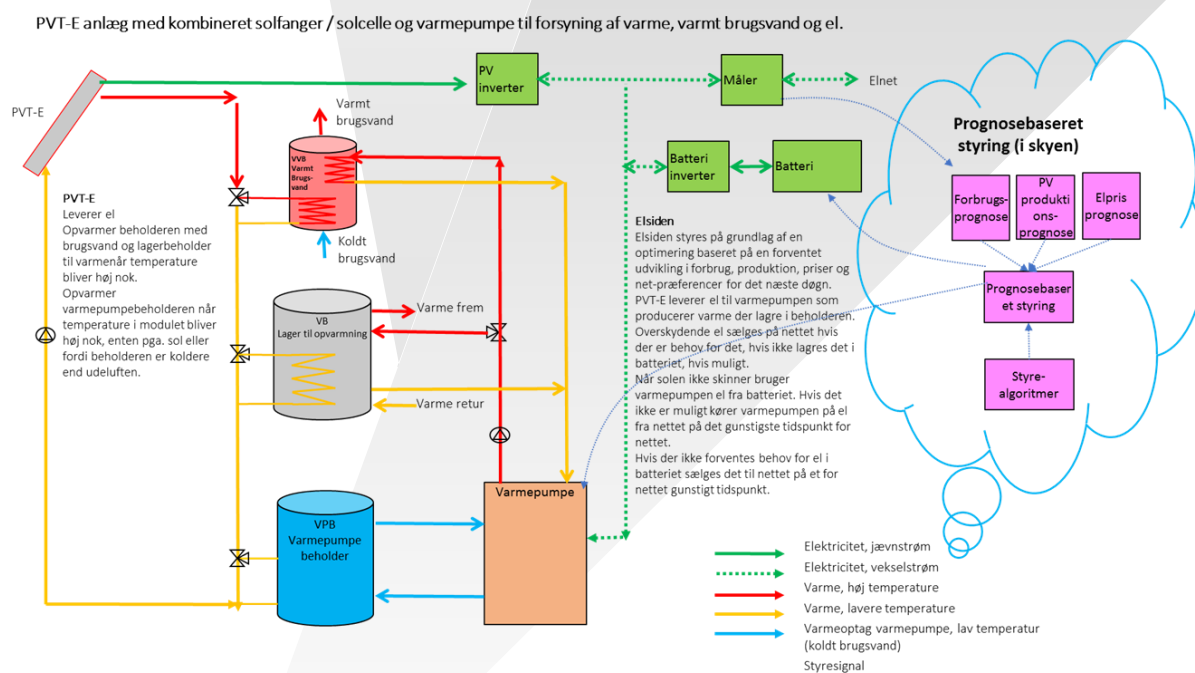


BIPVT-E¹: UDVIKLING AF STYRINGSSTRATEGI TIL FLEKSIBELT ENERGIPRODUKTIONSANLÆG MED SOLCELLER, SOLVARME, VARMEPUMPE, ENERGIABSORBER OG BATTERILAGER

SLUTRAPPORT



¹ Building Integrated Photo Voltaics Thermal – Energy absorber

AUGUST 2018
ELFORSK PROJEKT 349-054

BIPVT-E: UDVIKLING AF STYRINGSSTRATEGI TIL FLEKSIBELT ENERGIPRODUKTIONSANLÆG MED SOLCELLER, SOLVARME, VARMEPUMPE, ENERGIABSORBER OG BATTERILAGER

SLUTRAPPORT

PROJEKTNR.

A088537

DOKUMENTNR.

A088537-001

VERSION

1

UDGIVELSESDATO

31. august 2018

BESKRIVELSE

UDARBEJDET

Steen Hartvig, Pe-
der Backer, SEM

KONTROLLERET

MGCH

GODKENDT

SEM

INDHOLD

0	Indledning	7
1	Sammendrag	9
2	Short summary in English	12
3	Anlægskoncept	15
3.1	Hybridanlægget	15
3.2	PVT-E anlægget	17
4	Styring af batteriet	21
4.1	Simpel styring af batteriet ud fra øjebliksværdier	21
4.2	Prognosebaseret styring	24
5	Pilotanlægget på Lokes Plads i Stenløse	28
6	Anlægsanalyse med PVT-BAT - Eksempler på anlæg	35
6.1	Eksempel 1: Pilotanlægget Lokes Plads	35
6.2	Eksempel 2: PVT-E anlæg med elbil	50

BILAG

Bilag A	PVT-BAT, dimensioneringsværktøj	55
A.1	Introduktion	55
A.2	Program opstart	56
A.3	Funktionsbeskrivelse	57
A.4	Oversigt over ark	61

A.5	Praktisk vejledning til at komme i gang	62
A.6	Forklaring til skærbilleder	74
Bilag B	Prognosebaseret styring – matematik	77
B.1	Matematisk beskrivelse	77
B.2	Prognosemodeller	78
Bilag C	Litteraturliste	79

0 Indledning

Denne slutrapport er den endelige afrapportering af ELFORSK-projekt 349-054 "BIPVT-E: Udvikling af styringsstrategi til fleksibelt energiproduktionsanlæg med solceller, solvarme, varmepumpe, energiabsorber og batterilager". BIPVT-E står for Bygnings Integreret PV med Termisk absorber, der også anvendes til Energiabsorber). Efter aftale med ELFORSK-teamet i efteråret 2016 blev de skønnede udgifter til etablering af et fysisk demonstrationsanlæg trukket ud af projektet, så ELFORSK-støtten alene dækker videreudvikling af beregningsværktøjet PV-BAT til PVT-BAT og den tilknyttede prognosebaserede styring med supplerende opgaver.

I forlængelse af bevillingen fra ELFORSK har projektgruppen i samarbejde med boligadministrationselskabet KAB opnået et økonomisk tilskud fra Boligselskabernes Landsbygefond til etablering af et fysisk pilotanlæg i Stenløse, hvor driften af BIPVT-E kan demonstreres. Støtten fra Landsbygefonden indebærer, at beboerne alene skal betale ca. halvdelen af den løbende ydelse på realkreditlån.

Et BIPVT-E anlæg er designet til at dække hele varmekonsumet i en enfamiliebolig og op til ca. halvdelen af elforbruget på årsbasis. BIPVT-E gør det muligt at konvertere varmekonsum med fossile brændsler som olie og naturgas til solenergi og el, der kan baseres på CO₂-neutral produktion. Projektgruppen vurderer på den baggrund, at BIPVT-E anlæg har et stort potentiale til at levere CO₂-reduktion til gavn for de nationale danske forpligtelser til at reducere CO₂-udledningen inden for boliger, transport og landbrug. Ifølge EU's fordelingsnøgle skal den danske CO₂-udledning i disse sektorer i alt reduceres med mindst 39% i perioden 1990-2030.

I et EUDP-projekt, der blev bevilget i 2017, har partnere fra projektgruppen i samarbejde med bl.a. det lokale multiforsyningsselskab Bornholms Energi og Forsyning (BEOF) fået mulighed for at etablere et parallelt pilotanlæg i en olie-forsynet ejerbolig i den bornholmske landsby Arnager. Dette supplerer anlægget i Stenløse hvor PVT-E anlægget erstatter et gasfyr.

Projekt 349-054 er gennemført i en projektgruppe med COWI som projektleder og ansvarlig for videreudvikling af PV-BAT til PVT-BAT, RACELL som leverandør af PVT-E moduler, DTU Compute som udvikler af den prognosebaserede styring,

Rubrik til at varetage beboerkontakt og formidling, Vandkunsten som har sikret en tilfredsstillende arkitektonisk indpasning af pilotanlægget og KAB på vegne af den lokale boligforening Stenløse-Ølstykke Boligforening.

Værktøjet PVT-BAT kan downloades på Elforsk hjemmeside www.elforsk.dk, eller fås ved henvendelse til COWI, Svend Erik Mikkelsen, sem@cowi.com.

På grund af problemer med levering af nøglekomponenter til PVT-modulerne fra udenlandske underleverandører blev pilotanlægget på Lokes Plads først sat i drift i løbet af sommeren 2018. Færdiggørelsen af projektet er på den baggrund blevet forsinket et halvt år.

Driften af BIPVT-E anlægget vil blive dokumenteret gennem et 1-årigt måleprogram, der har opnået projektstøtte fra ELFORSK (projekt 350-022, "Måleprogram og optimering af ny type energianlæg til enfamiliehuse"). I dette projekt vil BIPVT-E anlæggets styring også blive optimeret efter de konkrete driftserfaringer.

Slutrapporten er udformet i en gruppe, der består af projektleder Svend Erik Mikkelsen fra COWI, Steen Hartvig Jacobsen fra Rubrik samt Henrik Madsen, Peder Bacher og Rune Grønberg fra DTU Compute.

Disclaimer

Projektgruppen påtager sig intet ansvar for den videre anvendelse af projektets resultater og af værktøjet, som helhed eller i uddrag, ligesom der tages forbehold for eventuelle fejl og mangler i værktøjet.

København, august 2018.

1 Sammendrag

En projektgruppe med COWI som projektleder og deltagelse af RACELL, DTU Compute, Rubrik, Vandkunsten og KAB har afsluttet ELFORSK-projekt 349-054 "BIPVT-E: Udvikling af styringsstrategi til fleksibelt energiproduktionsanlæg med solceller, solvarme, varmepumpe, energiabsorber og batterilager", efter at et pilotanlæg med det første BIPVT-E anlæg er idriftsat i Stenløse.

ELFORSK-programmet har med dette projekt støttet arbejdet med at dimensionere og beregne anlæggets driftsøkonomi og beboerøkonomiske konsekvenser. COWI har i samarbejde med PVT-E leverandøren RACELL dimensioneret anlægget, der består af en helt ny tagkonstruktion med el- og varmeproducerende tagmoduler. På grundlag af dette dimensioneringsarbejde har COWI desuden videreudviklet beregningsværktøjet PV-BAT til PVT-BAT, der er opbygget, så det også kan regne på en boligs varmebehov og optimering af BIPVT-E anlæggets varmepumpedrift. PVT-BAT er tilgængelig i en open source version på projektets del af ELFORSK-programmets hjemmeside www.elforsk.dk. Søg i projektdatabasen under programnummer 349-054.

DTU Compute har i projektet udviklet en prognosebaseret styring, der skal sikre, at anlæggets drift optimeres i forhold til elforbruget, elsystemets behov, priser på el, samt produktion af solenergi. Rubrik har bidraget til de beboerøkonomiske konsekvensberegninger og haft ansvaret for beboerkontakt og formidling. Vandkunsten har bidraget med visualiseringer og rådgivet om arkitektonisk indpassning af den nye tagkonstruktion. KAB har som administrator for Stenløse-Ølstykke Boligforening sikret projektets forankring i den lokale beboerdemokratiske organisation og samspillet med det sideløbende demonstrationsprojekt, der er blevet støttet af Boligselskabernes Landsbyggefond.

Undervejs i projektet har det vist sig, at det har været forbundet med store tekniske udfordringer at få installeret det nyudviklede energiproducerende anlæg. Pilotanlægget i Stengården, afd. 8 er det første BIPVT-E anlæg, der er sat i kommerciel drift. Af hensyn til projektets tidsplan, der i forvejen var presset af forsinkede leverancer af nøglekomponenter, har det ikke været muligt at opnå Energistyrelsens godkendelse af nettoafregning for egetforbruget af BIPVT-E anlæggets elproduktion. Det er derfor i første omgang anmeldt som et markanlæg, hvis samlede elproduktion skal afsættes til elnettet, mens hele værtsfamiliens elforbrug skal købes hos en elhandler med fuld betaling af tariffer og skatter. Erfaringerne fra etablering af pilotanlægget er omtalt i kapitel 5.

Udviklingsopgaven i projekt 349-054 bliver fulgt op af et yderligere ELFORSK-projekt 350-022 "Måleprogram og optimering af ny type energianlæg til enfamiliehuse med varmepumpe og batterilager", hvor BIPVT-E pilotanlæggets drift skal dokumenteres, ligesom det driftsmæssige samspil mellem anlæggets komponenter og den tilknyttede prognosebaserede styring optimeres. Som en del af driftsanalyserne vil pilotanlæggets drift blive beboerøkonomisk simuleret, som om der var opnået nettoafregning, for at skabe viden til brug for beslutningsprocessen blandt beboerne i boligafdelingen. Resultaterne vil blive udnyttet i et egentligt demonstrationsprojekt, der ligeledes støttes af Boligselskabernes

Landsbyggefond, hvis beboerne i Stengården, afd. 8 i foråret 2019 beslutter at etablere anlægget i alle boligafdelingens 43 boliger.

Projektgruppens beregninger af de beboerøkonomiske konsekvenser ved at etablere BIPVT-E anlæg i stedet for en teknologineutral (eller konventionel) udskiftning af tag og gasfyr vidner om, at det vil være mere fordelagtigt for beboerne at vælge BIPVT-E alternativet. Beboernes samlede betaling af husleje, varme og el bliver lavere med BIPVT-E, end hvis de foretrækker det teknologineutrale alternativ. Med det aktuelle omkostningsniveau er ydelsestilskud fra Landsbyggefonden dog en forudsætning for at gøre BIPVT-E til det attraktive valg.

I projektet er der med udgangspunkt i pilotanlægget regnet på nogle eksempler med PVT-BAT. Resultaterne heraf er gennemgået i kapitel 6. Den prognosebaserede styring er beskrevet i kapitel 4.2. En mere detaljeret beskrivelse af PVT-BAT og styringen findes i 2 bilag til sidst i rapporten.

Projektgruppen vurderer, at der er et stort energi- og klimamæssigt potentiale i BIPVT-E anlægget. Det er udviklet som et brugerøkonomisk attraktivt alternativ til de ca. 100.000 forbrugere med oliefyr og ca. 400.000 naturgasforbrugere, der ifølge de klimamæssige målsætninger skal ophøre med brug af nuværende varmforsyning senest i 2035. I de første år findes det potentielle marked for BIPVT-E primært hos boligejere og beboere i tæt/lavt byggeri med behov for tagrenovering, fordi brugerøkonomien i disse tilfælde alene skal baseres på BIPVT-E alternativets merpris i sammenligning med en traditionel tagrenovering.

Men i takt med at BIPVT-E anlægget bliver teknologisk modnet og kan produceres i større omfang, bliver det muligt at reducere etableringsomkostningerne så meget, at BIPVT-E kan blive brugerøkonomisk attraktivt for langt flere forbrugere, både i Danmark og i Europa. For yderligere at fremskynde denne effektiviseringsproces arbejder PVT-E producenten RACELL på at udvikle BIPVT-E til en fleksibel standardløsning i samarbejde med leverandører af nøglekomponenter.

Der forventes prisfald på de hovedkomponenter, der indgår i PVT-E anlægget i de kommende år. Dette vil, i sammenhæng med en teknologisk modning, kunne føre til, at sådanne anlæg bliver meget attraktive. Dette understøttes yderligere af den nye tendens til at belønne fleksible elkunder, der yderligere vil forbedre økonomien i sådanne anlæg.

Et eksempel på et anlæg med reducerede priser er præsenteret i kapitel 6.2, - "Eksempel 2: PVT-E anlæg med elbil". Eksemplet er et enfamiliehus med en elbil, der etablerer et PVT-E anlæg til forsyning af el til husholdning (4500 kWh pr. år) og til bilen (3000 kWh pr. år), samt opvarmning og varmt brugsvand. Der er den begrænsning, at der højst må købes eller sælges 3 kW, og der må ikke købes el i perioden fra kl. 17-21.

Et BIPVT-E anlæg på 100 m² (kombination af PVT og PV på hele taget), vil kunne levere dette med et køb af el på 4700 kWh pr. år og et salg på 5700 kWh, altså et overskud på 1000 kWh på årsbasis til en samlet energipris (el og varme brugt) på 90 øre/kWh. De nærmere forudsætninger fremgår af eksemplet.

Overskuddet fra et sådant anlæg ligger selvkært om sommeren og underskuddet om vinteren. Anlægget er praktisk taget selvforsynende i perioden maj til september hvor der kun sælges (og spildes) energi. Købet af el om vinteren kan så (inden for et døgn) lægges i de perioder, hvor det passer bedst til elnettet og produktion/eksport/import/central lagring af el.

2 Short summary in English

A project group with COWI as project manager and with the participation of RACELL, DTU Compute, Rubrik, Vandkunsten and KAB has completed the ELFORSK project 349-054 "BIPVT-E: Development of control strategy for a flexible energy production plant with solar cells, solar heat, heat pump, energy absorber and battery store" after a pilot plant with the first BIPVT-E plant was commissioned in Stenløse, Denmark.

With this project, the ELFORSK programme has supported the work of dimensioning and calculating the operating economy and the financial consequences for the residents. In cooperation with the PVT-E supplier RACELL, COWI dimensioned the plant, which consists of a completely new roof structure with power and heat producing roof modules. Moreover, based on this dimensioning work, COWI has further developed the calculation tool PV-BAT into PVT-BAT, which has been designed to allow for calculation of the heat demand of a dwelling and optimisation of the heat pump operation of the BIPVT-E plant. The PVT-BAT is available as an open-source version on the project's page on the ELFORSK programme home page www.elforsk.dk. Search the project database under project no. 349-054.

As part of the project, DTU Compute has developed a prognosis-based control to ensure that the operation of the plant is optimised in relation to the power consumption, the demand of the electrical system, electricity prices and the production of solar energy. Rubrik has contributed to the analysis of the financial consequences for residents and is responsible for contact to residents and for communication. Vandkunsten has contributed with visualization and has advised on the architectural incorporation of the new roof structure. As the administrator of Stenløse-Ølstykke Boligforening (housing association), KAB has ensured the integration of the project into the local residential democratic organisation and the interaction with the concurrent demonstration project, which was supported by Boligselskabernes Landsbyggefond (funding from housing associations).

During the project, it turned out that installation of the newly developed energy producing plant was associated with major technical challenges. The pilot plant at Stengården, dept. 8, is the first BIPVT-E plant put into commercial operation. Because of the project time schedule, which was already under pressure due to delayed delivery of key components, it has not been possible to obtain the Danish Energy Agency's approval of net settlement for own consumption of the electricity produced by the BIPVT-E plant. Therefore, at first, it has been registered as a field plant, whose total electricity production is to be sold to the electricity grid, whereas the power consumption of the host family is to be bought from an electricity trader with payment of tariffs and taxes in full. Experience from the establishment of the pilot plant is dealt with in Section 5.

The development task in the project 349-054 has been followed by another ELFORSK project, 350-022, "Measuring programme and optimisation of a new type of energy plant for single-family houses with heat pump and battery store", where the operation of the BIPVT-E pilot plant is to be documented just as the operational interaction between the components of the plant and the associated

prognosis-based control is optimised. As part of the operational analyses, the operation of the pilot plant will be simulated in terms of consumer economy as if net settlement had been achieved in order to generate information for the decision-making process among the residents of the housing section. The results will be applied for an actual demonstration project which is also supported by "Boligselskabernes Landsbyggefond" if, in the spring of 2019, the residents of Stengården, dept. 8, decide to establish the plant in all 43 dwellings of the housing department.

The project group's calculations of the financial consequences for residents associated with establishing a BIPVT-E plant instead of a conventional replacement of the roof and the gas boiler indicate that it will be more advantageous for the residents to choose the BIPVT-E alternative. The total rent paid by the residents, heat and electricity will be lower with BIPVT-E than if they prefer the conventional alternative. However, with the current cost level, the allowance from "Landsbyggefonden" is a presumption in order to make BIPVT-E the attractive choice.

Based on the pilot project, the project includes calculation of a few examples with PVT-BAT. The results of this have been reviewed in Section 6. The prognosis-based control has been described in Section 4.2. A more detailed description of PVT-BAT and the control is available in Appendix 2 (bilag 2) at the end of the report.

The project group estimates that the BIPVT-E plant has a great energy and climate potential. It has been developed as a consumer-financial attractive alternative for about 100,000 users with oil-fired burners and about 400,000 natural gas consumers who, in accordance with the climate objective, are to stop using the current heat supply no later than in 2035. During the first years, the potential market for BIPVT-E is primarily found among homeowners and residents of high-density/low-rise buildings requiring roof renovation because, in these cases, the consumer economy is to be based alone on the additional price of the BIPVT-E alternative compared with a traditional roof renovation.

However, as the BIPVT-E plant becomes more mature technologically and it becomes possible to manufacture it on a larger scale, it will be possible to reduce the start-up costs so much that the BIPVT-E can become financially attractive to far more consumers, in Denmark as well as in Europe. In order to further speed up this efficiency process, the PVT-E manufacturer, RACELL, works on developing BIPVT-E into a flexible standard solution in cooperation with suppliers of key components.

A price drop is expected on the main components of the PVT-E plant in the next few years. This, in combination with a technological maturation, could result in such plants becoming very attractive. This is further supported by the new trend of rewarding flexible electricity customers, which will further improve the economy in such plants.

An example of a plant with reducing prices is presented in Section 6.2 "Eksempel 2: PVT-E anlæg med bil" (i.e. "PVT-E plant with car"). The example is

one of a single-family house with an electric car, which installs a PVT-E plant for electricity supply to the household (4500 kWh per year), for the car (3000 kWh per year), heating and hot domestic water. The example comes with the limitation that a maximum of 3 kW can be bought or sold and electricity cannot be bought in the time period from 17-21.

A BIPVT-E plant of 100 m² (a combination of PVT and PV on the whole roof) is capable of supplying that with the purchase of 4700 kWh electricity per year and a sale of 5700 kWh, that is a surplus of 1000 kWh on an annual basis at a total energy price (electricity and heat consumed) of 0.90 DKK/kWh. The assumptions are described in further detail in the example.

The profit from a plant like this is obviously generated in the summer period and the deficit in the winter period. The plant is practically self-sufficient in the period from May to September when energy is only sold (and wasted). The purchase of electricity during the winter can (within 24 hours) be made in the periods when it is best suited for the electricity grid and the production/export/import/central storage of electricity.

3 Anlægskoncept

Dette kapitel vil illustrere, hvordan PVT-E anlægget er opbygget og virker.

PVT-E anlægget i denne sammenhæng er en sammenbygning af et hybridanlæg (solcelle+batteri kombination) med fleksibelt elforbrug og et varmepumpeanlæg, der henter varme i PVT.

Hybridanlægget er nærmere beskrevet i den omfattende rapport ² fra ELFORSK-projektet "Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug". Denne rapport er knyttet til første udgave af værktøjet PV-BAT, som regner på hybridanlæg. Der henvises til denne rapport vedr. en nærmere beskrivelse og analyse af hybridanlægget.

I det følgende gennemgås kort hybridanlægget separat, hvorefter PVT-E anlægget gennemgås.

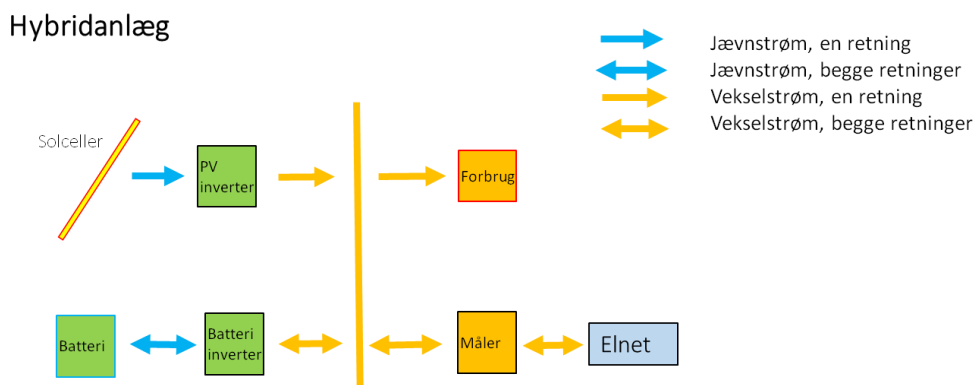
Værktøjet PVT-BAT kan uden videre bruges til at regne på hybridanlæg ved at sætte varmeforbruget til nul. Der kan endvidere nemt udføres sammenligninger mellem hybridanlæg og PVT-E anlæg med varmepumpe.

3.1 Hybridanlægget

Begrebet hybridanlæg kan dække over mange anlæg, i denne sammenhæng er der som nævnt tale om anlæg med solceller og batteri til lagring af el. Der er her fokuseret på de aspekter af et sådant hybridanlæg, som kan beregnes med PVT-BAT, derfor henvises der ofte til PVT-BAT. Hybridanlæggets komponenter fremgår af Figur 3-1. Disse er:

- > Solceller, PVT-BAT kan i samme beregning inkludere to almindelige solcelleanlæg med forskellig orientering, hældning, pris og type.
- > Batteriet, defineres ved sin størrelse i kWh, pris pr. kWh. Desuden en lang række data vedr. effektivitet og holdbarhed.
- > PV inverter, som normalt vil have en størrelse svarende til den installerede PV effekt, eller lidt mindre. Programmet beregner pris og effektivitet.
- > Batteri inverter. Denne vil ofte være noget mindre end PV inverteren og også dyrere pr. kW. Betydningen af størrelsen på denne kan analyseres med PV-BAT.
- > Elforbruget. Dette kan i PVT-BAT defineres af brugeren.
- > Måler. Denne indgår ikke i beregningen, men skal jo med.
- > Elnettet. Priser på salg og køb af el kan i PVT-BAT beregnes ud fra data indsat af brugeren. Der indgår også maximal køb og salg af el i kW, og der kan defineres timer med højere eller lavere max salg og køb.

² "BOLIGEJENDOMME MED CO₂ NEUTRALT ELFORBRUG SLUTRAPPORT MAJ 2017". ELFORSK PROJEKT 346-048. Maj 2017.



Figur 3-1 Hybridanlæggets komponenter. Det er i PVT-BAT forudsat, at der er to invertere, en til solcellerne og en til batteriet eller batteripakken. Ofte er batteriinverteren mindre end solcelleinverteren, der normalt har en maximal effekt, der kun er lidt mindre end den installerede solcelleeffekt.

De følgende figurer på næste side viser en del af de driftsformer, som anlægget kan køre i, og som PV-BAT kan regne på.

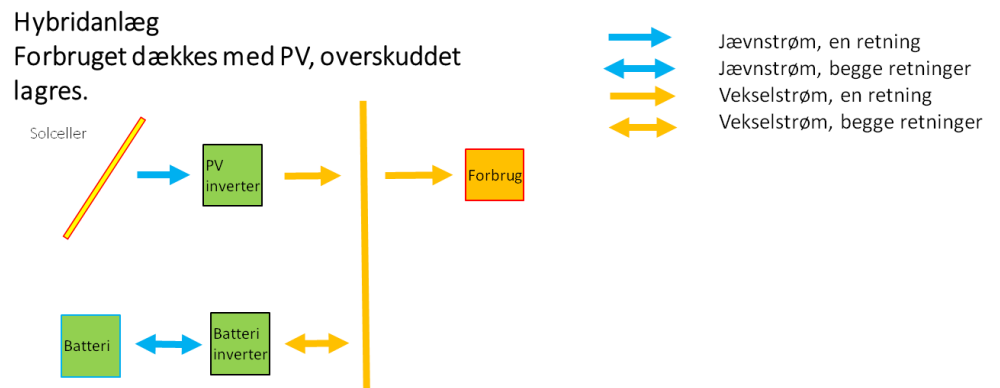
Figur 3-2 viser situationen, hvor der produceres mere el, end der bruges, og overskuddet lagres i batteriet. PVT-BAT inkluderer to invertere, en til PV og en til batteriet. Inverteren til solcelleanlægget er dimensioneret til at kunne ensrette hele produktionen, mens batteri inverteren typisk er mindre.

Figur 3-3 viser situationen, hvor der ikke er solenergiproduktion, og forbruget dækkes fra batteriet. Her kan der opstå den situation, at batteriinverteren ikke er stor nok, og forbruget kan da ikke dækkes fra batteriet, der må suppleres med el fra nettet, og hvis dette ikke er muligt, gøres det op som "ikke dækket forbrug".

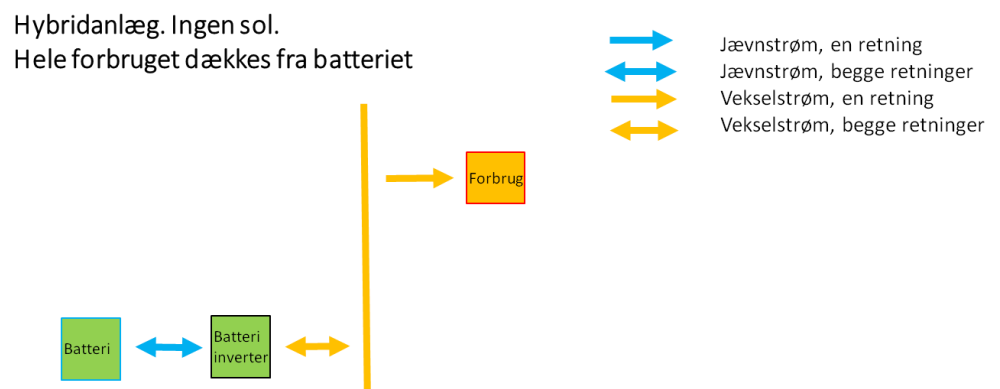
Figur 3-4 viser situationen, hvor batteriet oplades med el, der købes fra nettet. Det kan være, fordi det er "billigt" eller CO₂-neutralt, eller fordi man ønsker at oplade batteriet til at opnå selvforsyning i spidslastperioder efter aftale med elhandleren.

Der er også en række andre driftstilfælde eller tilstande, som ikke er illustreret her. Derudover er der tilstande, hvor måske noget af forbruget dækkes fra batteriet, men der må suppleres med indkøb af el fra nettet osv.

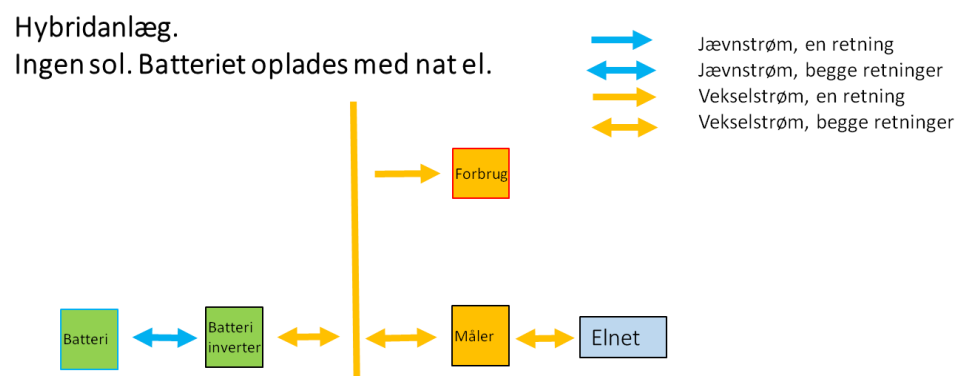
El fra PV der ikke kan aftages hverken ved at lade batteriet op, bruge det til forsyning af boligen, eller sælges på nettet, opgøres som "spildt". Det kan for eksempel forekomme, hvis produktionen af PV er større end det øjeblikkelige forbrug plus kapaciteten af batteriinverteren plus kapaciteten for salg af el til nettet. Spildt energi udgør altså et potentiale, som ikke bliver produceret og solcellerne kobles fra. Spildet kan udnyttes til for eksempel opvarmning af brugsvand, idet man kobler et større forbrug på.



Figur 3-2 Hybridanlægget. Her er der solenergi nok til at dække hele forbruget. Overskuddet lagres i batteriet via inverteren.



Figur 3-3 Hybridanlægget. Her dækkes forbruget udelukkende fra batteriet. Dette kan kun ske, hvis batteriinverteren har tilstrækkelig kapacitet.



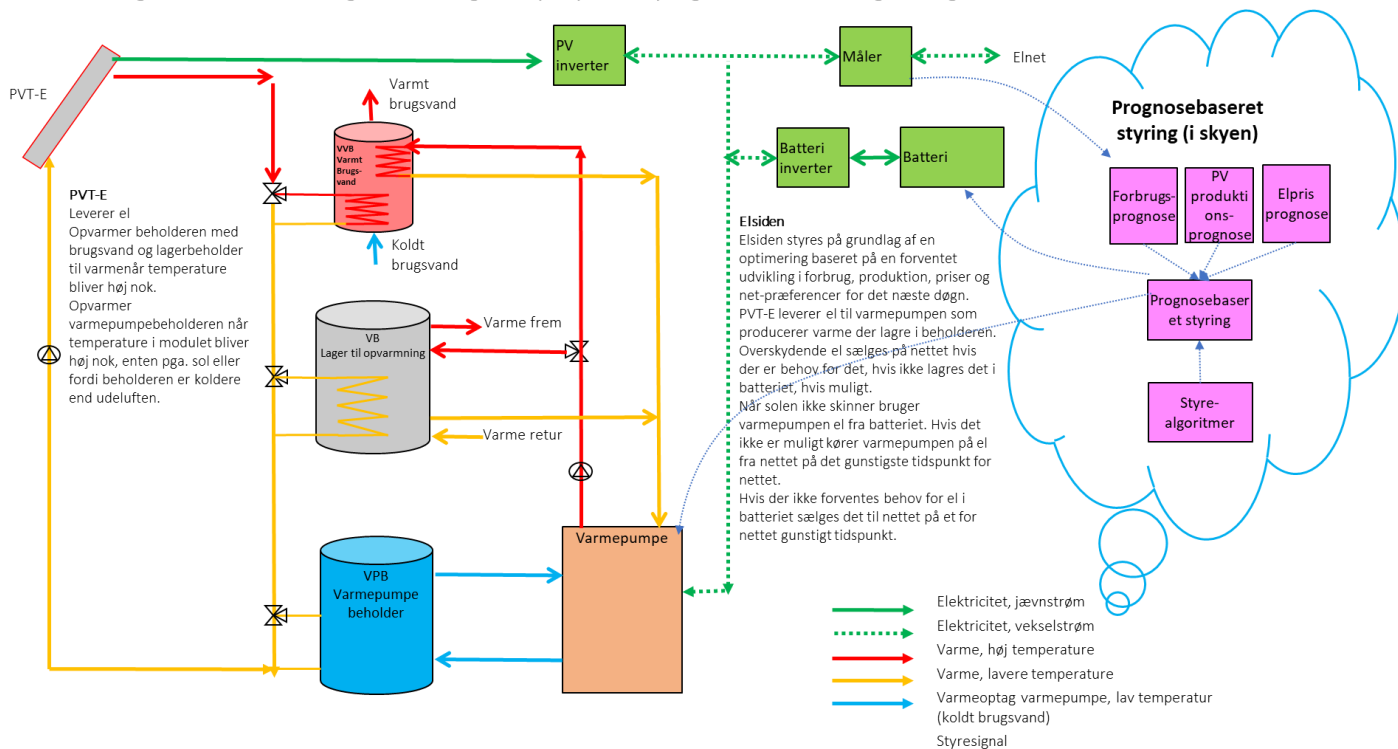
Figur 3-4 Hybridanlægget. Batteriet oplades med el fra nettet. I PV-BAT gøres dette med batteristyring 1 og 2, henholdsvis fordi el er billig, og fordi det er besluttet, at batteriet skal være klar til at dække egetforbruget i perioder med spidslast, som vist i Figur 3-3.

3.2 PVT-E anlægget

Det foreslåede koncept forsyner en bolig med varme og varmt vand og leverer en stor del af elforbruget samtidig med, at boligens supplerende elforbrug sker

på en måde, så belastningen af elnettet er mindre end ved den traditionelle løsning, og så forbruget af el sker, når det er gunstigst for elnettet. Se nedenstående figur.

PVT-E anlæg med kombineret solfanger / solcelle og varmepumpe til forsyning af varme, varmt brugsvand og el.



Figur 3-5 PVT-E anlæg. Konceptet.

Forsyningskonceptet består af følgende komponenter:

1. PVT-E modul. Kombineret solcelle, solfanger og energiabsorberer
2. Varmepumpe
3. Batteri
4. Lagerbeholder til den kolde side af varmepumpen
5. Lagerbeholder til solvarme evt. med integreret varmtvandsbeholder

I praksis vil det ofte være sådan, at varmtvandsbeholderen er indbygget i varmepumpen. Endvidere kan varmepumpebeholderen i visse tilfælde udlades således, at brinen fra varmepumpen cirkulerer direkte igennem PVT-E modulerne. I det følgende vil de fem komponenter blive beskrevet nærmere.

1. BIPVT-E modul (PVT-E)

Dette er et bygningsintegreret tagmodul, der kombinerer solcelle, solfanger og energiabsorber (Building Integrated Photo Voltaic Thermal and Energy absorber). Et ny produkt af denne type er udviklet som en del af EUDP projekt: "EUDP 14-II, Demonstration af kombineret solcelle- og solfangermodul (PVT) til etage-

boliger", hvor modulet i sommeren 2016 blev demonstreret og afprøvet i en opstilling på DTU BYG, hvor der også indgår en varmepumpe. De effektivitetsdata, der bruges i beregningerne her, stammer fra afprøvninger foretaget på DTU over sommeren 2016. Det afprøvede og foreslåede modul har intet isolerende dæklag uden på absorbereren og solcellen og derfor kan det også virke som energiabsorber.

2. Vand-vand varmepumpe

Denne kører på el fra solcellerne, når det er muligt, og dette kan maksimeres ved, at den producerede varme lagres i beholderne og/eller den producerede el lagres i batteriet. Dette skal især opnås ved at udnytte stratificering og behovsstyring, herunder udnyttelse af lagring i bygningens konstruktioner ved at udnytte tolerancen i rumtemperaturen til varmelagring.

3. Batteri til el

Varmepumpen kan evt. styres, så den mest muligt kører på el fra solcellerne, og derudover lagrer batteriet el fra perioder med stor produktion fra solceller til elforbrug i bygningen senere samme dag på tidspunkter, hvor det er bedst for elnettet, for eksempel i spidslastperioder. Endvidere bruges batteriet på det fleksible elmarked således, at der for eksempel købes overskuds-el om natten, som, i den udstrækning det ikke kan bruges direkte af varmepumpen, lagres til næste morgen. Samtidig bruges batteriet til at begrænse behovet for el-effekt i bygningen således, at behovet er nul, eller meget lille, i perioder med spidslast, og højere i perioder med overskuds-el. Det endelige effektbehov vil være væsentligt mindre end for en konventionel løsning.

4. Varmepumpe-beholdere

Beholderen indeholder vand/glykol. I små anlæg kan den undværes. Beholderen køles af varmepumpen og opvarmes af solfangeren i perioder med sol og af energiabsorbereren i perioder uden sol. Den kan evt. udføres som en trykløs beholder og placeres udendørs. Det kritiske tidspunkt er kolde vinterperioder, hvor temperaturen i beholderen når et minimum. Her kan det ske, at varmepumpen ikke kan køre. Selv om anlægget er designet til at kunne klare en referencesituation, kan der opstå usædvanligt kolde perioder, hvor forbruget ikke kan dækkes, selvom disse efterhånden bliver sjældnere.

5. Varmebeholder og varmtvandsbeholder

Varmtvandsbeholderen kan evt. udføres med integreret brugsvandsbeholder i varmepumpen i mindre anlæg for eksempel til enfamiliehuse. Med den type PVT-E modul, der er anvendt her, vil bidraget fra direkte sol til opvarmning af brugsvand (veksleren i brugsvandsbeholderen) være begrænset, og det kan nok ikke betale sig at udnytte dette. For større anlæg og anlæg med mere effektiv PVT-E kan det komme med. Det vil også være muligt at tilpasse eksisterende varmepumper med integrerede varmtvandsbeholdere til at gøre dette.

Varmebeholderen skal først og fremmest skabe termisk masse, så varmepumpen kan køre stabilt. I anlæg med lavtemperatursystemer vil der kunne være et betydeligt bidrag fra PVT-E til direkte forvarmning af vandet i beholderen i perioder forår og efterår, og veksleren i beholderen kan overvejes.

I mindre anlæg er det en komplikation, der ikke kan betale sig.

Det kan overvejes at placere en el-patron i beholderen, således at eventuel overløbs-el kan bruges direkte til opvarmning.

Styring

Solfangerkredsen (energiabsorberkredsen) styres således, at pumpen kører når temperaturen i PVT-E modulet er højere end i bunden af lagerbeholderen til varmepumpen. Da denne kan være meget lav (mindre end 0°C) vil den være i drift, når udetemperaturen er højere end temperaturen i bunden af beholderen. Når der registreres en solindstråling og temperaturen i afgangen fra varmepumpebeholderen mod energiabsorberen er højere end temperaturen i solvarmebeholderen, ledes vandet i kredsen igennem veksleren i solvarmebeholderen. Yderligere er det sådan, at hvis temperaturen i varmepumpebeholderen overstiger den maksimale temperatur, som varmepumpen kan anvende, så ledes kredsen uden om varmepumpebeholderen. Der skal således bruges en varmepumpe, der kan operere med en høj temperatur på den kolde side.

I mindre anlæg vil det som nævnt være relevant at cirkulere brinen direkte igennem PVT-E modulerne. I det tilfælde skal der så være en shunt til at begrænse brinetemperaturen til det niveau, som varmepumpen kan køre med.

PVT-E modulet vil i vinterperioden blive belagt med kondens og is. Periodevis af-rimning, hvis nødvendigt, kan ske på flere måder. En mulighed er at cirkulere vand fra varmebeholderen kortvarigt igennem modulerne, en anden er at op-varme dem elektrisk i en kort periode med el fra batteriet.

4 Styring af batteriet

4.1 Simpel styring af batteriet ud fra øjebliksværdier

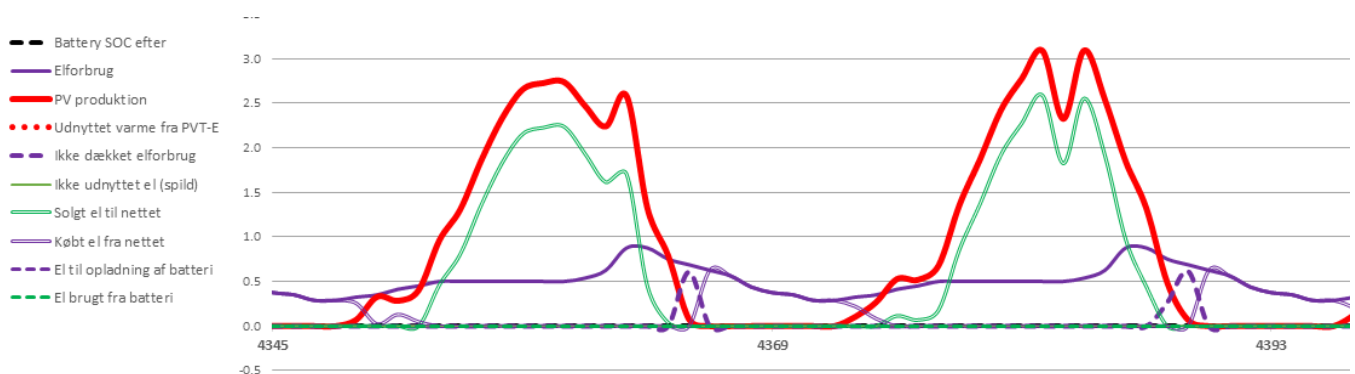
Den simpleste udnyttelse af batteriet i et hybridanlæg er at benytte det til at få dækningen af egetforbruget op og solget til nettet ned, uden i øvrigt at tage hensyn til om det giver et hensigtsmæssigt forbrugsmønster i forhold til produktion og distribution af el i nettet.

Dette er illustreret for et solcelleanlæg, altså uden varmepumpe i Figur 4-1 (uden batteri) og Figur 4-2 (med et batteri) med en kapacitet på 8 kWh (max. ladning 7 kWh, minimum 1 kWh) svarende til 64% af det daglige forbrug. Beregningerne er foretaget i værktøjet PVT-BAT, hvori også de efterfølgende grafer bliver genereret.

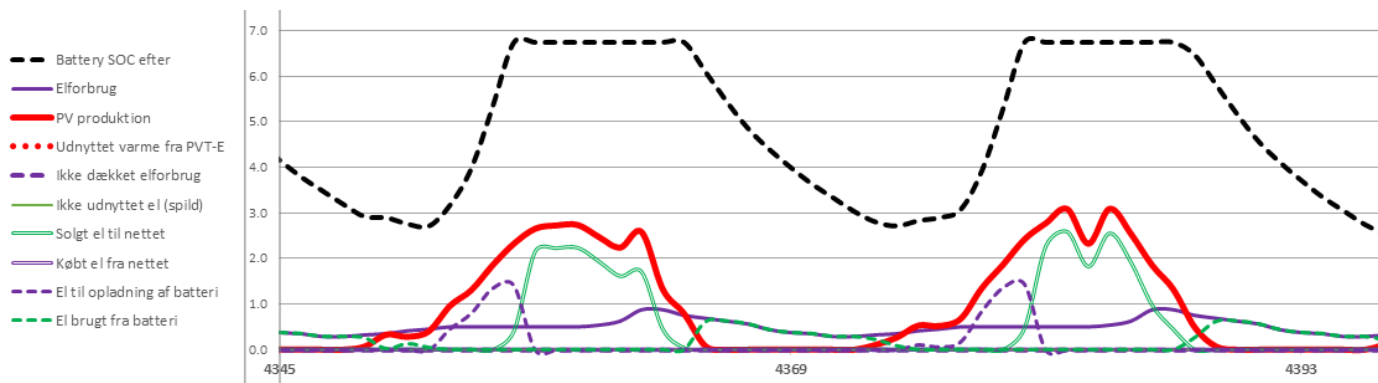
For anlægget uden batteri må en meget stor del af produktionen må sælges (grøn dobbeltlinje, Figur 4-1). Forbruget er størst sidst på eftermiddagen og først på aftenen.

For anlægget med batteri (Figur 4-2), fyldes batteriet i løbet af formiddagen, og fra middag må overskuddet sælges. Når produktionen bliver mindre end forbruget, tappes batteriet. I den her periode dækkes hele forbruget, og der købes ikke el fra nettet.

Bemærk også at batteriet (7 kWh) har ekstra kapacitet som ikke udnyttes.



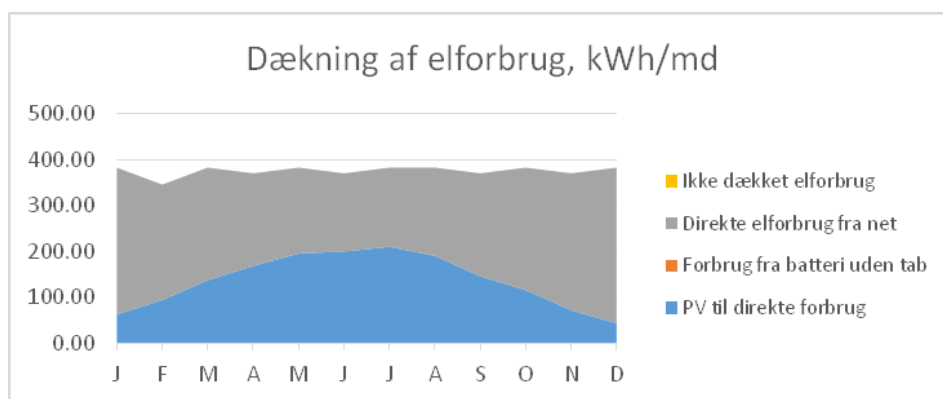
Figur 4-1 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4.500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for et par dage sidst i juni. X-aksen er timeværdier fra 1-8.760, et tal (4.105, 4.129, 4153) angiver start på et nyt døgn.



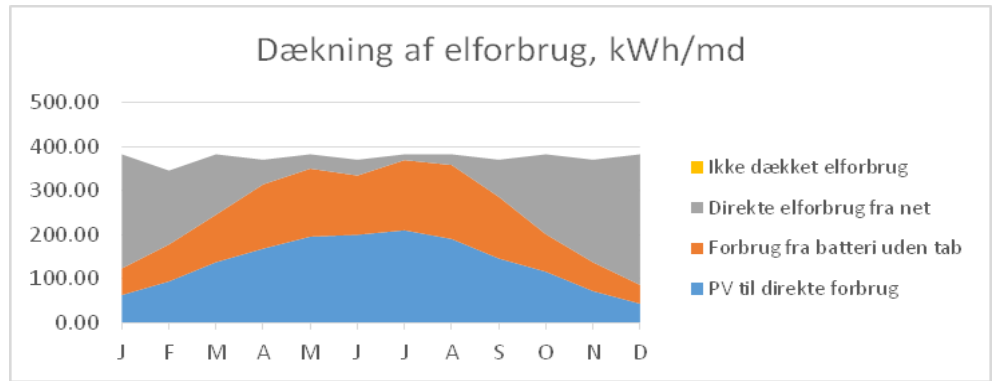
Figur 4-2 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4.500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for perioden 21-24 juni. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal (4.105, 4.129, 4153) angiver start på et nyt døgn. Batteri på 8 kWh.

Den første figur viser situationen uden batteri for to dage i juni måned. Det fremgår klart, at om dagen, når solen skinner, er der et stort overskud, som må sælges. I Figur 4-2, med batteriet, oplades dette i løbet af formiddagen, mens forbruget samtidig dækkes. Om eftermiddagen bliver der et overskud, der sælges, fordi batteriet nu er fuldt opladet, og forbruget er dækket. Når der er mindre solenergi end elforbrug, tappes der fra batteriet, og om morgenen er batteriet omtrent tømt, når solen begynder at skinne. Man dækker altså hele forbruget.

Figur 4-3 og Figur 4-4 viser dækning af elforbruget over året med og uden batteri. Grafen uden batteri, Figur 4-3, ændres markant, når der suppleres med batteri, se Figur 4-4, hvor der nu er en dækning af egetforbruget på 69%, mens 31% ikke kan bruges inden for boligen. Altså omtrent omvendt af anlægget uden batteri.



Figur 4-3 Anlæg til enfamiliehus hvor produktion og forbrug på årsbasis er 4.500 kWh. Uden batteri dækkes 36% af årsforbruget, mens 64% af produktionen må sælges.



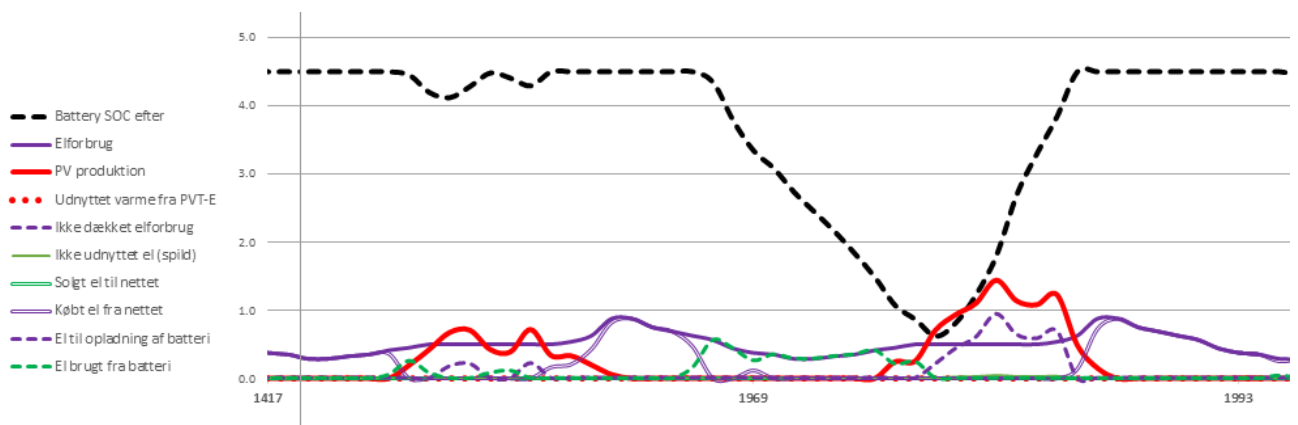
Figur 4-4 Anlæg til enfamiliehus, hvor produktion og forbrug på årsbasis er 4.500 kWh. Med batteri på 8 kWh (64% af det daglige forbrug) dækkes 69% af årsforbruget med solenergi, mens 31% af produktionen ikke kan udnyttes eller må sælges.

Ser man på perioder med mindre sol ser billedet anderledes ud. Dette illustreres i Figur 4-5 og Figur 4-6, der gælder for en periode på to dage sidst i marts.

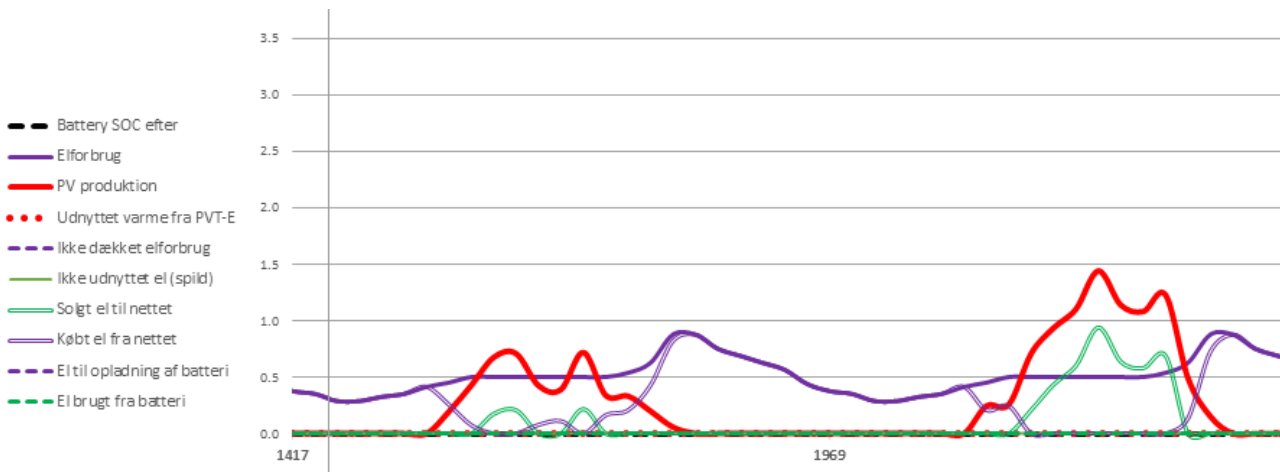
Det fremgår af Figur 4-5, at i situationen med batteri undgår forbrugeren at sælge el til nettet og øger dækningen af egetforbruget, men man kommer til gengæld i en situation, hvor man belaster elnettet mest der, hvor der er spidslast, altså om morgenen og om aftenen. Dette er ikke hensigtsmæssigt i en større sammenhæng. Et stort antal af disse anlæg vil være en belastning for såvel produktion som distribution af el og give nogle uacceptable bindinger.

Ved sammenligning mellem Figur 4-5 og Figur 4-6, med og uden batteri, ses det, at der på den dårlige dag uden batteri skiftevis købes og sælges, mens der på den gode dag om dagen sælges meget mere end der bruges, og at forbruget er størst i spidslastperioden og solget størst midt på dagen.

Det skal samtidig bemærkes, at man på de to dage i marts ikke udnytter batteriets kapacitet fuldt ud, det er næsten helt afladet hele dagen. På vinterdage vil det være sådan, at batteriet udnyttes endnu dårligere, og der er lange perioder, hvor batteriet er helt afladet.

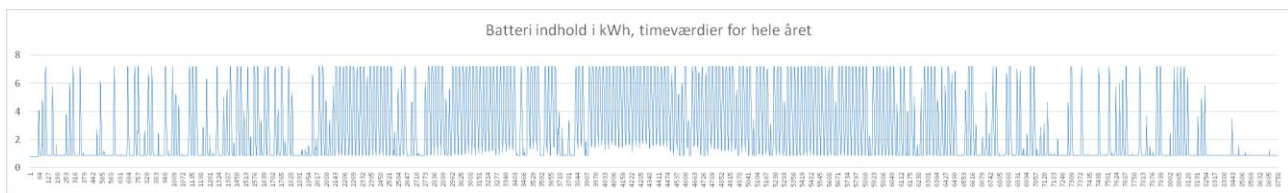


Figur 4-5 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 3.500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for en periode på 2 dage i slutningen af marts. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal angiver start på et nyt døgn. Batteri på 8 kWh.



Figur 4-6 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 3.500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for en periode på 2 dage i slutningen af marts. Intet batteri. X-aksen er timeværdier fra 1-8.760, et tal angiver start på et nyt døgn.

Det fremgår af Figur 4-7, at batteriet i lange perioder om vinteren også udnyttes dårligt, da det er fuldt afladet. Dette åbner op for den avancerede brug af batteriet, som behandles i næste afsnit.



Figur 4-7 Batteriindhold (SOC) for hele året for anlæg med 8 kWh batteri svarende til beregninger i Figur 4-2. Det fremgår at batteriet i vintermånederne (venstre og højre side) udnyttes dårligt og i sommermånederne benyttes godt (mange op- og afladninger).

4.2 Prognosebaseret styring

Som det fremgår af kapitel 4.1 medfører den simple brug af batteriet, at der ofte sælges el til nettet på et for nettet "dårligt" tidspunkt samtidig med, at forbrugeren fortsat skal have fuld rådighed over nettet til at dække forbruget i spidslastperioder. Det fremgår endvidere, at batteriet i lange perioder, bortset fra om sommeren, ikke udnyttes fuldt ud.

Dette er baggrunden for at tage det næste skridt og se på "dobbeltbrug" af batteriet, dels til at forbedre udnyttelsen af solenergien, dels til at gøre forbrugeren med solcelleanlægget til en aktiv elkunde, der udnytter lagerkapaciteten til at blive en fleksibel elkunde, frem for at være en "belastning" for elnettet og dermed en belastning for de øvrige elkunder. Dette gøres ved, at elforbruget købes til varierende pris. Derved bliver den øjeblikkelige pris et signal fra elnettet om, hvornår det er bedst at forbruge el: Mere når prisen er lav, mindre når prisen er høj.

De følgende beskrivelser baserer sig på, at batteriet først og fremmest bruges som et lager for solenergi, sekundært som et middel til fleksibilitet. Det betyder, at batteriet skal have kapacitet til lagring af el fra PV, når der kommer en periode med sol. Heri ligger der også den store forskel på beregninger og virkeligheden. I beregninger som i PVT-BAT, er produktion af el fra solceller kendt, da de beregnes på grundlag af referenceåret. I et virkeligt anlæg vil disse ikke være kendt, men skal beregnes med prognoseværktøjer, hvilket vil føre til øget usikkerhed. Det er dog ikke en del af dette studie at undersøge, hvilke ændringer det fører til i resultaterne.

Man kan forestille sig rigtig mange netttjenester, som en forbruger med et hybridanlæg kan aftale med elleverandøren. Rent teoretisk er det en kompleks problemstilling med rigtig mange variable. Det virker rimeligt at se ca. 1 døgn frem, da man ikke med sikkerhed kan kende priser og produktion længere end dette, samt at lagersystemets kapacitet er nogenlunde dimensioneret til at kunne dække en dags forbrug. Ved anlæg med væsentlig større lagerkapacitet kan det dog være relevant at se længere frem.

For at optimere brugen af batteriet skal følgende variable være kendt, mindst som timeværdier et døgn frem i tiden:

- > Forbruget pr. time.
- > Produktionen af el fra solceller, timeværdier.
- > Prisen på at købe el, timeværdier.
- > Prisen på salg af el, timeværdier.
- > Pris på kapacitet, kr./kW
- > Afgifter og tariffer på køb af el, som nu er overvejende er konstante, men inden for de kommende år forventes ændret til tids- eller belastningsafhængige.
- > Betaling for netttjenester af forskellig art, for eksempel for at begrænse køb i spidslastperioder, for at begrænse maksimalt køb og salg, for at stille batteriets kapacitet til rådighed osv.

Opgaven går da ud på med alle disse variable at beregne på ethvert tidspunkt, hvor meget batteriet skal oplades og aflades, og dermed hvor meget der skal købes og sælges, således at dette fører til den billigst mulige drift af anlægget. Dette er prognosebaseret styring og optimering.

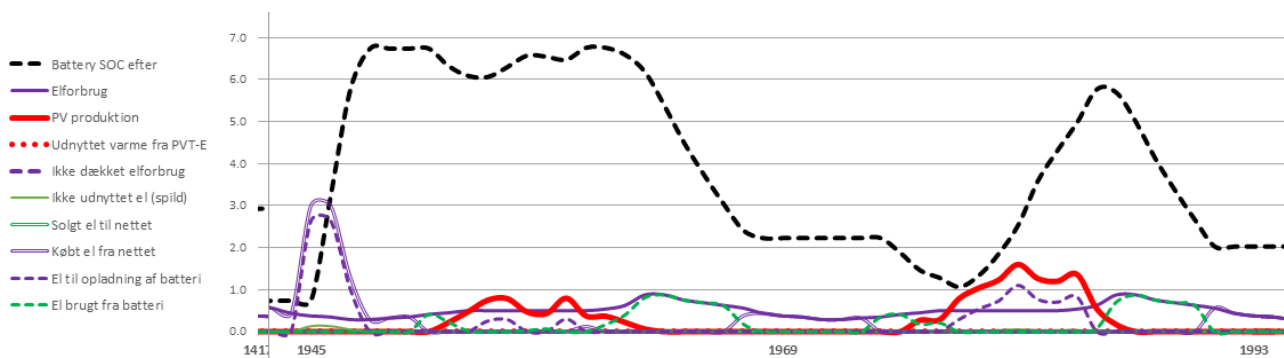
Der er beskrevet forskellige tilgange til prognosebaseret styring og optimering i litteraturen, men den mest udbredte er MPC – Model Predictive Control (Qin & Badgwell 2003). Som formuleret som en økonomisk optimering betegnes den som Economic-MPC (E-MPC) (Rawlings et al. 2012) og anvendes i adskillige sammenhænge, bl.a. bygninger (Halvgaard, Poulsen, et al. 2012; Halvgaard, Bacher, et al. 2012) og energisystemer generelt (Rawlings et al. 2012; Omell and Chmielewski 2013; Tang and Zhang 2016).

Det grundlæggende princip i MPC, eksemplificeret med solcelle-batteri systemet, er, at følgende udføres hver eneste time:

- > De variable, som påvirker systemet, anvendes som input til en model af systemet, således at tilstanden af systemet beregnes et døgn frem i tiden
- > Nogle af disse variable kan ikke styres (forbruget og solcelle-elproduktionen), men andre kan styres (i dette tilfælde opladningen)
- > Modellen giver en beregning af to typer tilstandsvariable:
 - > Begrænsende variable (constrains), f.eks. batteriets opladningstilstand (state-of-charge) og af- og opladningskapaciteten. Disse er underlagt begrænsninger, f.eks. må opladningstilstanden kun være mellem 0 og batterikapaciteten
 - > Omkostningsvariable, som indgår i omkostningsfunktionen (objective function). Dette er f.eks. den mængde el som skal købes ind hver time det næste døgn, som da kan ganges med elprisen og dermed beregnes det, hvad det vil koste at købe el det næste døgn
 - > Derefter findes den sekvens af de styrbare variable (dvs. en værdi for hver time det næste døgn), som minimerer omkostningsfunktionen, uden at begrænsningerne overtrædes
 - > Værdien for den næste time anvendes, hvorefter hele beregningen gentages hver time, således "kigger" MPC hele tiden et døgn frem og laver beregningerne med en rullende horisont

Selve optimeringen kan for simple systemer, som det analyserede anlæg, udføres med teknikker, som sikrer, at man finder den optimale løsning hurtigt og uden tunge beregninger, se 6.2 Bilag B.

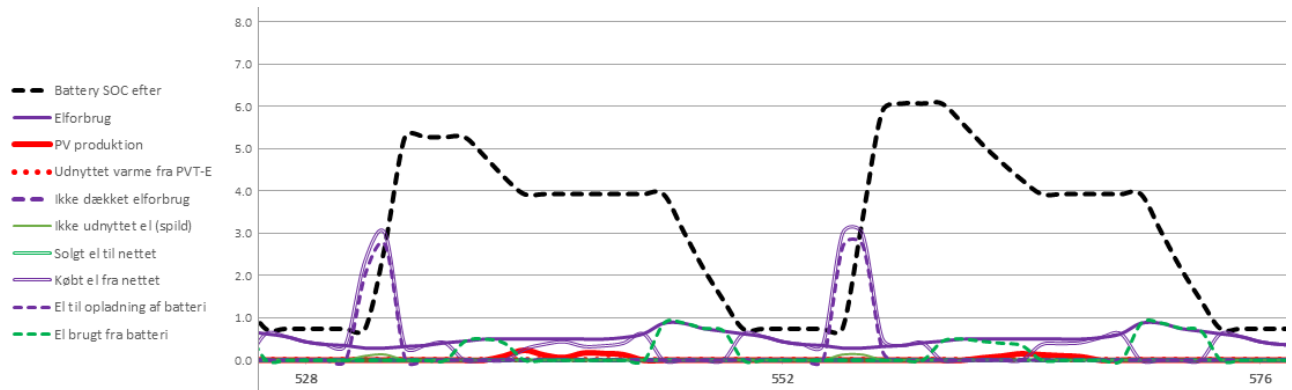
Figur 4-8 viser et eksempel på E-MPC et par dage i marts. På den første dag er el relativt billigt om natten. Batteriet fyldes, men tømmes delvist hen under morgenen når prisen stiger, og også for at gøre plads til den solenergi der ikke kan bruges direkte. Elprisen er høj i spidslastperioden, derfor købes der ikke el her. På den anden dag er el ikke billigt om natten og prisen stiger først hen under aften. Derfor oplades batteriet kun med solenergi.



Figur 4-8 Eksempel på E-MPC et par dage i marts. 7 kWh batteri, maximal køb og salg 3 kW hele døgnet.

I Figur 4-8 blev der ikke købt el kl. 17-21, det var en følge af at der var sol-energi til rådighed og el var relativt dyrt i perioden, sådan at det var billigere at undgå at købe.

Figur 4-9 viser et par dage i januar, hvor batteriet også bliver brugt til at købe billig el om natten, der så bruges om morgenen hvor det er dyrere. Da det ikke er tilladt her at købe el kl. 17-21, oplades batteriet til at dække forbruget her, uanset priserne. Brugeren kan da sælge den tjeneste ikke at købe el i perioden 17-21.



Figur 4-9 Eksempel på E-MPC et par dage i januar med meget lidt sol. 7 kWh batteri, maximal køb og salg 3 kW hele døgnet og intet køb eller salg kl. 17-21.

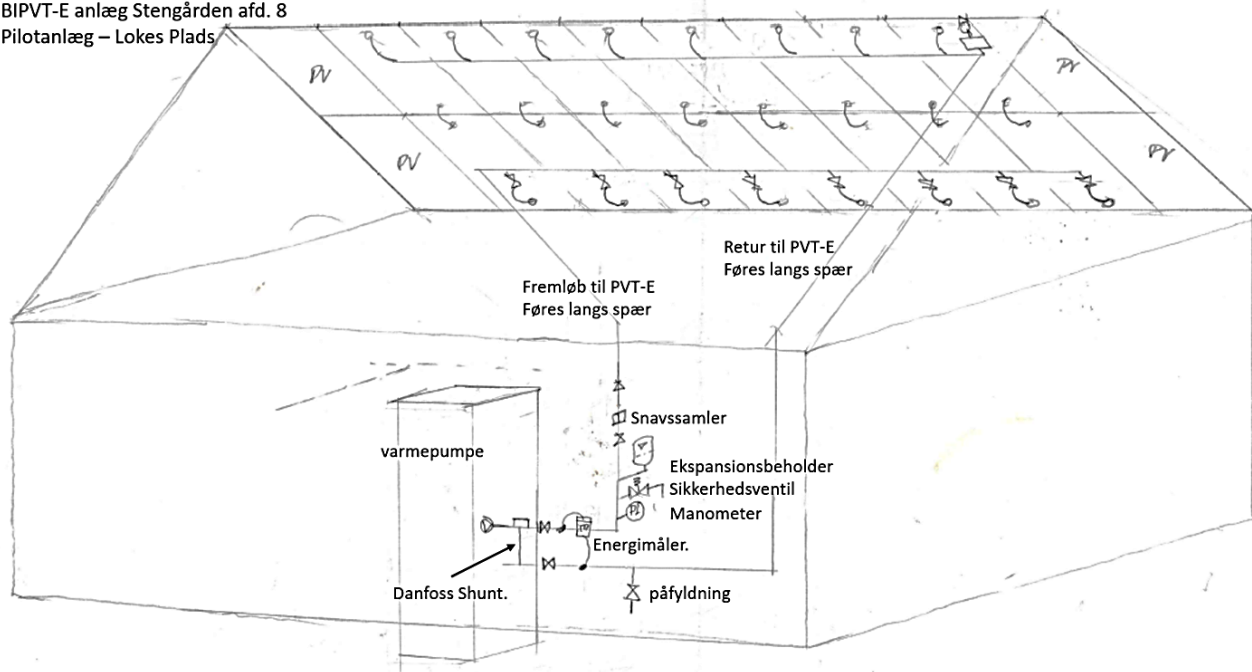
5 Pilotanlægget på Lokes Plads i Stenløse

BIPVT-E anlægget på Lokes Plads er opbygget med 40 m² PVT-E-moduler (solceller, solfanger og energiabsorber) på boligens sydvendte tagflade. På samme tagflade er der installeret 10 m² solcellemoduler, mens den nordvendte del af taget består af 50 m² solcellemoduler. Denne nye energiproducerende tagkonstruktion erstatter et nedslidt asbestholdigt eternittag fra begyndelsen af 1980'erne. Samtidig hermed er et udslidt gasfyr nedtaget.

BIPVT-E anlægget har en installeret PVT-effekt på 8 kWp og en supplerende solcelleeffekt på 12 kWp med en samlet skønnet elproduktion på ca. 16.000 kWh/år. Pilotanlægget er installeret i en af de største boliger i Stengården, afd. 8, der er en del af Stenløse-Ølstykke Boligforening. Som supplement til den energiproducerende tagkonstruktion er der i et udhus etableret en vand-vand varmepumpe fra Danfoss med en effekt på 5-12 kW (modulerende). BIPVT-E anlæggets batteri med en kapacitet på 7,5 kWh er leveret af Fronius, der også har leveret inverter til både solceller og batteri. Varmepumpen har indbygget varmtvandsbeholder og er placeret i et udhus foran boligen, som blev udvidet i projektets anledning. Her er batteri og invertere mv. også anbragt.

Pilotanlægget er installeret i en bolig, hvor elforbruget har været relativt højt, fordi familien har flere akvarier. Til gengæld har varmekonsumet med naturgas ligget lidt under det beregnede gennemsnit i boligafdelingen.

BIPVT-E anlæg Stengården afd. 8
Pilotanlæg – Lokes Plads



Figur 5-1 Principdiagram for PVT-E delen af pilotanlægget. Viser kun tilkobling af varmepumpe til PVT-E modulerne på syd taget. Varmepumpen er placeret i et udvidet skur hvor også invertere og batteri er placeret.



Figur 5-2 Pilotanlægget set fra nordsiden. Her er der 50 m² PV. Varmepumpe mv. er anbragt i det udvidede udhus.



Figur 5-3 Pilotanlægget. Til højre er almindelige PV og til venstre PVT-E moduler under montage.

5.1.1 Lokal opbakning til etablering af pilotanlæg

Efter at ELFORSK havde givet tilsagn om projektstøtte i februar 2017, blev der i april 2017 holdt det første opklarende møde med den beboervalgte afdelingsbestyrelse, KAB's projektleder og solcelleekspert samt den lokale driftsorganisation. Det foreslåede pilotanlæg havde også fået tilsagn om ydelsesstøtte fra Boligselskabernes Landsbyggefond via den særlige energipulje til innovative projekter med stor demonstrationsværdi og lang tilbagebetalingstid. På dette møde blev principperne bag BIPVT-E gennemgået, og afdelingsbestyrelsen erklærede sig positivt interesseret i at fungere som vært for det indledende pilotanlæg.

Stengården, afd. 8 er en tæt/lav bebyggelse med 43 boliger i Stenløse. Desuden findes fælles bygninger med møde- og selskabslokaler, vaskeri og administrationslokaler, der deles med tre andre af boligforeningens boligafdelinger. Stengården, afd. 8 har et samlet boligetageareal på 3.085 m², svarende til en gennemsnitlig boligstørrelse på 72 m².

Boligafdelingen blev udpeget af KAB som velegnet til projektet, fordi de asbestholdige eternittage stod over for udskiftning, ligesom de individuelle gasfyr trængte til udskiftning. Der er fjernvarmeforsyning i dele af kommunen, men

beboerne i Stengården, afd. 8 havde tidligere udtrykt skepsis over for tanken om at tilslutte sig fjernvarmeforsyningen.

Egedal kommune har en relativt høj andel naturgas i den lokale varmeforsyning, og projektet skønnes derfor at kunne få en betydelig demonstrationsværdi til gavn for realiseringen af kommunens klimahandlingsplan.

På kick-off mødet i april 2017 blev det besluttet, at ELFORSK-projektgruppen skulle gennemføre beboerøkonomiske beregninger af effekten af BIPVT-E anlægsget og sammenligne omkostningerne ved BIPVT-E løsningen med den alternative teknologineutrale udskiftning af eternittag og gasfyr. Disse beregninger viste, at der i kraft af ydelsesstøtte fra Landsbyggefonden ville være en beboerøkonomisk fordel at i vælge BIPVT-E alternativet. Beboerne ville få en betydelig husleje-forhøjelse, men til gengæld spare et større beløb på det individuelle forbrug af naturgas og el. Konverteringen til BIPVT-E ville også medføre at boligafdelingen vil få et negativt bidrag til CO₂ udledningen i draft af, at afdelingen bliver netto el-leverandør.

Disse beboerøkonomiske beregninger blev forelagt på boligafdelingens ordinære afdelingsmøde i august 2017, hvor der var stor opbakning til at forberede og gennemføre et pilotanlæg med BIPVT-E løsningen. Med dette mandat har ELFORSK-projektgruppen i samarbejde med den lokale afdelingsbestyrelse, den lokale driftsorganisation og KAB's administration forberedt etableringen af pilotanlægget i den bolig, som afdelingsbestyrelsen udpegede som den bedst egnede, en 5-rums bolig på godt 100 m².

ELFORSK-projektgruppen holdt i december et møde med teknik- og miljøforvaltningen i Egedal kommune for at sikre, at projektet flugter med de kommunale ønsker, både energiforsyningsmæssigt og arkitektonisk. Til brug for dette møde og til orientering for afdelingsbestyrelsen havde Vandkunsten udarbejdet visualiseringer af den foreslåede tagløsning.

5.1.2 Forberedelse af udrulning i hele boligafdelingen

For at give afdelingsbestyrelsen og administrationen et håndgribeligt indtryk af BIPVT-E løsningens arkitektoniske konsekvenser blev der gennemført en besigtigelse af et klubhus i Ølstykke, hvor Egedal kommune havde etableret PVT-E moduler i et projekt, der var støttet af EUDP-programmet. Desuden deltog både afdelingsbestyrelsen og administrationen fra KAB/Stenløse-Ølstykke Boligforening i et besøg på RACELL's produktionslokaler i Albertslund i begyndelsen af januar. Her blev der opnået enighed om designet af PVT-E modulerne.

Med dette udgangspunkt ansøgte KAB, COWI, RACELL og Rubrik i januar 2018 Boligselskabernes Landsbyggefond om ydelsesstøtte til merudgiften ved at etablere BIPVT-E løsningen i alle boligafdelingens øvrige 42 boliger i stedet for en teknologineutral udskiftning af eternittag og gasfyr. Ansøgningen blev imødekommet af Landsbyggefondens bestyrelse i slutningen af marts 2018 med bevilning af ydelsesstøtte til et samlet beløb på ca. 14,4 mio. kr.

Sideløbende hermed har COWI i samarbejde med RACELL og Danfoss projekteret pilotanlægget. Det blev besluttet at gøre hele boligens tagflade energiproducerende, dvs. med 40 m² PVT-E moduler og 60 m² solcellemoduler. Pilotanlægget vil i et normalår producere væsentligt mere end forbruget i boligen på årsbasis. Hvis beboerne i Stengården, afd. 8 i foråret 2019 træffer endelig beslutning om BIPVT-E løsningen, vil boligafdelingen på grundlag af ELFORSK-projektgruppens foreløbige beregninger kunne regne med en samlet elproduktion, der betyder levering af mere end 500.000 kWh CO₂-neutralt elproduktion til det danske elsystem om året.

Boligselskabernes Landsbyggefond har i august 2018 gennemført en opfølgende besigtigelse for at sikre, at udrulningen af BIPVT-E løsningen er rationel at gennemføre set i forhold til boligafdelingens generelle vedligeholdelsestilstand. Tidsplanen for det større demonstrationsprojekt sigter efter en endelig beboerbeslutning i foråret 2019 med fysisk gennemførelse i løbet af 2020. Denne proces forudsætter, at projektet bliver godkendt både på et afdelingsmøde i boligafdelingen, i boligforeningens organisationsbestyrelse, hos Egedal kommune og af Boligselskabernes Landsbyggefond.

5.1.3 Store udfordringer med etablering af pilotanlægget

BIPVT-E er en innovativ energiteknologi, der ikke tidligere har været testet i en eksisterende bolig. Forløberne har været et forsøgsanlæg hos DTU Byg (EUDP-støttet) og tagudskiftningen på klubhuset i Ølstykke (projekt finansieret af Egedal kommune og EUDP). Der har derfor været store udfordringer med at udforme et design, der matchede de lokale forhold på Lokes Plads. RACELL's udenlandske underleverandører i Finland og Tyskland havde problemer med at levere til tiden, og idriftsættelsen af anlægget blev derfor et par måneder forsinket i forhold til den oprindelige tidsplan. Lithium Balance, der var tiltænkt opgaven som leverandør af batteriet, kunne ikke levere den ønskede batterikapacitet, og valget faldt i stedet på et batteri fra Fronius. Danfoss har leveret vand-vand varmpumpen, der i løbet af sommeren har produceret varmt brugsvand til dækning af familiens behov.

I løbet af august er de sidste dele af den samlede installation, herunder et antal målere til brug for dokumentation af anlæggets driftsperformance, færdiggjort, og det planlagte 1-årige måleprogram vil starte i september 2018.

For at sikre driftstart af pilotanlægget i løbet af sommeren 2018 har det været nødvendigt for projektgruppen at afstå fra at søge tilsagn om nettoafregning hos Energistyrelsens Esbjerg-kontor, der siden 1. januar 2018 har overtaget administrationen af støtte til små VE-anlæg fra Energinet.dk. Det har medført meget lange sagsbehandlingstider (et gennemsnit på 18 uger i 1. halvår 2018), og pilotanlægget har derfor i første omgang fået status af et "markanalæg", hvor de energiproducerende moduler fortsat er ejet af leverandøren RACELL.

Denne konstruktion indebærer, at RACELL indgår en salgsaftale med en elhandelsvirksomhed om at sælge hele elproduktionen til en aftalt pris i forhold til markedsprisen på Nord Pool Spot, mens familien på Lokes Plads skal købe hele

sit elforbrug med fuld betaling af tariffer, afgifter og moms. Boligen på Lokes Plads bliver omregistreret i BBR-registret fra naturgas-varme til elvarme, så det elforbrug, der ligger ud over 4.000 kWh om året, kan købes med den lavere el-varmeafgift.

Det er projektgruppens intention at overdrage pilotanlæggets PVT-E moduler og solcellemoduler til Stengården, afd. 8, hvis der er opbakning til udrulning af BIPVT-E i hele boligafdelingen, så pilotanlægget vil blive integreret i den samlede BIPVT-E løsning for alle 43 boliger.

Projektgruppen har også erfaret, at det har været forbundet med betydeligt større tidsforbrug end beregnet blandt de håndværkere, der har foretaget den praktiske installation. Disse erfaringer vil blive evalueret i forbindelse med forberedelsen af det større demonstrationsprojekt, så der kan opnås en mere rationel installationsproces og dermed en reduktion af de samlede håndværkerudgifter.

Det er aftalt med KAB og Stengården, afd. 8, at både boligafdelingen og familien i boligen på Lokes Plads holdes økonomisk skadesløs for de uforudsete merudgifter, der har været forbundet med at gøre pilotanlægget klar til drift.

5.1.4 BIPVT-E anlægs brugerøkonomiske konsekvenser

På baggrund af erfaringerne fra pilotanlægget skønner projektgruppen, at et BIPVT-E anlæg som ny energiproducerende tagkonstruktion, der bl.a. omfatter 30 m² PVT-E moduler, 75 m² solcellemoduler og et batteri med en kapacitet på 8 kWh kan etableres for ca. en halv million kr. Et sådant anlæg kan med det aktuelle omkostningsniveau ikke etableres med en positiv brugerøkonomi, med mindre forbrugeren enten har adgang til en eller anden form for projektilskud og/eller i forvejen har behov for at renovere sit tag og/eller forny sin varmekforsyning.

I boligafdelingen Stengården, afd. 8 står beboerne som tidligere nævnt over for at skulle udskifte både tag og gasfyr. Det konkrete alternativ for beboerne er derfor et valg mellem en såkaldt teknologineutral (eller konventionel) renovering, hvor eksisterende eternittag skiftes til en asbestfri tagkonstruktion og et moderne gasfyr, og det energiproducerende BIPVT-E anlæg. Projektgruppens foreløbige beregninger af anlæggets brugerøkonomi, hvis det besluttes at etablere anlægget i alle boligafdelingens 43 boliger, vidner om, at det vil være fordelagtigt for beboerne at vælge BIPVT-E løsningen, fordi beboernes samlede betaling af husleje, el og varme bliver billigere. De beregninger af brugerøkonomien, der kommer til at ligge til grund for beboernes beslutning i foråret 2019, må dog afvente en finansieringsskitse fra Boligselskabernes Landsbyggefond, der ventes at foreligge i begyndelsen af 2019.

Den endelige beregning af brugerøkonomien i BIPVT-E anlæg vil også blive påvirket positivt, hvis de praktiske erfaringer fra pilotanlægget med supplerende simuleringer bekræfter, at den prognosebaserede styring, som DTU Compute har udviklet i projektet, kan skabe en mere dynamisk og værdiskabende drift af batteriets op- og afladning. På kort sigt satser projektgruppen på at gøre det

muligt for beboerne i Stengården, afd. 8 helt at undlade at indkøbe el i vinterhalvåret mellem kl. 17 og kl. 20, hvor Radius Elnets tarif er 51 øre højere pr. kWh end i årets øvrige timer. Men styringen, der optimeres under det igangværende ELFORSK-projekt 350-022, vil formentlig også bane vej for levering af værdifulde netttjenester, især hvis den endelige model for udrulning af BIPVT-E i Stengården, afd. 8's øvrige 42 boliger kommer til at indeholde et centralt batteri eller en fælles central styring af et antal decentrale batterilagre.

5.1.5 Store markedspektiver efter produktionsoptimering

Det er projektgruppens vurdering, at der er store markeds-mæssige og klimapolitiske perspektiver i BIPVT-E energikonceptet. Der er fortsat omkring 100.000 aktive oliefyr, primært i områder uden adgang til fjernvarmeforsyning, samt ca. 400.000 individuelle naturgaskunder. For at kunne realisere de klimapolitiske ambitioner om at gøre el- og varmeforsyningen fri af fossile brændsler som olie og naturgas senest i 2035, skal der gøres en særlig indsats for at omstille disse ca. 500.000 forbrugere. Det klima- og ressourcemæssigt bedste alternativ er en eldrevet varmepumpe, da den danske elproduktion bliver stadig grønnere.

Sammenlignet med en varmepumpeløsning, f.eks. baseret på jordvarme, har BIPVT-E konceptet den klimamæssige fordel, at forbrugeren med et BIPVT-E anlæg bliver nettoproducent af el og dermed kan bidrage til at øge andelen af solenergi i det danske elsystem. Flere analyser af et elsystem med 100% vedvarende energi viser, at det optimale forhold mellem vindenergi og solcelleproduktion er ca. 80-20.

Et BIPVT-E anlæg med de dimensioner, som planlægges i Stengården, afd. 8, vil på årsbasis levere ca. 10.000 kWh til elsystemet. Hvis alle 500.000 naturgas- og oliefyrskunder overgår til BIPVT-E, vil det indebære et CO₂-neutralt bidrag til elsystemet på mindst 500 GWh/år med en årlig CO₂-reduktion på 1,5 mio. tons. Det vil naturligvis ikke være muligt at konvertere alle disse forbrugere til BIPVT-E, men tallene understreger de store samfundsmæssige perspektiver i BIPVT-E konceptet.

Det er fortsat samfundsøkonomisk billigere at etablere solcelleproduktion i form af markanlæg, der alene producerer til elnettet, end i form af tagintegreerede solceller, der modtager indirekte støtte i form af nettoafregning med afgiftsfritagelse. Men Teknologirådets kortlægning af kendte ønsker til arealanvendelsen i Danmark viste i maj 2017, at der selv uden brug af jordarealer til solcelleproduktion var behov for at gøre Danmarks areal 40% større, hvis alle kendte ønsker skulle imødekommes. Der er derfor en gevinst i forhold til det begrænsede danske areal i at benytte eksisterende tagflader til elproduktion med solceller, og denne gevinst bør afvejes i forhold til den øjeblikkelige samfundsøkonomiske gevinst ved markanlæg.

De aktuelle etableringsomkostninger for et BIPVT-E anlæg (pilotanlæg), der for en typisk enfamiliebolig ligger på 500.000-600.000 kr., betyder som tidligere nævnt, at der ikke kan skabes en positiv brugerøkonomi, selv med det indirekte

tilskud i form af nettoafregning af egetforbruget af solcellernes elproduktion. Det umiddelbare potentielle marked skal derfor findes blandt det store antal enfamilieboliger, der er opført siden 1960'erne. Mange af disse huse trænger i dag til renovering af tage og facader, og her kan BIPVT-E blive et attraktivt alternativ, især hvis der ikke findes større egnede arealer til et jordslangeanlæg.

For at kunne skabe en positiv brugerøkonomi i et BIPVT-E anlæg med de tariff-fer, afgifter og spotpriser, der vil være gældende inden for de nærmeste år, skal etableringsomkostningerne stort set halveres. Der er et stort effektiviseringspotentiale i at automatisere produktionsprocessen med PVT-E moduler og i at opbygge et konsortiesamarbejde, der kan videreudvikle BIPVT-E til en standardløsning i forskellige dimensioner til enfamilieboliger af varierende størrelse. Det er en proces, som producenten RACELL og komponentleverandører er stærkt optagede af.

6 Anlægsanalyse med PVT-BAT - Eksempler på anlæg

6.1 Eksempel 1: Pilotanlægget Lokes Plads

6.1.1 Økonomi og forudsætninger

Første eksempel på PVT-E anlæg og anvendelsen af PVT-BAT er beregninger på pilotanlægget på Lokes Plads i Ølstykke, se beskrivelsen i afsnit 5. Dette anlæg er installeret og bliver sat i endelig kommerciel drift i efteråret 2018. Det skal bemærkes, at de data der er brugt i eksemplet på visse punkter afviger lidt fra det faktiske pilotanlæg, og beregninger skal opfattes som et eksempel til belysning af anlægstypen.

Anlægget er med direkte kobling af PVT-E til varmepumpen og med en buffer på varmesiden. Hoveddata for det beregnede anlæg er:

- > 75 m² almindelig PV
- > 30 m² PVT-E
- > Danfoss varmepumpe med 180 liter varmtvandsbeholder. Effekt 5 til 12 kW modulerende.
- > Batteri (Fronius) på 7,5 kWh. Antaget levetid 15 år / 6.000 hele cyklusser.
- > 100 liter buffer mellem varmepumpe og radiatorkreds.

Forbruget i det konkrete demonstrationshus er atypisk, og den følgende analyse er derfor baseret på følgende mere gennemsnitlige forbrug:

- > Elforbrug 2500 kWh/år
- > Varmeforbrug 12000 kWh/år (T_{frem} = 70 C ved -12 C ude)
- > Varmt vand 2500 kWh/år

I analysen indgår der priser svarende til dagens priser, hovedtal er følgende (Ekskl. moms):

- > PV 1.250 kr./m²
- > PVT-E 1.850 kr./m²
- > Batteri 4.000 kr./kWh
- > Varmepumpe mv. 56.000 kr.
- > VVS, bygning og div. 89.000 kr.
- > Uforudset, rådgivning 18%

Dette giver en samlet investering på 496.000 kr. inkl. moms.

Energipriser brugt er:

- > Elpris køb 2,09 kr./kWh
- > Elpris med varmepumperabat 1,14 kr./kWh

- > Varmepriis brugt som reference 0,70 kr./kWh
- > Elpris salg 30 øre/kWh.

Finansiering:

- > Rente 3%
- > Ydelsesstøtte fra Landsbyggefonden svarer til halvdelen af beboernes betaling på realkreditlån.

Tag og gasfyr står for udskiftning. Derfor er alternativet til PVT-E projektet en konventionel tagudskiftning og udskiftning af gasfyr. Denne beløber sig til 290.000 kr. inkl. moms pr. bolig.

For dette anlæg giver en analyse med PVT-BAT følgende hovedtal. De tekniske beregninger i Figur 6-1 og de økonomiske i Figur 6-2:

Elforbrug	kWh/år	5.772
Heraf til varmepumpe	kWh/år	3.272
Pct. dækket elforbrug	%	100%
PV produktion	kWh/år	16.085
Ikke udnyttet el (spild)	kWh/år	465
Spild i pct. af PV produktion	kWh/år	0
Solgt el til nettet	kWh/år	12.061
Solgt i pct. af produktion	%	75%
Købt el fra nettet	kWh/år	2.289
Opladning af batteri	kWh/år	1.581
Afladning af batteri	kWh/år	1.506
Tab i batteri	kWh/år	75
Dækning af egetforbrug med PV	%	60%
Leveret varmt vand	kWh/år	2.380
Leveret varmt vand	%	100%
Leveret opvarmning	kWh	11.924
Leveret opvarmning	%	99%
COP varme-pumpe	cop	4.4

Figur 6-1 Tekniske beregninger med PVT-BAT på pilotanlægget.

Det fremgår, at der på årsbasis produceres ca. 16.000 kWh, mens der bruges ca. 5.800 kWh til varme og el. Dækningen af egetforbruget er 60 %. Der kan sælges og købes 10 kW og der er derfor ikke noget spild af el, på trods af, at der er installeret 20 kWp.

Investeringer inkl. moms	tkr.	496
Heraf solceller inkl. moms	tkr.	188
Heraf batteri inkl. moms	tkr.	50
Heraf reinvesteringer i batteri	tkr.	14
Heraf investeringer i varmedel	tkr.	70

Driftsudgifter inkl. moms	tkr./år	24
Heraf finansiering, støtte fratrukket	tkr./år	15
Heraf køb af el minus rabat	tkr./år	4.7
Heraf salg af el (minus)	tkr./år	-3.6
Heraf udgifter til tilskuds-varme	tkr./år	0.1
COP total		12.6
Pris pr. kWh leveret	kr./kWh	1.20
Køb af el kWh med PVT-E	kWh/år	3,795
Køb af el uden PVT-E	kWh/år	2,500
Årlig udgifter til varme og el med PVT-E	kr./år	24,341
Årlige udg. til varme og el uden PVT-E	kr./år	31,186
Heraf årlig udg. til nødv. invest.	kr./år	14,796
Beregnet besparelse	kr./år	6,844
Procentvis besparelse	%	22%

Figur 6-2 Tabel med beregninger for pilotanlæg Lokes Plads under forudsætninger nævnt først i dette afsnit.

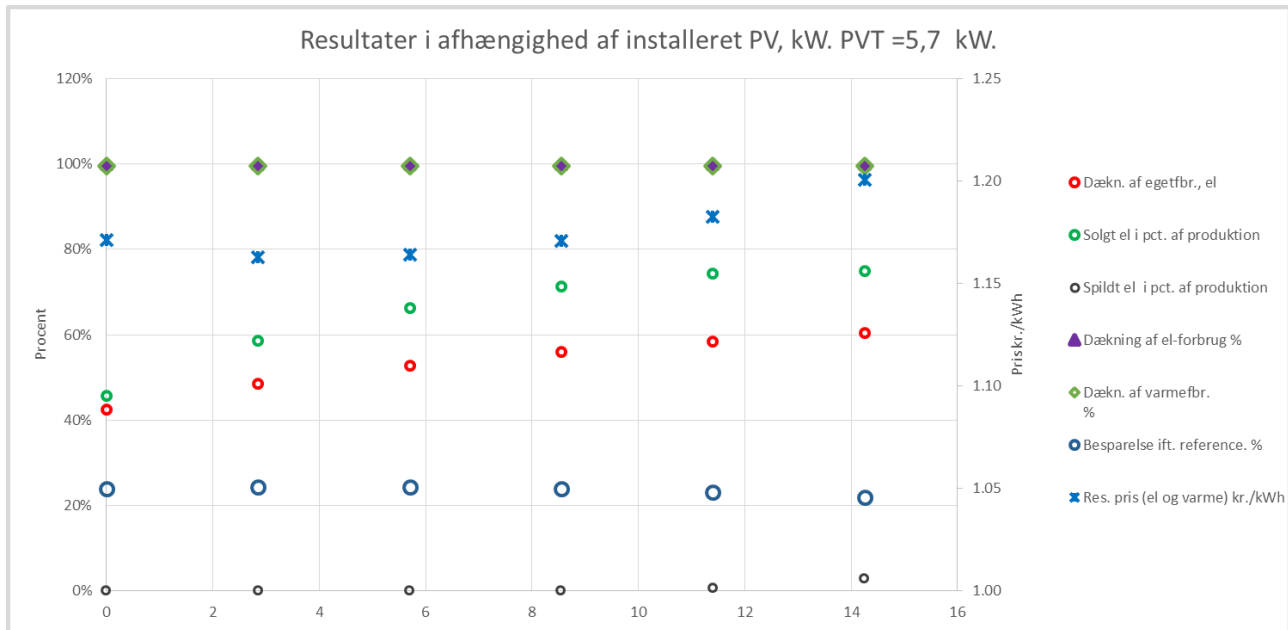
De årlige udgifter til forsyning af varme og el inklusiv finansiering og vedligeholdelse beløber sig til godt 24.000 kr. Det svarer til en energipris for varme og el på 1,20 kr./kWh. De årlige udgifter for referencen, den teknologineutrale eller konventionelle løsning med udskiftning af tag og gasfyr, beløber sig til godt 31.000 kr., idet der er regnet med investeringer i tag og gasfyr. Der er altså med PVT-E anlægget en årlig besparelse på næsten 7.000 kr. Dette svarer til en besparelse på 22% i forhold til de årlige udgifter til energi før renoveringen.

Det skal bemærkes, at dette er opnået med ydelsesstøtten fra Landsbyggefonden, som er en kompensation, der gives til de første anlæg, og som forventes på længere sigt at blive modsvaret af prisfald på komponenter og system.

Det følgende afsnit er en analyse af parametervariationer på dette pilotanlæg.

6.1.2 Styringsstrategi 1: Ikke prognosebaseret styring

For anlægget på Lokes Plads er hele taget dækket af enten PV eller PVT-E. Teknologien har udviklet sig sådan, at marginalomkostninger ved at etablere PV er faldet drastisk, og det giver derfor mening at dække hele taget, også selvom de sidste m² ikke udnyttes så effektivt, og også selvom orientering, hældning og skyggeforhold ikke er optimale.



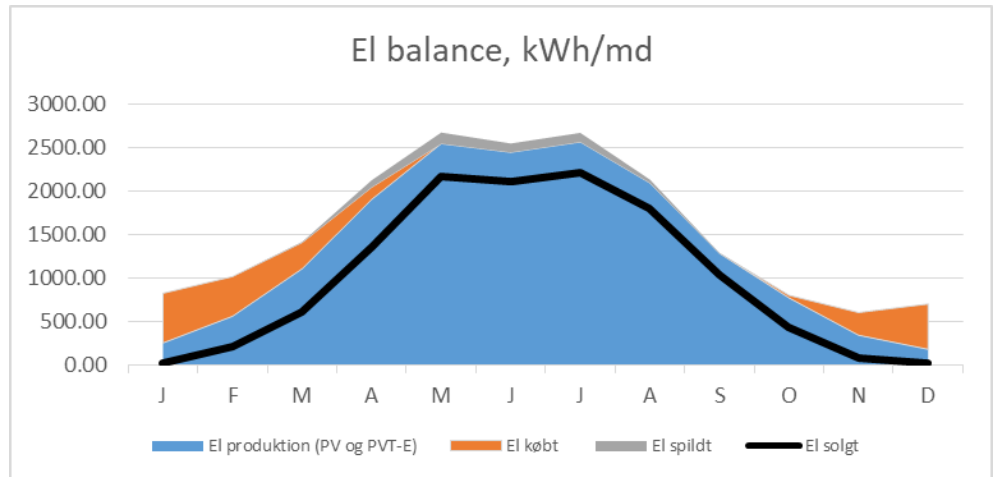
Figur 6-3 Dækning og energipris for PVT-E anlæg Lokes Plads som funktion af PV arealet. PVT-E areal 30 m² (5,7 kW). 14,3 kW PV (75 m²), svarer til at hele taget er dækket med PV og PVT-E. 10 kWh batteri og maksimalt salg og køb 10 kW el. Pris for salg af el er 30 øre/kWh. Sempel ikke prognose-baseret batteristyring.

Figur 6-3 viser dækning og pris for et anlæg med 30 m² PVT-E, som er tilstrækkeligt til at dække varmfbr. og forbruget af varmt brugsvand. I tillæg hertil placeres almindelige solceller op til 75 m² hvor hele taget er dækket. Figuren viser, at energiprisen (el og varme) har et minimum ved 6 kW, men ellers er den ret uafhængig af den installerede effekt og kun stiger med 3 %, hvis hele taget dækkes. Dette er under dagens priser og vil ændre sig.

Det fremgår også, at der med det store PV areal sælges næsten 80% af den producerede el, mens 60% af egetforbruget er dækket.

Besparselsen i pct., er reduktionen i årlige driftsomkostninger sammenlignet med alternativet eller referencen, hvor der ikke installeres PVT-E og PV. Denne er godt 20 % og ret uafhængig af størrelsen på anlægget. Referencen er i dette tilfælde, at taget og gasfyret udskiftes uden energitiltag.

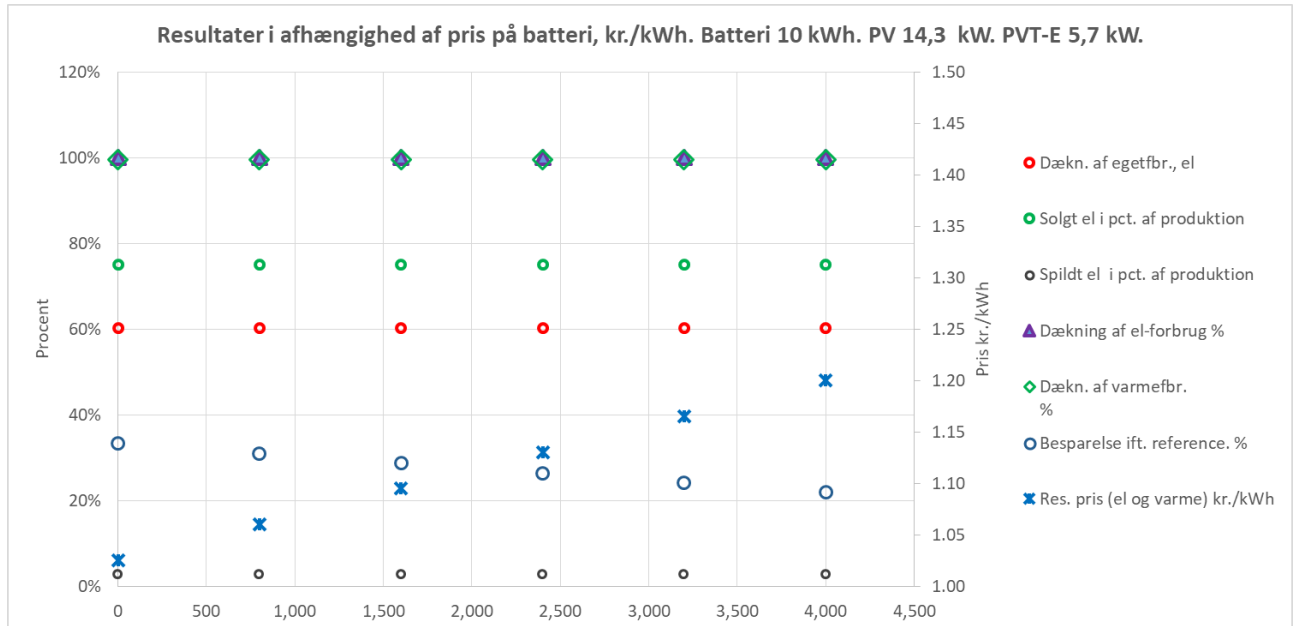
Figur 6-4 illustrerer dækning og balance på årsbasis som månedsværdier. Det fremgår at bygningen er stort set selvforsynende i perioden maj til september, hvor der også er et mindre spild.



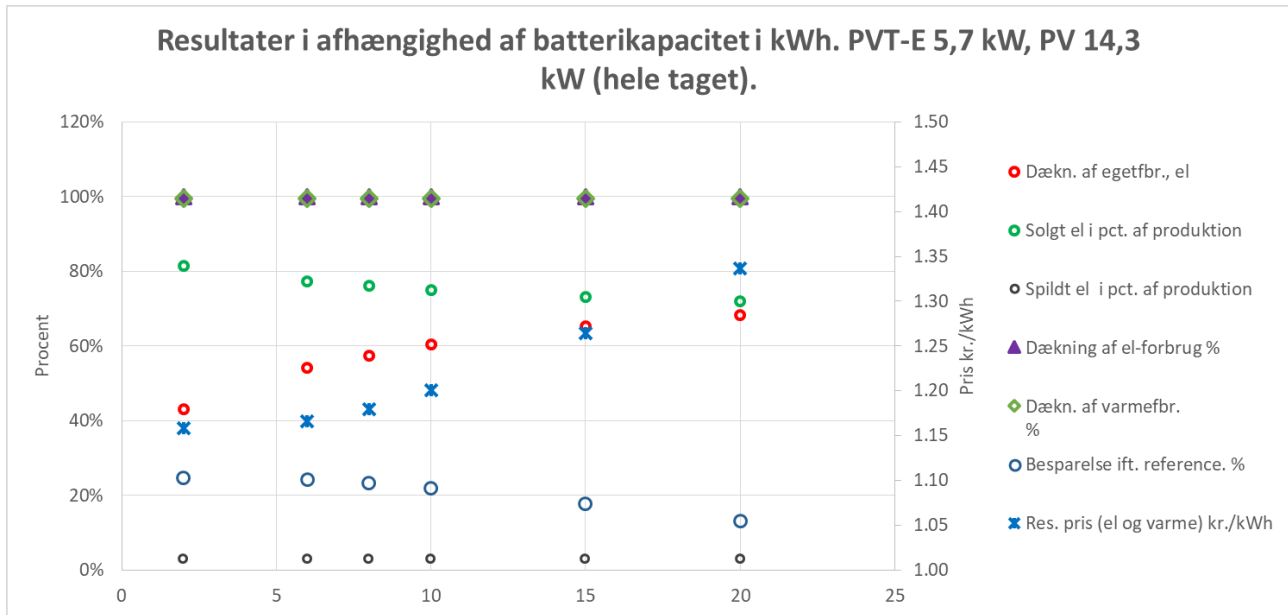
Figur 6-4 El balance svarende til Figur 6-3 med 14,3 kW PV (hele taget dækket).

Figur 6-5 og Figur 6-6 viser betydningen af prisen og størrelsen på batteriet. Faldende priser på batteriet vil selvsagt være en fordel, se Figur 6-5. Det viser sig, at hvis batteriet koster det halve, så stiger besparelsen fra 22 til 28 % og energiprisen (el og varme) falder fra 1,20 til 1,11 kr./kWh.

Et større batteri giver, som Figur 6-6 viser, en stigning i dækningen af egetforbruget, den synes dog at falde ud ved ca. 15 kWh batteri. Økonomien bliver dårligere pga. prisen på batteriet.

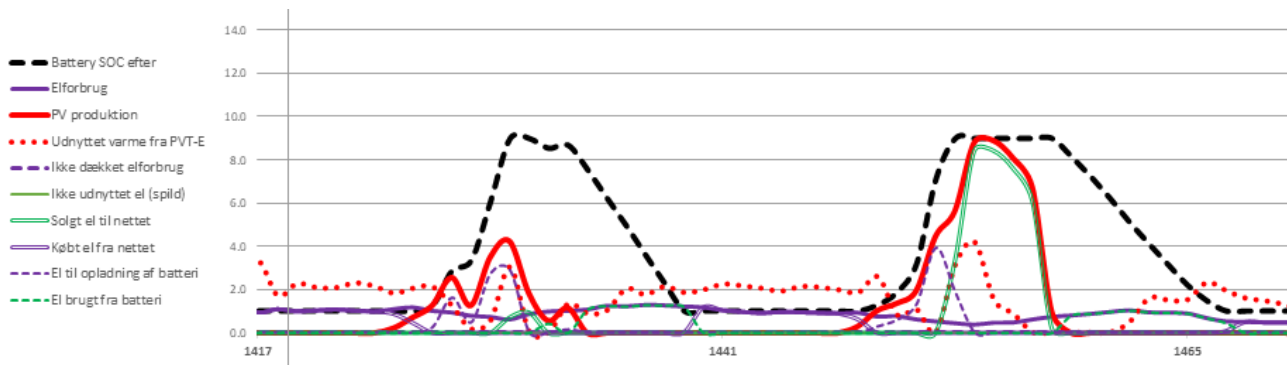


Figur 6-5 Samme som Figur 6-3 men betydning af faldende pris på batterier. PVT-E areal 30 m² (5,7 kW). 14,3 kW PVT (75 m²), svarer til at hele taget er dækket med PV og PVT-E. 10 kWh batteri og maksimalt salg og køb 10 kW el. Pris for salg af el er 30 øre/kWh. Referencepris på batteri 4000 kr./kWh. Simpel ikke prognosebaseret batteristyring.



Figur 6-6 Samme som Figur 6-3 men betydning af batterikapacitet. PVT-E areal 30 m² (5,7 kW). 14,3 kW PVT (75 m²), svarer til at hele taget er dækket med PV og PVT-E. Maximalt salg og køb 10 kW el. Pris for salg af el er 30 øre/kWh. Referencepris på batteri 4000 kr./kWh. Simpel ikke prognosebaseret batteristyring.

En supplerende beregning viser klart, at med en lavere pris på batteriet, kan det betale sig med et større batteri. Det må dog konkluderes, at det ikke er sådan, at denne simple styring af batteriet forbedrer brugerøkonomien radikalt. Det er som nævnt heller ikke en fordel for nettet, da styringen fører til, at brugeren belastar nettet mere i spidslastperioder.



Figur 6-7 PVT-E anlæg Lokes Plads et par dage i foråret. Figuren viser, at anlægget tenderer til at levere store elmængder til nettet midt på dagen hvor forbruget er lavt. Der købes el om morgenen når der er spidslast.

Det har derfor været en central opgave i projektet at udvikle en prognosebaseret styring, der gør det let for den enkelte forbruger at gøre sit elforbrug fleksibelt i overensstemmelse med det varierende behov i elnettet. Læs mere herom i det næste kapitel (6.1.3), hvor batteriets potentiale til fleksibelt elforbrug og elsalg undersøges.

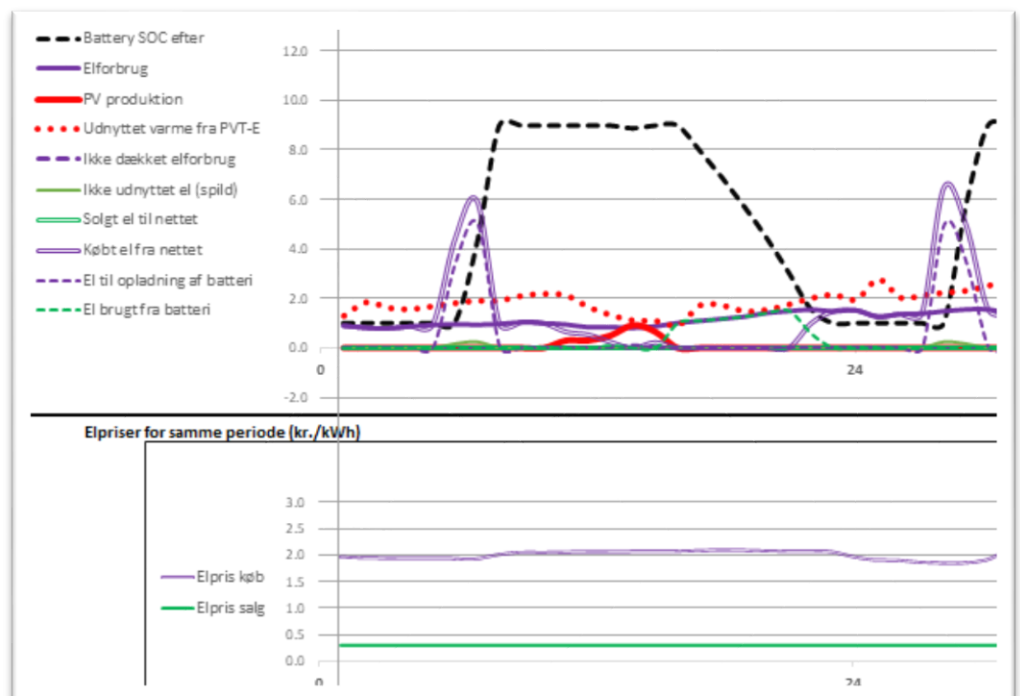
6.1.3 Styringsstrategi 2: Prognosebaseret styring uden nettjenester

I dette afsnit ses på beregninger med prognosebaseret styring (E-MPC) sammenlignet med den simple styring, hvor strømmen sælges, når der er overskud og købes så snart, der er underskud. Der er her ikke regnet med perioder, hvor der ikke købes el, og der kan maksimalt købes og sælges 10 kW, altså ingen begrænsning ligesom i eksemplet i afsnit 6.1.2.

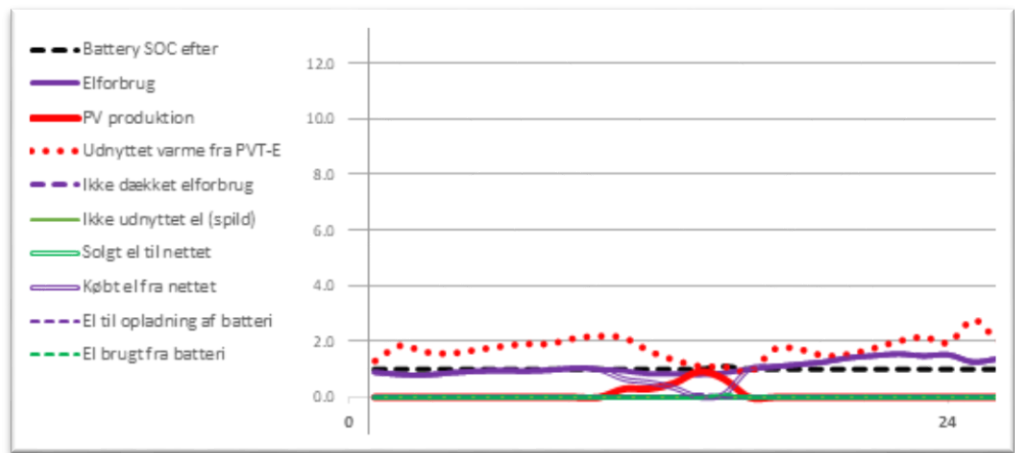
Der er set på indflydelsen af ren spotpris (et eksempel fra et tilfældigt år), hvor til der lægges afgifter beregnet som et fast beløb, der bringer det årlige gennemsnit op på den normale elpris, her sat til 2,09 kr./kWh.

Desuden er der set på det tilfælde, hvor afgiften beregnes som en faktor, der ganges på spotprisen, så gennemsnittet bliver det samme. Dette giver meget svingende priser og også store negative kWh priser. Det er derfor defineret sådan, at prisen for salg ikke bliver højere end prisen for køb, idet optimeringsproceduren så ville købe el bare for at sælge det igen.

Figur 6-8 og Figur 6-9 illustrerer, hvordan systemet virker med den 1. januar. Med prognosestyring købes så meget som muligt i de perioder, hvor el er billigst. I dette eksempel vil dette tidspunkt være en periode ud på formiddagen og sidst på aftenen og om natten den følgende dag. Uden den prognosebaserede styring købes el, når det bruges. Der er altså tale om et helt nyt forbrugsmønster.



Figur 6-8 1. januar med prognosebaseret styring. Den nederste del af grafen viser elprisen (øverst er køb nederst er salg som er konstant). Det fremgår, at købet af el foregår på de tidspunkter, hvor det er billigst – her kun lidt billigere. Sammenlign med Figur 6-9.

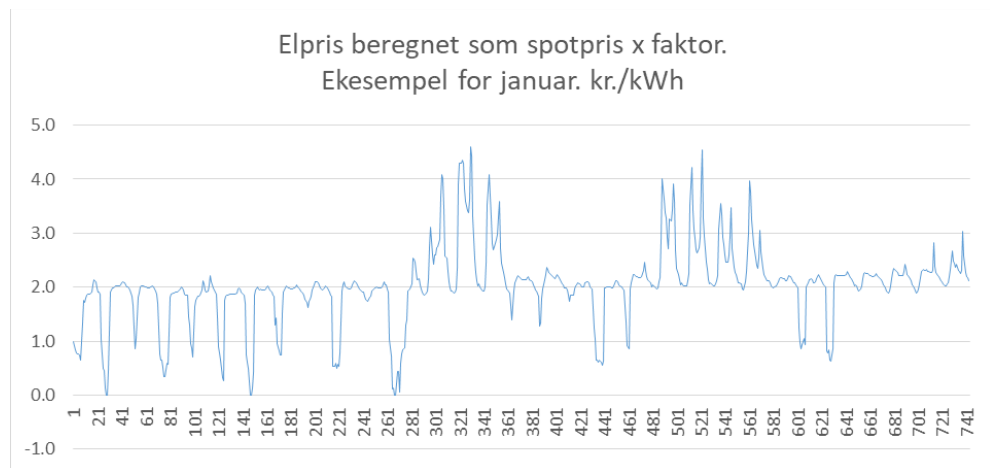


Figur 6-9 1. januar uden prognosebaseret styring. Elprisen er konstant. Der købes el når der er brug for det, og der købes mindre midt på dagen hvor solen skinner.
Sammenlign med Figur 6-8.

Tabellen i Figur 6-11 viser en beregning på pilotanlægget på Lokes Plads med prognosebaseret styring og simpel styring med de to former for elpriser med fast og variabel afgift.

Med den faste afgift på elprisen og dermed kun små variationer, spares der kun 100 kr. om året på elregningen. Samtidig bruges der 130 kr. mere på reinvestering i batteri, som slides hurtigere. Dette giver en mindre forøgelse af udgifter til finansiering. I alt spares der med den prognosebaserede styring 94 kr. pr. år.

Med den anden prisberegning varierer elprisen som følgende graf viser.



Figur 6-10 Svingninger i elprisen den første uge i året hvis spotprisen tillægges en procentvis afgift som medfører en gennemsnitlig pris på 2,09 kr./kWh.

Med disse priser fås en besparelse (se Figur 6-11) som vist i de to søjler til højre i Figur 6-11. Her spares der 1.430 kr. på elregningen mens der bruges mere end 10.000 kr. på reinvesteringer i batteri (i anlæggets levetid omregnet til nutids-kroner). Det fører til en årlig besparelse på 735 kr.

Med den faste afgift på kWh prisen er der ikke meget at spare og ikke rigtig noget incitament for forbrugeren. Med den ekstremt variable pris begynder det dog at kunne være rentabelt. Det er dog næppe realistisk, og billedet vil ændre sig med faldende afgifter.

Under alle omstændigheder ser det ikke ud som om investeringer i prognosesystemet for et enkelt hus kan betale sig. Der vil derfor blive set på muligheden for at inddrage net tjenester, som vil kunne understøttes af den samme teknologi uden yderligere investeringer.

		Prognosebaseret Fast afgift	Simpel styring Fast afgift	Prognosebaseret % vis afgift	Simpel styring % vis afgift
Investeringer inkl. moms	tkr.	496	496	507	496
Heraf solceller inkl. moms	tkr.	188	188	188	188
Heraf batteri inkl. moms	tkr.	50	50	50	50
Heraf reinvest. i batteri	tkr.	14.080	13.950	23.050	13.950
Heraf investeringer i varmedel	tkr.	70	70	70	70
Driftsudgifter inkl. moms	tkr./år	24	24	23	24
Heraf finansiering, støtte fratrukket	tkr./år	15	15	16	15
Heraf køb af el minus rabat	tkr./år	4.590	4.690	3.260	4.690
Heraf salg af el (minus)	tkr./år	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7
Heraf udgifter til tilskuds-varme	tkr./år	0,1	0,1	0,1	0,1
COP total		12,9	13,0	11,8	13,0
Pris pr. kWh leveret	kr./kWh	1,19	1,19	1,16	1,19
Køb af el kWh med PVT-E	kWh/år	4.158	3.934	5.004	3.934
Køb af el uden PVT-E	kWh/år	2.500	2.500	2.500	2.500
Årlig udgifter til varme og el med PVT-E	kr./år	24.128	24.221	23.486	24.221
Årlige udg. til varme og el uden PVT-E	kr./år	31.186	31.186	31.186	31.186
Heraf årlig udg. til nødv. invest.	kr./år	14.796	14.796	14.796	14.796
Beregnet besparelse	kr./år	7.058	6.964	7.699	6.964
Procentvis besparelse	%	23%	22%	25%	22%

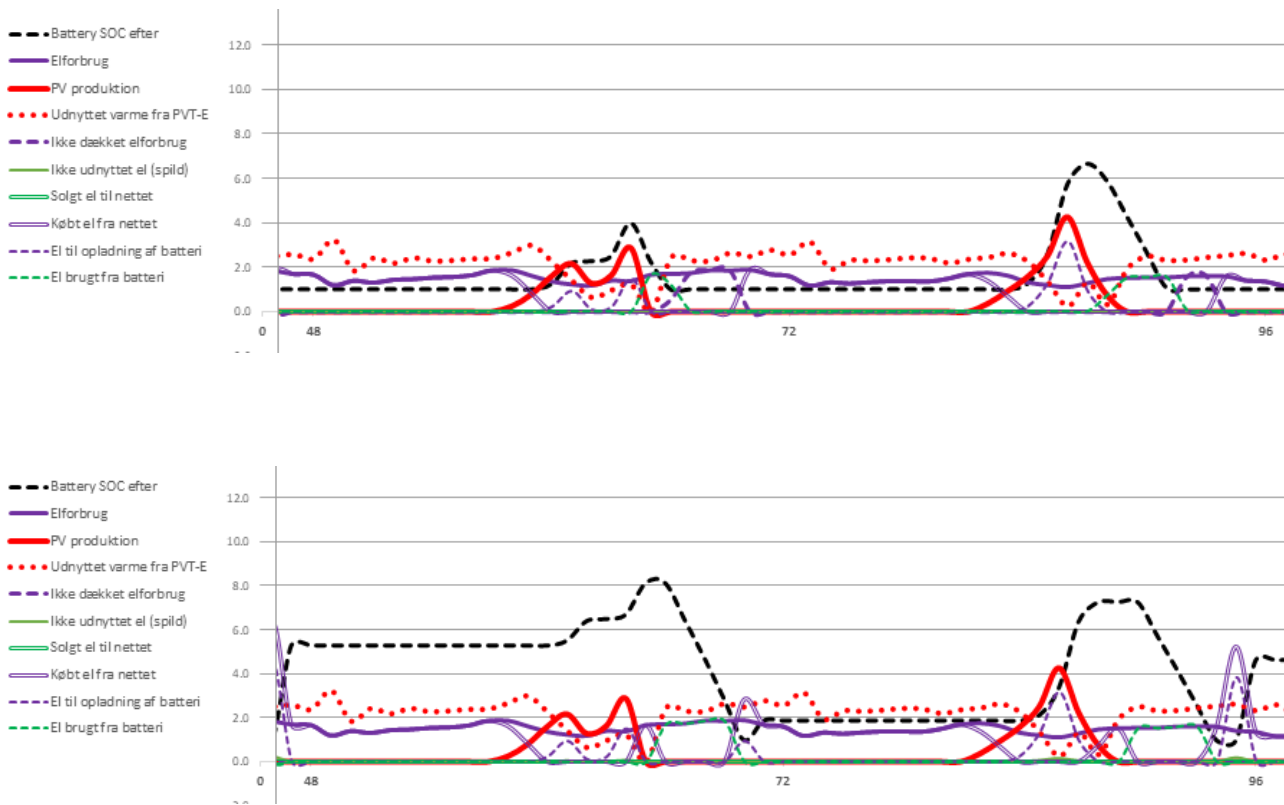
Figur 6-11 Sammenlignende beregning med prognosestyring og uden prognosestyring. Samme anlæg som Figur 6-2.
Spotpriser tillagt afgift der er beregnet som en fast afgift der giver en middelpris på svarende til den der blev brugt for simpel styring 2,09 kr./kWh.

6.1.4 Styringsstrategi 3: Prognosebaseret og uden køb af el fra kl. 17-21

Med den simple styring af batteriet kan batteriet ikke benyttes til at dække forbrug i spidslastperioder. Det kræver en prognosebaseret styring. Det er derfor forudsat i dette afsnit. Batteriet har som første prioritet at sikre forsyning, enten ved at lade batteriet op med solenergi eller købe el fra nettet. Der er i dette afsnit ikke set på indflydelsen af svingende elpriser.

Elforbruget består af forbrug til husholdning plus forbrug til varmepumpen som beregnes af programmet.

Figur 6-12 illustrerer princippet for brug af batteriet til forsyning i perioder uden køb. Prognosen, der regner 24 timer frem, sørger for, at indrette optimeringen således at der, så vidt det er muligt, kan leveres el fra batteriet i de timer, hvor det er forudsat, at der ikke købes el. I disse eksempler her i rapporten er det faste tidspunkter, men i den virkelige verden kan det skifte fra dag til dag eller fra time til time. Det gælder, at jo længere tid der er til at "planlægge", jo større chance er der for, at anlægget kan dække forbruget.



Figur 6-12 Anlægget på Lokes Plads med PVT og PV på hele taget. Grafen viser et par dage i januar.
Øverst: Simple batteristyring. Her aflades batteriet før eller under perioden 17-21 og forbruget dækkes ikke.
Nederst: Prognosebaseret styring. Her sørger styringen for at batteriet er tilstrækkeligt opladet så forbruget dækkes i perioden 17-21.

I dette eksempel er der antaget en spidslastperiode om aftenen. Man kunne let tilføje én om morgenen også. Hvis forbrugeren ikke modtager en betaling for at yde den service, som det er at udskyde sit elforbrug, så kan det ikke betale sig at gøre det. Fastlæggelse af tariffer er derfor helt afgørende for brugerøkonomien, men det ligger uden for rammerne af denne rapport, som hovedsagelig beskriver de tekniske muligheder for intelligent styring af elforbrug.

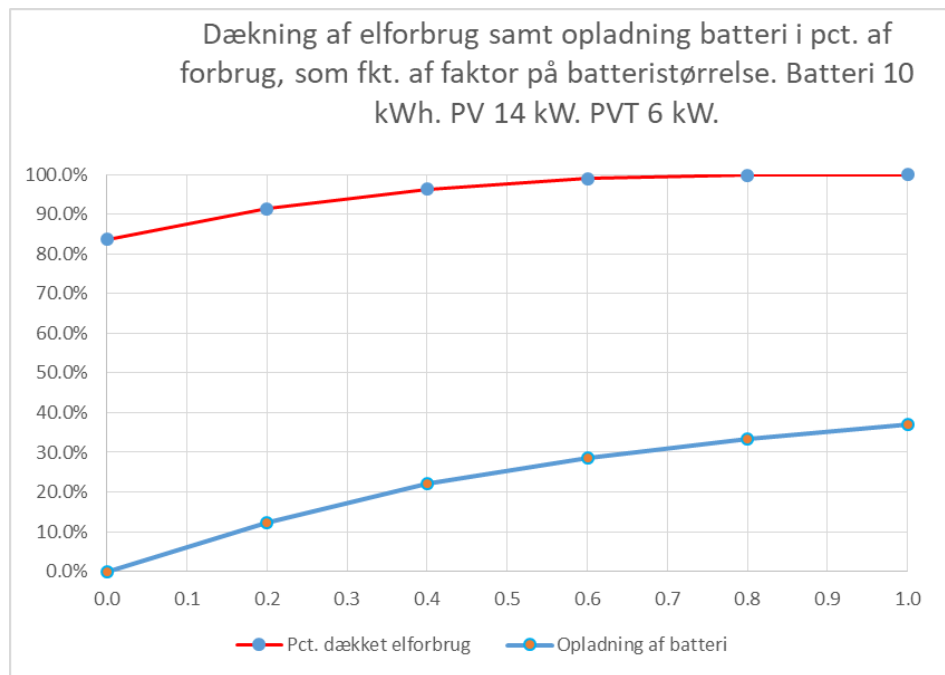
Batteriet og styringen får på den måde fire funktioner:

- 1 At sikre (så vidt muligt) at forbruget dækkes ved at oplade batteriet til perioder uden køb.
- 2 At lagre el fra PV til gunstige tidspunkter, enten for at bruge det eller sælge det.

- 3 At købe el til opladning på gunstige tidspunkter, for så vidt der er svingende priser.
- 4 At sælge el på gunstige tidspunkter, for så vidt der er svingende priser på salg.

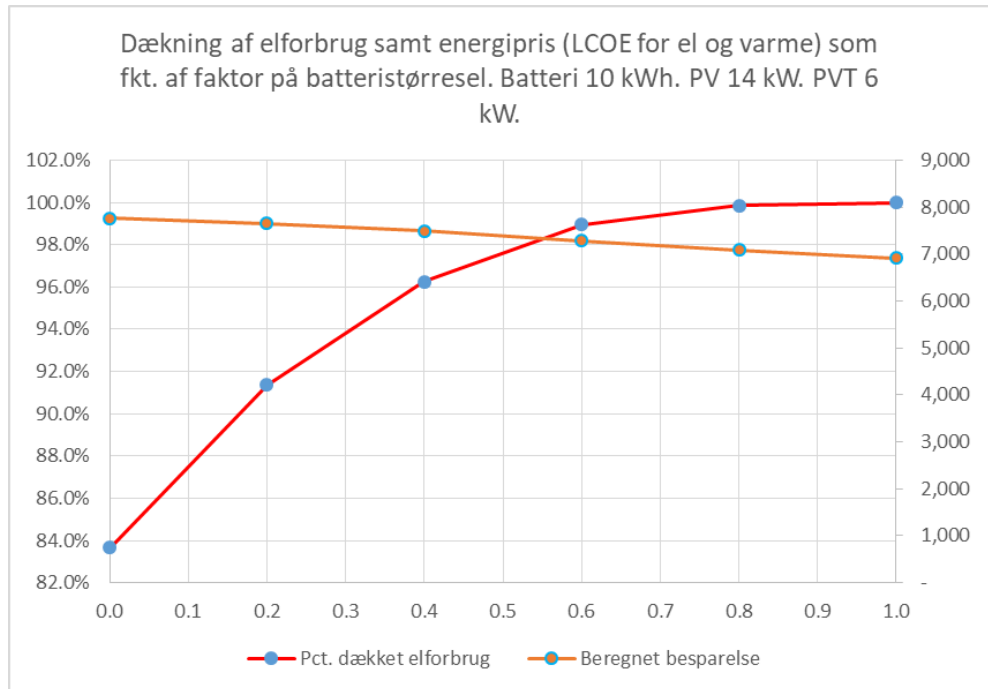
Pkt. 1 har første prioritet. De andre indgår ligestillet i den prognosebaserede styring.

Figur 6-13 og Figur 6-14 belyser betydning af størrelsen på batteriet. Det fremgår af Figur 6-13, at batteriet i det her eksempel skal have en størrelse på mellem 8 og 10 kWh for at man kan dække forbruget til el og varmepumpe. Dette forudsætter så, at forbruget er som forudsat, der kan dog være dage med større forbrug, hvor forbruget så ikke kan dækkes. Det ses også, at med et batteri på 10 kWh har ca. 1/3 af elforbruget været igennem batteriet. Uden batteri dækkes der kun forbrug i tiden kl. 17 til 21, når solen skinner.



Figur 6-13 Anlægget på Lokes Plads med PVT og PV på hele taget. Situation hvor der ikke kan aftages el i perioden fra kl. 17-21. 10 kWh batteri. Det fremgår at ved en batteristørrelse på 8 kWh dækkes praktisk talt hele forbruget året igennem. Ved denne størrelse har der på årsbasis været opladt 30 % af forbruget.

Figur 6-14 viser den beregnede besparelse svarende for anlægget på Lokes Plads sammenlignet med referencen hvor taget og gasfyret skiftes.



Figur 6-14 Anlægget på Lokes Plads med PVT og PV på hele taget. Situation hvor der ikke kan aftages el i perioden fra kl. 17-21. 10 kWh batteri.

Det fremgår at ved en batteristørrelse på 8 kWh dækkes praktisk talt hele forbruget året igennem – som i Figur 6-13.

Den beregnede årlige besparelse i driftsudgifter sammenlignet med referencen med udskiftning af tag og gasfyr, falder noget med øget batteristørrelse.

Figur 6-15 viser beregninger af udgifter og besparelser svarende til Figur 6-14 og Figur 6-15. For at kunne dække forbruget i spidslastperioden, skal der bruges et batteri på 8 kWh. Udgifterne til køb af el falder med 8 kWh batteri fra 5800 til 4900 kr. pr. år, altså med 900 kr., samtidig falder indtægterne ved salg med 300 kr. pr. år. Der er altså et overskud på 600 kr./år.

Dette er imidlertid ikke nok til at dække udgifter til finansiering af batteriet og den samlede besparelse i forhold til referencen falder fra ca. 7.770 til 7.090 kr. pr. år, altså med ca. 700 kr. pr. år.

Hvis det skulle gå i nul for forbrugeren, skulle den leverede el altså koste $4.900 - 700 = 4.200$ kr./år i stedet for nu 4.900 kr./år.

Man kunne altså i det her tilfælde undlade at levere el i perioden fra kl. 17-21 hvis man kunne give en rabat på $ca. 700/4.900 = 14\%$ på elektriciteten.

Batteristyring	Elpristype	Spidslast	PVT	PV	Batteri	Pct. dækket elforbrug	Spild i pct. af PV produktion	Solgt i pct. af produktion	Dækning af egetforbrug med PV	Investeringer inkl. moms	Driftsudgifter inkl. moms	Heraf køb af el minus rabat	Heraf salg af el (minus)	Pris pr. kWh leveret	Beregnet besparelse	Procentvis besparelse
			kW	kW	kWh	%	%	%	%	tkr.	tkr./år	tkr./år	tkr./år	kr./kWh	kr./år	%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	10.0	100%	1%	77%	61%	498	24.3	4.6	-3.7	1.20	6,914	22%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	8.0	100%	1%	78%	58%	486	24.1	4.9	-3.8	1.19	7,092	23%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	6.0	99%	2%	79%	56%	474	23.8	5.2	-3.8	1.17	7,284	23%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	4.0	96%	2%	80%	54%	459	23.2	5.4	-3.9	1.15	7,492	24%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	2.0	91%	2%	82%	52%	441	22.5	5.7	-4.0	1.11	7,649	25%
Prognosebaseret	Spotpris	Ingen køb i spidslast	14.3	5.7	0.0	84%	3%	85%	51%	420	21.4	5.8	-4.1	1.06	7,769	25%

Figur 6-15 Beregninger med intet køb af el i spidslastperioden fra 17-21. Resultater i afhængighed af batteristørrelse. For pilotanlæg Lokes Plads sammenlignet med referencen, den teknologineutrale eller konventionelle løsning.

6.1.5 Styringsstrategi 4: Prognosebaseret og med begrænsning på effekt til køb og salg af el

Med den samme teknologi som i de to foregående afsnit kan man styre forsyningen således, at der sættes en grænse for den effekt, der maximal kan købes og sælges. Det er den samme optimerings procedure og det samme hardware.

Styringen vil give anledning til en række besparelspotentialer, men disse er komplicerede og skal ikke bestemmes her. Besparelsen vil delvist ligge på produktionskapacitet, måske ikke her og nu, men på et tidspunkt, hvor man så kan undlade at udvide produktionskapaciteten for el. Endvidere vil der skulle bruges mindre kapacitet på netværk og transformatorer, husinstallationer mv. Denne besparelse bliver tydeligst i forbindelse med nybyggede områder, hvor elforsyningen kan dimensioneres efter helt andre principper end i dag.

Yderligere er det sådan, at integration af elbiler kan ske smertefrit og med de samme fordele. Herom i næste eksempel.

Besparelser på kraftværkskapacitet

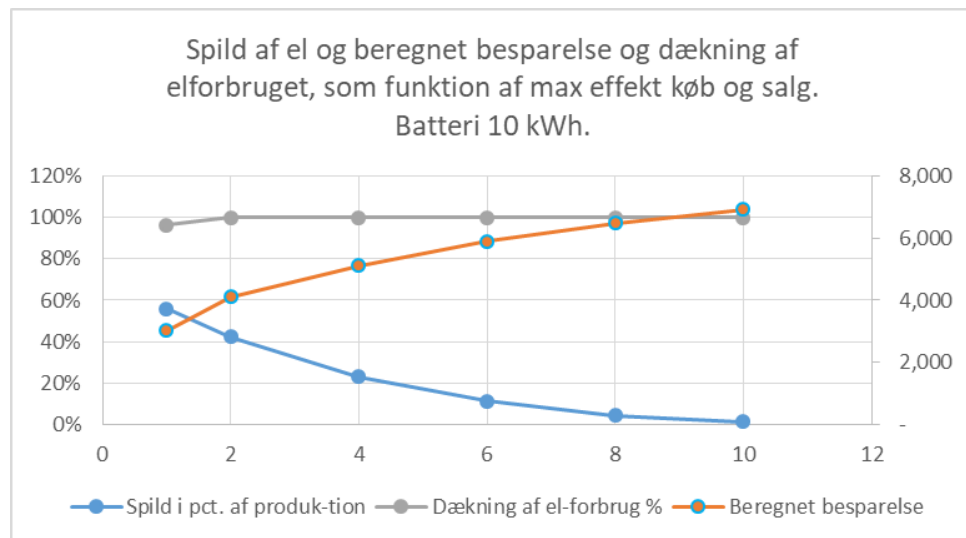
Som et forsigtigt regnestykke koster etablering af et flisbaseret kraftvarmeværk 30.000 kr. pr. kW. Hvis man kan spare 5 kW effekt i en bolig svarer det altså til en besparelse på 150.000 kr. i kraftværkskapacitet, som afgørende vil ændre økonomien i et sådant anlæg.

De følgende beregninger belyser dette princip og bygger på eksemplet fra Lokes Plads. Det er klart, at en tilslutning med mindre effekt til boligen vil reducere mulighederne for at opkøbe billig el i perioder. En anden ulempe er, at man med det store PV areal ikke vil være i stand til at sælge overskudsenergi i samme omfang, og man vil få et større spild.

Figur 6-16 viser, at under de givne forudsætninger og med de valgte forbrugsprofiler, så kan man dække forbruget selv med et maximum for køb og salg på 2 kW, med et 10 kWh batteri. Det er noget mindre end det maximale timeforbrug som er på 2,8 kWh. Her vil man så til gengæld spilde 40% af solenergien, imod

nul procent, hvis der kan sælges 10 kW. Den beregnede besparelse falder også drastisk på grund af det store spild af solenergi. Hvis den overskydende el kan bruges til noget andet lokalt, vil det ændre økonomien.

Investeringen i batteriet er i eksemplet på $10 \times 4.000 = 40.000$ kr., hvilket formentlig er langt mindre end de besparelser man vil kunne opgøre på produktions-, distributions- og konverteringsudgifter på forsyningsiden som følge af den reducerede effekt. Disse kommer bare på nuværende tidspunkt ikke direkte brugeren til gode.

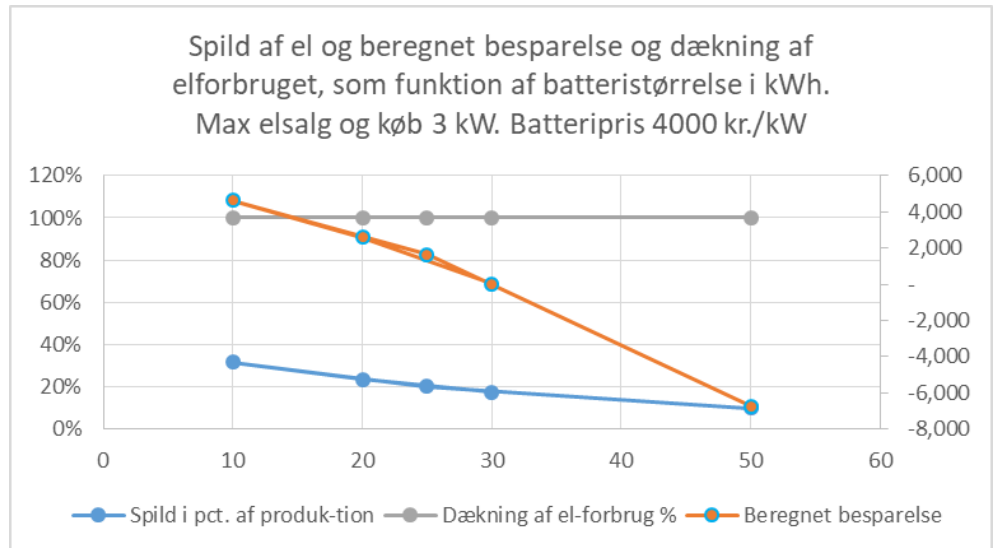


Figur 6-17 Beregnet spild, dækning og besparelse med maximal effekt salg og køb af el. Eksemplet Lokes Plads. Batteri 10 kWh.

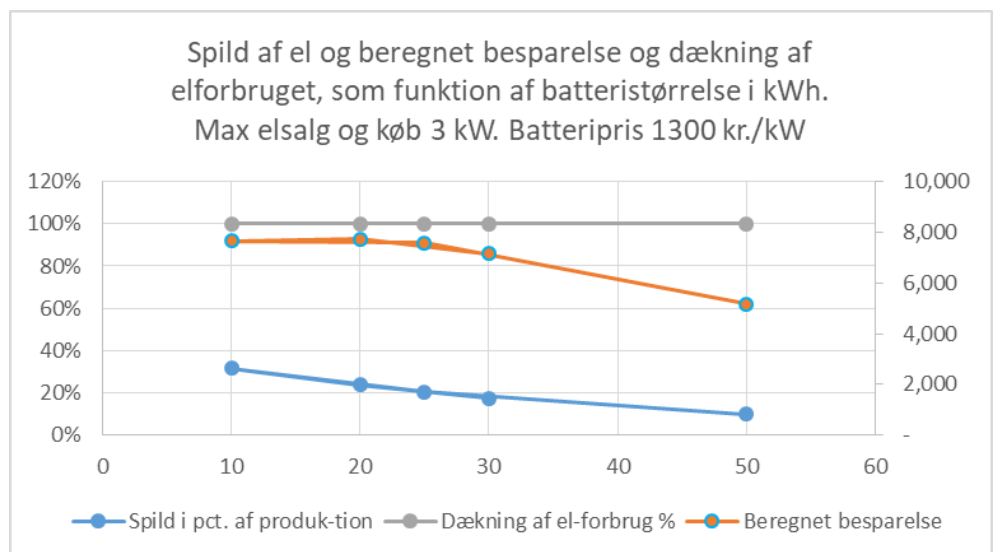
Figur 6-18 viser betydningen af et større batteri som vil mindske spildet af solenergi. Selv med et 30 kWh batteri, svarende til 1-4 dages gennemsnitsforbrug (elforbruget er 26 kWh pr. dag om vinteren og kun 7 kWh om sommeren), er der et spild på ca. 20 %. Det hænger sammen med, at produktionen om sommeren ikke kan sælges, uanset hvor længe den gemmes.

Den beregnede besparelse (Lokes Plads eksemplet) falder med denne styringsstrategi drastisk og bliver negativ.

Figur 6-19 viser situationen, hvis batteriet koster 1.300 kr. pr. kWh, en pris mange forventer inden for en overskuelig tid. Det ændrer, som det fremgår, dramatisk på billedet og den beregnede besparelse falder væsentligt mindre.



Figur 6-20 Beregnet spild, dækning og besparelse med maximal effekt på salg og køb af el som funktion af batteristørrelse. Eksemplet Lokes Plads. Max køb og salg 3 kW. Batteripris 4.000 kr./kWh.



Figur 6-21 Beregnet spild, dækning og besparelse med maximal effekt på salg og køb af el som funktion af batteristørrelse. Eksemplet Lokes Plads. Max køb og salg 3 kW. Batteripris 1300 kr./kWh.

Eksemplet belyser, at der kan være store perspektiver og besparelser ved begrænse den maximale effekt til brugerne og i stedet udnytte lokal lagerkapacitet.

I Danmark er det ikke muligt at dække hele forbruget til varme og el i boliger med denne teknologi. Det vil det være på andre geografiske lokaliteter. Der er i Danmark brug for central produktion, og hertil er der brug for central lagring for at udjævne produktion og forsyning. Det ændrer dog ikke ved, at der er store fordele ved decentral lagring og produktion, da det i høj grad kan mind-

ske behovet for transport af energi og i samspil med central produktion og lagring kan det sikre den bedste udnyttelse af produktionskapacitet og minimal brug af ressourcer. Dette samspil er den helt store udfordring for fremtidens energisystem.

6.2 Eksempel 2: PVT-E anlæg med elbil

I dette eksempel gennemgås kombinationen af et PVT-E anlæg med en elbil. Eksemplet svarer til et enfamiliehus, som forsynes med varme, varmt vand, el til husholdning og el til en elbil. Der er ikke regnet med ydelsesstøtte, og der er forudsat priser svarende til nogle år ud i fremtiden.

Følgende er forudsat:

- > 50 m² almindelig PV
- > 50 m² PVT-E
- > Varmepumpe og tilhørende tanke
- > 15 kWh batteri. Antaget levetid 15 år / 6.000 hele cyklusser.

- > Elforbrug 4.500 kWh/år
- > Varmeforbrug 15.000 kWh/år (Tfrem = 70 C ved -12 C ude)
- > Varmt vand 2.500 kWh/år
- > Elbil 3.000 kWh (svarende til 15.000 km for en normal elbil)
- > Der kan maksimalt købes og sælges 3 kW
- > Der kan ikke købes el kl. 17-21
- > Elbilen oplades kun kl. 00 til 06.

Forudsætninger vedr. priser (ekskl. moms)

- | | |
|----------------------------------|--------------------------|
| > PV | 1.000 kr./m ² |
| > PVT-E | 1.000 kr./m ² |
| > Invertere | 1.000 kr./kW |
| > Batteri | 2.000 kr./kWh |
| > Varmepumpe, VVS, elarbejde mv. | 96.000 kr. |

Dette giver en samlet investering på 327.000 kr. inkl. moms og inklusiv reinvesteringer i batteri tilbagediskonteret til år 0.

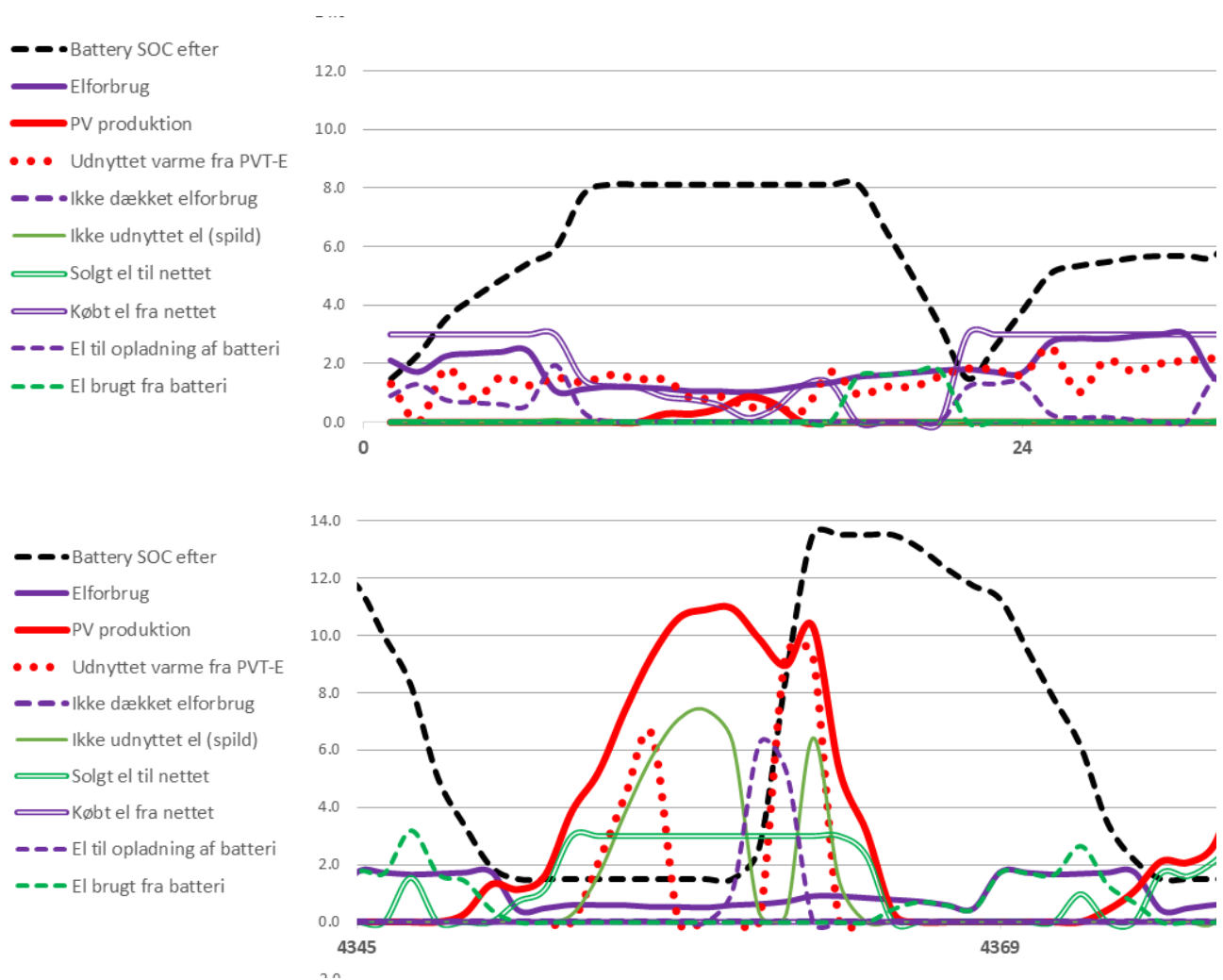
Energipriser brugt er:

- > Elpris køb 2,09 kr./kWh
- > Elpris med varmepumperabat 1,14 kr./kWh
- > Varmepris brugt som reference 0,70 kr./kWh
- > Elpris salg 30 øre/kWh.

Figur 6-22 viser dynamikken i anlægget og illustrerer hvordan batteriet bruges. Om vinteren (øverste graf) bruges en del af den el der købes til opladning af

batteriet, så forsyningen kan klares kl. 17-21. Varmepumpen trækker varme ud af PVT-E anlægget døgnet igennem.

Om sommeren (nederste graf) er der selvforsyning. El sælges om dagen, men også delvist i spidslastperioden kl. 17-21. Batteriet tømmes til om dagen, hvor der skal være plads til solenergi. Med en højere pris på salg i spidslastperioden vil styringen forskyde salget, så det ligger i denne periode frem for om dagen. Med varierende priser på el ville styringen flytte køb og salg til de gunstigste tidspunkter.

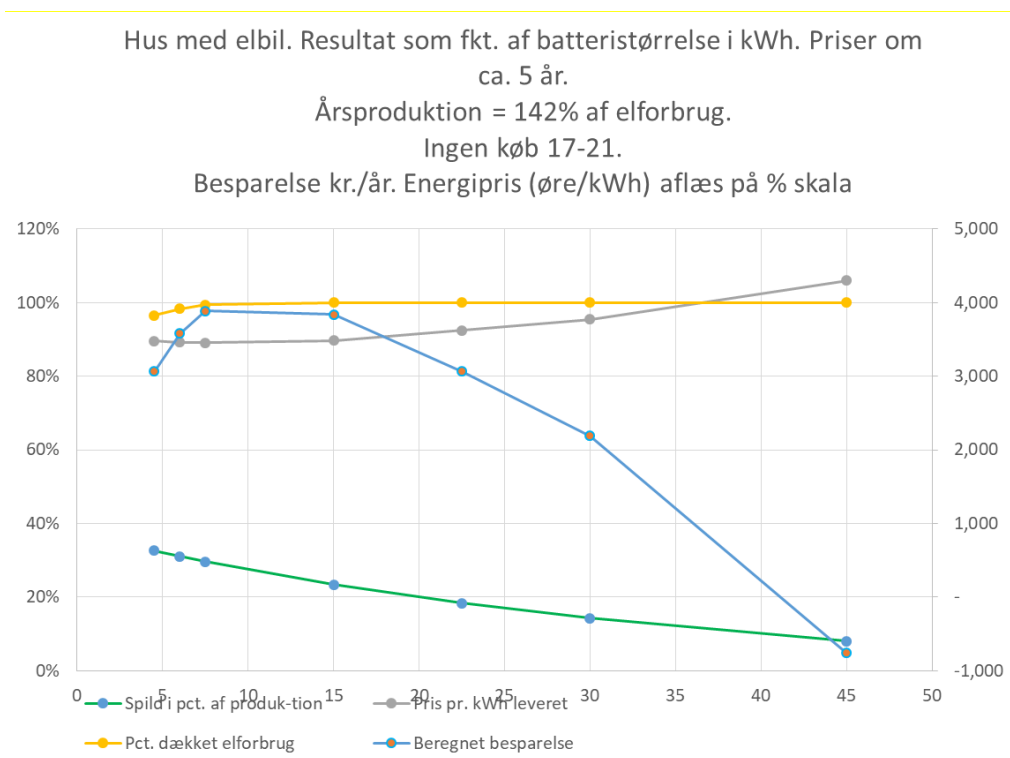


Figur 6-22 Hus med elbil. Dynamikken for 1. januar og en sommerdag. Der købes ikke el fra 17-21 og der købes og sælges max 3 kW. Elbilen oplades om natten kl. 00-06.

I dette eksempel skal der et relativt stort batteri til for, at det kan lade sig gøre at forsyne dette behov. Figur 6-23 viser spild og dækning som funktion af batteristørrelse, samt en beregning af en besparelse sammenlignet med alternativet, hvor varmen forsynes til 70 øre/kWh og el købes til elprisen.

Det fremgår af Figur 6-24 at allerede med et batteri der er mindre end 10 kWh kan behovet dækkes. Imidlertid giver det, som i eksemplet i afsnit 6.1.5, et stort spild, mest fordi køb og salg er begrænset til 3 kW. Beregningen viser

også, at den beregnede besparelse (ca. 4.000 kr. pr. år) er konstant op til et batteri på 15 kWh. Et større batteri giver ikke yderligere fordele, under de givne forudsætninger vedr. priser mv.



Figur 6-24 Eksempel på PVT-E anlæg til enfamiliehus med 50 m² PVT-E og 50 m² PV til forsyning af varme og el samt en elbil. Årlig elproduktion = 142 % af forbrug til varmepumpe, elbil og husholdning. Max køb og salg 3 kW. Grafen viser data som funktion af batteristørrelse.

Tabellerne Figur 6-25 og Figur 6-26 i viser en beregning med PVT-BAT med 15 kWh batteri på systemet.

Parameter	Enhed	Resultat
Behov for el	kWh/år	10.730
Heraf til varmepumpe	kWh/år	3.230
Pct. dækket elforbrug	%	100%
PV produktion	kWh/år	15.319
Ikke udnyttet el (spild)	kWh/år	3.577
Spild i pct. af PV produktion	%	23%
Solgt el til nettet	kWh/år	5.741
Solgt i pct. af produktion	%	37%
Købt el fra nettet	kWh/år	4.703
Opladning af batteri	kWh/år	3.905
Afladning af batteri	kWh/år	3.710
Tab i batteri	kWh/år	381
Dækning af egetforbrug med PV	%	56%

CO ₂ bidrag pr år (+/-)	Tons	
Leveret varmt vand	kWh/år	2.380
Leveret varmt vand	%	100%
Leveret opvarmning	kWh	14.969
Leveret opvarmning	%	100%
COP varme-pumpe	cop	5,4

Figur 6-25 Beregning af energimængder og dækningsgrader. Eksempel på PVT-E anlæg til enfamiliehus med 50 m² PVT-E og 50 m² PV til forsyning af varme og el samt en elbil. Årlig elproduktion = 142 % af forbrug til varmepumpe, elbil og husholdning. Max køb og salg 3 kW. Batteri 15 kWh.

Den opnåede energipris (Figur 6-26), (el og varme tilsammen) er på ca. 90 øre pr. kWh. Og samlet set opnås der i forhold til alternativet, at købe el til husholdning og bil, en besparelse på næsten 4.000 kr. om året. Her er der, som i det foregående eksempel 1, ikke regnet med gevinster og rabatter som følge af de leverede nettjenester, ligesom der heller ikke er medregnet investeringer i det alternative varmforsyningsanlæg og besparelser i form af reducerede investeringer i kraftværkskapacitet mv.

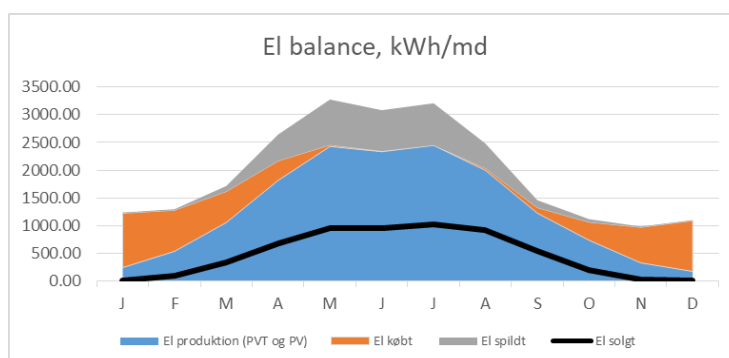
For at styre dette anlæg er der brug for en prognosebaseret styring. Figur 6-26 viser også resultatet med og uden anvendelse af prognosen, som fortrinsvis udnyttes til at købe el i billige perioder. Der er brugt spotpriser med tillæg af fast afgift. Som i det foregående eksempel 1 ses igen, at der ikke opnås meget med den prognosebaserede styring. Der spares 177 kr. om året. Der skal større variation i priserne til, at besparelsen bliver eftertragtet. På den anden side er der ikke yderligere investeringer, dvs. at når først den prognosebaserede styring er integreret, kræver det udelukkende en ændring i styreprogrammet, hvilket kan foretages når en passende og gunstig elforhandler er identificeret.

	Enhed	Med spotpriser	Uden spotpriser
Investeringer inkl. moms	tkr.	327	326
Heraf solceller inkl. moms	tkr.	125	125
Heraf batteri inkl. moms	tkr.	38	38
Heraf rein-vest. i batteri	tkr.	24	23
Heraf investeringer i varmedel	tkr.	70	70
Øvrige invest. (inv. el, VVS, bygn. mv.)	tkr.	71	71
Uforudsete udg.	tkr.	-	-
Driftsudgifter inkl. moms	tkr./år	25	25
Heraf finansiering, støtte fratrukket	tkr./år	17	17
Heraf køb af el minus rabat	tkr./år	8,9	9,2
Heraf salg af el (minus)	tkr./år	-1,7	-1,7
Heraf udgifter til tilskuds-varme	tkr./år	0,1	0,1
COP total		6,5	6,5
Pris pr. kWh leveret	kr./kWh	0,90	0,90

Køb af el kWh med PVT-E	kWh/år	4,703	4.697
Køb af el uden PVT-E	kWh/år	7,500	7.500
Årlig udgifter til varme og el med PVT-E	kr./år	25,315	25.492
Årlige udg. til varme og el uden PVT-E	kr./år	29,150	29.150
Heraf årlig udg. til nødv. invest.	kr./år	-	-
Beregnet besparelse	kr./år	3,835	3.658
Procentvis besparelse	%	13%	13%

Figur 6-26 Økonomiske beregninger. Eksempel på PVT-E anlæg til enfamiliehus med 50 m² PVT-E og 50 m² PV til forsyning af varme og el samt en elbil. Årlig elproduktion = 142 % af forbrug til varmepumpe, elbil og husholdning. Max køb og salg 3 kW. Batteri 15 kWh. Resultater fra PVT-BAT. Den venstre søjle er med spotpriser hvor styringen køber billig el hvis muligt. Til højre er der konstante elpriser.

Man kan altså med et PVT-E anlæg på en enkelt bolig levere el til husholdning og en elbil samt producere varme og varmt brugsvand med et køb af el på 4.700 kWh pr. år og et salg på 5.700 kWh, altså et overskud på 1.000 kWh på årsbasis. Overskuddet ligger om sommeren og underskuddet om vinteren, se Figur 6-27. Anlægget er praktisk taget selvforsynende i perioden maj til september, og det er kun i denne periode, at der sælges (og spildes) energi. Købet af el om vinteren kan så (inden for et døgn) lægges i de perioder, hvor det passer bedst til elnettet og produktion/eksport/import/central lagring af el.



Figur 6-27 Solgt og købt el. Eksempel på PVT-E anlæg til enfamiliehus med 50 m² PVT-E og 50 m² PV til forsyning af varme og el samt en elbil. Årlig elproduktion = 142 % af forbrug til varmepumpe, elbil og husholdning. Max køb og salg 3 kW. Batteri 15 kWh.

Bilag A PVT-BAT, dimensioneringsværktøj

A.1 Introduktion

Dette kapitel beskriver selve værktøjet PV-BAT. Vejledning og hjælpe tekster mv. findes hovedsageligt integreret i selve værktøjet. Kun et uddrag af disse indgår i denne rapport.

De data, der står i værktøjet ved levering eller download, skal opfattes som tilfældige eller som eksempler, der vil give en første beregning. De foreslåede værdier, der er anført i ark ID, skal opfattes på samme måde og gives uden ansvar.

Det skal bemærkes, at værktøjet omfatter mange systemer. På grund af tilnærmelser i beregningsmetoderne kan man derfor komme til at definere kombinationer, hvor beregningerne bliver urealistiske og fejlbehæftede. Brugere opfordres til ud fra en sund fornuft vurdering at fravælge sådanne beregninger. Et studie af de forskellige grafer vil give grundlag herfor.

PVT-BAT 1.0 er et screeningsværktøj, der på grundlag af relativt enkle inddata foretager en teknisk, økonomisk og miljømæssig beregning på anlæg med solceller og batteri samt en varmepumpe koblet til elnettet. Det er opbygget, så det er muligt at foretage en række sammenlignende beregninger med varierende inddata således, at man kan få en indikation af de optimale komponentstørrelser under forskellige forhold.

PVT-BAT er en videreudvikling af PV-BAT på to punkter.

- > PVT-BAT regner både på el forsyning og forsyning af varme og varmt brugsvand.
- > PVT-BAT har fået indbygget en avanceret prognosebaseret styring af anlægget, dvs. opladning og afladning af batteri samt køb og salg af el, på grundlag af prognosedata for forbrug, produktion (solenergi) og elpriser.

Bruges programmet uden varmedelen svarer PVT-BAT altså til PV-BAT med en forbedret styring.

Brugeren indsætter data for forbrug af varme og el, data for solcelleanlægget, data for batteriet samt en række data vedrørende køb og salg af el, variation på elpriser, forbrugsprofiler og finansiering. Programmet beregner på denne baggrund investeringer, reinvesteringer (i batteri), driftsudgifter til finansiering og køb af el og varme. Desuden beregnes en elpris (LCOE, Leverlised Cost of Energy) samt det samlede tilhørende CO₂ bidrag.

Værktøjet er et screeningsværktøj, som er tiltænkt til brug ved identifikation af interessante projekter og projektmuligheder til nærmere analyse.

Der er altså tale om at varmekonvertering konverteres til elforbrug. En beregning af elprisen for anlæg med både varme og el giver derfor ikke umiddelbart et sammenligningsgrundlag. Derfor beregnes der også en besparelse på det tilfælde, hvor de samlede årlige driftsudgifter for et anlæg med PVT-E sammenlignes med et anlæg, hvor varmen forsynes traditionelt med priser defineret af brugeren og med en referenceinvestering. Referenceinvesteringen kan for eksempel være, at man for at fortsætte med det eksisterende anlæg, er nødt til at udskifte dele af anlægget, eller man skal renovere taget, også selvom der ikke etableres PV.

Det er typisk sådan, at dimensionerne på hovedkomponenter, solcelleareal og batteristørrelse varieres, indtil man opnår en tilfredsstillende elpris og dækning.

Beregningerne udføres som simulering af timeværdier i det excel-baserede værktøj.

Målgruppen for PVT-BAT er rådgivere, energiselskaber, leverandører og projektledere hos almene boligorganisationer og private ejendomsadministratorer mv., som er involveret i en tidlig fase af projekter, hvor de store linjer trækkes. Målgruppen omfatter også personer involveret mere i strategisk arbejde med analyser, der kan lægges til grund for politiske og planlægningsmæssige dispositioner.

I konkrete tilfælde vil det ofte være sådan, at de data, der skal bruges, er noget usikre, og man kan da bruge værktøjet til at analysere betydningen af disse og således vurdere, hvor vigtigt det er at finde f.eks. et bedre tal eller opnå en lavere pris.

Excel forberedelse og installationer

Programmet er skrevet i Excel med makroer, en .xlsm fil.

Den indbyggede optimeringsberegning foregår ved hjælp af eksterne ressourcer. Derfor er det nødvendigt at tilpasse excel til dette og at installere programmet BERT2, som beskrevet herunder.

A.2 Program opstart

Programmet kører som nævnt i Excel og indeholder makroer som skal accepteres af brugeren. Den indbyggede prognosebaserede styring bruger eksterne ressourcer til Excel, det er derfor nødvendigt før brug at gennemføre nedennævnte installationer.

De essentielle trin til at installere Bert og importere de nødvendige R-funktioner til PTV-BAT er følgende:

- 1 Download og install er Bert fra <https://bert-toolkit.com/>.

- 2 Åben Excel og vælg fanen "Add-ins" eller "Tilføjelser" og tryk da på "BERT console" øverst til venstre. Der åbnes nu et vindue med et kommandofelt >
- 3 Skriv "install.packages("IpSolve")" i kommandofeltet og tryk enter.
- 4 Hvis der skal vælges sprog så vælg bare dansk.
- 5 Skriv "install.packages("zoo")" i kommandofeltet og tryk enter
- 6 Åben mappen med sti C:\Users\\Documents\BERT2\functions,
hvis din windows er på engelsk eller
C:\Brugere\\Dokumenter\BERT2\functions,
hvis den er på dansk, hvor "<Brugernavn>" er dit brugernavn.
Hvis mappen ikke findes oprettes den.
- 7 Kopier filen "functions.r" ind i denne mappe. Denne fil leveres sammen med programmet.

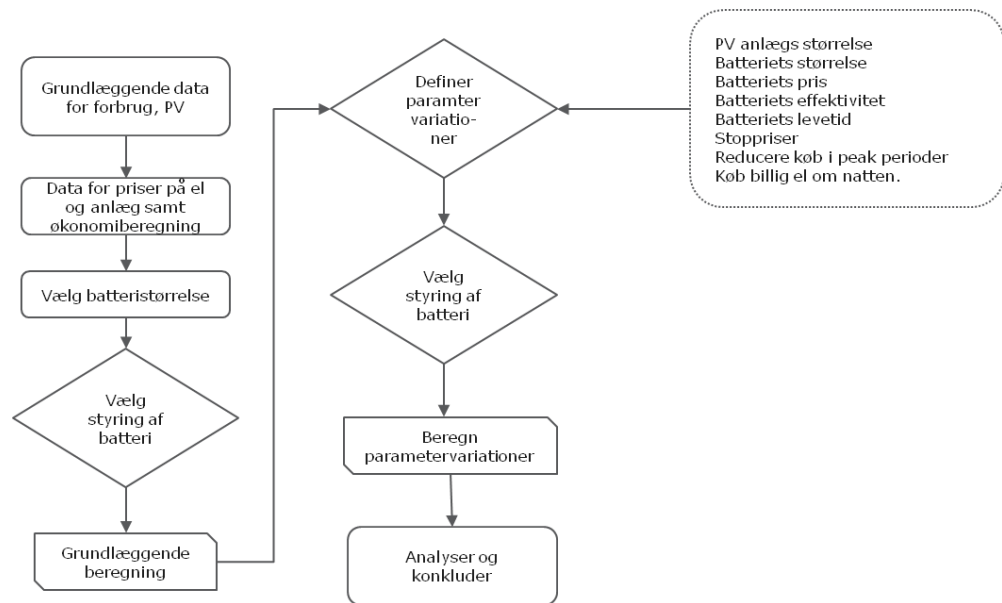
Manuel beregning

Beregningstiden er ret lang, omkring 1 minut på en kraftig PC med en i7 processor. Det anbefales at stille Excel til at foretage manuel beregning (ved tryk på F9). Beregninger foretages når man trykker på knapperne i programmet og man skal ikke trykke F9. Med automatisk beregning vil programmet foretage en beregning når man ændrer inddata. Man finder indstillingen til manuel beregning under "calculation options", under følgende menu i Excel.

FILE - OPTIONS - FORMULA

A.3 Funktionsbeskrivelse

Det overordnede princip for beregningerne fremgår af Figur 6-28.



Figur 6-28: Princip for beregninger i PVT-BAT.

Brugeren starter med at indsætte **grundlæggende data for elforbruget, og for varmekonsumet, hvis dette tages med.**

- > For **elforbrug** indsættes data for årsforbrug som programmet bruger til at generere timedata for elforbruget igennem hele året.
- > For **varmekonsumet** indsættes årsforbrug til varme og varmt brugsvand. Fordeling af varmebehovet på timeværdier beregnes af programmet på grundlag af graddage og en af brugeren defineret varmekurve der bestemmer frem og returtemperaturerne. Fordeling af behovet for varmt brugsvand sker på grundlag af en af brugeren defineret døgnprofil.

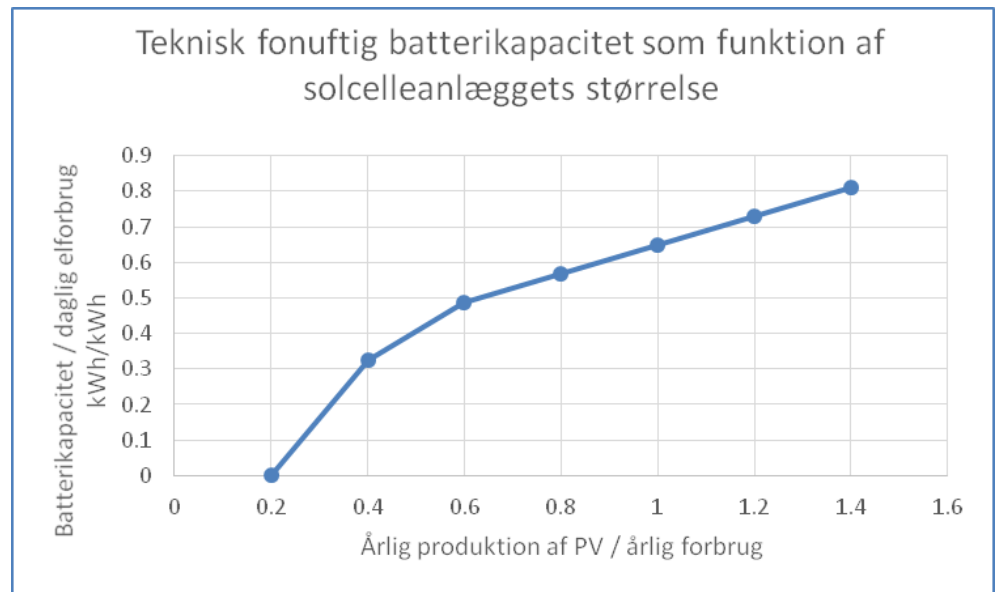
Derefter indsættes **data for solcelleanlægget**. Dette er opdelt i data for almindelig PV og data for PVT-E.

For begge indsættes der areal, hældning og orientering af de mulige tagflader suppleret med en omtrentlig udnyttelsesgrad under hensyn til ovenlys, skorstenene mv. Desuden indsættes data for effektiviteten af PV og af PVT-E samt pris pr. m² eller pr. kWp (kW peak).

Der kan efter indtastning af disse data foretages en beregning af solcelleanlæggets ydelse og pris alene, hvis det ønskes.

Det næste skridt er at indsætte **data for batteriet**. Det væsentlige her er batteriets størrelse, pris og antal cyklusser, som batteriet kan klare samt levetiden, float life time, som er det antal år batteriet kan bruges maksimalt. Størrelsen indsættes i kWh og prisen i kr. pr. kWh. Der indgår desuden en række andre data vedr. tab, inverter størrelse, maksimal og minimal ladning mv. Dette gennemgås i afsnit A.5.3.

For at kunne foretage en beregning med batterilager **vælges en størrelse på batteriet** som udgangspunkt. Til denne første vurdering kan man bruge Figur 6-29. Det skal bemærkes at denne figur ikke er udtryk for et økonomisk optimum, kun at batteriet "teknisk" har en passende størrelse uden at være overdimensioneret. Det gælder for eksempel med den årlige produktion lig det årlige forbrug, så er et rimeligt batteri på 0,65 gange det daglige forbrug, aflæst på grafen udfor årlig produktion / årlig forbrug = 1.0. Med et årsforbrug på 4000 kWh, bliver batteriet så på $0,65 \times 4.000/365 = 7$ kWh.



Figur 6-29 Teknisk "fornuftig" batterikapacitet for hybridanlæg. Grafen viser den batterikapacitet, der medfører en rimelig stigning i dækningsgraden af eget-forbruget og hvor en yderligere kapacitetsforøgelse kun giver mindre forbedring. Gælder for anlæg hvor forbruget er det samme alle dage.

Når disse grundlæggende data er indsat, mangler der en stillingtagen til, **hvordan batteriet skal bruges**.

Der er her tre muligheder benævnt 1, 2 og 3 i programmet.

- 1 Simpel styring, hvor batteriet oplades, når der produceres mere, end der bruges og aflades, når der produceres mindre, end der bruges.
- 2 E-MPC styring. Economic Model Predictive Control. Her styres køb og salg samt opladning og afladning af batteri på grundlag af en løbende prognose, der går 24 timer frem i tiden. Der vælges den løsning, der giver den laveste elpris under de givne ydre betingelser og med de estimerede prognoser. Se også afsnit 4.2.
- 3 Som 2, men elprisen regnes konstant lig med middelværdien. En sammenligning af 2 og 3 vil da vise den specifikke fordel ved at kunne købe og sælge el på markedet.

Efter valg af batteristyring kan der foretages en **grundlæggende beregning**. Som resultat heraf fås beregning af alle energistrømme, dækningsgrader, spildprocent, investeringer, driftsudgifter, beregnet elpris og CO₂ bidrag. Desuden fås en række grafer til illustration af, hvordan batteriet virker.

Derefter kan man bruge PVT-BAT til at foretage systematiske variationer på en række parametre for at kunne analysere betydninger af disse på den opnåede elpris og på de beregnede dækningsgrader mv. Hvorledes dette gøres forklares nærmere i guidelines i værktøjet.

A.4 Oversigt over ark

Excel værktøjet består af en række regneark, som kort beskrives i følgende tabel.

Guide 0	Introduktion samt en praktisk vejledning til at gennemføre første beregning.
Guide 1	Beskrivelse af MAIN, som er det ark, hvorfra beregninger styres. Introduktion til hvordan MAIN bruges til parametervariationer.
Guide 2	Forklaring til de enkelte data i ark til inddata, ID. Del 1.
ID	Ark til at indsætte data til grundberegningen. Bemærk at variationer herpå kan indsættes i MAIN. Bemærk at de linjer i ID der henvises til mange steder, ikke er det samme som Excels nummerering af rækker. Det er derimod de linjenumre, der er anført.
MAIN	Ark, der giver oversigt over resultaterne, og som kan bruges til at udføre parametervariationer på data indsat i ID. Beregninger udføres ved at trykke på knapper hørende til de forskellige sæt af parametervariationer. Disse grafer viser altid værdier for den sidst gennemførte beregning, som er udført i MAIN.
Graf1	Detaljerede resultater, timeværdier, over de væsentligste energistrømme samt batteriets tilstand (SOC). Disse grafer viser altid værdier for den sidst gennemførte beregning, som er udført i MAIN.
Graf2	Grafer der viser månedsværdier af de vigtigste energistrømme samt oversigt over batteriets status (SOC).
Graf4	Grafer med varmebehov og dækning af dette.
BR	Opsamling af resultat og inddata for grundberegningen og de gennemførte parametervariationer. Disse data slettes ved at trykke på en knap i MAIN. Udføres den samme beregning flere gange overskrives data i BR.

Ved brug af værktøjet skriver man altså data for den grundlæggende beregning i ark ID og gennemfører parametervariationer i ark MAIN. Resultatet af den sidst gennemførte beregning ses i ark Graf1 og Graf2, mens man i ark BR får en opsamling af alle gennemførte beregninger.

A.5 Praktisk vejledning til at komme i gang

Nedenstående tabeller, Figur 6-30 og Figur 6-31, viser en kort vejledning, der kan bruges som en guide til at gennemføre første beregning med PVT-BAT. Gengivelse af Guide0 fra værktøjet.

PVT-BAT version 1. 31. august 2018 (COWI A/S)

Vejledning og introduktion

Introduktion

Dette værktøj er udviklet med støtte fra ELFORSK programmet under projektet "BIPVT-E: Udvikling af styringsstrategi til fleksibelt energiproduktionsanlæg med solceller, solvarme, varmepumpe, energiabsorber og batterilager", journal nr. 349-054.

Værktøjet er en videreudvikling af værktøjet PV-BAT udviklet under projektet "Bølgjeendomme med CO2 neutralt elforbrug – fase 1" med journal nr. 346-048.

PV-BAT regner på hybridanlæg, en kombination af solceller og batteri, med fleksibelt elforbrug.

Nærværende værktøj er videreudviklet på to måder.

1) En af DTU compute udviklet optimeringsstrategi baseret på prognose af forbrug, produktion og priser, er integreret i værktøjet.

2) Hvor PV-BAT kun regner på hybridanlæg, regner PVT-BAT på anlæg, der også leverer varme og varmt vand ved hjælp af en varmepumpe, der delvist drives af el fra hybridanlægget.

Værktøjet PVT-BAT kan bruges uden varmedel og vil da svare til PV-BAT med den forbedrede optimeringsberegning.

Partnerne i projektet er:

COWI, Svend Erik Mikkelsen; sem@cowi.com.

Kommunikationsbureauet Rubrik, Steen Hartvig Jacobsen, steen@hartvig.com.

RACELL Sapphire Technologies Aps, Yakov Safir, yakov@saphirecorp.com.

DTU Compute, Henrik Madsen, hmad@dtu.dk.

Vandkunsten, Søren Nielsen, sn@vandkunst.dk.

KAB, Torben Trampe, ttr@kab-bolig.dk

Ansvar:

Projektgruppen påtager sig intet ansvar for den videre anvendelse af projektets resultater og af værktøjet, som helhed eller i uddrag, ligesom tages der forbehold for evt. fejl og mangler i værktøjet.

Excel forberedelse og installationer

Programmet er skrevet i Excel med makroer, en .xslm fil.

Den indbyggede optimeringsberegning foregår ved hjælp af eksterne ressourcer. Derfor er det nødvendigt at tilpasse excel til dette og at installere programmet BERT2, som beskrevet herunder.

De essentielle trin til at installere Bert og importere de nødvendige R-funktioner til PTV-BAT.

1. Download og install Bert fra <https://bert-toolkit.com/>.

2. Åben Excel og vælg fanen "Add-ins" eller "Tilføjelser" og tryk da på "BERT console" øverst til venstre.

3. Skriv "install.packages("lpSolve")" i kommandofeltet og tryk enter.

4. Skriv "install.packages("zoo")" i kommandofeltet og tryk enter

5. Åben mappen med sti

C:\Users\\Documents\BERT2\functions,

hvis din windows er på engelsk eller

C:\Brugere\\Dokumenter\BERT2\functions,

hvis den er på dansk, hvor "<Brugernavn>" er dit brugernavn.

Hvis mappen ikke findes oprettes den.

5. Kopier filen "functions.r" ind i denne mappe. Denne fil leveres sammen med programmet.

Manuel beregning

Det anbefales at stille Excel til at foretage manuel beregning ved tryk på F9. Beregninger foretages da, når man trykker på knapperne i programmet. Med automatisk beregning vil programmet foretage en beregning hver gang man ændrer data, og der er en vis beregningstid. Man finder denne indstilling "calculation options", under følgende menu:

FILE - OPTIONS - FORMULA

Figur 6-30 Tabel med vejledning til gennemførelse af første beregning med PVT-BAT, første del. Guide0 fra værktøjet.

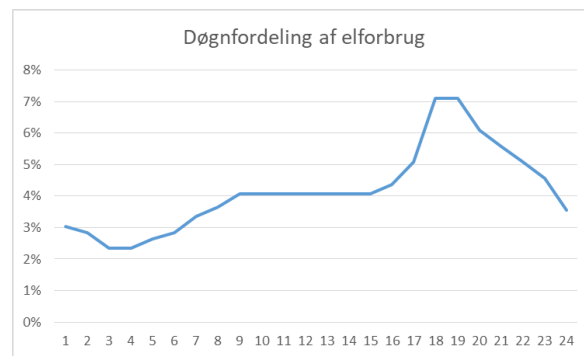
Vejledning	ark	
<p>1 Indhent nedenstående data vedrørende den fysiske bygning og forbruget. Disse er nødvendige for at lave analysen.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tagarealer og/eller facadearealer, som er tilgængelige. Vurder hvor stor en del af disse, der kan bruges til PV og PVT-E. Der skal bruges areal, orientering og udnyttelsesgrad i procent af tagflade. Hældning 15, 30, 45, 60 eller 90 grader. Orientering S, SV, SØ, V, Ø. 2. Find data for forbrug af el til almindeligt elforbrug (husholdning). Jo mere nøjagtige og detaljerede data, jo bedre. <ol style="list-style-type: none"> a. Som minimum skal årsforbruget for el kendes. Dette kan evt. bestemmes som et forbrug pr. enhed (lejlighed) x antal enheder + en vurdering af fællesforbruget. <p>Fordelingen af forbruget over døgnet er defineret i programmet. Det antages, at forbruget pr. dag er det samme hele året igennem.</p> 3. Aktuell elpris inklusiv moms, hvis der regnes med moms. 4. Aktuell elpris for overskud af el, som sælges til nettet. 5. Årligt forbrug til opvarmning og varmt brugsvand i kWh. Endvidere data vedr. fremløbstemperatur og afkøling. 5. Omtrentlig størrelse på varmepumpe (kW) og størrelse på de 3 beholdere der indgår i beregningen. <p>Disse data er tilstrækkelig til at komme i gang. For alle øvrige data kan der evt. i første omgang bruges foreslåede værdier, som fremgår af ark "ID" til inddata i værktøjet. Disse værdier skal opfattes som eksempler og gives uden ansvar.</p>	Indhent data	
<p>2 Gå til ark "ID" i Excel arket og udfyld data systematisk. Linjerne er nummeret og vejledningen henviser til disse numre.</p> <p>Bemærk, at der kun kan og skal skrives data i de gule felter.</p> <p>I arket "ID" er der linje for linje angivet en vejledning i højre side af skærmen og, i visse tilfælde, er der også angivet en Excel kommentar, som fås frem ved at pege på den røde trekant i cellen.</p> <p>For at analysere batteristørrelsen må man definere en størrelse (i kWh) som udgangspunkt. Man kan da senere under parametervariationer ændre på kapaciteten, eller sætte den til nul. Størrelsen kan for eksempel sættes til noget der svarer til % dags forbrug af el eller 0,1 % af den årlige produktion af PV. Dette skrives i linje 73. For de øvrige tal til batteriet kan man i første omgang bruge de foreslåede værdier som fremgår af ark "ID".</p> <p>Når alle data er indtastet, er man klar til en beregning og går til arket ved navn "MAIN", eventuelt ved at trykke på en af knapperne med betegnelsen "MAIN" i ark "ID".</p>	ID	
<p>3 Se først ark "Guide 1-3" vedr. opbygningen af MAIN.</p>	Guide 1-3	
<p>4 Første beregning eller grundberegning</p> <p>Inden den første beregning foretages, sikres det at tidligere resultater er slettet ved at trykke på knapperne i MAIN foroven til sletning af data (med rød tekst). Der er ingen mulighed for at fortryde.</p> <p>Den første beregning ud fra de data, der er sat ind i "ID" sker ved at trykke på knappen B1.</p>	MAIN	
<p>5 Yderligere illustration for den aktuelle beregning kan ses i ark "graf1" og "graf2". Tryk evt. på knapperne i MAIN. Disse grafer gælder for den sidst gennemførte beregning. Det er anført på graferne, hvilken beregning de gælder (1-20), hvor 1 er grundberegningen.</p>	GRAF1 og GRAF2 og GRAF3	
<p>6 Af arket "BR" fremgår detaljerede data i tabelform. I denne tabel opsamlers data for alle gennemførte beregninger. Disse slettes først, når man trykker på knappen til "slet detaljerede data" i MAIN (se pkt 4). Foretages en fornyet beregning ved at trykke på en af knapperne B1 til B20, overskrives tabellen i "BR".</p> <p>Forneden i ark "BR" fremgår de inddata der hører til den enkelte beregning.</p> <p>I tabellen er det sådan at værdier der er ændret i forhold til værdien i beregningen til venstre for denne, bliver farvet grønne. Dette giver et bedre overblik over hvor der sker ændringer. Dette gælder også for inddata forinden i "BR".</p>	BR	
<p>7 Når den grundlæggende beregning er foretaget, kan man begynde på parametervariationer. Dette er forklaret nærmere i arket "Guide2", se denne.</p>	Guide2	
<p>8 Som det er forklaret i Guide2 kan man i det gule område til venstre i MAIN, foretage ændringer på et udvalg af parametre, for eksempel batterikapaciteten. Beregningsmæssigt fungerer det ved, at der ganges en faktor på, for eksempel 0,5, og man får da en beregning med det halve batteri. For at gennemføre beregningen trykkes på knappen B2 til B20 i MAIN.</p>	MAIN	

Figur 6-31 Tabel med vejledning til gennemførelse af første beregning med PVT-BAT, anden del. Guide0 fra værktøjet.

Gennemgang af inddata

A.5.1 Forbrug af el og varme

Forbruget til el per time beregnes i programmet ud fra de indtastede årsforbrug for individuelt og fællesforbrug. Fordelingen over døgnet af forbruget er forudindstillet som i Figur 6-32.



Figur 6-32 Døgnfordeling af elforbrug forudsat i programmet.

Varmeforbruget indsættes som årsforbrug til varme og varmt brugsvand. Endvidere defineres en varmekurve til beregning af frem og returtemperatur. Der defineres endvidere en fyringssæson.

A.5.2 Solcelleanlægget

Almindelige solceller - PV

Ydelsen af solcelleanlægget er beregnet med programmet PVSYST (version 5.6) med det danske referenceår og tabellagt i PVT-BAT som timeværdier. Der er gennemført en lang række beregninger, så det er muligt at medtage solcelleanlæg med forskellige hældning og orientering.

- > Hældning 15, 30, 45, 60 og 90
- > Orientering: S, SV, SØ, V, Ø

Der kan indsættes op til 5 solcellearealer med forskellig hældning og orientering. Dette kan indsættes som et tagareal x en udnyttelsesgrad. Bemærk, at der ikke kan angives solcellearealer mod nord, nordvest og nordøst.

For hver af disse arealer defineres:

- > Effektivitet, defineret som installeret effekt pr. m² PV eller PVT
- > Pris i kr./kW installeret effekt
- > Eller pris pr. m² PV
- > Tab i inverter, ledninger, skygge, snavs

Hvis prisen på solceller, der angives her, ikke inkluderer inverter, kan denne indsættes under "Andre investeringer og diverse", se afsnit A.5.4. På grundlag

heraf beregnes den installerede effekt og prisen pr. m². Dette vises i de grønne felter i ark ID.

Det antages, at inverteren til solcelleanlæggene dimensioneres, så den svarer til den installerede effekt. Dette gælder ikke batteriinverteren, se afsnit A.5.3.

PVT-E moduler

PVT-E anlægget indsættes på samme måde som PV, men der kan kun defineres ét areal.

Effektiviteten af PV kan defineres som en installeret effekt pr. arealenhed, men det er mere kompliceret for PVT-E.

For PVT-E defineres den elektriske effekt på samme måde som for PV, mens data for den termiske effekt er mere vanskeligt tilgængelige. Der er endvidere ikke nogen fast prøvningsprocedure og metode. Data fra leverandører er også meget forskelligartede og vanskelige at fortolke og sammenligne. Det teoretiske grundlag for prøvning og beregning er samtidig usikkert.

I denne udgave af PVT-BAT er der indsat data for et relativt enkelt PVT-E modul uden isolerende dæklag og med god termisk kontakt mellem absorber og væske. Dette svarer til en solfanger med en F' (absorbereffektivitet mht. varme-transmission fra overflade til væske) på mere end 0,99. Det svarer til moduler produceret af RACELL i 2018, som er målt på DTU.

Den anvendte beregningsmetode i PVT-BAT er baseret på den metode, der benyttes i programmet Polysun (Se Polysun brugermanual: http://www.velasolaris.com/files/tutorial_en.pdf). I det følgende gennemgås de beregningsmæssige elementer til definitionen af den termiske effekt. Endvidere henvises der til EN 12975 (Thermal solar systems and components - Solar Collectors).

Det skal bemærkes, at denne metode ikke tager højde for kold udstråling om natten.

Der indgår følgende data i definition af den termiske effekt:

- > **eta0** (termisk effektivitet når middelvæsketemperaturen er lig temperaturen på den omgivende luft, lufttemperaturen)

Denne afhænger af den termiske kontakt mellem væske og absorber samt af transmission og refleksion af det ydre lag (glas eller tedlar/teflon). Herfra skal trækkes effektiviteten af modulet mht. el.

For det nævnte PVT modul fås:

Måling af effektivitet på prøvestand (DT=0):	80%
Celleeffektivitet af PV:	21%
eta0 for PVT modul:	59%

I programmet er η_0 sat til 59 %.

- > **b1** (tabskoefficient b_1 , som målt på prøvestand eller under drift, $W/m^2/C$).

Denne svarer til varmetabskoefficienten målt med vindhastigheden 0 m/s. For det nævnte PVT modul er denne på baggrund af målinger og beregninger bestemt til følgende:

Hvis bagsiden er isoleret eller anbragt direkte på et tag: 9,5 $W/m^2/C$
Hvis der er et ventileret hulrum på bagsiden: 14,5 $W/m^2/C$.
I programmet er b_1 sat til 9,5 $W/m^2/C$

- > **b2** (vindafhængig tabskoefficient b_2 , $Ws/m^3 /K$).

Den termiske opførsel af et PVT-E modul uden isolerende dæklag er stærkt afhængig af vind. Faktoren b_2 kan bestemmes på grundlag af målinger af den termiske ydelse over længere tid med forskellig vindhastighed.

For det nævnte PVT-E modul er den bestemt til 4,5 $Ws/m^3/K$.

I programmet er b_2 sat til 4,5 $Ws/m^3/K$.

- > **bu** (vindafhængig reduktionskoefficient for den termiske effektivitet ved en middelvæsketemperatur lig lufttemperaturen for moduler uden isolerende dæklag)

Denne kan ligeledes bestemmes på grundlag af målinger over længere tid.

For det nævnte PVT-E modul er denne bestemt til 0.

I programmet er b_u sat til 0.

A.5.3 Batteriet

Beregningerne i PVT-BAT er baseret på timeværdier, idet energistrømme beregnes med skridt på en time. Dette betyder, at der ikke tages højde for svingninger i forbrug og produktion på under en time. Det vil i praksis sige, at beregninger uden batteri svarer til beregninger med et batteri, som kan oplagre en times forbrug. For beregninger med større batteripakker, som er meget udbredte, har det den betydning, at batteriets indhold af energi (SOC, State Of Charge), inden for timen udviser små udsving, der som oftest ikke har nogen betydning for batteriets holdbarhed.

De data der indgår i batteriberegningen er følgende tre parametre:

Størrelse

- > Samlet nominel kapacitet, kWh
- > Max ladning, %

- > Min ladning, %
- > Inverter kapacitet, pct. af samlet nominel kapacitet af batteriet, kW

Maximum og minimum ladning kan for eksempel være 90% og 10% og betyder, at batteriet af hensyn til holdbarheden, aldrig må komme over eller under denne ladning. Det gør ingen forskel på slutresultatet, om der står 100% og 20% eller 90% og 10%.

Hvis inverter kapaciteten er 100%, kan batteriet aflades fuldt ud på 1 time. Dette er ofte ikke nødvendigt, det er fordyrende, og det kan slide på batteriet. Derfor anbefales det ofte at begrænse effekten til måske 50%.

Levetid

- > Antal cyklusser ved fuld op/ ned ladning (cycles to failure) (>95%)
- > Antal cyklusser ved 75%
- > Antal cyklusser ved 50%
- > Antal cyklusser ved 25%
- > Antal cyklusser ved 10%
- > Kalenderlevetid, år

Levetidsberegningen er af stor betydning og er rimelig usikker af to grunde. Dels er det svært at skaffe realistiske data fra leverandører, dels er det uklart, hvordan en cyklus skal defineres og beregnes. I programmet opgøres antal cyklusser ved optælling ud fra de beregnede timeværdier for (State of Charge) SOC.

Det er faktum, at et batteri (litium-ion) slides mest ved fulde op- og afladninger. Der er indikationer på, at meget små cyklusser overhovedet ingen betydning har for holdbarheden. I programmet beregnes udskiftning af batteriet, når det har været brugt det antal cyklusser, det kan klare, eller hvis det passerer kalenderlevetiden (float life time), hvor det står for udskiftning uanset, hvor meget det har været brugt.

Andre batterityper, der kan beskrives med de samme parametre, kan også indgå i beregningen.

Pris

- > Pris/kWh nominel effekt (ekskl. inverter hvis prisen for denne anføres separat)
- > Pris ved genanskaffelse, kr./kWh

I den økonomiske beregning (se afsnit A.5.5) beregnes prisen for genanskaffelse af batteri, uanset hvornår det sker, til den anførte pris. For at kunne foretage en nutidsberegning, tilbagediskonteres denne udgift til år 0 med den diskonteringsfaktor, der er anført under finansiering, afsnit A.5.5.

Hvis prisen anført her ikke inkluderer inverter til batteriet, kan denne indsættes under "Andre investeringer og diverse", se afsnit A.5.4. Hvis man gør det, vil den ikke blive regnet med i reinvesteringer.

Effektivitet

- > Round trip efficiency (dvs. effektivitet fra DC til batteri og tilbage til DC). I beregningen opdeles det i to tab, et ved opladning og et ved afladning.
- > Selvafladning (procent pr. måned)

Round trip efficiency er vigtig, hvorimod det gælder, at for almindelig brug af lithium-ion batterier betyder selvafladning intet. Den sættes ofte til 6% pr. måned, som ikke betyder noget, hvis batteriet i den periode har været fuldt opladet og afladet måske 30 gange.

Batteristyring

Der indgår 3 forskellige måder at styre batteriet på:

- 1 Styring nr. 1 svarer til den simple styring, hvor batteriet oplades, når der er overskudende produktion af el, og aflades, så snart forbruget er højere end produktionen. Størrelsen på PV inverter og batteriinverter sætter en begrænsning på effekten.
- 2 Styring nr. 2 er den prognosebaserede (E-MPC) styring, hvor programmet finder det økonomisk mest fordelagtige tidspunkt for køb og salg, opladning og afladning af batteri. Optimeringen foregår hver time på grundlag af priser (køb og salg), forbrug og produktion forventet de næste 24 timer. Optimeringen er altså rullende således, at den gentages hver time for de næste 24 timer. I programmet er disse værdier kendt fordi de beregnes på grundlag af et referenceår, i virkelighedens verden skal de bestemmes ud fra en prognose.

Optimeringen sker under de begrænsninger, der er defineret med hensyn maximal effekt, der kan købes og sælges, herunder evt. intet køb i spidslastperioder, begrænsninger mht. inverterstørrelse mv. Første prioritet er at dække så meget af forbruget som muligt. Optimeringen vil således prioritere at oplade batteriet, så forbruget i en periode, hvor der ikke må købes, kan dækkes uanset prisen.
- 3 Er som styring 2 bortset fra at variationen i elpris fjernes, og der bruges middelværdien. Det betyder altså at den prognosebaserede styring efter pris sættes ud af kraft. Styringen vil fortsat forsøge at bruge batteriet til at dække forbruget i perioder, hvor der ikke kan eller må købes el. Dette er i modsætning til den simple styring 1.

I den simple brug af batteriet lagres el fra solcelleanlægget, når der er overskudsproduktion, mens der tages el fra batteriet, så snart der produceres mindre, end der bruges. Se nærmere i afsnit 4.1. I den avancerede brug af batteriet baseres styringen på forventet fremtidig produktion, forbrug og priser på køb af el. Se nærmere om det i afsnit 4.2.

A.5.4 Andre investeringer og diverse

Her indgår følgende data:

- > Inverter pris (pr. kW peak PV/pr. kW batteriinverter)
- > Elinstallationer,
- > Nødvendige investeringer i referenceanlæg. (kr. ekskl. moms).
- > Bygningsarbejder mv., kr. i alt (ekskl. moms)
- > Uforudsete udgifter, rådgivning mv. % af totalpris
- > MOMS procent som ønskes anvendt

Pris på henholdsvis PV- og batteriinverter indsættes, hvis disse ikke er inkluderet under prisen for solceller og batteri.

Nødvendige investeringer i referenceanlæg benyttes, hvis investeringen i PVT-E anlægget ønskes sammenlignet med et referenceanlæg, hvor varmforsyningen sker på anden måde. Se nærmere under afsnit A.5.5.

Udgift til bygningsarbejder og uforudsete udgifter kan benyttes til at komme frem til en realistisk samlet pris, for så vidt disse punkter ikke er inkluderet i de øvrige priser.

Der anføres moms, hvis det ønskes. Bemærk, at hvis man her anfører moms, så skal de anførte elpriser normalt også inkludere moms.

A.5.5 Finansiering mv.

Input til beregningen

Til beregning af finansiering indgår følgende data:

- > Kalkulationsperiode. For investeringen / reinvestering i batteri
- > Kalkulationsrente
- > Ydelsesstøtte (solcelledel / batteridel / støtteprocent / beregnet støtte
- > Drift, vedligehold, reinvestering, pct. af samlet investering ekskl. moms
- > Administrationsomkostninger, pct. af samlede investeringer ekskl. moms

Kalkulationsperioden svarer til projektets forventede levetid. Reinvesteringer i denne periode, der går til andet end til batteriet, eksempel invertere, kan der tages højde for som drift og vedligeholdelse. Vælges for eksempel en levetid på 30 år svarende til PV anlæggets levetid, må man måske vælge en højere procentvis udgift til drift og vedligeholdelse.

Reinvesteringer i batteri beregnes af programmet ud fra antal cyklusser mv. og på grundlag af prisen på reinvesteringen, som er anført under afsnit om batteriet. Reinvesteringer i batteri tilbagediskonteres og lægges til investeringen. Denne tilbagediskontering sker på basis af antal år anført som kalkulationsperiode for reinvestering. Denne kan sættes til en lavere værdi end kalkulationsperioden for projektet.

Afsnittet om ydelsesstøtte er medtaget, fordi værktøjet som en del af nærværende projekt har været brugt til at beregne økonomien i en række anlæg, hvor Landsbyggefonden har givet tilsagt om ydelsesstøtte. Er dette ikke aktuelt anføres nul i alle felter, i hvert fald i det sidste felt.

Beregningsresultater

Et væsentligt resultat af økonomiberegningen er en beregnet pris på el (el og varme tilsammen for PVT-E anlæg) i kr./kWh. Denne pris er den såkaldte LCOE, Levelised Cost Of Energy. LCOE er den årlige udgift til kapital plus/minus de årlige driftsomkostninger divideret med den mængde el (eller energi), der bruges af organisationen, og som der skrives regning for. Det er her valgt at tage el og varme under ét, så der beregnes en samlet pris.

Udgift til kapital beregnes på grundlag af en kalkulationsperiode (for eksempel 30 år) og en kalkulationsrente, for eksempel svarende til lånerenten (hvis låneperiode er lige kalkulationsperioden).

Kapitaludgifter inkluderer reinvesteringer i batteriet, når det er slidt op (tid eller cyklusser), som tilbagediskonteres.

Årlige driftsudgifter inkluderer udgifter til køb af el, vedligeholdelse, salg af el samt administration.

Udskiftning af for eksempel inverter er inkluderet i vedligeholdelse, der sættes til en procentdel af investeringerne.

Det følgende giver en vejledning i valg af kalkulationsrente (fra <http://www.studieportalen.dk/kompendier/virksomhedsoekonomi/kalkulationsrente>)

"Hvis investeringsforslaget skal finansieres gennem optagelse af et lån, vil kalkulationsrenten som minimum skulle sættes til det niveau, som virksomheden kommer til at betale i rentesats på lånet. Hvis investeringsforslaget og lånet som sådan ikke har nogen direkte sammenhæng, bør kalkulationsrenten som minimum sættes til samme renteniveau som det dyreste lån, anlægsejeren ligger inde med på det pågældende tidspunkt

Man vil normalt skulle bruge en rente der svarer til renten med en løbetid der svarer til kalkulationsperioden.

Sættes kalkulationsrenten lig lånerenten bliver kapitalværdien nul. Ønsker man en positiv kapitalværdi (overskud) skal kalkulationsrenten være større end lånerenten.

Beregningen her giver et billede af den samlede økonomi over levetiden. Det kan være nødvendigt også at lave Cash-flow beregning.

Finansieres projektet med kontante midler vil kalkulationsrenten svare til den interne rente man vil opnå ved investeringen.

Beregning af besparelse

Ved at sammenligne PVT-E anlægget med en reference kan der beregnes en årlig besparelse på driftsudgifter. Dertil skal bruges nødvendige investeringer i referenceanlægget udover naturligvis de årlige driftsudgifter til varme og el i reference. Derfor indgår varmeprisen i referencen. I det tilfælde at PVT-E anlægget ikke kan dække hele varmekonsumet tillægges en driftsudgift til supplerende varme til dette.

Hvis referencen er at køre videre med det eksisterende anlæg uden investeringer, er tallet 0 kr. Ofte er dette dog ikke realistisk. Der kan typisk være tale om, at varmeanlæg eller tag alligevel skal udskiftes eller repareres, investeringen i dette skal da regnes med. I programmet beregnes de årlige driftsudgifter for PVT-E anlægget sammenlignet med de årlige udgifter for at fortsætte med det nuværende anlæg og bygning. Til denne sidste lægges så udgifter til forrentning af de nødvendige investeringer hertil.

Den beregnede besparelse er altså besparelsen på de årlige driftsudgifter inklusiv forrentning af investeringer i PVT-E anlæg og investeringer i referenceanlæg.

A.5.6 Elpriser (inkl. moms hvis der betales moms), køb og salg af el

Der kan indsættes priser på køb af el på to måder, benævnt pristype 1 og 2:

- 1 Elpris beregnes ud fra en indsat pris multipliceret med faktorer, der defineres på timer i døgnet og måneder i året
- 2 Der benyttes indsatte timeværdier svarende til en serie spotpriser, der er indsat i programmet som et eksempel. Disse priser, som er uden afgifter, omregnes til en middelpriis svarende til den indsatte kWh-pris. Prisen på salg af el beregnes ud fra en indtastet pris multipliceret med faktorer, der defineres på timer i døgnet og måneder i året.

A.5.7 Maksimal effekt køb og salg

- > Max effekt køb af el, kW middel i en time
- > Max effekt salg af el, kW middel i en time

Disse værdier angiver, hvor meget der maksimalt kan sælges og købes af el. Bemærk, at da der regnes med timeværdier forudsættes det, at der mindst er batteri til en time således, at den indsatte værdi er middelværdi over en time. Dette vil være relevant hvis og når, der kommer betaling pr. installeret kW. Det vil typisk være den samme værdi for køb og salg.

Som det fremgår nedenfor, kan der ganges timefaktorer på disse angivelser således, at købt og solgt energi kan ændres på timebasis.

A.5.8 Målerafgift og diverse

- > Målerafgift ved individuel tilslutning, kr. pr. år
- > Rådighedsbetaling til netselskab kr./kWh, som PV-anlægget producerer
- > Storkundebesparelse på netabonnement, kr. pr. kunde

Hvis man etablerer et fælles solcelleanlæg i en boligblok, vil man oftest etablere en fælles måler til afregning med leverandøren og fordele udgifter og indtægter på grundlag af bimålere monteret i hvert lejlighed. Dette vil typisk give en besparelse, som kan regnes ind i økonomien for projektet.

Rådighedsbeløbet er en afgift, som netselskabet kan pålægge for at få dækket sine omkostninger til drift af nettet, selv om solcelleproducenten ikke betaler nettarif ved nettoafregning af solcelleproduktionen. Rådighedsbeløbet er begrundet i elforsyningslovens forbud mod krydssubsidiering (forskelsbehandling af el-kunder) og kan variere meget, afhængig af det lokale netselskabs opgørelse af sine driftsomkostninger. Oplysninger om netrådighedstarif kan fås hos det lokale netselskab.

A.5.9 Faktor på maksimalt køb og salg af el

Brug af timefaktor på maksimalt køb og salg af el kan for eksempel bruges til at beregne den nødvendige batteristørrelse til at klare en spidslastperiode med begrænset (evt. ingen) køb af el. Man kan variere på batteristørrelsen indtil man opnår 100% dækning af elforbruget. Brug af denne hænger nøje sammen med batteristyringen. Med batteristyring 1 (simpel brug kun til PV), vil man kun have direkte solenergi til at supplere med, og man vil oftest ikke kunne dække forbruget.

Med batteristyring 2 og 3 baseret på prognoser vil forbruget blive dækket, så vidt det er muligt under hensyn til batteriets størrelse. At dække forbruget har første prioritet.

A.5.10 Faktor på elpris køb og salg

Disse kan bruges til at beregne fordele ved at opkøbe billig el og lagre det i batteriet.

Ved brug af batteristyring 1 udnyttes batteriet ikke til lagring af billig el, og man sparer kun på den mængde el, der alligevel skulle købes i den pågældende time.

Med batteristyring 2 og 3 bruges batteriet til at opkøbe el, når det er billigere end gennemsnitsprisen pr. kWh. Her bruger man altså aktivt batteriet til at gemme billig el.

A.5.11 Miljø

Miljøberegningen begrænser sig til at beregne CO₂ bidrag. Det gøres på følgende måde:

Bidraget til CO₂ fra PVT-E anlægget beregnes som:

- > CO₂ værdi af el købt på grundlag af den indsatte værdi for CO₂ bidrag pr. kWh.
- > minus CO₂ værdi af el solgt på grundlag af den indsatte værdi for CO₂ bidrag pr. kWh.
- > Plus CO₂ værdi af den varme der tilføres som tilskudsvarme, fordi PVT-E anlægget ikke dækker hele behovet.

Bidrag for referenceanlægget beregnes som:

- > CO₂ værdi af el til husholdning på grundlag af den indtastede værdi for CO₂ bidrag pr. kWh.
- > CO₂ værdi for varmekonsumet (varme og varmt vand) på grundlag af den indtastede værdi for CO₂ bidrag pr. kWh.

Er der skrevet "nej" i linje 202 (varmeanlæg ikke med) sættes varmekonsumet til nul både for PVT-E anlægget og for referencen.

Det beregnede CO₂ bidrag er da summen af disse to. Det er altså den samlede reduktion i CO₂, der opstår, hvis et traditionel anlæg erstattes af et PVT-E anlæg.

A.5.12 Varmeforbrug, varmepumpe og lagring

Varmeforbruget indsættes som et årligt forbrug og med angivelse af en varmesæson som beskrevet i værktøjet. Varmeforbruget pr. time beregnes da i programmet på grundlag af graddage med den definerede basistemperatur og ud fra udetemperaturen pr. time.

Fremløbs- og returtemperaturer beregnes på grundlag af den indtastede varmekurve defineret ved fremløbstemperaturen ved -12 C og ved basistemperaturen. Der regnes med konstant flow.

Forbruget af varmt brugsvand defineres ud fra det årlige forbrug i kWh og de indtastede temperaturer.

Varmepumpens effektivitet er fastlagt i programmet på grundlag af nedenstående tabel der giver COP i afhængighed af fordamper og kondenseringstemperatur. COP beregnes uafhængig af den i inddata angivne effekt.

TF	TK	COP	TF	TK	COP
-10	35	4,00	10	35	6,75
-10	45	3,20	10	45	5,20
-10	55	2,33	10	55	4,17
-10	60	2,00	10	60	3,43
-10	65	1,75	10	65	2,88
-5	35	4,50	15	35	7,75
-5	45	3,50	15	45	5,90
-5	55	2,83	15	55	4,67
-5	60	2,36	15	60	3,79
-5	65	2,00	15	65	3,13
0	35	5,25	20	35	9,00
0	45	4,05	20	45	6,80
0	55	3,25	20	55	5,33
0	60	2,68	20	60	4,29
0	65	2,25	20	65	3,50
5	35	6,00	25	35	10,00
5	45	4,60	25	45	7,60
5	55	3,67	25	55	6,00
5	60	3,00	25	60	4,86
5	65	2,50	25	65	4,00

Figur 6-33 COP for den prædefinerede varmepumpe. COP beregnes uafhængig af effekten.

A.6 Forklaring til skærbilleder

De følgende sider viser print af skærbilleder svarende til Guide1, Guide2, værktøjet.

PVT-BAT version 1. 31. august 2018 (COWI A Gå til MAIN

Område til håndtering af parametervariationer. Der kan laves op til 20 variationer

Energi - el. Resultater vedr. energiproduktion og dækning, spild mw.

Energi - varme Leveret varme og COP

Økonomi. Beregning af investering, driftsudgifter og enhedspris.

Økonomi. Besparelse i forhold til reference uden PVT-E.

PVT-BAT ver 1 - 31. august 2018 (COWI A/S)

Indata der kan vælges		Energi - El		Energi - Varme		Økonomi (inkl. moms)		Besparselse	
Indata	Værdi	Indata	Værdi	Indata	Værdi	Indata	Værdi	Indata	Værdi
1	10000	1	10000	1	10000	1	10000	1	10000
2	10000	2	10000	2	10000	2	10000	2	10000
3	10000	3	10000	3	10000	3	10000	3	10000
4	10000	4	10000	4	10000	4	10000	4	10000
5	10000	5	10000	5	10000	5	10000	5	10000
6	10000	6	10000	6	10000	6	10000	6	10000
7	10000	7	10000	7	10000	7	10000	7	10000
8	10000	8	10000	8	10000	8	10000	8	10000
9	10000	9	10000	9	10000	9	10000	9	10000
10	10000	10	10000	10	10000	10	10000	10	10000
11	10000	11	10000	11	10000	11	10000	11	10000
12	10000	12	10000	12	10000	12	10000	12	10000
13	10000	13	10000	13	10000	13	10000	13	10000
14	10000	14	10000	14	10000	14	10000	14	10000
15	10000	15	10000	15	10000	15	10000	15	10000
16	10000	16	10000	16	10000	16	10000	16	10000
17	10000	17	10000	17	10000	17	10000	17	10000
18	10000	18	10000	18	10000	18	10000	18	10000
19	10000	19	10000	19	10000	19	10000	19	10000
20	10000	20	10000	20	10000	20	10000	20	10000

Indata der kan vælges

Gå til inddata

Grundberegning svarende til data i ark "ID" laves ved at trykke på knap B1. Resultatet fremgår af linje 1.

Parametervariationer udføres ved at indsatte værdier i de gule felter og trykke på knapperne B2 til B20. Se nærmere under arket "GUIDE 2".

Energi - El

Sæt beregning 1-20

Sæt detaljerede data (no undo)

Gå til detaljerede data, resultater og vedlægg

Temperaturer, grader

Maksimalt antal

Detaljer for varmefordel

Tryk her for at få en tabeloversigt over alle inddata og resultater for de gennemførte beregninger.

Energi - Varme

Tryk her for at få en tabeloversigt over alle inddata og resultater for de gennemførte beregninger.

Økonomi (inkl. moms)

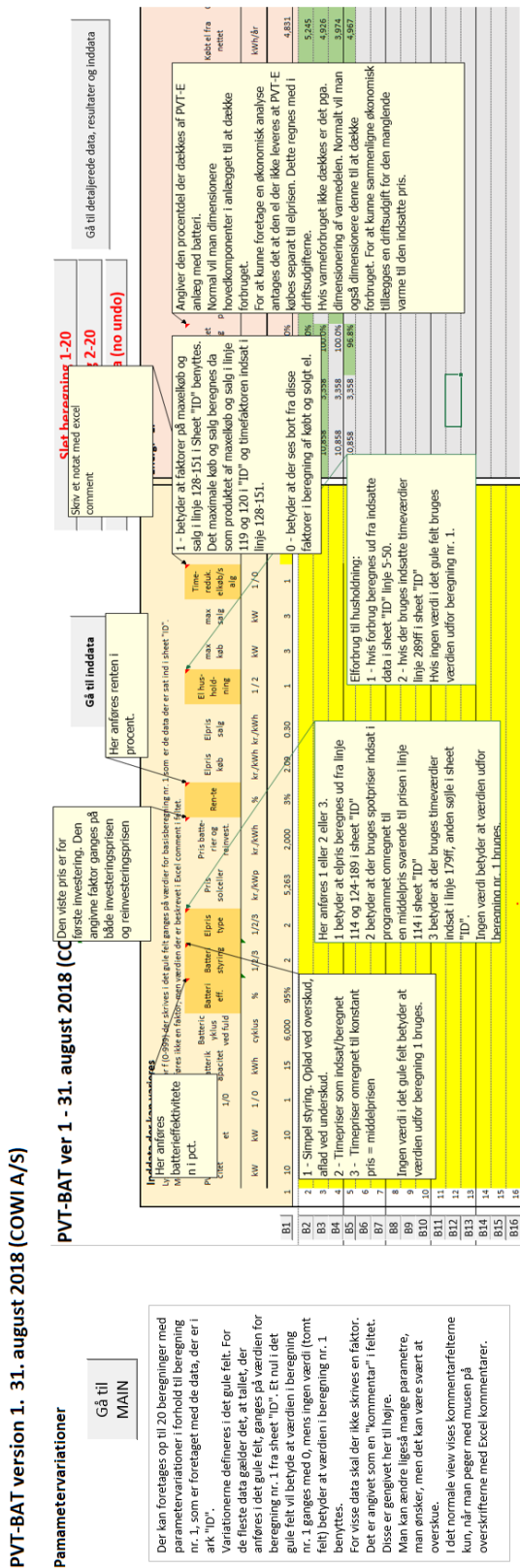
Tryk her for at få en tabeloversigt over alle inddata og resultater for de gennemførte beregninger.

Besparselse

Grønne felter angiver, at værdien er ændret i forhold til beregningen før (evt. et ikke synligt decimal).

Figur 6-34

Guide 1 fra værktøjet, med forklaring til opbygningen.



Figur 6-35

Udsnit af MAIN, svarende til Guide2 i værktøjet. Viser detaljer om hvordan parametervariationer gennemføres.

Bilag B Prognosebaseret styring – matematik

B.1 Matematisk beskrivelse

I dette afsnit gives en kort matematisk beskrivelse af den anvendte E-MPC, som ved en tidshorisont på N kan formuleres ved

$$\text{Minimize } \sum_{k=1}^N \lambda_k^- g_k^- - \lambda_k^+ g_k^+ \quad (1a)$$

$$\text{s.t. } d_k = p_k + b_k^- - b_k^+ + g_k^- - g_k^+, \quad (1b)$$

$$b_k = b_{k-1} + c_b b_k^+ - b_k^-, \quad (1c)$$

$$0 \leq b_k \leq b_{\max}, \quad (1d)$$

$$0 \leq b_k^+ \leq b_{\max}^+, \quad (1e)$$

$$0 \leq b_k^- \leq b_{\max}^-, \quad (1f)$$

$$0 \leq g_k^- \leq g_{\max}^-, \quad (1g)$$

$$0 \leq g_k^+ \leq g_{\max}^+, \quad (1h)$$

hvor k er et tidsindeks som tæller frem i tid. Ligning (1a) giver de samlede omkostninger ved at opfylde behovet for elforbrug ved de næste N tidstrin, hvor λ_k^- og λ_k^+ er prisen på henholdsvis køb og salg af elektricitet, mens g_k^- og g_k^+ er købt og solgt elektricitet fra og til nettet til tidspunktet k . Ligning (1b) udtrykker hvordan elforbruget, d_k , skal opfyldes ved en kombination af solcelle produktion, p_k , batteriop- og batteriafladning, b_k^+ og b_k^- , samt elkøb g_k^- og -salg g_k^+ . Ligningerne (1c) til (1f) beskriver de fysiske begrænsninger af batteriet: b_k er mængden af elektriskenergi, der er opbevaret i batteriet, hvilket ifølge ligning (1d) højst kan være b_{\max} , hvor b_0 er mængden af elektriskenergi i begyndelsen, dvs. ved $k = 0$. c_b er batteriets effektivitetskoefficient. Det er desuden begrænset, hvor hurtigt batteriet kan op- og aflades, beskrevet med henholdsvis b_{\max}^+ og b_{\max}^- i ligning (1e) og (1f). Endeligt er elkøbets begrænsning beskrevet i ligning (1g), således at g_k^- har en øvre grænse, hvilket også gælder elsalget g_k^+ som beskrevet i ligning (1h).

Problemet løses, som beskrevet i afsnit 4.2, for hvert tidsskridt t , dvs. løsning findes til de kommende N skridt frem, men kun værdien til næste skridt implementeres, da problemet løses igen til $t+1$.

Selve optimeringsproblemet er et standard optimeringsproblem, der let kan løses i en tidshorisont, N , og dermed giver de værdier for, hvor meget batteriet skal op- og aflades, samt hvor meget elektricitet, der skal købes og sælges for alle de kommende tidsskridt. Da man ikke kender solcelleproduktionen og elforbruget præcist, så må disse prognosticeres. Optimeringsproblemet er et lineær programmerings problem og der kan findes mange gratis tilgængelige software implementationer, som løser dette. Med det definerede antal variabler er det ikke et beregningstungt problem, selv på en lille computer (e.g. raspberry pi) vil det tage væsentligt mindre end et sekund at løse for et tidsskridt. E-MPC formu-

leringen kan ganske ubesværet udvides til at tage yderligere forhold i betragtning, f.eks. styringen af en varmepumpe, således at bygningens varmekapacitet bringes i spil og kan bidrage til yderligere mulighed for at flytte forbruget, som præsenteret i Halvgaard, Poulsen, et al. 2012. Der vil dog være en del ekstra modelleringsarbejde og da det ikke er en del af det nuværende systems funktionalitet, må denne udvidelse inkluderes i fremtidige udviklinger.

B.2 Prognosemodeller

I de udførte beregninger er der ikke anvendt egentlige prognoser af de ikke styrbare variabler, som indgår i E-MPC problemet. Det er klart, at dette vil føre til en mindre optimal løsning, dog konkluderer Halvgaard (2012), at der ikke tages væsentligt. Der vil være brug for modeller til prognose af varme- og elforbruget, som i Bacher (2013), prognose af solcelleproduktionen, som i Bacher (2009), samt af elprisen på visse tidspunkter af døgnet, som i Jonsson (2013). Disse modeller tager vejrprognoser som inputs og kan implementeres effektivt, så kun anvender meget begrænsede computer ressourcer.

Bilag C Litteraturliste

Projektgruppen har i sit arbejde støttet sig til en række udredninger, analyser og kortlægninger, der har beskæftiget sig med problemstillinger i relation til Smart Grid, Smart Energi, solceller og batterier m.v. Det drejer sig bl.a. om følgende:

Katalog for barrierer og løsningsforslag fra Platform for Smart Energi med tilhørende opsummering, udgivet december 2016. Link: http://www.dansk-energi.dk/Aktuelt/Arkiv/2016/December/16_12_08A.aspx

Prioritering af Danmarks Areal i Fremtiden, udgivet af Teknologirådet maj 2017. Link: <http://www.tekno.dk/article/afsluttende-konference-paa-christiansborg-om-prioritering-af-danmarks-areal-i-fremtiden/>

Energikommissionens anbefalinger til fremtidens energipolitik, udgivet af Energi-Forsynings- og Klimaministeriet april 2017. Link: http://efkm.dk/media/8275/energikommissionens-anbefalinger_opslag.pdf

Smart Grid i Danmark 2.0, udgivet af Dansk Energi og Energinet.dk december 2012. Link: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Smart%20Grid%20in%20Denmark%202.0.pdf>

Energikoncept 2030 – baggrundsrapport, udgivet af Energinet.dk maj 2015. Link: <https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Energikoncept%202030%20-%20Baggrundsrapport.pdf>

Energikoncept 2030 – Sammenfatning, udgivet af Energinet.dk maj 2015. Link: <https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Energikoncept%202030%20-%20Sammenfatning.pdf>

Basisfremskrivning 2018, udgivet af Energistyrelsen marts 2018. Link: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisfremskrivninger>

Analyse nr. 21: Solcelleanlæg, samfundsøkonomi og offentlig økonomi udgivet af Dansk Energi december 2016. Link: https://www.danskeenergi.dk/Analyse/Analyser/21_Solceller_oekonomi.aspx

Solceller og batterier i Danmark, udgivet af Energinet.dk februar 2016. Link: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Solceller%20og%20batterier.pdf>

Energi 2050 – Udviklingsspor for energisystemet, udgivet af Energinet.dk september 2010. Link: <http://www.e-pages.dk/energinet/255/>

Status for Smart Grid og Smart Energy området, udgivet af EUDP-sekretariatet august 2015. Link: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/status_og_overblik_over_eudp_stoettede_smartgrid_projekter_aug_2015.pdf

Energipolitisk redegørelse 2017, Energi-, Forsynings- og klimaministerens redegørelse til Folketinget om energipolitikken. Udgivet maj 2017. Link: https://efkm.dk/media/8382/energipolitisk_redegorelse_2017.pdf

FUD til fremme af elsystemets effektivitet (udviklingsindsats på smartgrid-området), udgivet af ELFORSK, ForskEL, EUDP og Innovationsfonden november 2014. Link: http://www.elforsk.dk/News/2014/2014-11-25%20Smartgrid_rapport.aspx

Jónsson, T., Pinson, P., Nielsen, H. A., Madsen, H., & Nielsen, T. S. (2013). Forecasting electricity spot prices accounting for wind power predictions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1), 210-218.

Bacher, P., Madsen, H., & Nielsen, H. A. (2009). Online short-term solar power forecasting. *Solar Energy*, 83(10), 1772-1783.

Bacher, P., Madsen, H., Nielsen, H. A., & Perers, B. (2013). Short-term heat load forecasting for single family houses. *Energy and buildings*, 65, 101-112.

Halvgaard, R., Poulsen, N.K., et al., 2012. Economic Model Predictive Control for building climate control in a Smart Grid. In 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT). Available at: <http://dx.doi.org/10.1109/isgt.2012.6175631>.

Halvgaard, R., Bacher, P., et al., 2012. Model Predictive Control for a Smart Solar Tank Based on Weather and Consumption Forecasts. *Energy Procedia*, 30, pp.270-278.