. In this context, there was a thorough work with, among other things, controlling the battery, and in particular getting the control from the battery inverter to the heat pump to function as smartly as possible.



In the best operating periods, 77% total efficiency has been measured for the battery system. The losses are partly due to the own consumption of the battery's own consumption for the BMS system, the loss of the cells, ohmic losses and loss in the inverter.

The heat pump is "Smart Grid Ready" and is controlled by Wi-Fi signals from a cloud-based monitoring and control platform.

Regarding thermal energy storage in the floor, it was a problem that the heating system was built up with two mixing circuits (shunt valves), and that the room thermostats set a limit when water circulates in the floor heating. This makes economical operation of the heat pump and the potential energy storage difficult. After deactivation of shunt circuits and full opening of thermostats, the system worked well but with some fluctuation of the room temperature. There is therefore a need for a more intelligent coupling between the room temperature control and the heat pump's control system (incl. Smart grid).

Results achieved

The main results of the project can be summarized as follows:

• We have built a functioning advanced energy system which combines solar PV, battery, heat pump and heat storage in a home.

• We have demonstrated state-of-the art within IoT (control through the Internet) for the home's energy management.

• In order to optimize the utilization of solar electricity production, we have conducted experiments to raise the temperature of both heat pump vessels during periods of the day so that it could absorb more solar energy. Also, attempts have been made to show in which periods the heat pump could be switched off.

• The storage potential of the heat pump by raising the temperature 10 degrees C is approx. 5 kWh, and with the included efficiency from the heat pump this corresponds to approx. 2 kWh of electricity. In addition, there is a storage potential in the concrete floor of approx. 45 kWh - equivalent to 15 - 20 kWh of solar cell electricity.

• Total efficiency of charging and discharging the battery system varies from 66% to 77% month by month depending on load. Charging and discharging at low power results in high losses. The efficiency can therefore be increased by raising the power limit for charging / discharging (and ensuring that inverter idling is avoided).

• The same amount of energy (primary electricity) can be stored in the tested battery as in the heat storage system of the heat pump system.

• Storage in an electrically heated water heater is still (one of the) most economical storage options, as there is also a need for hot water in the summer.

• Storage in thermal storage using floor heating works well during the heating season, but it is required that the mixing circuits are switched off and the room thermostats are opened completely. Therefore, there is a need for more intelligent coupling between the housing temperature control and the heat pump control system. In a newly started EUDP project (OPSYS2) this challenge will be addressed.

• In the project, a user-friendly spreadsheet has been prepared for calculating energy flows and the economic saving of the various storage measures. Through the use of the calculator with current consumption and prices for electricity, solar cells, batteries and heat pumps, the project can be assessed – concerning as well energy as economy.

• The largest savings are obtained from the PV plant itself, by displacing grid electricity. There is a further saving by investing in battery and / or heat storage up to a certain limit, which can typically double the self-consumption of PV power.

• If you already have a heat pump with thermal buffer, this is a good storage option as it is only a matter of changing the control to make its electricity consumption flexible.

• A simple design tool for combined battery storage and thermal storage has been developed.

The main practical experience is:

• It is not easy for an advisor / installer to design a system with PV, batteries and / or heat pumps, as it is often difficult to make different components communicate.

Therefore:

• Select components from the same company - or components that can communicate for sure. The system should be integrated, tested and installed by the same installer.

• Select components from companies with technical customer support.

• Choose a battery inverter that is relatively small compared to the PV system. Alternatively, the relatively small base load must be purchased from the electrical grid.

The project shows that the consumption pattern is of paramount importance when planning a control and storage system, and that energy losses are substantial if care is not taken in the design phase. Other important results are that ordinary concrete floor heating systems can store a large amount of energy without major fluctuation in room temperature.

The project shows opportunities – such as using the battery-storage for external energy – (e.g. wind power or hydro) – and barriers such as efficiency and noise, difficulties for users.

Also, the economic perspective is considered – mainly in the spreadsheet (calculation programme) for evaluation of energy storage in connection with solar PV systems. As a consumer or RE-installer / dealer, it is of great value to be able to test different scenarios before deciding on a specific plant size and structure. For example, a light building and a heavy building will have different options for integrating thermal energy storage.

13. Formidlingsaktiviteter

Formidlingsaktiviteter –indlæg, fremvisninger mm:

16.01.2018: Præsentation og fremvisning af projektet for firmaet Suntherm.

7.03.2018. Danish Battery Society Symposium 2018, Teknologisk Institut, Taastrup. *Forsøgsopstillingen blev præsenteret for deltagerne af symposiet.*

11.06.2018. Videncenter for Energibesparelser i Bygninger, netværksdagen 2018, *Indlæg om projektet for 60 brugere af Videncentret: Installatører, tømrere, rådgivere.*

Efterår 2018: Fremvisning og præsentation af projektet til Uddannelses- og forskningsminister Søren Pind og Sofie Carsten Nielsen, medlem af Folketinget for Radikale Venstre;

Kurset "Batterier til solceller". Præsentation af projektet for installatører, rådgivere m.fl.

Fremvisning og præsentation af projektet til Innovations-direktør Lars Enevoldsen, Grundfos;

Fremvisning og præsentation af projektet til Produkt-chef Gavin Arthur Green, Ørsted;

25.09.2018 Indeklimaets Temadag. *Rundvisning af ca. 50 deltagere. Herunder besigtigelse af Solcelleanlæg-batteri-varmepumpe-opstilling.*

21.09.2018. Slovensk udviklingsteam fra projektet "Kapton Panel" besigtigede og hørte om solcelle-batteri-varmepumpeprojektet.

3.10.2018. Studiebesøg af en Estisk delegation på 10 personer fra "Advanced Technology Group" samt repræsentanter for GTS-sammenslutningen.

12.10.2018. Fortælle om og vise elever (El-installatør og VVS) fra Frederiksberg Tekniske skole Solcelle-Batteri-varmepumpeprojektet.

31.10.2018. Batterikursus Fremvisning og forklaring af forsøgsopstilling.

31.10 og 1.11.2018 Building Green, Forum. Fortælle interesserede deltagere om batteri-varmepumpeprojektet og udlevere rapporten til interesserede.

29.11.2018. Temadag om avanceret energilagring. Teknologisk Institut, Aarhus: *Udnyttelse af solcelle-el i enfamiliehus- Foreløbige resultater*

Marts 2019. International Renewable Energy Storage Conference 2019, Tyskland: *Combined Thermal and Electrical PV Storage in Households – experience and measurement results*

22.03.2019. Præsentation og fremvisning af projektet for en delegation fra Rockwool.

26.03.2019Energivejleder ajourføringskursus, Teknologisk Institut, Århus. *Præsentation af projektets resultater og anbefalinger.*

28. marts 2019. Energivejleder ajourføringskursus, Teknologisk Institut, Taastrup. *Præsentation af projektets resultater og anbefalinger.*

Derudover har Lithium balance fortalt om projektet i en række generelle præsentationer om Lithium Ion batterier.

Også Nilan har omtalt projektet i forskellige sammenhænge.

Link til projektets hjemmeside (inkl. forrige ELFORSK projekt):

https://www.teknologisk.dk/40692

Udnyttelse af sol-celle-elektricitet i batterier og varmepumpe i énfamiliehus
Projektet er støttet af Elforsk
ELFORSK
udført af Teknologisk Institut
Lithium Balance
Nilan A/S
NILAN
Husholdnings forbrug ~ 4.000 kWh
Solceller ~ 3,5 kW eller 7 kW DC= 350 Volt
El-nettet ~ 400 V AC
6 kW Varmepumpe til rumvarme (250 liter buffer) og brugsvand (180 liter)
Rumvarme 10.000 kWh
Sunny Island 3.0 Lader og inverter
Li-ion batteri 48 V 4,8 kWh
Varme vand ~ 2.000 kWh årligt
Produktion fra solceller
Varmepumpe forbrug
Hushold-ningsfor brug
El-køb
Lagring på batteri
El-salg
Forbrug fra batteri
8000
6000
4000
2000
0
-2000
-4000
-6000
-8000
11-04-2018 00:00
11-04-2018 06:00
11-04-2018 12:00
11-04-2018 18:00
12-04-2018 00:00
Tid

14. Teknisk dokumentation

Teknisk dokumentation, SMA Home Manager

Innovative

- Energy manager with integrated measuring device
- Consumption analysis of individual loads
- Optimized battery charging in SMA storage systems

Easy to Use

- Quick plug-and-play installation
- Overview of all relevant appliances, PV generation and battery systems
- Use energy more efficiently and reduce electricity costs

Transparent

- Energy balance and load data shown in interactive diagrams
- Integrated weather and PV forecast data
- PV system monitoring via Sunny Portal and Sunny Places

Flexible

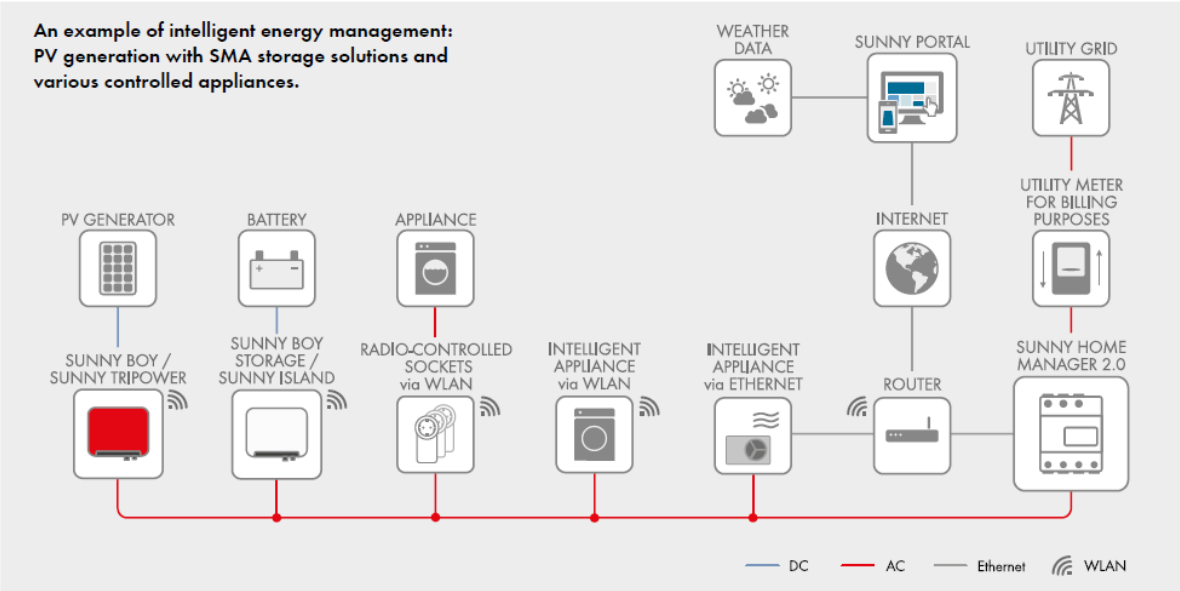
- Appliance connection via standard protocols and compatible radio-controlled sockets
- For compatible devices, such as heat pumps, electric vehicles and other household appliances, go to www.sma-solar.com

SUNNY HOME MANAGER 2.0

The control center for smart energy management

The Sunny Home Manager 2.0 is SMA's intelligent energy manager and enables the most efficient use of solar energy in the home. It optimizes PV self-consumption and significantly reduces electricity costs. To do this, it measures the power of PV generation, purchased electricity as well as grid feed-in, and gives an overview of all relevant energy flows in the household. By means of local PV generation forecasts and the measured household consumption profile, the self-learning device prompts the user with energy-related action recommendations. Operation of the controlled appliances is coordinated in a way to optimize the use of self-generated solar energy.

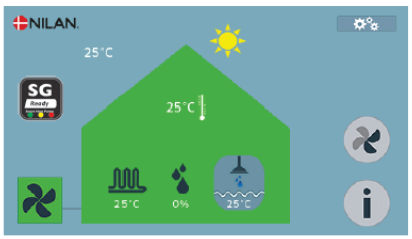
The path to intelligent energy management is quite easy. Simply install the Sunny Home Manager 2.0 at the grid connection point, connect it to the internet router using an Ethernet cable, then register the PV system in Sunny Portal or Sunny Places free of charge and join more than 30,000 systems already installed worldwide in benefiting from greater energy efficiency.



Technical Data	Sunny Home Manager 2.0
Energy Manager	
Connection to the local router	via Ethernet cable (10/100 Mbit/s, RJ45 plug)
Connection of SMA PV inverters and battery systems	Ethernet or WLAN via local router
Connection of appliances for energy management For examples of applications for appliance connection and controls, see technical information on the Sunny Home Manager 2.0 product page at www.sma-solar.com	a. Direct data connection (EEBUS, SEMP) (e.g., intelligent heat pumps, electric car charging stations, heating elements, household appliances, etc.) b. WLAN EDIMAX SP-2101W radio-controlled socket (available via the online shop) (on/off controls for household devices of up to 12 A of power)
Integrated Measuring Device	
Measurement accuracy, measuring cycle	1%, 1000 ms
Standard application	Measurement of purchased electricity and grid feed-in at the grid connection point
Alternative application	a. Measurement of PV generation power b. Measurement inactive (L1, N, network)

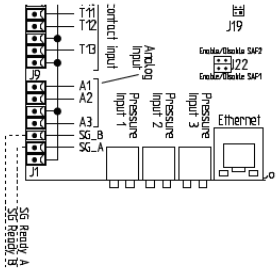
Teknisk dokumentation, Nilan SG styring

Frontpage



When the Smart Grid function is activated, the Smart Grid logo must be shown on the front page.

Small dots indicate the state of Smart Grid.



The external signal for Smart Grid is connected onto the board for Compact P.

It is one and the same input for both Compact P and GEO/AIR

By Smart Grid operation 1 following happens:

- The hotwater production by Compact P in the DHW tank continues
- The central heating by GEO or AIR stops. If a SHW water tank is connected, the hot water in the SHW tank will not be heaten.

By Smart Grid operation 2 following happens:

- Normal operation

By Smart Grid operation 3 following happens:

- The hot water production by Compact P in the DHW tank operate as written under Compact P

- The supply flow temperature for the central heating is risen according to the setting between 0 and 10 °C
- If electric heater is choosen, is helps heating up to "New set point central heating" till it is achieved

> Set point flow temperature (°C) + Raise central heating temperature (°C) = "New set point central heating"
>
> When heating after "New set point central heating" it is not allowed to get warmer as Maximum supply temperature (°C)
>
> When Maximum supply temperature (°C) is achieved heat pump and electric supplement heater stops

NB! If a SHW tank is connected, GEO or AIR give hot water has highest priority, and heat up the SHW tank.

By Smart Grid operation 4 following happens:

- The hot water production by Compact P in the DHW tank operate as written under Compact P

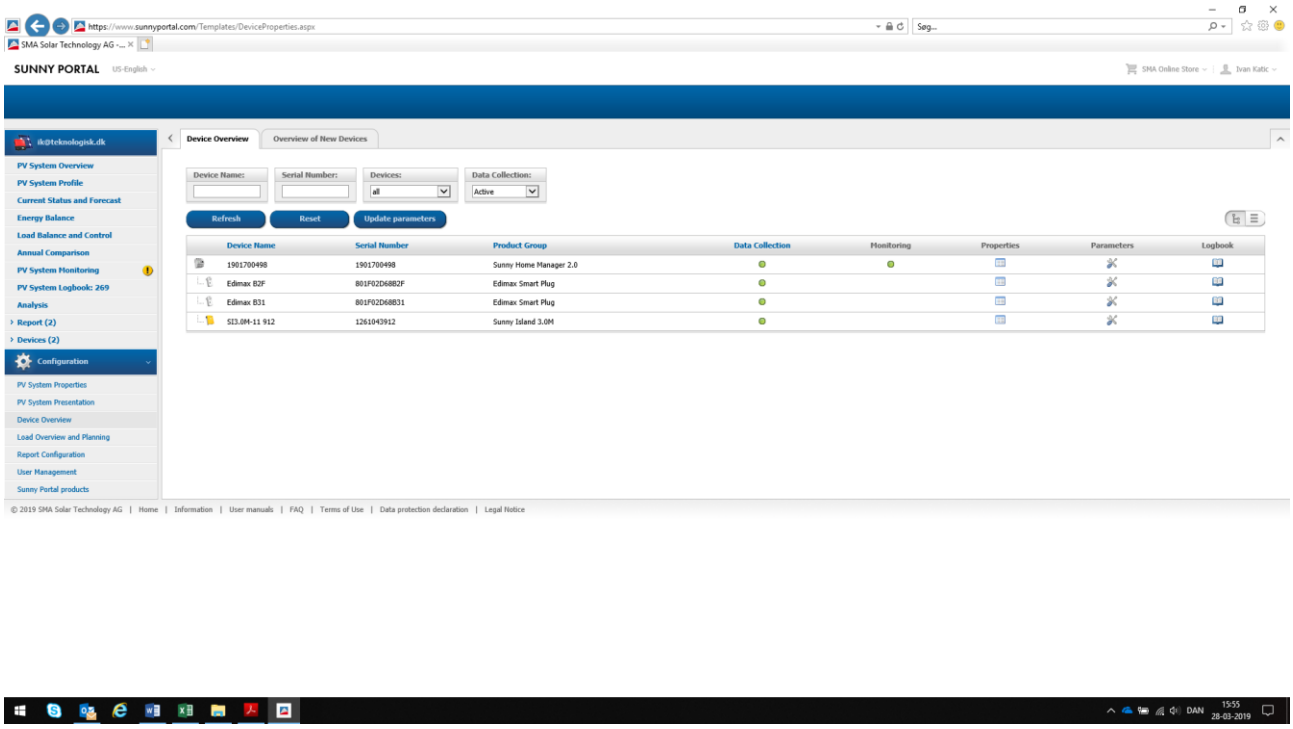
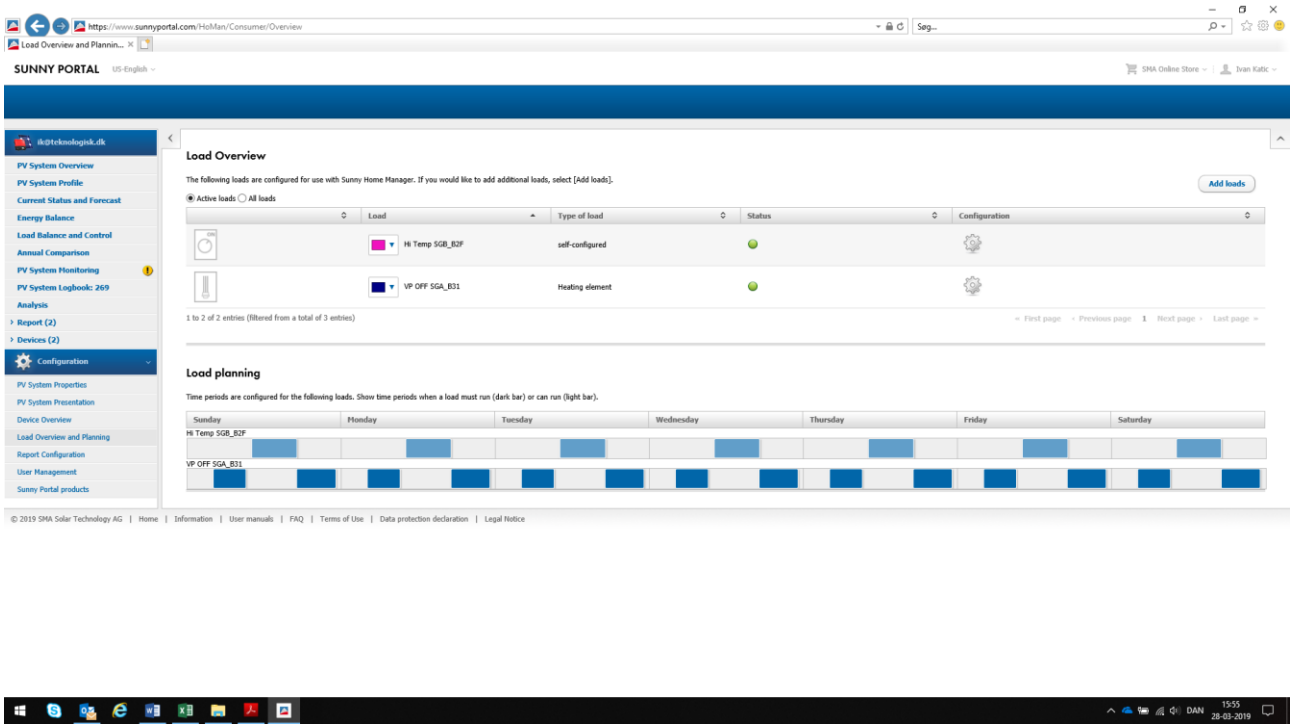
- The supply flow temperature for the central is risen according to the setting between 1 and 10 °C
- The electric heater helps heating up to "New set point central heating" till it is achieved

> Set point flow temperature (°C) + Raise central heating temperature (°C) = "New set point central heating"
>
> When heating after "New set point central heating" it is not allowed to get warmer as Maximum supply temperature (°C)
>
> When Maximum supply temperature (°C) is achieved heat pump and electric supplement heater stops

NB! If a SHW tank is connected, GEO or AIR give hot water has highest priority, and heat up the SHW tank.

SunnyPortal

Komponenter:



Programmering af WiFi kontakter: