

MAJ 2017
ELFORSK PROJEKT 346-048

BOLIGEJENDOMME MED CO₂ NEUTRALT ELFORBRUG

SLUTRAPPORT



NorthQ
A New Way of Living

GAIA SOLAR

LITHIUM BALANCE
BATTERY MANAGEMENT SYSTEMS



Rubrik

COWI

MAJ 2017
ELFORSK PROJEKT 346-048

BOLIGEJENDOMME MED CO₂ NEUTRALT ELFORBRUG

SLUTRAPPORT

PROJEKTNR.

A045211

DOKUMENTNR.

A045211-01

VERSION

1

UDGIVELSESDATO

4. maj 2017

BESKRIVELSE

UDARBEJDET

Steen Hartvig,
SEM

KONTROLLERET

SGON

GODKENDT

SEM

INDHOLD

0	Indledning	9
1	Sammendrag	10
1.1	Projektets målsætning	10
1.2	Demonstrationsanlæg	10
1.3	Hybridanlæg skaber fleksibelt elforbrug	11
1.4	Hybridanlægs beboerøkonomiske konsekvenser	12
1.5	Potentiale for hybridanlæg i den almene boligsektor	12
1.6	Finansiering af hybridanlæg i den almene boligsektor	13
1.7	Projektgruppens arbejde med viden i anvendelse fra projekt 346-048	14
2	Short English Summary	17
3	Projektets baggrund og formål	18
3.1	De lovgivningsmæssige rammer for projektet	18
3.2	Fra initiativgruppe til ELFORSK-ansøgning	19
3.3	Projektets samfundsmæssige perspektiver	21
4	Projektets tilrettelæggelse og gennemførelse	27
4.1	Arbejdet med solcelleanlæg og forbrugsregistreringer i Grøndalsvænge	27
4.2	Manglende virtuel nettoafregning en barriere for hybridanlæg	30
4.3	Første udgaver af dimensioneringsværktøjet PV-BAT	31
4.4	Ændring af projektindhold efter aftale med ELFORSK	33
4.5	De første PV-BAT screeninger	34
4.6	Bevilling til de første demonstrationsanlæg	35

4.7	Udvikling af IT-løsning til elfordelingsregnskab	37
5	Hybridanlægget	38
5.1	Den simple brug af batteriet, styret ud fra øjebliksværdier	41
5.2	Den avancerede brug af batteriet	45
5.3	Eksempel 1: Enfamiliehus med forbrug på 4.500 kWh/år	46
5.4	Eksempel 2: Familie med elbil	49
6	Resultaterne af PV-BAT-screeningerne	58
6.1	Aftaler om screeninger med PV-BAT	58
6.2	Manglende udbygning i forhold til de politisk fastsatte mål for solceller 2013-2017	59
6.3	Usikkerheder forbundet med beregningsparametre og forudsætninger i PV-BAT	61
6.4	Resultaterne af opdaterede PV-screeninger	64
7	Hybridanlæggets potentiale for fleksibelt elforbrug	68
7.1	Behovet for fleksibelt elforbrug i et VE-domineret energisystem	68
7.2	Markedsprodukter med fleksibelt elforbrug	70
7.3	Den samfundsøkonomiske værdi af hybridanlægs evne til at levere fleksibilitet	70
7.4	Potentialet for fleksibilitet fra hybridanlæg i den almene boligsektor	74
8	Projektgruppens arbejde med at udnytte projektets resultater	76
8.1	10 demonstrationsanlæg for hybridanlægget	76
8.2	Videreudvikling af PV-BAT til brug for BIPVT-E forsyningsanlæg	77
8.3	PVT-teknologi som SolarSmartSystemBornholm	78
8.4	Formidling af PV-BAT	79

BILAG

Bilag A	PV-BAT, dimensioneringsværktøj	80
A.1	Introduktion	80
A.2	Funktionsbeskrivelse	81
A.3	Oversigt over sheets	83
A.4	Praktisk vejledning til at komme i gang med	84

A.5	Gennemgang af inddata	86
A.6	Forklaring til skærbilleder	95
Bilag B	Eksempler på screeninger	100
Bilag C	Finansieringsmodeller	112
Bilag D	Love og bekendtgørelser	114
Bilag E	Litteraturliste	115

0 Indledning

Denne slutrapport er den endelige afrapportering af ELFORSK-projekt 346-048 Boligejendomme med CO₂ neutralt elforbrug – fase 1, der er gennemført i perioden marts 2014 til februar 2017. Projektets oprindelige tidsperiode er efter aftale med ELFORSK blevet forlænget med ca. et år, da manglende formelle regler om virtuel nettoafregning gennem hele perioden har fungeret som en effektiv barriere for at etablere solcelleanlæg hos projektets primære målgruppe – den almene boligsektor.

Da den almene boligsektor ikke kan fratække moms, er alle priser angivet inklusiv moms.

Slutrapporten er udarbejdet af projektgruppen, der har bestået af:

- > Svend Erik Mikkelsen, COWI (projektleder)
- > Steen Hartvig Jacobsen, Kommunikationsbureauet Rubrik
- > Anders Sørensen, Gaia Solar
- > Jesper Frausig, Gaia Solar
- > Lars Barkler, Lithium Balance
- > Rasmus Mosbæk, Lithium Balance
- > Hans Skyum Larsen, IT-Energy
- > Christian von Scholten, NorthQ

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, maj 2017

1 Sammen drag

En projektgruppe under ledelse af COWI har siden foråret 2014 arbejdet med at udvikle et enkelt og brugervenligt dimensioneringsværktøj, der kan hjælpe beslutningstagere i den almene boligsektor til at identificere potentialet for at etablere beboerøkonomisk rentable hybrid anlæg bestående af solceller og batterilager. Værktøjet er udviklet som PV-BAT – et open source software, der kan ses på projektets side på www.elforsk.dk og rekvireres ved henvendelse til projektleder Svend Erik Mikkelsen hos COWI, sem@cowi.dk. Værktøjet er indrettet så det kan beregne ydelsesstøtte fra Boligselskabernes Landsbyggefond.

1.1 Projektets målsætning

Det var oprindeligt målet med projektet, at PV-BAT skulle testes på 2 almene boligafdelinger under AKB København. Sideløbende skulle projektgruppen gennem forbrugsmålinger og beboerinterviews undersøge, om etablering af solcelleanlæg ville påvirke beboernes energivaner. Med beregninger i 2 meget forskellige boligafdelinger skulle PV-BAT vise sin evne til at håndtere projekter bredt i boligsektoren.

Ingen nye solcelleanlæg i projektperioden

Men manglen på klare regler for såkaldt virtuel nettoafregning og et lokalt netselskabs krav om opsplitting af det ene solcelleanlæg betød, at der ikke blev etableret nye solcelleanlæg inden for projektets tidsramme. Projektgruppen indgik derfor en aftale med ELFORSK-teamet om at konvertere nogle af de ressourcer, der var afsat til beboerundersøgelser, til at udvide antallet af PV-BAT screeninger til mindst 10 boligafdelinger.

1.2 Demonstrationsanlæg

Disse screeninger er gennemført i 12 boligafdelinger med ca. 1.700 boliger. Den samlede effekt af de anbefalede solcelleanlæg er på ca. 2,6 MWp, og de tilhørende batterilagere har en samlet kapacitet på ca. 1,3 MWh. De samlede investeringer til disse hybrid anlæg er beregnet til ca. 40 mio. kr. for solcelleanlæg og ca. 14 mio. kr. for batterilagere.

Ydelsesstøtte til 5 demo-anlæg

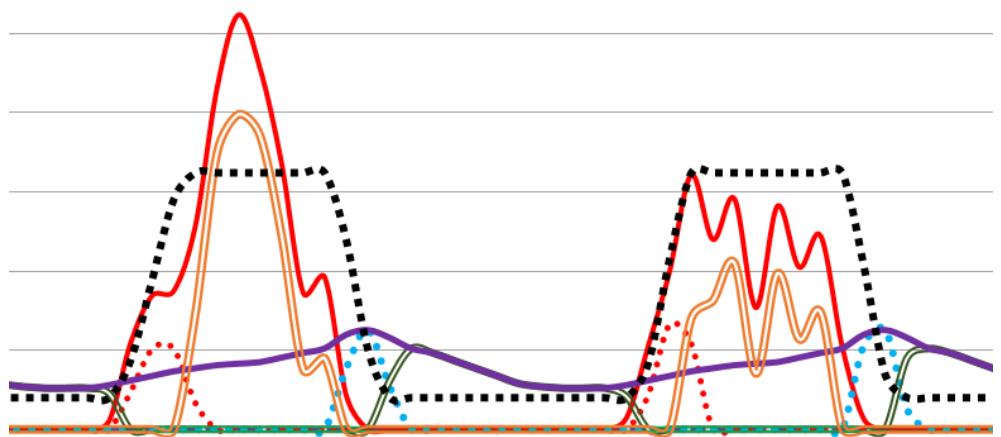
5 af de screenede hybrid anlæg har i foråret 2017 fået bevilget ydelsesstøtte fra Landsbyggefonden og ventes derfor projekteret i løbet af 2017, således at de kan tages i drift i perioden 2018-2019 i forbindelse med gennemførelse af større helhedsplaner for de 5 boligafdelinger. Processen startes med et mindre pilot anlæg i boligafdelingen Hedelyngens fællesbygninger i Herlev, hvor hybrid anlæggets elproduktion alene skal nettoafregnes i forhold til Hedelyngens fælles elforbrug.

De øvrige screenede hybrid anlæg ventes behandlet i de lokale beboerdemokratier i løbet af 2017 og kan alle komme i betragtning til at modtage ydelsesstøtte inden for en rammebevilling på 17,5 mio. kr., som en projektgruppe bestående af COWI, Kommunikationsbureauet Rubrik og Lithium Balance har modtaget fra Landsbyggefonden i foråret 2016 til 10

demonstrationsanlæg som følge af de resultater, der er opnået i nærværende projekt.

1.3 Hybridanlæg skaber fleksibelt elforbrug

Den oprindelige intention med konceptet for hybridanlæg var at varetage beboernes økonomiske interesser efter overgangen fra års- til timebaseret nettoafregning i november 2012. Ved at supplere solcelleanlægget med et batterilager er det muligt at beholde en større del af solcelleanlæggets elproduktion på egen matrikel til forskudt forbrug og dermed sikre, at en større del af elforbruget vil være fritaget for elafgifter og tarifbetaling. Men undervejs i projektet har projektgruppen i højere grad rettet sit fokus på batterilagerets unikke muligheder for at skabe et intelligent samspil mellem den enkelte ejendom og elsystemet.



Figur 1-1. Grafen viser driften af et hybridanlæg med 325 kWp solceller og et batterilager på 172 kWh dimensioneret til Hedelyngen i Herlev. Timeværdier for 26.-27. marts. Rød viser PV-produktion, orange salg til elnettet, mens grøn viser, at der ikke købes el fra nettet i morgen- og eftermiddags spidslast-timerne.

I etageejendomme er det ikke hensigtsmæssigt, hvis beboerne forskyder støjbelastende elforbrug fra bl.a. vaskemaskiner til nattetimerne. Men ved at styre batterilagerets op- og afladning, så ejendommen som helhed køber billig el om natten for at bruge den i de dyre morgentimer, opnås en fleksibilitet til gavn for elsystemet med en økonomisk gevinst for beboerne.

Fleksibelt elforbrug uden ændrede beboervaner

Tilsvarende gevinster for elsystemet og beboerne kan opnås ved at lade batteriet op med solcelle-el i sommerens dagtimer til brug i den dyre kogespids. Om vinteren kan boligafdelingen købe billigere el midt på dagen til brug for den dyre kogespids. På den måde bliver det samlede elforbrug i ejendommen gjort fleksibelt i forhold til belastningen i elnettet. Fordelene opnås, uden at den enkelte beboer behøver at ændre personlig adfærd, fordi hele fleksibiliteten genereres via hybridanlæggets styresystem.

1.4 Hybridanlægs beboerøkonomiske konsekvenser

Hybridanlæggets økonomiske konsekvenser for beboerne varierer fra boligafdeling til boligafdeling, afhængig af de lokale bygningsfysiske forhold, den aktuelle indkøbspris for elektricitet, boligafdelingens elforbrug m.v. Disse variationer tager PV-BAT højde for i værktøjets INData-sektion. De 12 gennemførte screeninger vidner om, at det med brug af PV-BAT er muligt hurtigt og enkelt at identificere det beboerøkonomisk optimale forhold mellem elforbrug, solcelleanlæggets størrelse og batterilagerets kapacitet. Det økonomisk mest fordelagtige anlæg sparer beboerne for mellem 11 og 49 øre/kWh i gennemsnit om året. Hertil kommer, at den dynamiske drift af batteriet ikke kun skaber et fleksibelt elforbrug i boligafdelingen til gavn for elsystemet, men også skaffer beboerne en ekstra økonomisk gevinst på 10-16 øre/kWh.

Det er over for de involverede boligorganisationer præciseret, at en PV-BAT screening ikke har karakter af en egentlig projektering, men alene skal opfattes som en uforpligtende forundersøgelse, der kan give de lokale beslutningstagere en indikation af, om det kan betale sig at gå i gang med at forberede et hybridanlæg, og hvilken dimension et sådant anlæg bør have. Konkrete bygningsfysiske forhold i den enkelte boligafdeling, som kun kan kortlægges omkostningseffektivt under selve projekteringen af hybridanlægget, kan ændre den beboerøkonomiske beregning i PV-BAT. De beboerøkonomiske konsekvenser vil desuden påvirkes positivt, hvis hybridanlægget gennemføres som led i en mere omfattende helhedsplan.

1.5 Potentiale for hybridanlæg i den almene boligsektor

Den almene boligsektor udgøres p.t. af godt 560.000 boliger, fordelt på etageboliger og tæt/lave boliger eller rækkehuse. PV-BAT screeningerne har omfattet begge typer boligafdelinger. Resultaterne af de 11 screeninger, der er udført i projektet (346-048), vidner om, at der i gennemsnit kan etableres beboerøkonomisk rentable hybridanlæg med en solcelleeffekt på ca. 2 kWp/bolig og batterilagre med en kapacitet på ca. 0,8 kWh/bolig. På det grundlag kan det samlede teoretiske potentiale for hybridanlæg opgøres til ca. 1 GWp solceller og ca. 500 MWh batterilagre, men det er formentlig kun en del af dette maksimale potentiale, der realistisk kan realiseres frem mod 2030.

Potentiale for investering på ca. 8 mia. kr.

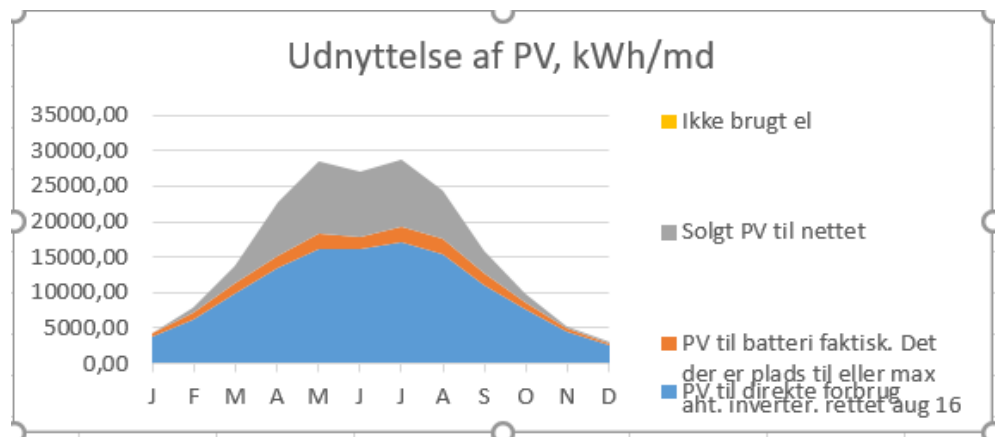
Under forudsætning af, at der frem mod 2030 kan etableres hybridanlæg i halvdelen af de almene boligafdelinger, vil det skabe en øget udbygning med 560 MWp solceller og en batterikapacitet på 224 MWh, svarende til en investering på ca. 8 mia. kr. (2017-priser) fordelt med ca. 6,7 mia. kr. til solceller og ca. 1,3 mia. kr. til batterilagre.

En sådan mulig udbygning – under forudsætning af hensigtsmæssige rammevilkår – har et potentiale til at skabe et samlet fleksibelt elforbrug på 840.000 MWh/år, samtidig med at et stort antal hybridanlæg i den almene

boligsektor kan reducere det maksimale effektoptag fra elnettet i de kritiske morgen- og eftermiddagstimer betydeligt.

1.6 Finansiering af hybridanlæg i den almene boligsektor

De første demonstrationsanlæg for hybridanlæg bliver finansieret med 30-årige realkreditlån, hvor Landsbyggefonden betaler en del af beboernes realkreditydelse gennem ydelsesstøtte til investeringen i batterilagere. Efterfølgende anlæg kan etableres med en positiv beboerøkonomi, når omkostningerne ved hybridanlæg reduceres i takt med lavere priser på solceller og batterier. En prisreduktion frem mod 2020 på ca. 20% for den samlede investering er formentlig realistisk.



Figur 1-2 Grafen viser, hvordan solcelleproduktionen bruges i et hybridanlæg, der er dimensioneret til Solhusene med 211 kWp solceller og et batterilager på 86 kWh. Batterilageret øger boligafdelingens egetforbrug.

For at fremme interessen for hybridanlæg kan de enkelte almene boligorganisationer støtte etableringen ved at finansiere en del af anlægsudgiften med boligorganisationens trækingsretsmidler i Landsbyggefonden, hvor der p.t. er ikke-disponerede tilskudsmidler for knap 2 mia. kr. Hertil kommer muligheden for tilskud via boligorganisationernes dispositionsfonde.

Projektgruppen har i forbindelse med afslutningen af projektet indledt drøftelser med Sustain Solutions, der med et kapitalindskud på 300 mio. kr. fra pensionskassen PKA finansierer projekter for energieffektivisering, om at udvikle en finansieringspakke, der kan gøre etablering af hybridanlæg økonomisk mere sikker for beboerne. En sådan pakke kan også indeholde en indledende screening af potentialet for elbesparelser i den enkelte boligafdeling, så hybridanlægget dimensioneres på grundlag af den mest effektive elanvendelse.

Solceller hjælper med at gennemføre sparekrav på 8,2%

Frem mod 2020 vil der være et særligt incitament for almene boligorganisationer til at investere i kollektive solcelleanlæg, der også nettoafregner boligafdelingernes fælles elforbrug. En aftale mellem regeringen, KL og BL har udmøntet et krav om en gennemsnitlig reduktion på 8,2% i de

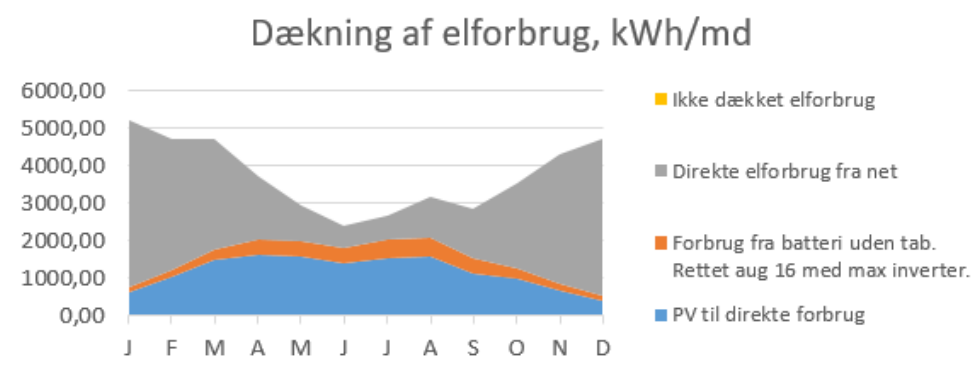
såkaldte "afgrænsede driftsudgifter" i perioden 2014-2020. Da boligafdelingernes fælles elforbrug indgår i disse udgifter, mens afskrivning på investeringer i energirenovering holdes uden for sparekravet, kan solcelleanlæg levere et bidrag til lavere afgrænsede driftsudgifter, uden at beboerne oplever forringet beboerservice, snarere tværtimod.

1.7 Projektgruppens arbejde med viden i anvendelse fra projekt 346-048

Det er vigtigt for projektgruppen – ikke mindst af hensyn til projektgruppens 2 kommercielle partnere Gaia Solar og Lithium Balance – at projektets konkrete resultater hurtigst muligt bliver udmøntet i konkrete fysiske anlæg, der kan føre til øget omsætning hos virksomhederne, bedre balanceret udbygning med vedvarende energi og større fleksibilitet hos slutbrugerne i elsystemet. Etableringen af fysiske solcelleanlæg i den almene boligsektor har i de seneste 3 år været hæmmet af manglende regler for virtuel nettoafregning af boligafdelingernes solcelleproduktion (se nærmere i kapitel 4). Men projektgruppen har arbejdet aktivt for at forberede markedet i den almene boligsektor, så der er forberedt konkrete projekter for hybridanlæg, når disse regler omsider bliver udmøntet. Det er gjort ud fra erkendelsen af, at forberedelse og beslutning om større fysiske anlægsarbejder i den almene boligsektor tager tid.

LBF-bevilling til 10 demo-anlæg

Det første konkrete initiativ fra projektgruppen var en ansøgning til Landsbyggefondens energipulje, der i perioden 2015-2020 råder over en ramme for ydelsesstøtte (læs nærmere i Bilag C) på 350 mio. kr. til innovative demonstrationsprojekter for energirenovering med lang tilbagebetalingstid og levetid. 3 partnere fra projektgruppen – COWI, Rubrik og Lithium Balance – fik i marts 2016 bevilget en ramme på 17,5 mio. kr. til 10 demonstrationsanlæg med hybridanlæg, fordelt på boligafdelinger med forskellig geografisk placering og forskellige bygningsfysiske karakteristika. Denne bevilling blev koordineret med ELFORSK-projektets screeninger med PV-BAT i 10 boligafdelinger.

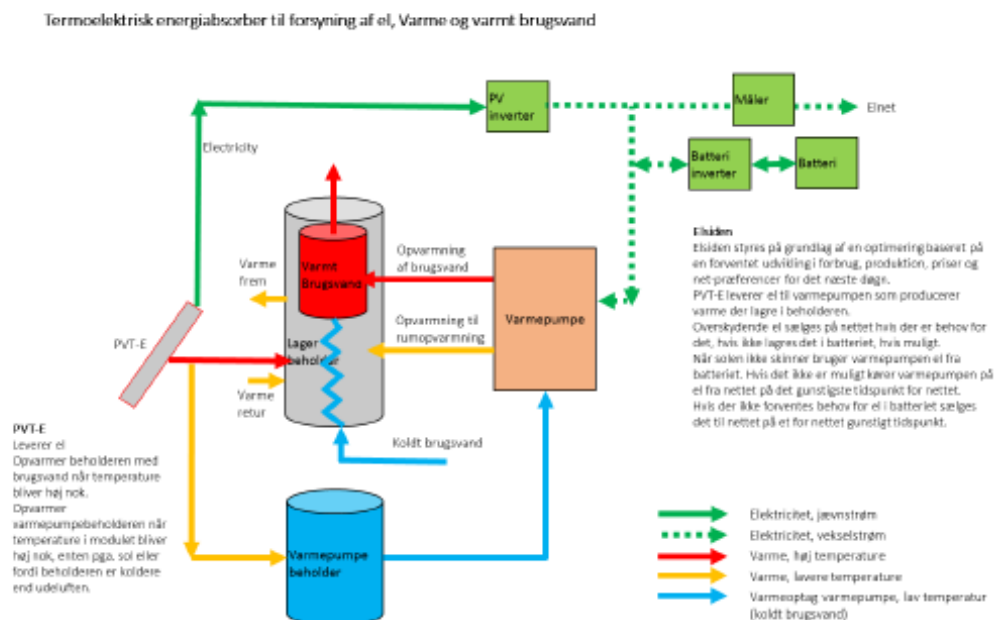


Figur 1-3 *Det første hybridanlæg bliver etableret i Hedelyngens fællesbygninger som et pilotanlæg, der alene nettoafregnes i boligafdelingens fælles elforbrug. Grafen viser, hvordan egetforbruget bliver dækket i et anlæg med 33 kWp solceller og et batterilager på 13 kWh.*

I sin første version er PV-BAT designet til at screene potentialet for solcelleanlæg og/eller batterilager i etageejendomme. Der er imidlertid fortsat omkring 1/2 mio. enfamiliehuse, der i dag er opvarmet med naturgas eller olie. Disse enfamiliehuse kan også få undersøgt potentialet for konvertering af varmforsyningen til solenergi og miljøvenlig el med brug af en tilpasset udgave af PV-BAT.

BIPVT-E anlæg til fossilt opvarmede enfamiliehuse

For at fremme en konvertering af disse bygningers forsyningsystem til solenergi og elektricitet vil nogle af projektgruppens partnere sammen med solcelleproducenten RACELL, DTU Compute og boligadministrationsselskabet KAB videreudvikle hybridkonceptet og PV-BAT til at kunne håndtere energiforsyningen til denne type bygninger. ELFORSK har i februar 2017 bevilget støtte til udvikling af dette koncept, som bygger på den viden, der er opnået i 2 EUDP-projekter og ELFORSK projekt 346-048.



Figur 1-4 Procesdiagram for et BIPVT-E anlæg med solceller, solfanger, energiabsorber, varmtvands-beholdere, varmepumpe og batterilager.

Det nye ELFORSK projekt (349-054), der blev bevilget i februar 2017, kaldes BIPVT-E, hvor solceller og batterilager kombineres i konceptet til enfamiliehuse. Der indgår solfanger, energiabsorber og en nyudviklet varmepumpe med høj SCOP i energikonceptet. Projektet vil bane vej for en brugerøkonomisk attraktiv konvertering af fossile brændsler til elektricitet og solenergi og dermed levere et vigtigt bidrag til Danmarks nationale forpligtelser til CO₂-reduktion uden for de kvoteomfattede sektorer.

Projektgruppen har desuden søgt støtte hos Landsbyggefonden til efterfølgende at etablere BIPVT-E forsyningsanlægget i 2 almene boligafdelinger med i alt ca. 80 boliger for at igangsætte en skalaeffekt, der kan billiggøre det samlede

forsyningsanlæg. I marts 2017 har Landsbyggefonden bevilget ydelsesstøtte til at gennemføre BIPVT-E anlægget i et prøvehus i 2 forskellige boligafdelinger.

Test af PVT-
teknologi på
Bornholm

For at afprøve, om dette forsyningsanlæg også kan anvendes helt eller delvis i erhvervsbygninger og til at forsyne varme til et fjernvarmenet, har den samme projektgruppe i samarbejde med Bornholms Energi & Forsyning og Danfoss søgt om projektstøtte hos EUDP.

Denne ansøgning omfatter et udviklings- og demonstrationsprojekt på Bornholm, hvor et PVT-anlæg udvikles til at konvertere Bornholms Lufthavns olieforbrug til solenergi og elektricitet samt evt. også konvertering af energiforsyningen til St. Clemens Bornholms Andelsmejeri. I samme projekt søges BIPVT-E konceptet og PV-BAT videreudviklet til brug i ejerboliger af forskellig alder og bygningsfysisk udformning i landsbyen Arnager tæt på lufthavnen.

Udvikling af
markedsprodukter
med fleksibelt
elforbrug

Foruden de direkte økonomiske gevinster for beboerne ved at købe el i de billigste timer og begrænse elindkøb i de dyreste kan der på sigt genereres yderligere indtægter til ejendomme med hybridanlæg.

Projektgruppen planlægger i samarbejde med en af de større balanceansvarlige elhandelsvirksomheder, Energi Danmark, og Teknologisk Institut at tilrettelægge et F&U-projekt, hvor det bl.a. vil være en opgave at beregne den samfundsmæssige værdi af fleksibelt elforbrug og levering af forskellige systemtjenester. I et sådant projekt kan der på det grundlag udvikles markedsprodukter for op- og nedregulering og andre systemtjenester fra en elhandelsvirksomhed, der virtuelt kan styre mange lokale batterier med en kapacitet på op til 100 MWh.

Det er en udvikling, som er efterlyst i flere analyserapporter om Smart Grid og Smart Energy, og som 24. april er blevet rejst i Energikommisionens anbefalinger. Det er en udfordrende opgave, der forudsætter støtte enten fra Landsbyggefondens forskningsmidler eller fra energiteknologiske F&U-programmer som EUDP eller Innovationsfonden.

Formidling af
resultater med PV-
BAT

Projektgruppen for 346-048 vil – så snart der er skabt administrativ klarhed om reglerne for virtuel nettoafregning af solcelleproduceret elektricitet i almene boligafdelinger – producere en informationsbrochure om hybridanlæg og PV-BAT til beslutningstagere i den almene boligsektor og en lille informationsfolder til beboerne, ligesom projektgruppen vil medvirke i kredsmøder, temaarrangementer m.v. i den almene boligsektor, i solcellebranchen, hos elsektoren m.fl.

2 Short English Summary

In project 346-048, an Excel-based design tool has been developed. The tool will, based on data on the building roof area, orientation, total electricity consumption, solar cell and battery storage prices, cost of buying and selling electricity, financing conditions etc., identify the best combination of solar panel area and battery storage capacity, that provides the most beneficial economic operation of the hybrid system for the residents. In addition, PV-BAT can calculate the financial consequences for residents when the battery storage is used dynamically in an intelligent interaction with the electricity network's need for flexibility.

PV-BAT has been tested in 12 different social housing units and has thus provided a basis for establishing a number of demonstration projects financially supported by the social housing fund.

Some of the partners involved in this project have subsequently received project support to further develop PV-BAT to also calculate the impact of more complex energy supply systems for single family homes and business purposes. PV-BAT is available in a Danish version as open source, which can be downloaded from ELFORSK's website at www.elforsk.dk from project number 346-048.

3 Projektets baggrund og formål

Udgangspunktet for projekt 346-048 Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug – fase 1 var det politiske indgreb mod den årsbaserede nettoafregning, der i løbet af 2012 havde ført til en kraftig stigning i antallet af husstands anlæg med solceller. Solcellerne var faldet i pris, og i kombination med skattefradrag fra boligjobordningen og afskrivningsmuligheder via virksomhedsordningen var den simple tilbagebetalingstid for mange husstands anlæg kommet ned på 6-8 år. For at bremse det statslige provenutab fra tabte elafgifter og for at imødekomme elnetselskabernes skepsis over for solcelleejernes anvendelse af elnettet som lager blev den årsbaserede nettoafregning ændret til en timebaseret med en lovgivning, der blev vedtaget i slutningen af 2012.

3.1 De lovgivningsmæssige rammer for projektet

Dette indgreb blev fulgt op af en lovgivning i sommeren 2013 (lov nr. 900 og lov nr. 901), der gjorde det muligt også for almene boligafdelinger at etablere fælles solcelleanlæg og nettoafregne elproduktionen herfra på timebasis. Mens den timebaserede nettoafregning fungerer fint for erhvervsvirksomheder og offentlige institutioner, fordi der er et betydeligt sammenfald mellem elproduktion og elforbrug, forholder det sig stik modsat for boligsektoren.

Her er elproduktionen fra solcellerne størst, når elforbruget er lavest (i dagtimerne og i sommermånederne), og omvendt producerer solcelleanlæg intet eller kun i meget begrænset omfang i morgen-spidsen (kl. 7-9), i kogespidsen (kl. 17-20) og om vinteren. Elselskabet EnergiMidt – nu en del af Eniig – dokumenterede med data fra kunder med solcelleanlæg, at egetforbruget af den solcelleproducerede el blev reduceret fra omkring 100% i årsnettoafregnede solcelleanlæg til 25-30% i de timenettoafregnede. Derfor blev solcelleanlæg i boligsektoren – både husstands anlæg og større anlæg til etageboliger – urentable med simple tilbagebetalingstider på 15-20 år.

For at kompensere denne negative udvikling blev der med lov nr. 900 indført en midlertidig støtte i form af forhøjet PSO-tilskud på hhv. 130 og 145 øre/kWh for den del af solcellernes elproduktion, der måtte afsættes til elnettet. Støtten skulle aftrappes over 5 år (2013-2017), og der blev sat en maksimal ramme for hvert af de 5 år på 20 MW.

Et af de planlagte solcelleanlæg, der blev ramt af omlægningen fra års- til timebaseret nettoafregning, skulle have været etableret i AKB Københavns boligafdeling Øbro 95 med det formål at levere til boligafdelingens fælles elforbrug. Fra et beregnet driftsoverskud på et par mio. kr. i anlæggets beregnede 20-årige levetid, ville beboerne få et samlet underskud på ca. 800.000 kr. Anlægget blev derfor skrinlagt.

Denne situation rejste spørgsmålet, om rentabiliteten kunne forbedres, hvis solcelleanlægget blev suppleret med et lokalt batterilager, hvor den overskydende elproduktion fra dagtimerne kunne lagres og forbruges, når beboerne kom hjem til koge-spidsen. Under udvalgsbehandlingen af lov nr. 900

og lov nr. 901 blev der stillet følgende spørgsmål: "Kan ministeren bekræfte, at hvis en boligforening finder metoder til at lagre strømmen til senere brug, håndteres dette som egetforbrug, eksempelvis hvis en boligforening opsætter et større batteri og opsamler strøm til brug senere?".

Svaret fra Klima- og Energiministeren lød:

"Jeg har forelagt spørgsmålet for skatteministeren, der har oplyst følgende: "Skatteministeren kan bekræfte, at hvis en boligforening finder metoder til at lagre strømmen til senere brug, håndteres dette som direkte egetforbrug, som er undtaget fra elafgift. Det er forudsat, at der er tale om elektricitet, som ikke leveres til det kollektive net, og at betingelserne for afgiftsfritagelse for VE-anlæg i øvrigt er opfyldt." Jeg kan således bekræfte, at lagring af egenproduceret strøm fra et solcelleanlæg håndteres som egetforbrug."



Figur 3-1. Først efter vedtagelsen af lov nr. 900 og lov nr. 901 blev det muligt at etablere et rentabelt solcelleanlæg i Øbro 95 med en installeret effekt på 111 kWp og en beregnet elproduktion på ca. 89.000 kWh.

3.2 Fra initiativgruppe til ELFORSK-ansøgning

Med dette udgangspunkt blev der samlet en initiativgruppe, der hen over sommeren formulerede en ansøgning til ELFORSK-programmet om støtte til udvikling af et dimensioneringsværktøj, der på en enkel og overskuelig måde kunne beregne den beboerøkonomiske rentabilitet i et anlæg med både solceller og batterilager (hybridanlæg). Samtidig ønskede projektgruppen at teste værktøjet i den tætbebyggede boligafdeling Øbro 95 og en tæt/lav almen boligafdeling for at afklare, om værktøjet kunne anvendes på flere forskellige slags boligafdelinger. Endelig indgik det i ansøgningen, at projektgruppen gennem målinger af elforbrug, analyser af forbrugsmønstre, visualisering af individuelt elforbrug og beboerinterviews skulle kortlægge, om etablering af

solcelleanlæg ville påvirke beboernes energibevidsthed og dermed deres forbrug.

Det indgik også i initiativgruppens overvejelser, at et lokalt batterilager kan anvendes til mere aktivt at agere på det nordiske spotmarked, således at boligafdelingen kan indkøbe billig el om natten, lagre den indkøbte elektricitet for så at kunne bruge den i den dyre morgenspids kl. 7-9. På den måde lagde gruppen op til, at en mere dynamisk drift af batterilageret kan bidrage til at forbedre den beboerøkonomiske rentabilitet af det samlede hybrid anlæg. En dynamisk drift af batterilageret blev også som udgangspunkt vurderet til at være en spændende mulighed for at skabe et mere fleksibelt elforbrug i boligafdelinger med hybrid anlæg.

Ved den endelige udformning af ansøgningen i september 2013 kom projektgruppen til at bestå af COWI (projektleder og udvikler af dimensioneringsværktøjet), Kommunikationsbureauet Rubrik (projektkoordinator), Gaia Solar (solcelleleverandør med ansvar for simulering af solcelleanlæg), Lithium Balance (batteripakke-leverandør), IT-Energy (forbrugsanalyser og beboerinterviews), NorthQ (leverandør af kommunikationsenheden Power Reader) og elhandelsselskabet Blue City (senere Blue Energy).

3.3 Projektets samfundsmæssige perspektiver

I et bilag til ansøgningen til ELFORSK-programmet i september 2013 beskrev projektgruppen det bredere formål med og perspektiverne i en mere omfattende udbygning med hybrid anlæg i den almene boligsektor således:

3.3.1 Anlægskonceptets energi- og klimapolitiske perspektiver

I den tidligere regerings oplæg til energiaftalen fra marts 2012 "Vores energi" er der fastsat et mål om, at mindst 50% af elforbruget skal produceres af vindmøller i 2020. I 2035 skal alt el- og varmemeforbrug være 100% baseret på vedvarende energi, og i 2050 skal det samlede energisystem, inkl. transport være frigjort fra fossile brændsler. En sådan omlægning af energisystemet skal sikre, at Danmark kan bidrage til at realisere EU's langsigtede målsætning om at reducere den samlede udledning af drivhusgasser med mellem 80 og 95% i 2050 i forhold til 1990.

VE-system
forudsætter bl.a.
fleksibilitet og
lagring

Disse energipolitiske målsætninger vil gradvis gøre elproduktionen mere varieret og uforudsigelig, fordi produktionsomfanget i høj grad kommer til at afspejle variationer i vindhastigheder og solindstråling. Hvis den fremtidige elproduktion helt overvejende skal baseres på vindenergi, vil det stille store krav til fleksibilitet i elforbruget, omfanget af lagringskapacitet og stærke udlandsforbindelser.

Det innovative anlægskoncept, der udvikles i projektet, sigter efter at gøre det muligt for eksisterende etageboliger at bidrage til at adressere disse udfordringer ved at øge bygningernes egenproduktion af el og gøre beboernes elforbrug mere fleksibelt i forhold til elsystemets behov og prisfluktuationer på elmarkedet.

3.3.2 Anlægskonceptets ressourcemæssige perspektiver

Realiseringen af det energipolitiske mål om at gøre det danske el- og varmemeforbrug uafhængigt af fossile brændsler inden for en periode på ca. 20 år vil formentlig komme til at lægge et meget stort pres på de bæredygtige biomasseressourcer, med mindre der i tide udvikles mere fleksible anvendelser af el og varme.

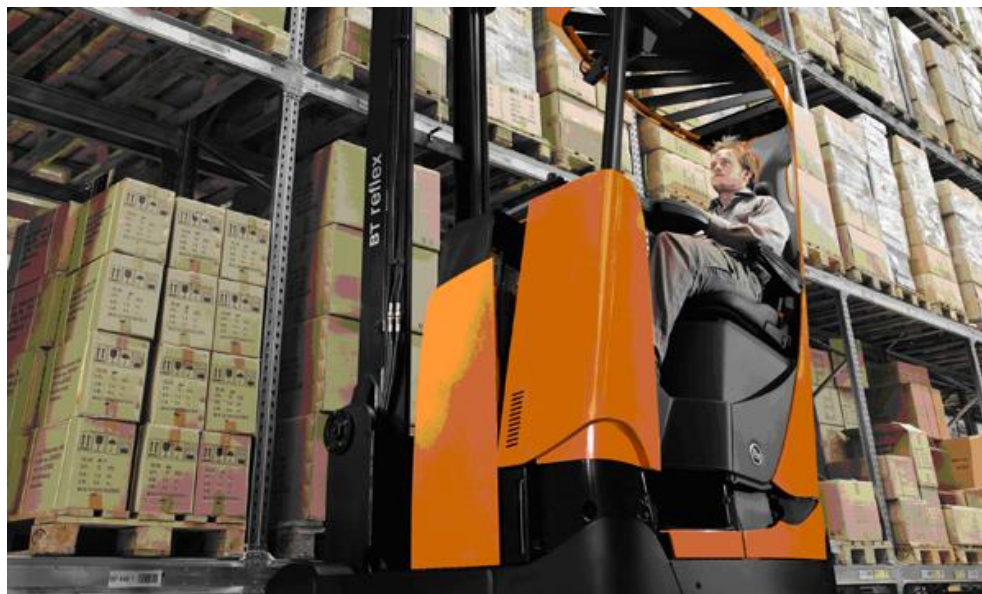
Et elsystem, der domineres af fluktuerende produktion fra vindmøller, stiller store krav til back-up kapacitet i form af spidslast-kraftværker, der anvender biomasse som brændsel, udlandsforbindelser og/eller fleksibilitet i elforbruget. Et fjerde element til afbalancering af vindenergiens fluktuationer er solcelleanlæg, der typisk producerer mest (under højtryk i sommermånederne), når vindmøllerne producerer mindst, og omvendt.

Det anlægskoncept, som projektgruppen søger om projektstøtte til i projektnummer 346-048: Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug, fase 1, havde til formål at styrke indsatsen inden for to af disse fire elementer, nemlig større fleksibilitet i elforbruget i eksisterende beboelsesejendomme og udvikling af et konkurrencedygtigt marked for solcelleanlæg i sådanne ejendomme. I et post.doc.-projekt under Højteknologifonden har Gorm Andresen fra Aarhus Universitet beregnet det optimale mix mellem vind- og solenergi i et VE-baseret elsystem til at være 80% vind og 20% sol.

Brug for 1.670 MW solceller i 2020

Med den udbygning af vindenergi, der er besluttet i energiaftalen fra marts 2012, skal der installeres netto 2.000 MW (1.000 MW havvindmøller, 500 MW kystnære vindmøller og netto 500 MW ekstra landvindmøller) så den samlede kapacitet i 2020 vil være på ca. 6.680 MW. For at opnå den anbefalede balance mellem vind og sol i 2020 skal den installerede solcelle-kapacitet øges til ca. 1.670 MW, dvs. ca. 870 MW mere end forudset i regeringens solstrategi og den opfølgende solcelleaftale fra november 2012.

Det hybridanlæg, der bliver udviklet i projektet, og den tilknyttede markedsførings- og formidlingsplan rummer et markedspotentiale alene i den almene boligsektor, der er anslået til et årligt gennemsnit på mindst 30 MW i årene 2018-2025, svarende til en samlet ekstra udbygning på 240 MW.



Figur 3-2 Som en del af det opfølgende arbejde i forlængelse af ELFORSK-projektet vil projektgruppen arbejde med at afprøve det markedsmæssige potentiale i at genbruge Lithium-jern-fosfat (LFP) batterier fra industriens gaffeltrucks i stationære batterilagre i etageejendomme.

Projektgruppen er opmærksom på det miljømæssige og driftsøkonomiske optimeringspotentiale, der findes ved på sigt at genanvende brugte batterier fra transportsektoren i anlægskonceptets batterilager. Litiumbatterier til elbiler taber størstedelen af deres værdi, når de har mistet 20-25% af lagerkapaciteten, fordi ulemperne ved den begrænsede rækkevidde bliver for stor. To af projektgruppens medlemmer deltager i et større EU-finansieret projekt, der skal demonstrere konsekvenserne ved at genanvende sådanne

batterier som lager for solcelleanlæg i lokale byområder. Projektgruppen agter løbende at integrere erfaringerne fra dette projekt i det ansøgte anlægskoncept.

Økonomisk og miljømæssig gevinst fra brugte batterier

Genbrug af litiumbatterier fra elbiler medfører ikke alene en bæredygtig genanvendelse af begrænsede ressourcer, men vil også optimere anlægskonceptets forretningsmodel. Der er tilsvarende forretningspotentiale i genanvendelse af de mere robuste Lithium-jern-fosfat-batterier (LFP), der pga. større vægt primært anvendes til intern transport med gaffeltrucks i erhvervslivet, og som i kraft af leasing-aftaler typisk tilbageleveres efter en periode på 5 år.

3.3.3 Anlægskonceptets samfundsøkonomiske perspektiver

Siden Klimakommissionen i efteråret 2010 offentliggjorde sine anbefalinger og den bagvedliggende dokumentationsdel, har der i den energipolitiske debat været forholdsvis stærkt fokus på energiteknologiernes produktionsomkostninger og VE-udbygningens statsfinansielle konsekvenser. Det sker på bekostning af en prioritering af de enkelte VE-teknologiers potentiale for at optimere balancen i elsystemet og derigennem opnå den samfundsøkonomisk optimale konvertering af fossile brændsler med vedvarende energi.



Figur 3-3 Solcelleanlæg som her i boligafdelingen Øbro 95 betyder nok et vist provenutab for staten pga. afgiftsfritagelsen af egetforbruget, men bygningsintegrerede solcelleanlæg giver almindelige forbrugere bedre mulighed for at deltage aktivt i den grønne omstilling af energisystemet.

Samtidig viser en sammenligning, som Deloitte har gennemført af Klimakommissionen/EA Energianalyses vurdering af solcellernes produktionsomkostninger med internationale analyser (IEA Technology Roadmap, PA Energy, Bloomberg New Energy Finance), at Klimakommissionen har overvurderet produktionsomkostningerne for elproduktion fra solceller.

I et konsensusestimat i Deloittes rapport (kan downloades fra <http://www.folkecenter.dk/mediafiles/folkecenter/rd/solar/RapportOmSolceller.pdf>) 'Solceller – energibesparelse og samfundsøkonomi', side 17 er solcellernes produktionsomkostning (LCOE – levelised cost of energy) opgjort til 1,33 kr./kWh i 2012 og en forventet omkostning på 0,82 kr./kWh i 2020, hvortil kommer 0,02 kr./kWh i nethåndtering. Den samfundsmæssige værdi i form af miljøgevinst, markedsværdi af elproduktionen, additionelle besparelseeffekt og mere balanceret elsystem er opgjort til mellem 0,79 og 1,07 kr./kWh i 2020.

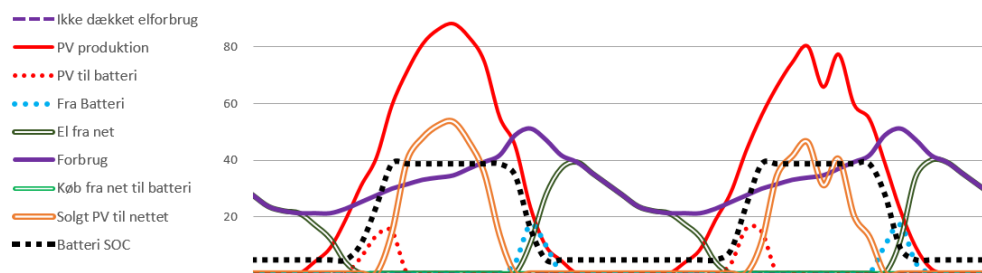
Intet samfunds-
økonomisk tab
fra solceller

Så selv om en udbygning med solceller i boligetageejendomme vil medføre et provenutab for staten i form af mistede skatter og afgifter fra den timeafregnede produktion, vil en udbygning af solcellekapaciteten til mere end 1.500 MW i 2020 næppe medføre et samfundsøkonomisk tab, måske endda tværtimod når man medregner effekten af den afledte beskæftigelse i form af flere grønne jobs, som i Deloitte-rapporten er anslået til ca. 13.000 fuldtidsjobs.

3.3.4 Anlægskonceptets systemmæssige perspektiver

Det anlægskoncept, som projektgruppen ønsker at udvikle, har til formål at optimere eksisterende boligetageejendommens bidrag til balancering af elsystemet i en situation, hvor der politisk er truffet beslutning om en væsentlig udbygning af vindenergien. Som tidligere nævnt medfører en ensidig udbygning med vindmøller en stor udfordring for elsystemet, som må kompenseres med reservekapacitet, lagringsteknologier og -kapacitet samt udlandsforbindelser.

Produktionen fra solceller vil på årsbasis i store træk være omvendt proportional med elproduktionen fra vindmøller. Vindmøller har højst elproduktion under kold- og varmfronter, dvs. ved høje vindhastigheder, samt i vinterhalvåret, mens solceller producerer mest under højtryk, dvs. med lave vindhastigheder, og i sommerhalvåret.



Figur 3-4 Solcelleanlæg producerer mest, når vindmøllerne producerer mindst. Derfor er solceller og vindmøller et godt match. Grafen viser den beregnede elproduktion fra det foreslåede solcelleanlæg i Fyrrehaven i Fredericia. Illustration fra PV-BAT screening.

Anlægskonceptet, der kombinerer solcellemoduler med et lokalt batterilager, skal gøre det driftsøkonomisk mere rentabelt for boligetageejendomme at etablere solcelleanlæg under den politisk besluttede nettoafregning på timebasis, fordi det bliver muligt at lagre overskydende elproduktion fra dagtimer med høj solindstråling og frigive den lagrede elproduktion i timer, hvor solcelleanlægget ikke kan dække elforbruget i ejendommen. På den måde

reduceres belastningen af distributionsnettet, og ejendommens beboere opnår at blive afgiftsfritaget for en relativt større del af deres samlede elforbrug.

Anlægskonceptet har yderligere en fordel i relation til balancering af elsystemet. Ved at benytte batterilageret aktivt kan etageejendommene "importere" vindmølleproduceret el i nattetimerne, hvor batterilageret under normale driftsvilkår vil være stort set afladet, for at frigive dette oplagrede elindkøb til beboerne i morgentimerne, hvor belastningen af det samlede elsystem og den afledte markedspris er forholdsvis høj.

Hybridanlæg kan agere proaktivt og fleksibelt

Anlægskonceptet betyder med andre ord, at eksisterende etageejendomme kan agere proaktivt og fleksibelt i forhold til elsystemets behov for balancering. Samspelet med elnettet kan optimeres yderligere, hvis en balanceansvarlig elhandelsvirksomhed får rådighed over ledig batterilagerkapacitet i en række samarbejdende boligafdelinger, der via elhandelsvirksomhedens styring kan tilbyde systemtjenester i form af op- og nedregulering i elnettets kritiske driftstimer. Sådanne systemtjenester kan bidrage yderligere til at optimere driftsøkonomien i hybridanlægget.

Anlægskonceptet søges kombineret med en forretningsmodel, hvor beboerne tilbydes CO₂-fri el i det omfang, de ikke selv kan producere det på solcelleanlægget. Konceptet og dets forretningsmodel gør det dermed muligt for beboere i almene boligbebyggelser at introducere et supplerende bidrag til at kommunerne kan nå målene i deres lokalt besluttede energi- og klimaplaner.

Anlægskonceptet og dets forretningsmodel er også fremtidssikret i forhold til dynamiske nettariffer, som Dansk Energi har anmeldt til Energitilsynet på vegne af netselskaberne, samt – evt. – dynamiske eller værdibaserede skatter og afgifter. Med elmarkedsprisen som et centralt pejlemærke i forretningsmodellen er der også lagt op til, at de involverede beboere som gruppe kommer til at agere mere aktivt på det liberaliserede elmarked.

3.3.5 Anlægskonceptets fordelingspolitiske perspektiver

Det er projektgruppens plan i de første år at målrette anlægskonceptet til brug i almene boligafdelinger. I den almene boligsektor er der ingen økonomiske interessekonflikter mellem ejer og lejere, og huslejen er omkostningsbestemt, dvs. at der løbende skal være balance mellem driftsomkostninger og huslejeindtægter.

Mange af de almene boligafdelinger har opbygget en betydelig friværdisværdi, der gør det muligt at optage f.eks. 20-årige realkreditlån til en fast, lav rente til finansiering af anlægsudgifterne. Andre boligafdelinger har adgang til at optage rentefrie 10-årige lån i afdelingens egne opsavede midler til langsigtet vedligeholdelse m.v. I boligafdelinger, hvor arkitektoniske eller bygningsfysiske hensyn kan gøre anlægskonceptet relativt omkostningstungt, vil der være gode muligheder for at opnå medfinansiering fra boligorganisationernes trækingsretsmidler i Boligselskabernes Landsbyggefond (ultimo 2012 var der en ikke disponeret saldo i disse midler på knap 1,8 mia. kr.).

Beboerdemokratiet i den almene boligsektor, der betyder, at beboerne med et flertal på et beboermøde skal godkende forbedringsprojekter som solcelle/batterianlæg, rummer en særlig udfordring, som vil blive adresseret både i projektføreløbet og i den efterfølgende markedsføring. Der er generelt blandt de valgte beboerdemokrater en relativ høj miljøbevidsthed, og mange boligorganisationer har udformet særlige politikker for bæredygtighed, energioptimering, miljø og klima, som markedsføringen kan støtte sig til.

Byboere aktivt med i den grønne omstilling

Anlægskonceptet skaber helt nye muligheder for, at også byboere aktivt kan bidrage til den grønne omstilling. I sammenligning med de hidtidige støtteordninger for vindmøller, solceller, biomassefyr m.v. gør anlægskonceptet og dets forretningsmodel det muligt også for borgere uden personlig investeringsevne at deltage aktivt i den grønne omstilling.



Figur 3-5 *Boligafdelingen Rødtjørnen afd. 5 i Dragør, der hører under Boligselskabet Strandparken, er en af de almene boligafdelinger, der har fået bevilget ydelsesstøtte til at installere et hybridanlæg med 258 kWp solceller og et batterilager på 129 kWh.*

I kraft af de særlige finansieringsmuligheder i den almene boligsektor kan beboerne engagere sig i solcelleudbygningen uden at skulle investere egne midler eller få forøget deres omkostninger i form af den samlede betaling af boligudgift og elregning. Anlægskonceptet vil alene være relevant at introducere i boligafdelinger, hvor der som minimum er udsigt til, at besparelser på elregningen opvejer den huslejestigning, der skal finansiere boligafdelingens eget økonomiske bidrag til anlægskonceptet.

Det er projektgruppens vurdering, at der i mindst halvdelen af den almene boligsektors ca. 550.000 boliger er et bygningsfysisk og teknisk potentiale for anlægskonceptet. Under forudsætning af, at det i perioden 2018-2025 lykkes at introducere anlægskonceptet i hver femte af de teknisk hensigtsmæssige boligafdelinger, vil det medføre en udbygning frem mod 2025 på i alt ca. 240 MW med en forventet årlig elproduktion i 2020 på ca. 250 GWh, svarende til en CO₂-reduktion på ca. 100.000 tons.

4 Projektets tilrettelæggelse og gennemførelse

ELFORSK's bevilling til projekt 346-048 blev givet i februar 2014, og projektgruppen holdt sit første møde den 3. marts for at definere arbejdsopgaver og sikre fremdriften i projektet. En del af projektgruppen havde forinden holdt møde med den beboervalgte afdelingsbestyrelse i den tæt/lave boligafdeling Grøndalsvænge, der var udset til at være vært for det første af de 2 hybrid anlæg i projektet.

Solcelleanlægget i Øbro 95 kunne tidligst etableres i 2015, fordi en del af den eksisterende tagkonstruktion skulle udskiftes, før der kunne etableres et solcelleanlæg, mens Grøndalsvænge pga. besparelser under opførelsen rådede over frie midler fra den bevilgede anlægssum, som beboerne ønskede at investere i et solcelleanlæg.

4.1 Arbejdet med solcelleanlæg og forbrugsregistreringer i Grøndalsvænge

Grøndalsvænge med 87 tæt/lave boliger fordelt på 7 boligblokke ville gerne gå med i projektet. Det blev aftalt, at Gaia Solar skulle udarbejde et konkret projektforslag til solcelleanlæg, mens COWI i samarbejde med Lithium Balance ville scanne batterimarkedet.

2 investeringsmodeller for batterilageret

Der skulle arbejdes med 2 investeringsmodeller for batterilageret, dels en upfront-investering betalt af Grøndalsvænge, dels en leasinglignende aftale hvor Lithium Balance påtog sig ansvaret for installation og drift mod en løbende betaling. NorthQ påtog sig at levere power readers til alle beboere midt i april 2014 for den indledende registrering af beboernes individuelle elforbrug. Blue City skulle udarbejde tilbud om leverance af CO₂-neutral el til supplement af solcelleanlæggets elproduktion.

På projektgruppens næste møde 4. april meddelte NorthQ, at der i slutningen af april 2014 ville ankomme en ny generation af power readers til opsætning i Grøndalsvænge. Samtidig havde afdelingsbestyrelsen besluttet at udsætte en beboermøde-beslutning om solcelleanlægget til det ordinære møde i september.

Det gav projektgruppen god tid til at forberede beslutningsgrundlaget, dvs. indsamle data om beboernes elforbrug, få udarbejdet et konkret projekt til solcelleanlæg og få regnet i værktøjet HOMER fra HOMER Energy (www.homerenergy.com) på samspillet mellem elforbrug, solcelleproduktion og batterilager. NorthQ og Blue City påtog sig at undersøge, om Grøndalsvænge kan bruge power reader som fordelingsmåler, eller om der skal opsættes særlige timeafmålte fordelingsmålere ud over power reader for at leve op til myndighedskrav til elfordelingsregnskab.

COWI's indledende beregninger i HOMER fra begyndelsen af juni 2014 af samspillet mellem elforbrug, solcelleproduktion og batterilager-kapacitet under forskellige rammevilkår (årsnettoafregning, timebaseret nettoafregning uden

salg til elnettet og timebaseret nettoafregning med salg af overskydende elproduktion til 60 øre/kWh) viste, at det for Grøndalsvænge kunne betale sig at installere et solcelleanlæg på omkring 50 kWp, men at den daværende pris på batterier skulle reduceres med mindst 25%, før selv et mindre batterilager ville være rentabelt. Et alternativ ville være at benytte brugte elbilsbatterier med en rimelig restlevetid og kapacitet.



Figur 4-1 Boligafdelingen Grøndalsvænge under AKB København var den første boligafdeling, der fik beregnet et hybridanlæg, men den praktiske gennemførelse blev stoppet, da DONG Energy Distribution (i dag Radius Elnet) forlangte, at anlægget blev splittet op i 7 særskilte anlæg.

Projektgruppen blev også informeret om, at der endnu ikke var udmøntet klare regler for, hvordan solcelleanlæg i almene boligafdelinger skulle nettoafregne elproduktion og elforbrug, og hvordan den politiske aftale om 5 x 20 MW puljen med forhøjet PSO-støtte ville blive tilrettelagt. Det blev ikke betragtet som et væsentligt problem, da det blev vurderet, at anlægget i Grøndalsvænge ikke havde behov for at sælge overskydende elproduktion til nettet pga. det planlagte batterilager.

På projektgruppens møde den 16. juni 2014 blev det klart, at det var vanskeligt at opretholde en kontinuerlig kommunikation med de beboervalgte frivillige i Grøndalsvænge, selv om holdningen i boligafdelingen fortsat var positiv over for tanken om et hybridanlæg. Der havde også vist sig udfordringer for hybridanlægs-konceptets ønske om at integrere beboernes individuelle elforbrug i nettoafregningen, fordi der endnu ikke var fastsat regler for virtuel nettoafregning. Det betød, at netselskaber ifølge Energistyrelsen kan kræve en boligafdelings solcelleanlæg opdelt i særskilte anlæg med hver deres nettoafregning, hvis netselskabet ejer det interne elfordelingsnet. En sådan opdeling vil være i strid med den generelle økonomiske forvaltning af almene boligafdelinger.

Det havde også vist sig, at projektets power readers ikke kan erstatte certificerede timeafmålte elmålere i et elfordelingsregnskab. Hvis power readeren skal benyttes til at optimere forbrugerinformation, skal der altså

etableres begge typer målere. Der er i projekt 346-048 afsat en budgetramme til at installere power readers i Grøndalsvænge-boligerne, og installationen ville kunne gennemføres i løbet af sommeren 2014. Projektgruppen skulle efter aftale med Grøndalsvænge have et beslutningsgrundlag klar den 11. august af hensyn til gennemførelse af beboermøde i september.

De første HOMER-beregninger blev gennemgået på projektgruppemødet og viste, at det ikke kunne lade sig gøre at skabe en positiv beboerøkonomi med 2014-priserne på nye Lithium-ion batterier. En løsning for Grøndalsvænge kunne derfor være at benytte enten brugte Lithium-ion batterier fra elbiler eller brugte Lithium-jern-fostat (LFP) batterier fra gaffeltrucks. Lithium Balance ville arbejde videre med disse muligheder.

COWI oplyste, at HOMER i sin daværende udformning ikke kunne dække projektgruppens beregningsbehov, bl.a. fordi HOMER ikke kunne regne på det nordiske elspotmarkeds volatile elpriser og ikke kan styre opladning af batterier baseret på forudsigelser vedr. forbrug og produktion.



Figur 4-2 Gaia Solars forslag til placering af solcellemoduler i Grøndalsvænge. Anlægget ville have fået en installeret effekt på ca. 100 kWp med en årlig simuleret elproduktion på ca. 88.000 kWh og en anlægspris på ca. 1,65 mio. kr., inkl. moms.

På projektgruppens møde den 29. august blev der gjort status for foreløbige, noget usikre beregninger af beboerøkonomi for solcelle- og batterianlæg i hhv. Grøndalsvænge og Øbro 95.

I Grøndalsvænge ville det foreslåede solcelleanlæg give en årlig besparelse på mellem 1.427 kr./lejlighed og 3.327 kr./lejlighed, afhængig af hvilken boligblok beboerne bor i. Hvis besparelsen modregnes en hypotetisk afskrivning på et 30-årigt realkreditlån bliver den gennemsnitlige besparelse 695 kr./år.

I Øbro 95 havde Gaia Solar foreslået et solcelleanlæg på 161 kWp med en beregnet årlig elproduktion på 134.485 kWh til en pris ekskl. omkostninger til projektering og administration m.v., men inkl. moms på ca. 2,3 mio. kr. Øbro 95 havde fået bevilget forhøjet tilskud fra LBF's trækingsretsmidler, bl.a. fordi solcelleanlægget forudsatte udskiftning af boligafdelingens gårdtag. Den beregnede besparelse var ca. 300 kr./år pr. bolig.

Begge projekters økonomiske resultater forudsatte, at der blev suppleret med et batterilager, hvis driftsøkonomiske konsekvenser på daværende tidspunkt var ukendte, men det ville utvivlsomt forringe den beregnede besparelse.

4.2 Manglende virtuel nettoafregning en barriere for hybridanlæg

COWIs fornyede beregninger i HOMER af kombinationen af solceller og LFP-batterier viste, at selv med en pris på brugte LFP-batterier på ca. 4.000 kr./kWh ville det være nødvendigt med en yderligere prisreduktion på ca. 25% for at få en positiv beboerøkonomi. Ifølge Lithium Balance var LFP-prisen i 2014 på ca. 7.500 kr./kWh og en forventning om en pris på brugte batterier på omkring det halve. Dog var markedet for brugte LFP-batterier endnu ikke modnet.

Hybridanlæg endnu ikke kommercielt rentable

Det var derfor projektgruppens konklusion, at det ikke ville være muligt at etablere hybridanlæg inden for de kommende år på rent kommercielle vilkår. Derfor ville det være hensigtsmæssigt at ansøge om tilskud hos et af energiteknologiprogrammerne til et eller flere demonstrationsanlæg. Rubrik ville drøfte mulighederne for et forsøg med differentierede tariffer og afgifter bl.a. med Energinet.dk's ForskEL-program.

DONG Energy Distribution (senere Radius Elnet) havde over for Gaia Solar og Blue Energy fastholdt sit krav om at opdele solcelleanlægget i Grøndalsvænge i 7 særskilte anlæg med hver deres nettoafregning. På det grundlag havde afdelingsbestyrelsen i Grøndalsvænge meddelt, at så ville den ikke gå videre med projektet på beboermødet i september.

Projektgruppen gik derefter i dialog med BL – Danmarks Almene Boliger, der med afsæt i casen fra Grøndalsvænge fik besked fra Energistyrelsen om, at der politisk var vilje til at gennemføre princippet om virtuel nettoafregning med evt. nødvendige lovændringer gennemført i foråret 2015. Projektgruppen fortsatte derfor arbejdet med at installere power readers i Grøndalsvænge i forventning

om, at et forslag om et fælles solcelleanlæg kunne forelægges et beboermøde i maj 2015.

Sideløbende arbejdede COWI og Rubrik med at definere de beregningsparametre, der skulle indgå i det dimensioneringsværktøj, der var projektets centrale opgave at lave, og som efter de foreløbige erfaringer måtte opbygges fra grunden for at sikre tilstrækkeligt pålidelige beregninger af beboerøkonomi.

Væsentlige input-parametre blev boligafdelingens tagareal og orientering for at beregne solcellernes produktivitet, prisen på solceller pr. kWp eller pr. m², batteriprisen ved anskaffelse og fornyelse, boligafdelingens fælles elforbrug og et beregnet gennemsnitligt individuelt elforbrug, elindkøbspris, elsalgpris til elnettet samt variationer i elforbrug og elpriser over døgnet og over året.

Væsentlige output-parametre skulle være solcelleanlæggets elproduktion fordelt på timer og opdelt i produktion til direkte forbrug, produktion til batterilager og produktion til elsalg suppleret med nødvendige indkøb fra elnettet.

Desuden skulle dimensioneringsværktøjet beregne beboernes årlige udgifter til afskrivning på investeringen afhængig af finansieringsmodel samt drifts- og vedligeholdelsesudgifter.

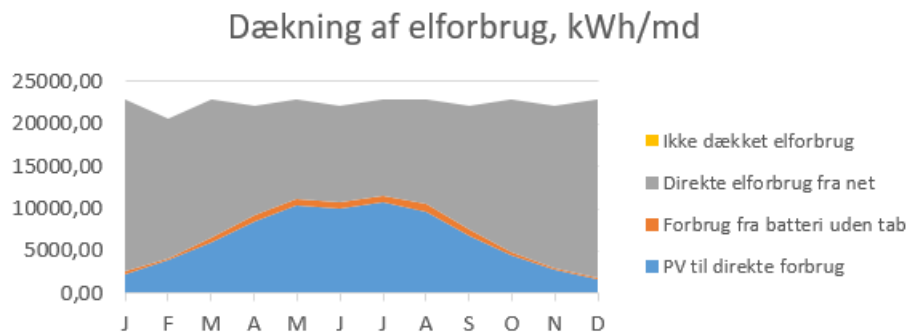
Sammenligneligt
output en
gennemsnitlig kWh-
pris

Det samlede overskuelige beregnings-output skulle være en gennemsnitlig omkostning pr. kWh for boligafdelingens samlede elforbrug. Ved at ændre på input-parametre som f.eks. solcelleanlæggets og batterilagerets størrelse skulle dimensioneringsværktøjet kunne identificere den dimensionering, der førte til den laveste kWh-pris for beboerne.

4.3 Første udgaver af dimensioneringsværktøjet PV-BAT

I april 2015 var den første prototype af dimensioneringsværktøjet, der blev navngivet "PV-BAT", klar til brug, og den første beregning blev lavet for en bebyggelse med 15 boliger, hver med et individuelt elforbrug på 5.000 kWh/år og et fælles elforbrug på 20.000 kWh/år. Denne beregning viste, at et solcelleanlæg på 75 kWp med en beregnet elproduktion på 74.560 kWh/år og et batterilager på 180 kWh ville resultere i en stigning i beboernes elpris fra 220 øre/kWh til 290 øre/kWh. Men hvis batterilageret blev reduceret til 18 kWh, faldt elprisen til 218 øre/kWh. Der var forudsat 20-årigt realkreditlån og en rente på 5%.

I maj blev PV-BAT optimeret, og en beregning på den samme hypotetiske bebyggelse viste, at et solcelleanlæg på 37,5 kWp uden batterilager ville give beboerne en kWh-pris på 208 øre, men et batterilager på 36 kWh ville øge kWh-prisen til 212 øre. I denne beregning var der ikke taget højde for, at batteriet kan bruges til billigt elindkøb i nattetimer.



Figur 4-3 PV-BAT screening i Øbro 95 viste, at et batterilager kun ville kunne dække en meget lille del af egetforbruget, fordi solcelleanlæggets dimension var lille i forhold til boligafdelingens samlede elforbrug.

På det grundlag blev PV-BAT finpudset yderligere, og i juni 2015 var PV-BAT blevet klar til test i boligetageejendomme, hvor det var muligt at indsætte og/eller beregne følgende data i værktøjet:

- > Solcelleanlæggets størrelse i effekt, dets forventede årlige elproduktion time for time i et år med normal solindstråling og dets forventede omkostninger til anskaffelse, installation og drift
- > Boligafdelingens samlede årlige elforbrug time for time (baseret på enten forbrugsmålinger i bygninger med timeafmålte elmålere eller på erfaringstal fra Elforbrugspanelerne, der formidler gennemsnitlige forbrugsprofiler bl.a. på timebasis)
- > Potentialet for lagring i batterilageret og for indkøb fra elnettet time for time
- > Dimensionering af batterilageret samt de forventede udgifter til anskaffelse, installation og drift
- > Boligafdelingens finansiering i form af evt. tilskudsmuligheder og belåning af egenfinansieringen
- > Elspotpriser på Nord Pool Spot fra det senest tilgængelige kalenderår samt belastningsbaserede nettariffer efter Dansk Energis nyeste tarifieringsmodel (Nettarif 2.0), der er blevet godkendt af Energitilsynet.

Input data kan varieres i PV-BAT

Disse data kan varieres efter de konkrete forhold, og det er muligt for boligafdelingens administrator eller rådgiver at indsætte forskellige data for solcelleanlæggets eller batterilagerets størrelse samt for lånets løbetid og renteniveau for at kunne identificere det beboerøkonomisk optimale anlægskoncept og finansiering.

Outputtet for hver enkelt beregning er en alternativ gennemsnitlig årlig kWh-pris, som beboerne kan sammenligne med den pris, som de aktuelt betaler.

4.4 Ændring af projektindhold efter aftale med ELFORSK

De politisk fastsatte rammevilkår var i foråret 2015 stadig så uafklarede, at der kun blev etableret ganske få solcelleanlæg i almene boligafdelinger. I

Energinet.dk's 2 puljer for forhøjet PSO-pristillæg til udlejningsejendomme med i alt 30 MW blev der i 2015 kun søgt om støtte for anlæg med ca. 1 MW effekt, og et forsøg fra Folketingets Energi-, Klima- og Bygningsudvalg i april 2015 på at få afklaret den daværende regerings holdning til virtuel nettoafregning gav blot dette ret uklare svar fra daværende minister Rasmus Helveg Petersen:

"Danmarks Almene Boliger ønsker..., at afdelinger af almene boliger skal kunne nettoafregne kollektivt for hele afdelingen uanset de lokale forhold omkring ejerskab til og udformning af elnettet, og uanset om afdelingen er opdelt i flere bygninger. Det er ikke helt enkelt at finde en løsning, som opfylder dette ønske (fra BL – red.). En løsning vil bl.a. skulle tage hensyn til ejerskabet til og driften af de kollektive elnet. Det skal samtidig kunne sikres, at vi kun giver fritagelse for energiafgift og PSO-tarif for reelt egetforbrug. I sidste ende skal det også vurderes, om en given løsning medfører et større tab af afgifts- og PSO-betaling, end det er ønskeligt at bruge på udbygning med solceller."

Projektet måtte ændres undervejs

På den baggrund måtte projektgruppen erkende, at et af projektets oprindelige formål med at registrere solcelleanlægs effekt på beboernes elforbrugsvaner ikke kunne gennemføres inden for den planlagte tidsfrist, og projektgruppen varslede derfor over for ELFORSK-teamet, at der var behov for at justere formål, tidsplan og budget for at optimere anvendelsen af ELFORSK-tilskuddet.

Det havde også vist sig, at elhandelsselskabet Blue Energy mistede sin interesse i projektet, og da flere af selskabets opgaver ikke blev udført, vedtog projektgruppen at overføre opgaverne med at skaffe elforbrugsdata og -priser til IT-Energy.

Projektgruppen foreslog i efteråret 2015 ELFORSK-teamet at justere projektindholdet, så gruppen skulle forberede solcelleprojekter med batterilager ved at anvende PV-BAT i en halv snes boligafdelinger, der har interesse for solcelleanlæg. I denne proces ville projektgruppen anvende det udviklede værktøj til at analysere de tekniske og beboerøkonomiske vilkår for at etablere hybrid anlæg med indbygget fleksibilitet.

Analysen skulle for hver af de 10 boligafdelinger omfatte:

- > Indhentning af data vedr. forbrug og mulighed for placering af solceller samt forhold vedr. målere og afregning.
- > Fastlæggelse af de regler og krav vedr. etablering og drift, der vil gælde i det konkrete tilfælde.
- > Analyse af koncepter med solceller og batteri med tilhørende rapportering.
- > Kortlægning af muligheder for finansiering, herunder diverse tilskud, og analyse af de huslejemæssige konsekvenser for beboerne.
- > Præsentation og anbefalinger til boligafdelingens beslutningstagere.

Den foreslåede justering blev godkendt af ELFORSK, og projektgruppen gik i gang med at markedsføre PV-BAT over for både almene og private administratorer af boligetageejendomme.

Projektgruppen havde i løbet af efteråret 2015 sonderet mulighederne for at søge støtte til et opfølgende demonstrationsanlæg, hvor hybrid anlægget kunne

afprøves under realistiske driftsforhold og med en støtte, der kunne simulere de kommercielle økonomiske forhold i 2019-2020 (med forventede prisfald for både solceller og batterier).

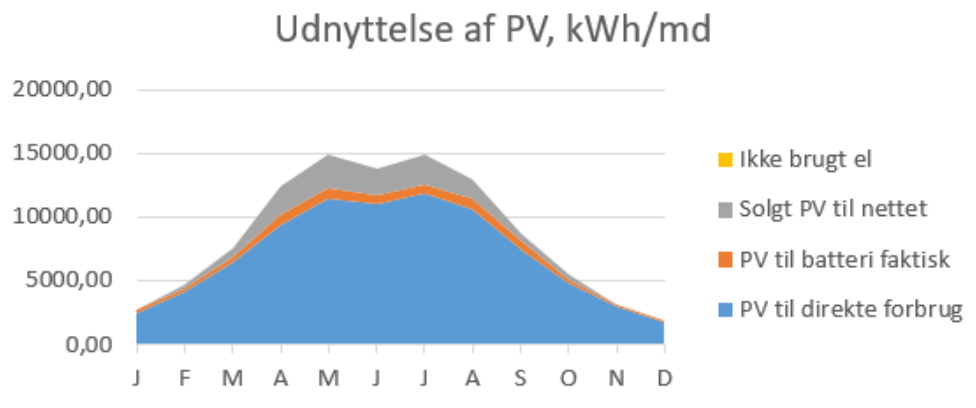


Figur 4-4 Hedelyngen i Herlev er en af de boligafdelinger, der får glæde af Landsbyggefondens støtte til 10 demonstrationsanlæg. Luftfoto fra Google Earth.

Sonderingerne førte til, at en del af projektgruppen (COWI, Rubrik og Lithium Balance) søgte støtte hos Boligselskabernes Landsbyggefonds energipulje for innovative demonstrationsprojekter for energirenovering med lang levetid og tilbagebetalingstid i januar 2016. Efter nogle justeringer blev ansøgningen imødekommet i slutningen af marts 2016 med en rammebevilling på ydelsesstøtte for 17,5 mio. kr. til 10 hybridanlæg, hvor udgiften til batterilagrene kunne få ydelsesstøtte til 90% af investeringen, mens der kunne gives ydelsesstøtte til 49% af investeringen i enkelte særligt udgiftskrævende solcelleanlæg.

4.5 De første PV-BAT screeninger

Projektgruppens første screening af hybridanlægs-potentialet blev gennemført i Øbro 95, hvor kommunalt fastsatte vilkår havde begrænset solcelleanlæggets kapacitet til 112 kWp. Her viste beregningerne, at et batterilager på 60 kWh ville medføre en gennemsnitlig kWh-pris på 220 øre mod 205 øre uden batteri. Forudsætningen var et 20-årigt realkreditlån med en rente på 5%. Hvis hele elforbruget skulle dækkes fra solcelleanlægget og batterilageret, skulle batterikapaciteten øges til ca. 200 kWh, og det ville hæve den gennemsnitlige elpris (Levelised Cost of Energy) til 311 øre/kWh. Den relativt dårlige beboerøkonomi i et hybridanlæg i Øbro 95 skyldes, at solcelleanlæggets kapacitet ville være relativt lavt i forhold til boligafdelingens samlede elforbrug pga. de fysiske forhold i bygningen. Projektgruppen kunne derfor ikke anbefale Øbro 95 at supplere solcelleanlægget med et batterilager.



Figur 4-5 Graf over udnyttelsen af solcelleproduktion fra første forsøgsscreening i PV-BAT med et hybridanlæg, bestående af et solcelleanlæg med 112 kWp effekt og et batterilager på 40 kWh.

En ny model af PV-BAT var klar i maj 2016, og den første test, baseret på opdaterede beregningsforudsætninger med en realkreditfinansiering med 30-årigt fastforrentet lån til 2,5%, i en boligafdeling med 50 boliger hver med 2.500 kWh elforbrug og et fælles elforbrug på 67.500 kWh, viste, at et hybridanlæg med et solcelleanlæg på 112 kWp og et batterilager på 40 kWh ville reducere beboernes gennemsnitlige årlige elpris fra 220 øre/kWh til 194 øre.

PV-BAT klar til test i maj 2016

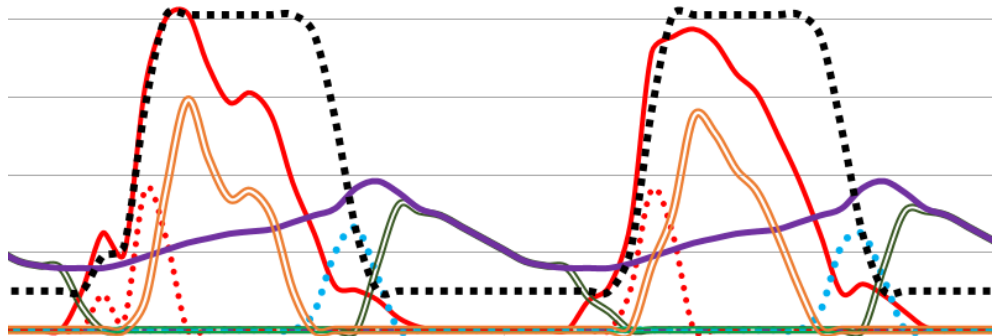
Dermed var PV-BAT klar til at blive testet i 10 forskellige boligafdelinger med henblik på efterfølgende bevilling af demonstrationsanlæg. PV-BAT blev præsenteret med en udstillingsplanche under Energiens Topmøde i juni 2016.

Konceptet for hybridanlæg og PV-BAT som dimensioneringsværktøj er blevet præsenteret for Bæredygtigheds-netværket i KAB-fællesskabet ved et arrangement i maj 2016 i boligafdelingen Øbrohus. Efter bevillingen fra Landsbyggefonden ultimo marts 2016, førte projektgruppen i maj-juni 2016 forhandlinger med bl.a. Boligselskabet FSB, Plus Bolig i Aalborg, Bovia i Kolding, Domea, Boligselskabet DAB, Boligforeningen 3B, AKB Taastrup, Furesø Boligselskab og Boligselskabet Sjælland for at afklare interessen for at benytte PV-BAT til uforpligtende forundersøgelser af potentialet for at etablere hybridanlæg.

4.6 Bevilling til de første demonstrationsanlæg

Landsbyggefonden havde med bevillingerne til innovative demonstrationsprojekter for energireovering med lang levetid og tilbagebetalingstid fra foråret 2016 til Plus Boligs afd. 1061 i Aalborg og AAB Kolding afd. 71 (delvis) stillet krav om at kombinere de ansøgte projekter med hybridanlæg. På den baggrund holdt projektgruppen et kick-off møde i Kolding den 31. maj 2016 med repræsentanter for boligorganisationerne og deres rådgivere. Data fra de 2 berørte boligafdelinger blev efterfølgende brugt som grundlag for screeninger med PV-BAT. Trods flere forsøg fra både projektgruppen og fra Landsbyggefonden lykkedes det dog ikke at overbevise Plus Bolig om det hensigtsmæssige i at kombinere den planlagte

energirenovering med hybridanlæg, og dette projekts videre skæbne er projektgruppen ukendt.



Figur 4-6 Graf med timeværdier for 21.-22. juni fra screeningen af boligdelen i Plus Boligs afd. 1061 i Aalborg. Rød viser solcelleproduktionen, den stiplede sorte viser, hvor fyldt batteriet er i de enkelte timer.

I AAB Koldings afd. 77 omfattede ansøgningen alene 12 af boligafdelingens boliger, og der er identificeret et mindre hybridanlæg, som kan kombineres med en mere omfattende energirenovering med efterisolering, energieffektiv ventilation m.v.

Kontakt til flere
boligorganisationer

Forhandlingerne med de forskellige boligorganisationer førte til, at der blev gennemført PV-BAT screeninger i Boligforeningen 3 B's afdelinger Remisevænget Nord og Måløv Park. Kontakterne til Domea og DAB førte ikke umiddelbart til, at der kunne identificeres egnede boligafdelinger. I AKB Taastrup førte en ændring af den planlagte helhedsplan for Taastrupgaard til, at grundlaget for en PV-BAT screening forsvandt. I Furesø Boligselskab var blokrådet i Farum Midtpunkt ikke indstillet på at bruge PV-BAT på bekostning af en planlagt forundersøgelse fra Dominia og KAB.

I Boligselskabet Sjælland er der i samarbejde med afdelingsbestyrelsen i Stjerneparken 2 gennemført en PV-BAT-screening i efteråret 2016. Efter kontakt med afdelingsbestyrelsen i Boligforeningen 3B's boligafdeling Hedelyngen i Herlev er der gennemført PV-BAT screeninger af et mindre hybridanlæg på boligafdelingens fællesbygninger til nettoafregning i boligafdelingens fælles elforbrug og et større hybridanlæg, der dækker Hedelyngens 157 boliger.

I januar-februar 2017 opfordrede Landsbyggefonden projektgruppen til at gennemføre PV-BAT screeninger i et par boligafdelinger, hvor der var indsendt ansøgninger om ydelsesstøtte til helhedsplaner. Med det afsæt har projektgruppen screenet mulighederne for at etablere hybridanlæg i Albertslund Boligselskabs boligafdeling Solhusene, Lejerbos afdeling Fortvænget på Amager i København, Boligselskabet Strandparkens afdeling 5 Rødtjørnen i Dragør og Boligkontoret Fredericias afdeling Fyrrehaven.

Solhusene, Fortvænget og Rødtjørnen samt Hedelyngen har efterfølgende fået bevilget ydelsesstøtte til etablering af hybridanlæg, og planlægningsarbejdet

hermed indledes i foråret 2017. Fyrrehaven afventer, at boligorganisationen etablerer en renoveringssag hos Landsbyggefonden.

4.7 Udvikling af IT-løsning til elfordelingsregnskab

Flere boligorganisationer havde i deres dialog med Landsbyggefonden udtrykt bekymring for udsigten til en ekstra administrativ byrde ved etablering af fælles elforsyning med eget elfordelingsregnskab i boligafdelinger med hybridanlæg. Derfor opfordrede Landsbyggefonden projektgruppen til at igangsætte et udviklingsprojekt for en Cloud-baseret IT-løsning, der kunne automatisere indsamling og håndtering af driftsdata og omsætte disse data til et betalingskrav over for beboerne.

I samarbejde med Exergi og NeoGrid Technologies er der udarbejdet et forslag til en sådan IT-løsning, og der er inden for Landsbyggefondens rammebevilling på 17,5 mio. kr. i ydelsesstøtte til hybridanlæg allokert midler til udviklingsopgaven, der ventes færdiggjort inden udgangen af 2017.

IT-system kræver investeringer på 3.000 kr. pr. bolig

For at kunne anvende dette automatiserede datahåndteringssystem må boligafdelingen investere i det nødvendige hardware. En trefaset timeaflyst elmåler kan fås for ca. 650 kr. Dertil skal der installeres et M-bus modul i hver lejlighed til ca. 1000 kr. og en Gateway i opgangen til en gennemsnitspris på 300-400 kr./bolig. Endelig skal der regnes med udgifter til at etablere nødvendig elforsyning og internetadgang i det omfang, det ikke findes i forvejen. Den samlede udgift kan på den baggrund anslås til ca. 3.000 kr. pr. bolig, afhængig af omkostningerne til elforsyning, der kan variere efter de lokale forhold. Alle tal er inkl. moms.

Hvis denne investering finansieres med et fastforrentet realkreditlån, bliver den årlige ydelse ca. 350 kr., hvortil skal lægges driftsudgifterne, som ikke er prissat endnu, men som vil blive tilbudt til en pris, der sammen med boligorganisationens udgifter til at administrere elopkrævningen, f.eks. sammen med huslejeindbetalingen, vil være konkurrencedygtig med beboernes aktuelle betaling til netselskabet som elforbrugere.

De generelle resultater af de gennemførte PV-BAT screeninger er gennemgået i kapitel 6, og eksempler på beskrivelserne af de enkelte PV-BAT screeninger kan ses i Bilag B.

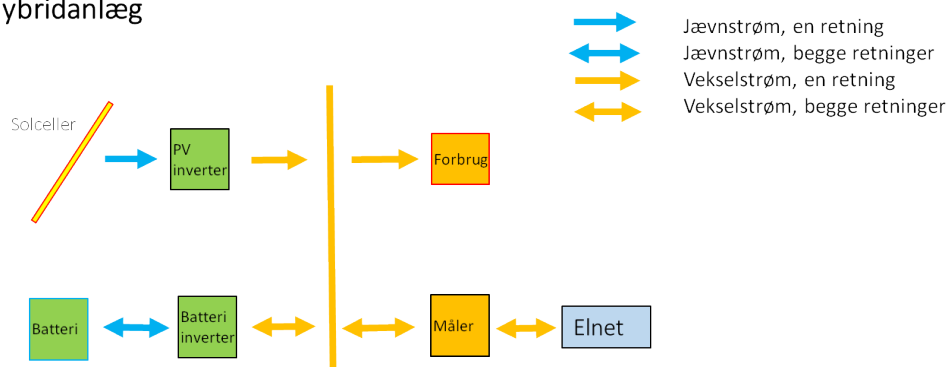
5 Hybridanlægget

Dette kapitel vil illustrere hvordan hybridanlægget er opbygget og virker igennem eksempler. 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 PV-BAT, derfor henvises der ofte til PV-BAT.

Hybridanlæggets komponenter fremgår af Figur 5-1. Disse er:

- > Solceller, PV-BAT kan i samme beregning inkludere op til 6 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.
- > Forbruget. Dette kan i PV-BAT indsættes som timeværdier, eller defineres af bruger, således at programmet kan beregne timeværdierne til brug for analysen.
- > Måler. Denne indgår ikke beregningen, men skal jo med.
- > Elnettet. Priser på salg og køb af el kan i PV-BAT indsættes som timeværdier, eller timeværdier kan 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.

Hybridanlæg



Figur 5-1 Hybridanlæggets komponenter. Det er i PV-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 viser en del af de driftsformer anlægget kan køre i og som PV-BAT kan regne på.

Figur 5-2 viser situationen, hvor der produceres mere el, end der bruges, og overskuddet lagres i batteriet. PV-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.

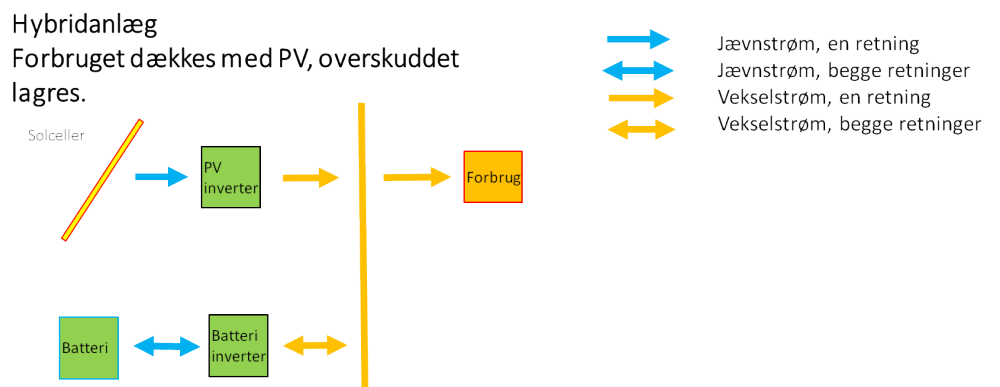
Figur 5-3 viser situationen, hvor der ikke er solenergiproduktion, og forbruget dækkes fra batteriet. Her kan der opstå den situation, at batteriinverteren ikke er stor nok, og forbruget kan da ikke dækkes fra batteriet, der må suppleres med el fra nettet, og hvis dette ikke er muligt, gøres det op som "ikke dækket forbrug".

Figur 5-4 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.

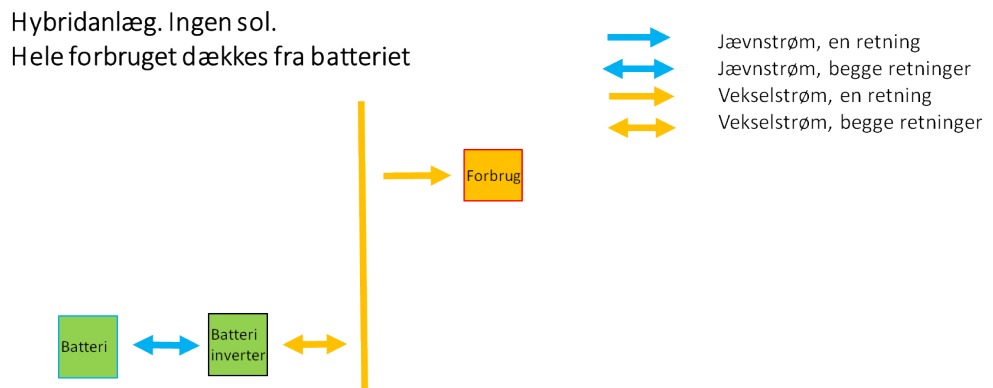
Der er også en række andre driftstilfælde eller tilstande, som ikke er illustreret her. Derudover er der tilstande, hvor måske noget af forbruget dækkes fra batteriet, men der må suppleres med indkøb af el fra nettet osv.

Spildt energi

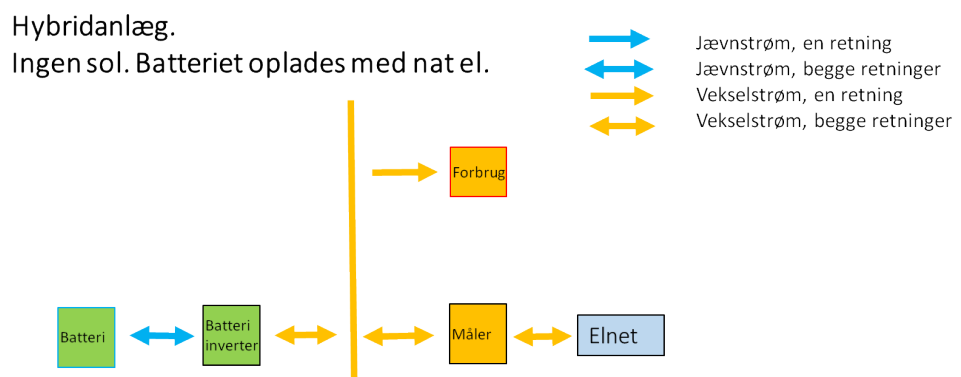
El fra PV der ikke kan aftages hverken ved at lade batteriet op, bruge det til forsyning af boligen, eller sælges på nettet, oprøres som "spildt". Det kan for eksempel forekomme hvis produktionen af PV er større end det øjeblikkelige forbrug plus kapaciteten af batteriinverteren plus kapaciteten for 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 så kobler et større forbrug på.



Figur 5-2 Hybridanlægget. Her er der solenergi nok til at dække hele forbruget. Overskuddet lagres i batteriet via inverteren.



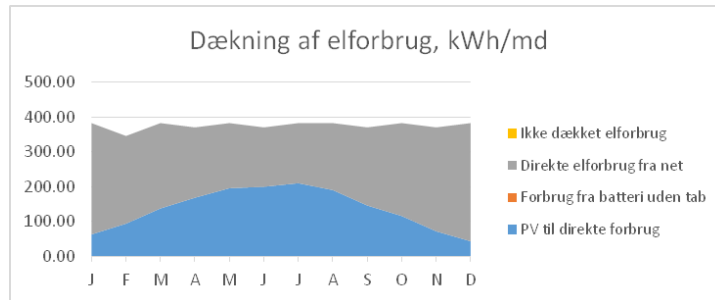
Figur 5-3 Hybridanlægget. Her dækkes forbruget udelukkende fra batteriet. Dette kan kun ske, hvis batteriinverteren har tilstrækkelig kapacitet.



Figur 5-4 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 eget forbrug i perioder med spidslast, som vist i Figur 5-3.

Dynamikken i hybridanlægget kan illustreres med grafer produceret med PV-BAT. De følgende figurer viser et antal eksempler herpå. Der er som illustration regnet på et anlæg til et enfamiliehus med et elforbrug på 4.500 kWh pr. år og et solcelleanlæg med 4.500 kWh årlig produktion, svarende til et anlæg på ca. 28 m² højeffektiv PV med en hældning på 45 grader. Det er klart at et sådan anlæg typisk vil producere "for meget" om sommeren og "for lidt" om vinteren. Figur 5-5 viser forbrug og udnyttelse af PV, hvis der ikke er noget batteri, og det fremgår, at man i bedste fald på månedsbasis dækker halvdelen af forbruget. På årsbasis dækkes 36% af elforbruget med el fra solcelleanlægget og 64% af den producerede el må sælges eller alternativt bruges til opvarmning af brugsvand for eksempel.

For at øge graden af selvforsyningen med el må man bruge et batteri.

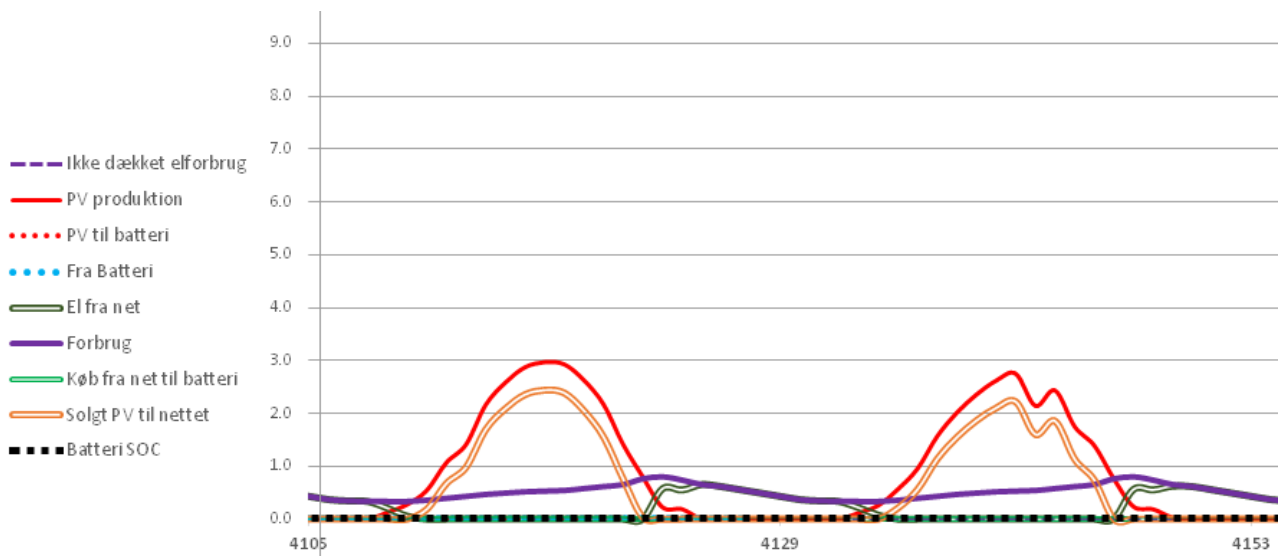


Figur 5-5 Anlæg til enfamiliehus hvor produktion og forbrug på årsbasis er 4500 kWh. Uden batteri dækkes 36% af årsforbruget, mens 64% af produktionen må sælges.

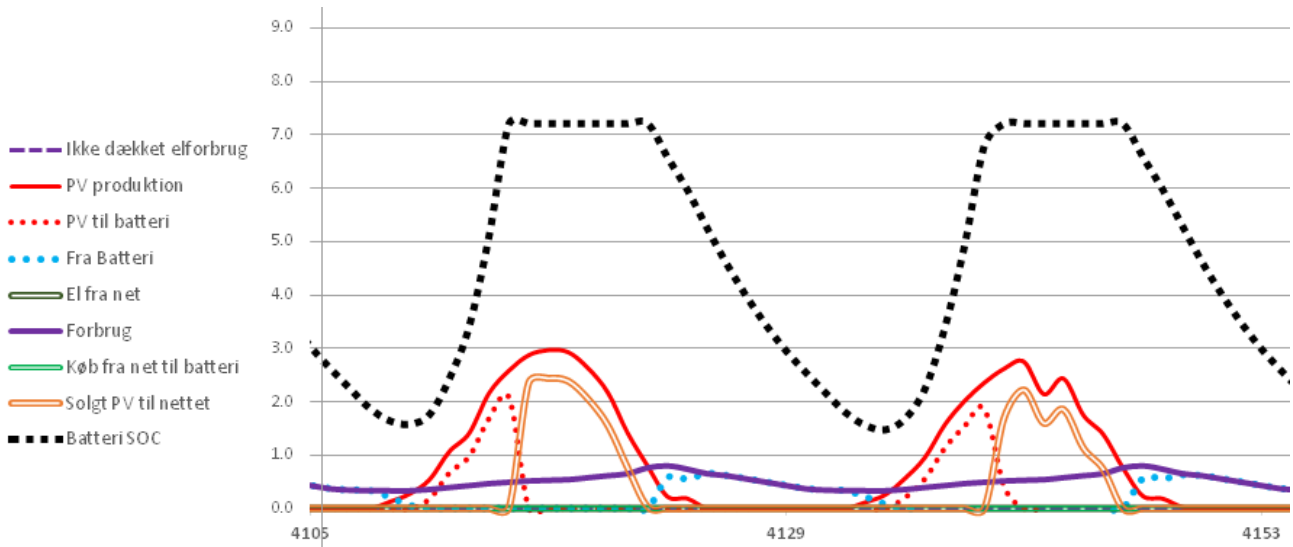
5.1 Den simple brug af batteriet, styret ud fra øjebliksværdier

Den simpleste udnyttelse af batteriet er at benytte det til at få dækningen af egetforbruget op og salget 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 i Figur 5-6 (uden batteri) og Figur 5-7 (med et batteri) med en kapacitet på 8 kWh (max ladning 7 kWh, minimum 1 kWh) svarende til 64% af det daglige forbrug.



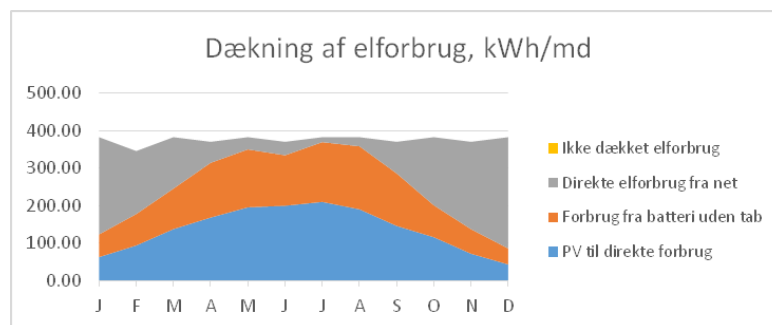
Figur 5-6 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4.500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for et par dage sidst i juni. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal (4.105, 4.129, 4153) angiver start på et nyt døgn. Der er ikke noget batteri. Produktionen er høj (rød tyk linje). En meget stor del af produktionen må sælges (gul dobbeltlinje). Forbruget er størst sidst på eftermiddagen og først på aftenen.



Figur 5-7 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4500 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. Produktionen er høj (rød tyk linje). Forbruget er størst sidst på eftermiddagen og først på aftenen. Batteriet fyldes 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.

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 5-7, med batteriet, oplades dette i løbet af formiddagen, mens forbruget også dækkes. Om eftermiddage bliver der et overskud, der sælges, fordi batteriet nu er fuldt opladt. 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.

Grafen, svarende til Figur 5-5, ændres markant og ser nu ud som Figur 5-8 hvor der nu er en dækning af egetforbruget på 69%, mens 31% ikke kan bruges inden for boligen. Altså omtrent omvendt af før.



Figur 5-8 Anlæg til enfamiliehus, hvor produktion og forbrug på årsbasis er 4500 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.

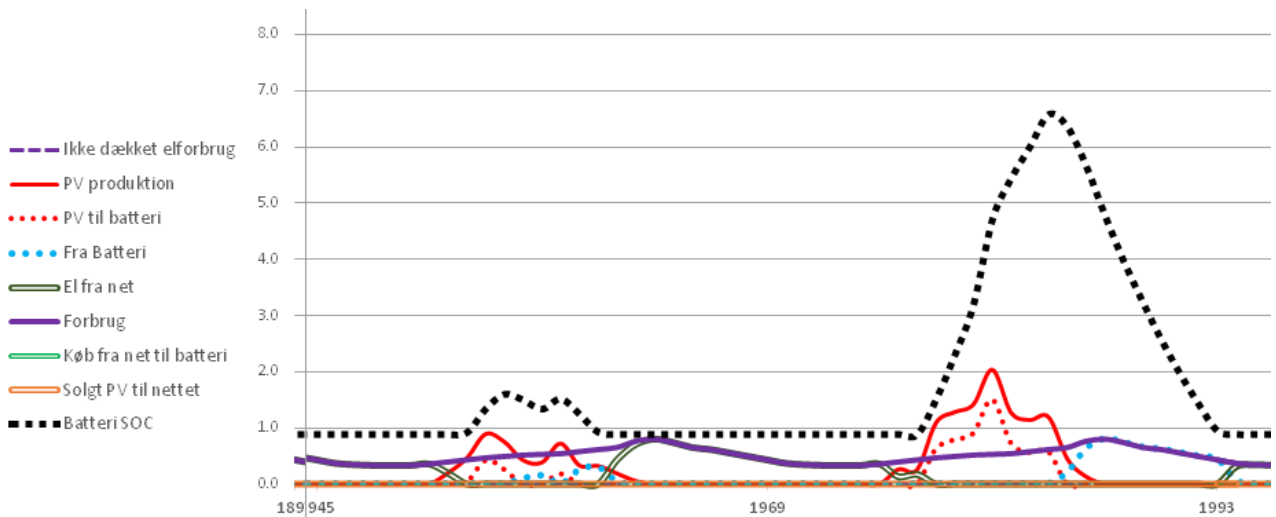
Figur 5-6 og Figur 5-7 illustrerer den simple brug af batteriet, hvor der ikke ses på nettjenester. Det fremgår også, at det store salg sker på et tidspunkt, hvor forbruget på nettet er ret lavt, og at hele forbruget dækkes i denne periode.

Ser man på perioder med mindre sol ser billedet anderledes ud. Dette illustreres i Figur 5-9 og Figur 5-10, der gælder for en periode på to dage sidst i marts. Heraf fremgår det, 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.

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.

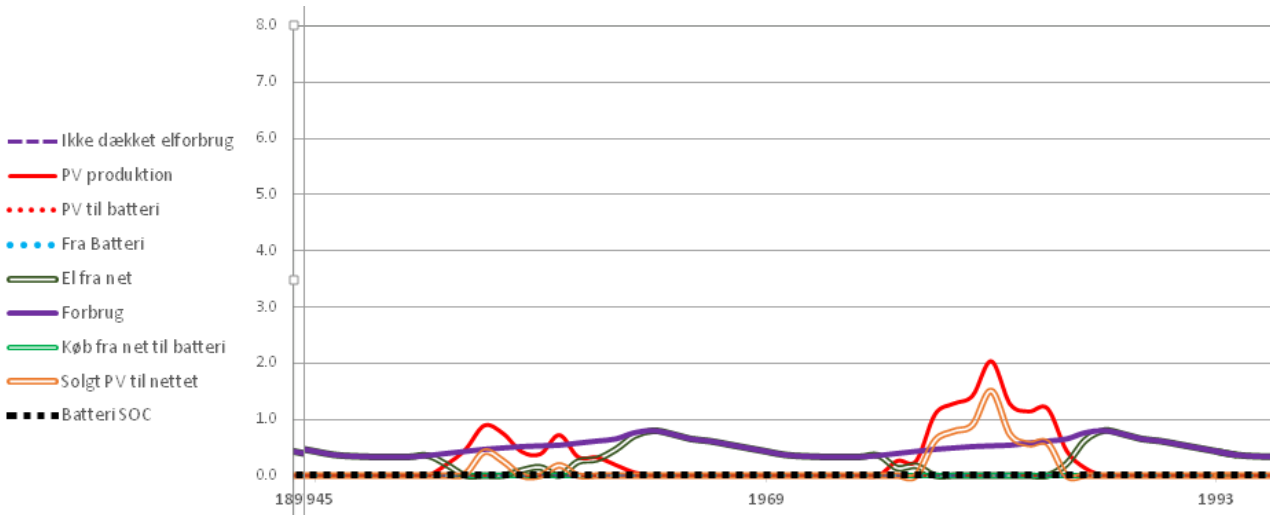
Det fremgår af Figur 5-11, at batteriet i lange perioder om vinteren også udnyttes dårligt, da det er fuldt afladet. Dette åbner op for den avancerede brug af batteriet som behandles i næste afsnit.



Figur 5-9 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4500 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.

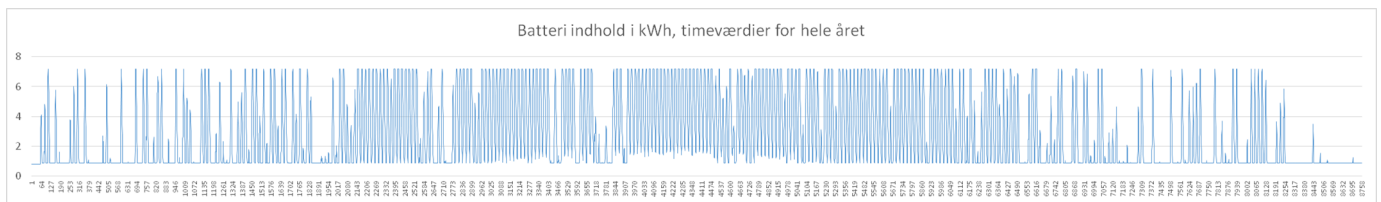
Det fremgår, at batteriet på den første dag skiftevis oplades og aflades, så forbruget dækkes en stor del af dagen. Om natten er batteriet afladet, og der købes el. Det skal bemærkes, at her udnyttes batteriets kapacitet ikke.

På den anden dag med mere sol oplades batteriet næsten helt og dækker forbruget i spidslastperioden og langt ud på aftenen. Først ved midnat må der købes el. Bemærk at "el fra net", den dobbelt grønne linje ofte løber sammen med den lille som er forbruget.



Figur 5-10 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4500 kWh pr. år. Grafen viser beregninger for en periode på 2 dage i slutningen af marts. Intet batteri. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal angiver start på et nyt døgn.

Ved sammenligning med Figur 5-9, samme periode med batteri, ses det, at der på den dårlige dag 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.



Figur 5-11 Batteriindhold (SOC) for hele året for anlæg med 8 kWh batteri svarende til beregninger i Figur 5-7. Det fremgår at batteriet i vintermånederne (venstre og højre side) udnyttes dårligt og i sommermånederne benyttes godt (mange op- og afladninger).

5.2 Den avancerede brug af batteriet

Som det fremgår af kapitel 5.1 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.

De beskrivelser der følger, 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 så også den store forskel på beregninger og virkeligheden. I beregninger, som disse, er produktion af el fra solceller kendt da de beregnes på grundlag af referenceåret, i et virkeligt anlæg vil disse være kendt med en ret stor usikkerhed.

Man kan forestille sig rigtig mange netttjenester som en forbruger med et hybridanlæg kan aftale med elleverandøren. I PV-BAT er mulighederne begrænset til at regne på en situation, hvor man køber el, når det er billigt, og en situation hvor man køber el, når der er plads til det under hensyn til, at der skal være plads til el fra solcellerne, når de producerer næste dag. Dette sammen med en række muligheder for at begrænse køb og salg (kW) og prisen på el (kr./kWh) med timefaktorer gør, at en række af de mulige netttjenester kan beregnes.

Rent teoretisk er det en kompleks problemstilling med rigtig mange variable. Det virker rimeligt at nøjes med at se ca. 1 døgn frem, da man ikke med nogen sikkerhed kan kende priser og produktion længere end dette.

For at optimere brugen af batteriet skal følgende data være kendt 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. pr. kW
- > Afgifter på køb af el, som nu er konstante, men som jf. tidligere beskrevet inden for de kommende år må 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 data at beregne for hver time, hvornår batteriet skal oplades og aflades og med hvor meget, og dermed hvor meget der skal købes og sælges.

Det findes en matematisk løsning på dette problem, det vil dog være nødvendigt at gøre en antagelse vedr. næste dag, for eksempel at den er magen til den, der regnes på, eller at batteriet har et bestemt indhold på et bestemt tidspunkt af døgnet. Det ligger dog uden for scope for dette projekt at opstille de nødvendige algoritmer.

5.3 Eksempel 1: Enfamiliehus med forbrug på 4.500 kWh/år

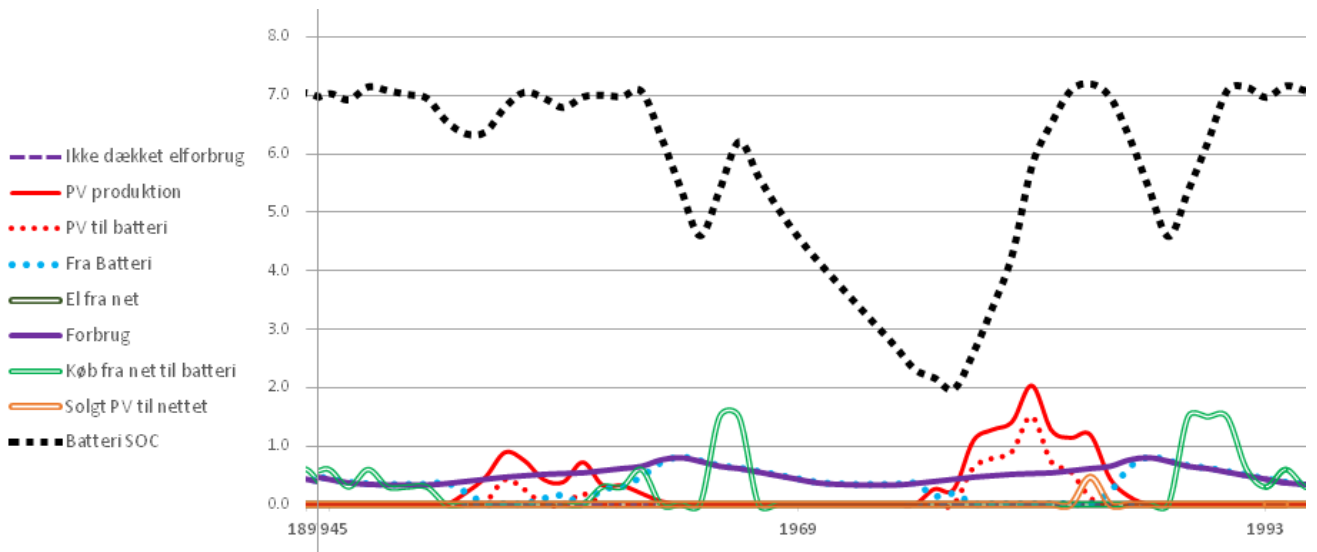
For at illustrere dobbeltanvendelse af batteriet følger her et eksempel, igen med et enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh pr. år og et solcelleanlæg, der producerer 4.500 kWh om året.

Det er defineret at der maksimalt kan købes og sælges 3 kW. I spidslastperioden fra kl. 6-9 og fra kl. 17-20 købes der ikke el fra nettet overhovedet. I øvrigt anvendes samme forudsætninger med den simple brug af batteriet, styret ud fra øjebliksværdier, som beskrevet i afsnit 5.1.

Resultatet af en PV-BAT beregningen kan ses ved at sammenligne Figur 5-9 med Figur 5-12, hvor det fremgår, at batteriet i Figur 5-12 med nul forbrug i spidslastperioderne bruges aktivt til at være klar til forsyning i disse perioder, samtidig med at der gøres plads til el fra solcellerne, når de producerer. Der er så et relativt stort indkøb fra elnettet i en periode om aftenen, hvor batteriet skal fyldes op til det niveau, der passer til næste dags forbrug og produktion. Dette indkøb kan sagtens fordeles over en længere periode, hvis det ønskes. I figurteksterne til figur 5-9 og 5.12 er der givet en nærmere beskrivelse heraf.

Det skal bemærkes, at der i beregningen med nul forbrug i spidslastperioderne opnås en dækning på årsbasis på 99,6% af forbruget med den aktuelle batteristørrelse, der altså svarer til 64% af døgnforbruget. Anlægget dækker fortsat 69% af egetforbruget, og 31% må sælges eller bruges til noget andet.

Programmet PV-BAT beregner disse ting ved at foretage en beregning, der for hver time regner 16 timer frem og på det grundlag vælger, hvor meget batteriet maksimal kan oplades. Nærmere om dette i Bilag A, PV-BAT, dimensioneringsværktøj.



Figur 5-12 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 en periode på 2 dage i slutningen af marts. Batteri på 8 kWh. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal (1945, 1969, 1993) angiver start på et nyt døgn.

Det er her medtaget, at der ikke må købes el fra kl. 6 til 9 og fra kl. 17 til 20. Figuren her skal sammenlignes med Figur 5-9, hvor batteriet kun bruges til at lagre el fra solceller.

Det fremgår, at forbruget den første dag om morgenen dækkes med batteriet uden, at der købes el. Det slutter så, når solen begynder at skinne. Ca. midt på dagen bruges der lidt el fra batteriet, fordi styringen er baseret på den viden at der senere på eftermiddagen vil blive et overskud (den røde ligger over den lilla), og der skal så gøres plads i batteriet til dette overskud. I perioden fra kl. 17 til 20, hvor der ikke købes el, dækkes forbruget så fra batteriet. Derefter købes der el, så batteriet bliver tilstrækkeligt opladet, så det med nattens forbrug og morgens forbrug, hvor der ikke må købes el, lige akkurat har plads til den el, der produceres den næste dag. Dette lykkes dog ikke helt, da der den næste dag må sælges lidt til nettet sidst på dagen.

Det skal bemærkes, at anlægget, på trods af at forbruget er 0 i spidslastperioderne, på årsbasis dækker 99,6% af elforbruget i disse perioder.

En anden mulig for net tjeneste kunne være, at forbrugeren aftager gennemsnitseffekten hele tiden. Årsforbruget på 4.500 kWh svarer til et gennemsnitligt forbrug på 0,51 kW. Beregningerne i Figur 5-13 viser en beregning, hvor det maksimale køb og salg er sat til 0,52 kW, som gælder i alle timer. Det fremgår, at man med det samme batteri svarende til 64% af det daglige forbrug kan opnå at dække 99% af forbruget med en dækning af egetforbruget på det samme som i anlæg uden begrænsning på effekten. Ulempen ved begrænsningen her er så, at der kun kan sælges 10% af produktionen, mens 21% ikke kan udnyttes, da det hverken kan sælges eller bruges. Det svarer altså til ca. 950 kWh om året, som evt. kan bruges til opvarmning af brugsvand, hvor det ofte vil have samme værdi, som hvis det sælges som el.

Man kan opnå 100% dækning med en lidt større effekt eller et lidt større batteri.

Det er klart, at der vil være store besparelser, hvis man på sigt udlægger bygninger efter så lav en effekt. I områder med nybyggeri kan der spares store summer til etablering af forsyningsnet, transformatorer, husinstallationer, ledninger i vej, stikledninger mv. For ikke at nævne investering i kraftværker og spidslastværker.

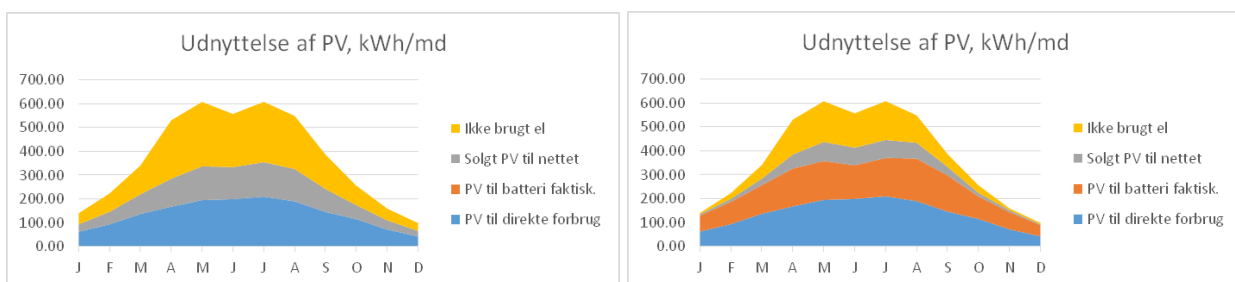
Det er ikke umiddelbart til at forudsige, hvordan et sådant system ville påvirke den omkostningsbaserede elpris, som forbrugeren så med rimelighed skulle betale. Men det kan da nævnes, at man under de standardantagelser vedr. 2017 priser på komponenter, rente og levetid, som der er brugt her, kan beregne en kWh pris på de to alternativer som følger, idet der her er brugt en værdi for el på 60 øre/kWh, f.eks. til varmt brugsvand: (alt inkl. moms)

System med stor effekt på salg og køb: 1,99 kr./kWh.
System med lille effekt (0,52 kW): 2,56 kr./kWh

Hvis man i systemet med lille effekt indregner, at de 950 kWh/år spildt energi (som hverken kan anvendes, oplades eller sælges), udnyttes til produktion af brugsvand til en værdi af 60 øre/kWh, så skal prisen på el næsten halveres for at opnå en pris på 1,99 kr./kWh.

Samme effekt kan omtrent opnås ved en halvering af prisen på batterier, som forventes inden for en kortere årrække.

Man kan derfor konkludere, at når batteriprisen bliver halveret, så kan man med hybrid anlægget dække elforbruget til en pris på omkring 2 kr./kWh med en dækning af egetforbruget på 69% og en maksimal effekt til køb og salg svarende til det gennemsnitlige elforbrug.



Figur 5-13 PV anlæg til enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh pr. år og en solcelleproduktion på 4.500 kWh pr. år. Det er her antaget, at der maksimalt kan købes og sælges 0,52 kW svarende til det gennemsnitlige forbrug. Grafen til venstre viser situationen uden batteri. Her dækkes ifølge beregningen 93% af forbruget, dækningen af egetforbruget er 36%, 24% sælges, mens 40% er spildt fordi de hverken kan bruges eller sælges. Grafen til højre viser situationen med et 8 kWh batteri. Her dækkes 99% af forbruget, dækningen af egetforbruget med sol er fortsat på 69%, der sælges her kun 10%, mens 21% er spildt, da det hverken kan sælges eller bruges som el. Det kan så igen evt. bruges til varmt brugsvand.

Dækningen på 93% uden batteri er ikke realistisk, da der er svingende forbrug inden for timen. Det vil i praksis være en del lavere.

5.4 Eksempel 2: Familie med elbil

Det antages her, at der til anlægget, der er brugt som eksempel i foregående kapitel, altså et anlæg til et enfamiliehus med et forbrug på 4.500 kWh/år til apparater og lign. tilføres forbrug på 3.000 kWh/år til en almindelig elbil med almindeligt forbrug. Dette svarer til et kørselsbehov på 15.000 km/år og et elforbrug på 200 Wh/km.

For at opnå CO₂ neutralitet på årsbasis skal der så produceres 7.500 kWh. Det opnås i dette eksempel ved at have ca. 30 m² PV med en hældning på 30 grader på en østvendt og en vestvendt tagflade.

Det antages yderligere, at der maksimal kan købes og sælges 2 kW, og at der ikke købes noget i tidsrummet kl. 6-9 og kl. 17-20. Endvidere antages det, at elbilen kun oplades mellem kl. 0 og kl. 6 om morgenen.

Beregninger viser så, at man kan dække 99,7% af forbruget til hus og bil med dette anlæg suppleret med et batteri på 15 kWh, svarende til omkring 73% af det gennemsnitlige døgnforbrug.

I beregningerne er det antaget, at batteriet er et hus-batteri, og det tages ikke med, at bilens batteri kan indgå som et element i fleksibiliteten som elkunde ved for eksempel at stille bilens batteri til rådighed for netselskabet, når den i øvrigt er tilsluttet. Man kunne også lade bilen op, hvis den tilfældigvis er tilsluttet om dagen, når der er overskud af solenergi, og hus-batteriet allerede er ladet op. Sådanne ting er ikke medregnet, men vil kunne gøre konceptet endnu mere fordelagtigt.

Dette anlæg dækker 63% af egetforbruget, 22% sælges og 15% er spildt eller kan bruges til produktion af brugsvand. Dækning af egetforbrug kan øges betragteligt ved at lade bilen op om dagen, hvilket vel er upraktisk, eller ved at bruge et større batteri.

Under de ovenfor nævnte 2017 standard forudsætninger med en elpris på 2,2 kr./kWh for køb og 0,25 kr./kWh for salg, opnås en elpris på 3,59 kr./kWh. Udnyttes "spildt" energi og "solgt" energi til opvarmning af brugsvand falder denne til 3,46 kr./kWh.

Dette er altså under dagens betingelser en relativ dyr måde at producere el på.

Anderledes ser det ud, hvis man ser nogle år frem og antager, at batteriprisen og prisen på solceller er halveret. Dette forventes at ske inden for en periode på måske 4 år. Det forventede prisfald på solceller skal også ses i den sammenhæng, at anlægget kan etableres i forbindelse med en tagrenovering. Prisen for solcelleanlægget er da kun merprisen ved i den forbindelse at etablere

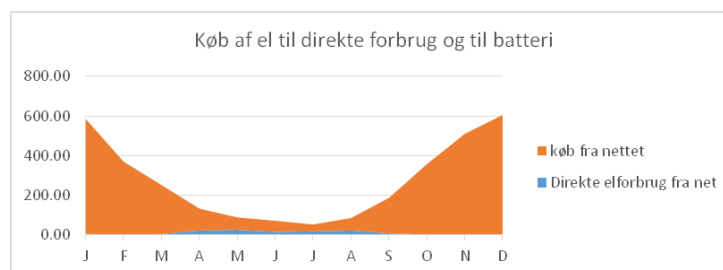
bygningintegrerede solceller, og denne er for nedadgående, da prisen på selve cellerne har været stærkt faldende.

Under disse antagelser, halvering af prisen på solcelleanlæg og batterianlæg, bliver prisen pr. kWh el kun 2,25 kr./kWh, stadig inklusiv moms. Der regnes her naturligvis i 2017 kr.

Der sker samtidig en udvikling i levetid og antal cyklusser, som batterierne kan klare. Det antages, at denne i den samme periode fordobles, i dette tilfælde fra 6.000 til 12.000 cykler. Batteriets levetid på 15 år fastholdes.

Med et batteri der holder længere, reduceres omkostninger til reinvesteringer i nyt batteri, og den resulterende elpris falder fra 2,25 til 1,99 kr./kWh. Indregnes det yderligere her, at den "spildte" energi (som hverken kan bruges, oplades eller sælges), udnyttes til opvarmning af brugsvand, falder prisen til 1,86 kr./kWh.

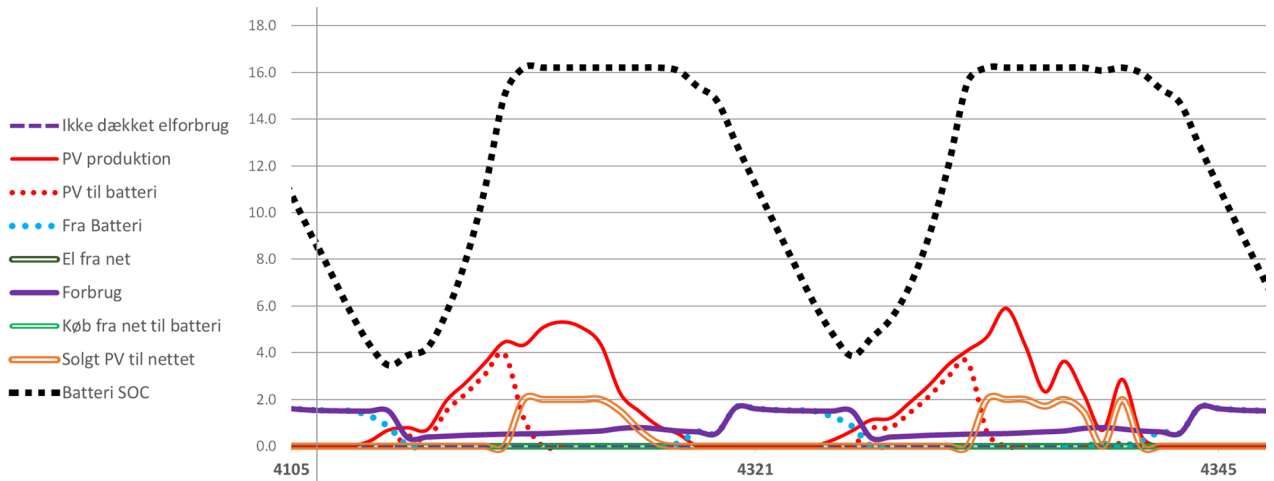
Man må derfor forvente, at man inden for en 5 årig periode kan levere el til et enfamiliehus inklusiv en elbil til en pris på under 2 kr./kWh (inkl. moms i 2017 priser), med en dækning af egetforbruget på 63%, et salg på 22% (til 25 øre/kWh) af den producerede energi og et spild (som hverken kan bruges, oplades eller sælges), på 15%. Udnyttes "solgt" og "spildt" i stedet til varme (50 øre/kWh) falder prisen. Der købes i alt ca. 3.000 kWh el om året, som fordeler sig som vist i Figur 5-14.



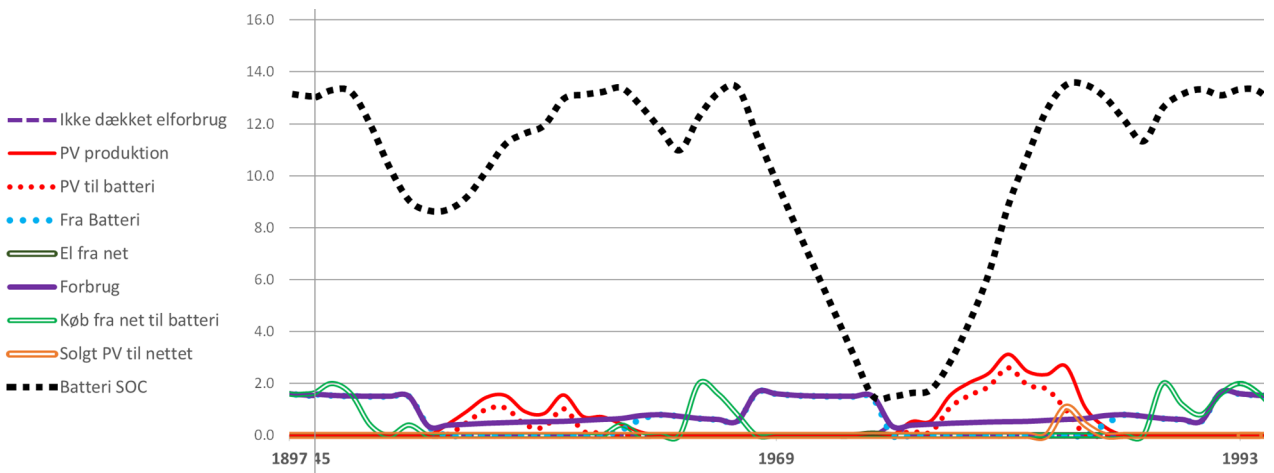
Figur 5-14 Køb af el til anlæg i enfamiliehus med elbil med en produktion og et forbrug på i alt 7.500 kWh pr. år. Det månedlige elforbrug svinger fra ca. 60 kWh i juli til 600 kWh i januar og december.

Idet udgiften til køb af el og indtægten ved salg af el udgør en mindre del af den samlede økonomi, er den årlige gennemsnitlige elpris ret uafhængig af, hvad forbrugeren kan sælge eller må købe el til fra nettet. En prisstigning på køb af el på 10% betyder for eksempel, at prisen på hybridanlæggets el kun stiger med mindre end 5%.

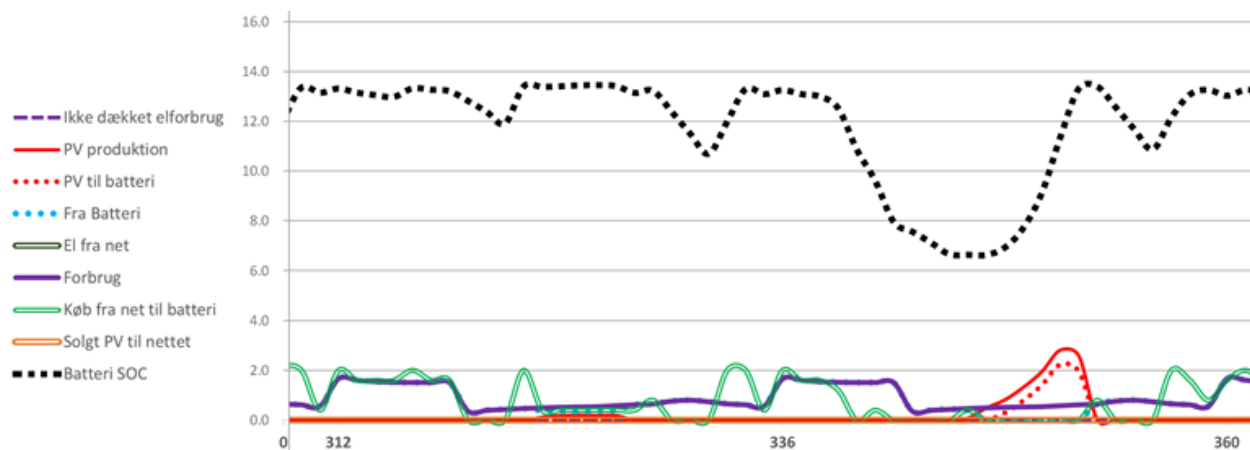
De følgende figurer illustrerer dynamikken i anlægget med elbil.



Figur 5-15 Anlæg i enfamiliehus med elbil med en produktion og et forbrug på i alt 7.500 kWh pr. år. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal (4105, 4321, 4345) angiver start på et nyt døgn. Viser beregninger for et par dage sidst i juni. Hele forbruget dækkes i perioden. Om formiddagen oplades batteriet, om eftermiddagen er det fyldt op og der er overskud. Om morgenen er det næste tømt og klarer lige spidslastperioden. På visse dage mangler der en smule om morgenen.



Figur 5-16 Anlæg i enfamiliehus med elbil med en produktion og et forbrug på i alt 7.500 kWh pr. år. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal angiver start på et nyt døgn. Viser beregninger for et par dage sidst i marts. Det fremgår at fra lidt før midnat (time nr. 1969 i året) ophører køb fra til batteri så der lige akkurat er plads til el fra PV næste dag. Ud på eftermiddagen er der overskud fordi batteriet er fyldt op.



Figur 5-17 Anlæg i enfamiliehus med elbil med en produktion og et forbrug på i alt 7.500 kWh pr. år. X-aksen er timeværdier fra 1-8760, et tal angiver start på et nyt døgn. Viser beregninger for et par dage først i januar med lidt sol. Her er dækningen med el fra solceller lav. Batteriet bruges hovedsagelig til at levere el i spidslastperioder. På dag 2 hvor der kommer sol øges forbruget fra batteriet om formiddagen så der er plads til solenergien.

Det fremgår af Figur 5-15, Figur 5-16 og Figur 5-17 at batteriet udnyttes aktivt til at lagre el fra solcellerne og til at sørge for forsyning med el i spidslastperioderne. Dette sker hele året.

5.4.1 Følsomhedsanalyse 1 – Eksempel med elbil

Det fremgår af afsnit 5.4 at systemet med PV til et enfamiliehus med en elbil ikke er økonomisk med dagens priser, men at det ser ud til at blive det indenfor en kortere årrække.

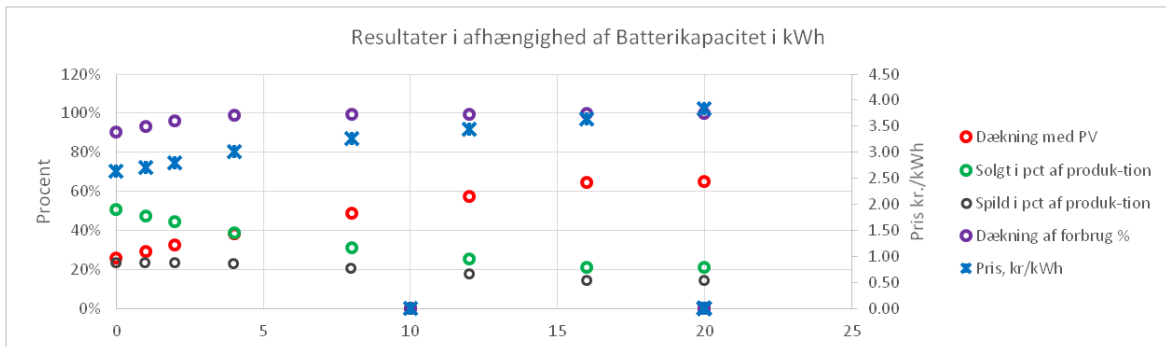
I dette kapitel analyseres dette nærmere.

Figur 5-18 viser, hvad størrelsen på batteriet betyder for pris og ydelsen. Referencen her er dagens priser. Heraf fremgår at et batteri på 4-5 kWh er nok til at få dækningen af forbruget op i nærheden af de 100%, hvilket svarer godt til, at det kan dække forbruget i de 3 timer med spidslast. Der skal derimod et større batteri til at få overskuddet af el fra solceller ned og dækningen af egetforbruget op. Her skal batteriet op på 15-20 kWh, svarende til næsten forbruget pr. døgn, for at kurverne flader ud. Det fremgår også, at med dagens priser bliver anlægget mere og mere uøkonomisk, jo større batteriet er.

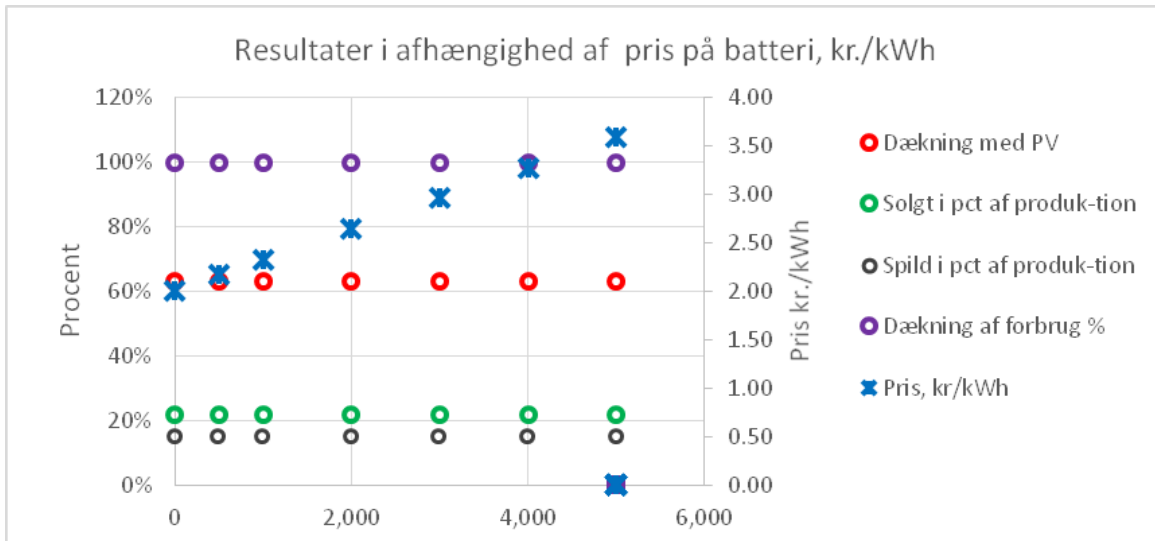
Derfor er det interessant at se på, hvordan et prisfald på batterierne og på solcellerne påvirker den beregnede elpris. Figur 5-19 og Figur 5-20 viser dette for henholdsvis batteripris og solcellepris, Figur 5-21 viser betydningen af en kombination af fald i pris på solceller og batterier som en faktor på dagens pris.

Det fremgår, at i det her eksempel er elprisen mest følsom for et fald i prisen på batterier, hvilket hænger sammen med at reinvesteringer i batteriet har stor betydning.

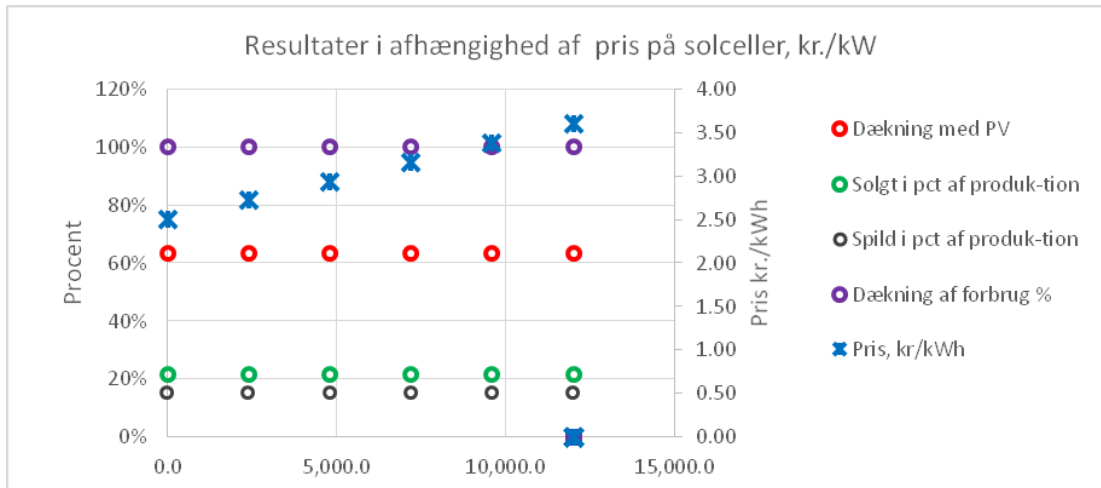
Figur 5-21 viser at elprisen kommer ned i nærheden af 2 kr./kWh, når prisen på batterier og solceller er halveret.



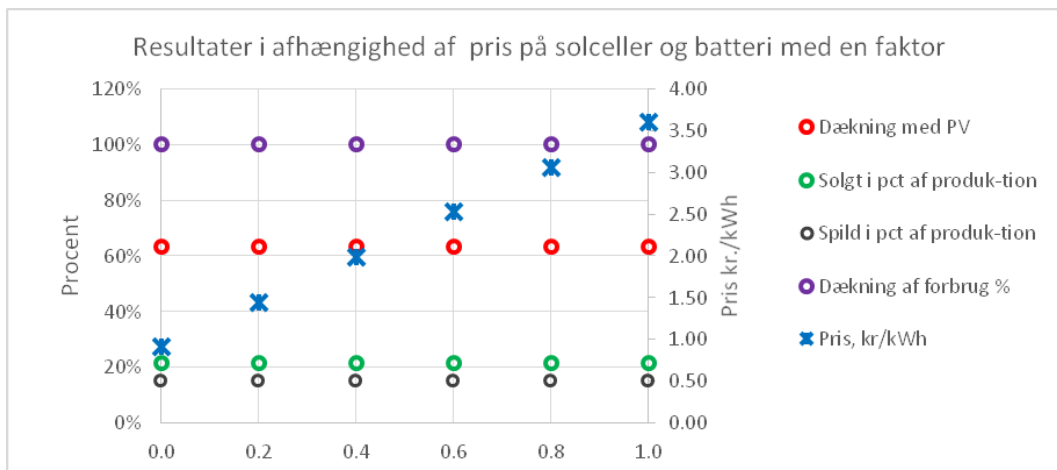
Figur 5-18 Hybridanlæg til enfamiliehus med elbil og et årligt forbrug og produktion på 7.500 kWh. Betydning af størrelse på batteri. Et 20 kWh batteri svarer til det gennemsnitlige døgnforbrug. Beregninger på under 1 kWh er ikke realistiske. Det fremgår at et batteri på omkring 4-5 kWh sikrer fuld dækning af forbruget (lilla cirkel v. X=4-5 kWh batteri Y=100% dækning af forbruget), mens dækning med PV stiger jævnt med større batteri og solgt og spildet falder. Her flader forbedringerne først ud når batterikapaciteten når 1 døgn forbrug.



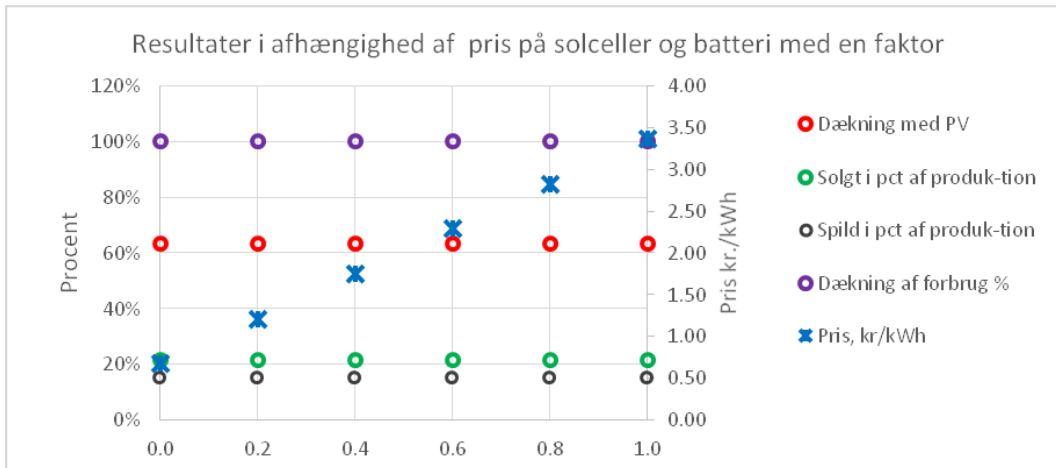
Figur 5-19 Hybridanlæg til enfamiliehus med elbil og et årligt forbrug og produktion på 7.500 kWh. Anlæg med 15 kWh batteri. Elprisen vises som funktion af prisen på batteriet pr. kWh. Pris for salg af el 25 øre/kWh. Ikke brugt el uden værdi.



Figur 5-20 Hybridanlæg til enfamiliehus med elbil og et årligt forbrug og produktion på 7.500 kWh. Anlæg med 15 kWh batteri. Elprisen vises som funktion af prisen på solceller. Pris for salg af el 25 øre/kWh. Ikke brugt el uden værdi.



Figur 5-21 Hybridanlæg til enfamiliehus med elbil og et årligt forbrug og produktion på 7.500 kWh. Anlæg med 15 kWh batteri. Prisen vises som funktion af prisen på solceller og batteri. Pris for salg af el 25 øre/kWh. Ikke brugt el uden værdi.



Figur 5-22 Hybridanlæg til enfamiliehus med elbil og et årligt forbrug og produktion på 7.500 kWh. Anlæg med 15 kWh batteri. Prisen vises som funktion af prisen på solceller og batteri. Værdi af "solgt" el og "spild" sat til 50 øre/kWh svarende til at det bruges til varmt brugsvand.

5.4.2 Følsomhedsanalyse 2 – Eksempel med elbil

Der er en række scenarier for den fremtidige udvikling af prisen på solceller og batterier. Der er blandt andet tal fremme om en årlig prisreduktion på 16% pr. år i et ukendt antal år frem i tiden.

I dette kapitel beregnes eksemplet med et enfamiliehus med en elbil ud fra et muligt fremtidigt scenarie hvorved forstås omkring 10 år.

Den seneste udvikling indenfor solceller omfatter udvikling af moduler, der producerer både varme og el, såkaldt PVT, endvidere findes nu moduler der samtidig fungerer som energiabsorber, såkaldt PVT-E. Der er således tale om moduler med flere funktioner, som så yderligere fremstilles så de kan integreres i bygningen og derved delvist erstattet f.eks. tag- og facadeelementer.

Udviklingen går således i retning af tag- og facadeelementer, som har mange funktioner udover at være bygningsskal. De funktioner, som sådanne moduler har rent energimæssigt, skal altså kun finansiere den meromkostning der vil være i forhold til at bruge traditionelle bygningselementer.

Derfor antages det i fremtidssceneriet, at (tillægs)prisen på PV er 3.000 kr./kW. Det antages endvidere, at der etableres 40 m² PV mod øst og 40 m² mod vest ved 30 grader hældning samt 30 m² lodret sydvendt PV (uden skygge).

Det forventes at blive så konkurrencedygtigt, at der nok ikke er nogen ide i at fremstille moduler eller elementer uden solceller, så derfor vil man vælge et større areal og leve med, at der så bliver et uudnyttet overskud, eller rettere et potentiale for produktion, som ikke udnyttes i bygningen til elforbrug, men enten må sælges til nettet til en meget lav pris eller f.eks. udnyttes til varmeproduktion.

Prisen på batteriet kan ifølge Lithium Balance forventes at udvikle sig som vist i Figur 5-23. Det er her valgt at fremskrive de første års forventning til en tiårsperiode, hvilket naturligvis er meget usikkert. Resultatet er, at batteriprisen på 10 år bliver 25% af, hvad den er i dag.

Der regnes derfor med en batteripris på 25% af dagens pris. Altså i det her tilfælde 1000 kr./kWh inklusiv inverter og styring.

År	Pris batteri-celler	Andet (BOS)	I alt	Reduktions faktor
2017	1,500	3,500	5,000	100%
2018	1,260	3,150	4,410	88%
2019	1,060	2,840	3,900	78%
2020	890	2,560	3,450	69%
2021	750	2,300	3,050	61%
2022	630	2,070	2,700	54%
2023	530	1,860	2,390	48%
2024	450	1,670	2,120	42%
2025	380	1,500	1,880	38%
2026	320	1,350	1,670	33%
2027	270	1,220	1,490	30%
2028	230	1,100	1,330	27%

Figur 5-23 Forventet prisudvikling på batteripakker til boliger. Der er regnet med fald i pris på battericeller på 16% pr. år og et fald i priser på "andet" på 10% pr. år. Andet (BOS, Balance Of System) er inverter, kabinet, container, styring, serviceordning, garantier, evt. køleanlæg mv. Baseret på informationer fra Lithium Balance mv.

En beregning i PV-BAT med dagens priser på komponenter og energi, giver for et sådant anlæg en elpris på over 4 kr./kWh. Der dækkes 75% af egetforbruget, mens 58% enten sælges eller er spildt (kan hverken bruges, oplades eller sælges) og sættes til ingen værdi. Forholdet mellem spildt og solgt afhænger meget af, hvor stor en effekt der kan sælges ud af den installerede effekt. Den installerede effekt udgør lige godt 17 kW.

En beregning af fremtidsscenariet gennemføres med følgende forudsætninger:

- > Pris på solceller og batteri reduceres til 25% af dagens.
- > Batteriets holdbarhed fordobles til 12.000 cyklusser i alt.
- > Batterikapacitet sættes til 20 kWh svarende til et døgn forbrug.
- > Der kan højst købes og sælges 1,2 kW og der kan ikke købes el i perioden fra kl. 17-20 og 6-9.
- > Elpris for køb af el fra nettet sættes til 1.0 kr./kWh, idet det antages at afgifter er reduceret.
- > Betaling for salg af el sættes til 0,40 kr./kWh.
- > Værdi af overskud af el sættes til 0,60 kr./kWh idet det antages at det bruges til varme, for eksempel varmt brugsvand.

Dette giver en elpris på kun 0,60 kr./kWh. Der er her en dækning af egetforbruget på 82%, et salg på 13% samt et spild på 41%.

Analysen viser endvidere, at der, i det her teoretiske tilfælde med ens forbrug dag efter dag, ikke er nogen fordel ved at gøre batteriet større, end hvad der svarer til en dags forbrug.

Investeringerne for et sådant anlæg vil udgøre 112.000 kr. og de årlige driftsudgifter på elsiden er omkring 4.500 kr. Heraf går 1.900 kr. er til køb af el (ca. 1.900 kWh til 1,00 kr./kWh), 5.700 kr. til finansiering af investering og reinvestering i batteri. Det giver i alt 7.000 kr. hvorfra trækkes værdien af ikke brugt el på 5.500 kWh á 0,6 kr./kWh i alt 3.300 kr., værdien af solgt el i alt 1.700 kWh á 0,40 kr./kWh i alt 700 kr. og endelig tillægges 900 kr. pr. år som drift og vedligeholdelse svarende til 1% af investeringen. Dette giver i alt 4.500 kr. pr. år i udgifter til elforsyning, svarende til 60 øre pr. kWh.

Det er som nævnt i kapitel 5.4 forudsat, at elbilens batteri ikke er regnet ind i fleksibiliteten. Eksempelvis vil en del af den overskydende solenergi, der hverken kan sælges eller lagres i bygningens batteri, kunne oplades i bilen, hvis den er tilsluttet og i øvrigt ikke allerede er fuldt opladet.

Der skal som nævnt købes 1.900 kWh udefra, og som det forventes, er det hovedsagelig om vinteren, at dette køb vil ske, se Figur 5-24 Elforbrug fra nettet for fremtidsanlæg til forsyning af enfamiliehus med en elbil. Det er forudsat, at der aldrig købes mere end 1,2 kW og intet imellem kl. 17-20 og 6-9.



Figur 5-24 Elforbrug fra nettet for fremtidsanlæg til forsyning af enfamiliehus med en elbil.

6 Resultaterne af PV-BAT-screeningerne

Som følge af projektgruppens aftale med ELFORSK-teamet om at justere projektets indhold efter de faktiske politiske rammevilkår, har projektgruppen gennem en omfattende række kontakter til almene boligorganisationer indgået aftaler om at gennemføre vederlagsfri forundersøgelser af potentialet for at etablere hybridanlæg bestående af solcelleanlæg og batterilager i 12 boligafdelinger.

PV-BAT screeninger uforpligtende for begge parter

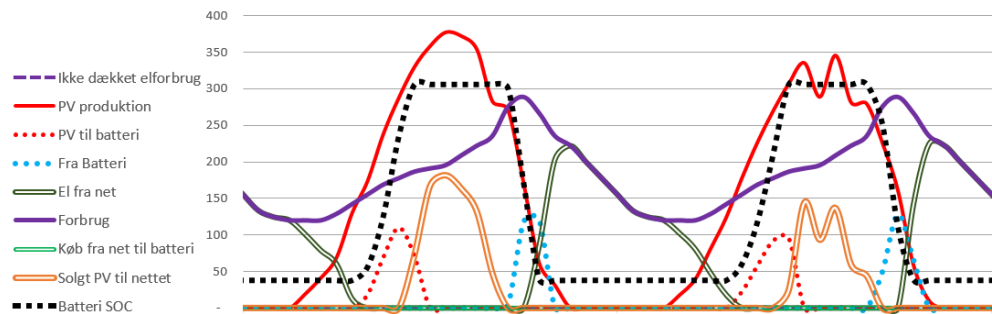
PV-BAT screeningerne har karakter af uforpligtende forundersøgelser for begge parter. Projektgruppen påtager sig ikke ansvaret for at det beboerøkonomiske resultat, der kommer ud af beregningerne, vil være det samme, når anlægget sættes i drift efter den gennemførte projektering, udbudsproces og etablering.

Den almene boligorganisation kan frit tage stilling til, om den vil fortsætte processen på baggrund af den gennemførte vederlagsfri PV-BAT screeningen.

6.1 Aftaler om screeninger med PV-BAT

Efter aftale med Landsbyggefonden har projektgruppen i udvælgelsen af de almene boligafdelinger prioriteret boligafdelinger, hvor hybridanlægget kunne etableres som led i en mere omfattende helhedsplan eller energirenovering.

De første boligafdelinger, hvor der blev gennemført screeninger, var Plus Boligs afd. 1061 i Aalborg og AAB Koldings afd. 77, der begge havde fået bevilget ydelsesstøtte til innovativ energirenovering i marts 2016.



Figur 6-1 Graf fra PV-BAT screening i Remisevænget Nord viser timeværdier fra driften af hybridanlæg den 21.-22. juni. En aktiv brug af batteriet gør det muligt at undgå at købe el fra nettet i de dyreste timer, hvor elnettet er hårdest belastet.

De efterfølgende kontakter til den almene boligsektor resulterede i PV-BAT screeninger i juni i 2 boligafdelinger under Boligforeningen 3B: etagebebyggelsen Remisevænget Nord, der er en del af Urban-planen på Amager, og den tæt/lave bebyggelse Måløv Park i Ballerup.

Efter sommerferien 2016 meldte Hedelyngen i Herlev under Boligforeningen 3B sig på banen, ligesom afdelingsbestyrelsen i Boligselskabet Sjællands Stjerneparken 2 i Trekroner (Roskilde kommune) bestilte en screening. I

Hybridanlæg som del af helhedsplaner

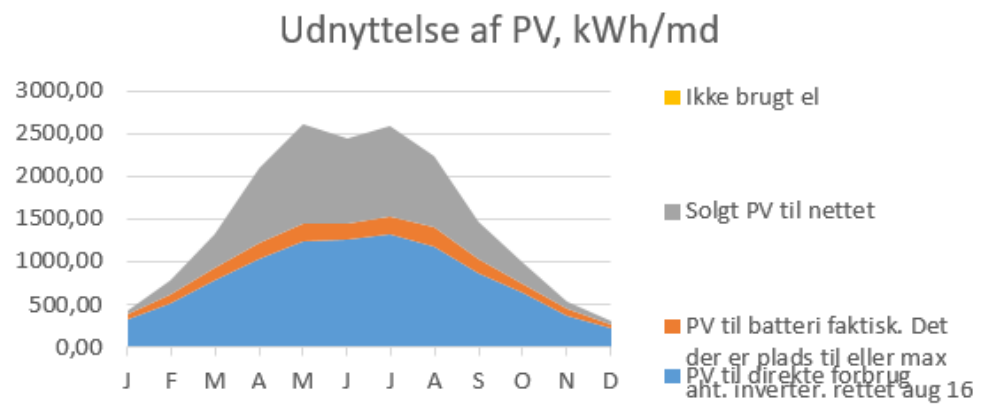
begyndelsen af 2017 gennemførte projektgruppen en screening af potentialet for at supplere et eksisterende solcelleanlæg i Boligforeningen Søbos afd. 11.

I forbindelse med en række ansøgninger om helhedsplaner til Landsbyggefonden blev projektgruppen opfordret til at gennemføre screeninger i afdelingen Fortvænget på Amager under Boligselskabet Lejerbo, afdelingen Solhusene under Albertslund Boligselskab/Bo-Vest, afdeling 5 Rødtjørnen i Dragør under Boligselskabet Strandparken/Boligkontoret Danmark og boligafdelingen Fyrrehaven under Boligkontoret Fredericia.

I alt har projektgruppen screenet boligafdelinger med lidt over 1.700 boliger. De overordnede resultater af disse screeninger er gengivet i afsnit 6.4, og de beskrivelser, som projektgruppen har udarbejdet til de involverede boligorganisationer, er samlet i Bilag B, Eksempler på screeninger.

6.2 Manglende udbygning i forhold til de politisk fastsatte mål for solceller 2013-2017

Da projekt 346-048 blev planlagt i sommeren 2013, var det strategiske mål at sikre den mest hensigtsmæssige udnyttelse af puljen, der gav støtte til 100 MW solceller i perioden 2013-2017. Puljen var en del af den politiske solcelleaftale fra november 2012. Det erklærede politiske formål med puljen var at skabe en udvikling, hvor den privatøkonomiske rentabilitet for små solcelleanlæg ville være omkring 10 års tilbagebetalingstid.



Figur 6-2 Grafen fra screeningen af et hybridanlæg med 24 kWp solceller og 8,4 kWh batterilager til en del af AAB Koldings afd. 77 med i alt 12 boliger viser, hvordan elproduktionen fra solcellerne bliver brugt i løbet af året.

Derfor skulle det forhøjede pristillæg, betalt over PSO-afgiften, nedtrappes i takt med de forventede prisfald. På den måde skulle der sikres en balanceret udbygning mellem vind og sol i et elsystem domineret af fluktuerende VE-energikilder. De 100 MW solcelleanlæg kunne få del i et forhøjet PSO-finansieret pristillæg som delvis kompensation for den brugerøkonomiske forringelse, der fulgte med ændringen fra årsbaseret til timebaseret nettoafregning af den solcelleproducerede elektricitet.

Solcelleanlæg skal
gavne driften af
elsystemet

Projektgruppens mål var, at flest mulige af disse politisk besluttede solcelleanlæg ville blive etableret til gavn for driften af det samlede elnet, ved at bane vej for en omkostningseffektiv metode til at gøre en større del af elforbruget hos private slutbrugere fleksibel i forhold til elsystemets behov.

Solcelleanlæg uden pristillæg skulle gøres beboerøkonomisk attraktive selv med en salgspris til elnettet på 60 øre de første 10 år og 40 øre de følgende 10, fordi boligafdelingerne i kraft af hybridanlæggets batterilager kan regne med, at en større del af egetforbruget ville være fritaget for skatter og afgifter.

Udbuddet af de første af 5 årlige puljer á 20 MW blev forsinket pga. manglende EU-godkendelse. Derfor var det oprindelige pristillæg på 130 eller 145 øre/kWh reduceret til hhv. 102 og 111 øre, da de første puljer blev udbudt i 2015. I 2016 fulgte så den foreløbig sidste pulje med pristillæg på hhv. 88 og 94 øre. Ifølge Energinet.dk, der administrerer ordningen med disse puljer, er det p.t. usikkert, om den sidste pulje på 20 MW overhovedet bliver udbudt, og hvad der skal ske med de ca. 47 MW, der ikke er blevet bevilget endnu.



Figur 6-3 *Boligafdelingen Øbro 95 på Østerbro i København har kun én fysisk tilslutning til det offentlige elnet. Derfor var manglen på regler om virtuel nettoafregning ikke nogen barriere for at etablere solceller her. Anlægget blev sat i drift den 6. juli 2016.*

For de udlejningsejendomme, der har været det primære mål for projekt 346-048's udgave af PV-BAT har de seneste års udvikling medført, at der kun er givet bevilling til 223 anlæg med en samlet installeret effekt på 5,4 MW, svarende til ca. 12% af de politisk fastsatte kvoter. Det er p.t. usikkert, hvor mange af disse bevilgede anlæg, der rent faktisk er blevet eller bliver nettilsluttet.

Endnu ingen regler
om virtuel
nettoafregning

Et andet forhold, der har virket opbremsende på den politisk besluttede udbygning med solcelleanlæg, er manglen på afklaring af reglerne om virtuel nettoafregning af solcelleanlæg i almene boligafdelinger med flere fysiske

tilslutninger til det offentlige elnet. Som beskrevet i kapitel 4 stødte projektgruppen tidligt i projektforløbet på et krav fra DONG Energy Distribution (i dag Radius Elnet) om at opdele et planlagt solcelleanlæg i den tæt/lave bebyggelse Grøndalsvænge i 7 særskilte anlæg med hver deres nettoafregning.

En sådan økonomisk opsplitning af solcelleanlægget ville have været i strid med de generelle principper for økonomisk forvaltning af almene boligafdelinger, og den beboervalgte afdelingsbestyrelse valgte i den situation at udskyde beslutningen om solcelleanlæg.

Siden har BL – Danmarks Almene Boliger som interesseorganisation for de almene boligorganisationer forsøgt at få politisk og administrativ accept af regler for virtuel nettoafregning. En sådan accept kan nemlig sikre overensstemmelse mellem nettoafregning og boligafdelingens økonomiske status. Den tidligere regering var som nævnt i kapitel 4 ikke indstillet på at imødekomme ønsket.

Derimod har den nuværende energi-, forsynings- og klimaminister Lars Christian Lilleholt erklæret sig som tilhænger af virtuel nettoafregning, men hans politiske velvilje er stødt på administrativ træghed i Energistyrelsen. Der er derfor – mere end 3½ år efter lovgivningen om ligestilling mellem ejere og lejere i relation til nettoafregning af solcelleanlæg – endnu ikke udformet regler, der gør det muligt at etablere de politisk besluttede solcelleanlæg.

6.3 Usikkerheder forbundet med beregningsparametre og forudsætninger i PV-BAT

De beboerøkonomiske slutresultater af de PV-BAT screeninger, som projektgruppen har gennemført, afhænger af de beregningsparametre og andre forudsætninger, der er integreret i PV-BAT's Inddata. Disse parametre og forudsætninger er løbende blevet ændret gennem beslutninger, som er taget af regeringen og/eller af Folketinget.

Det gælder bl.a.:

- > Bortfaldet af den såkaldte 60/40-ordning med tilsagn om pristillæg
- > Usikkerheden om den femte 20 MW pulje om forhøjet pristillæg i 2017
- > Aftrapningen af PSO-tariffen
- > Prisudviklingen på det nordiske elspotmarked Nord Pool Spot
- > Den gradvise indførelse af tidsvariable nettatariffer
- > Den aktuelle prisudvikling på solceller, batterier, invertere m.v.
- > Ændringer i renteniveau for realkreditlån med fast rente og lang løbetid m.v.

6.3.1 De politisk fastsatte rammevilkår

En del af PV-BAT screeningerne er gennemført på et tidspunkt, da den såkaldte 60/40-ordning for pristillæg for salg til elnettet enten var i kraft, eller hvor det var uklart, om bortfaldet af pristillægget alene omhandlede de såkaldte markanlæg, der alene producerer for at sælge til elnettet, eller om bortfaldet

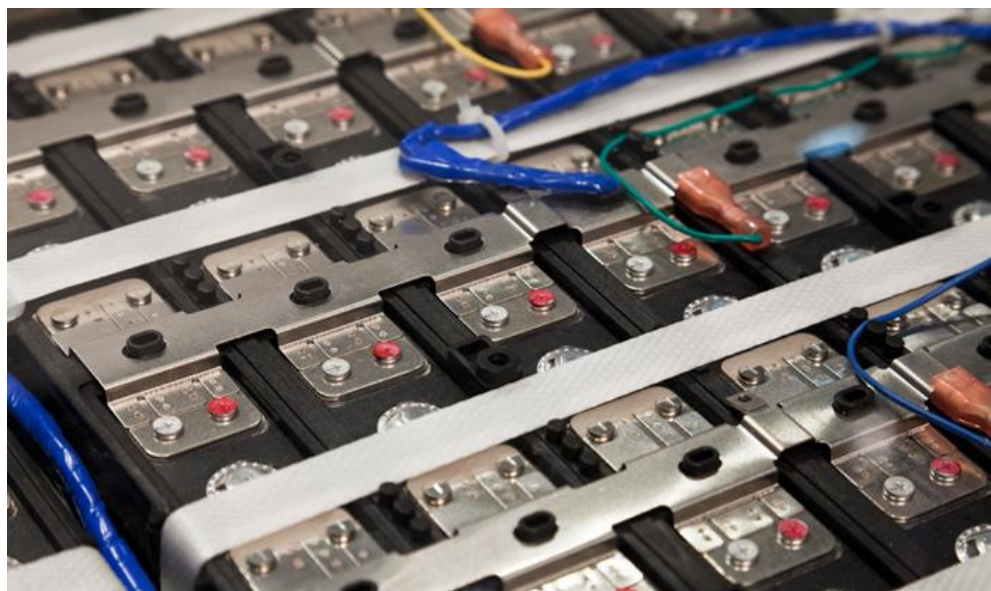
også omfattede nettoafregnede solcelleanlæg i boligsektoren. Ved projektets afslutning var det imidlertid klart, at det indgreb, som skulle stoppe spekulation i markanlæg, også rammer boligsektorens solcelleanlæg.

Flere ændringer i rammevilkårene for hybridanlæg

Afviklingen af PSO-tariffen blev besluttet politisk i november 2016 og vil blive gennemført i løbet af 5 år i perioden 2017-2021. Der er ikke taget højde herfor i PV-BAT screeningerne, men det vil alt andet lige påvirke de beboerøkonomiske konsekvenser af et hybridanlæg negativt. Der er heller ikke skabt endelig klarhed over, i hvor stort omfang netselskaberne vil benytte sig af tidsvariable tariffer, og hvornår de små skabelonkunder kan blive timeafregnet. I foråret 2017 er der taget beslutning om at udskyde denne del af timeafregningen.

Elreguleringsudvalget overvejer at lade nettariffer og netabonnement, der p.t. er uafhængig af forbrugstidspunktet, helt eller delvis erstatte af en effektafgift, som benyttes i fjernvarmesektoren. Det vil øge incitamentet til større fleksibilitet i elforbruget, fordi det vil skabe forholdsvis større besparelser for forbrugerne ved at mindske forbruget i spidslasttimer om morgenen og eftermiddagen, f.eks. ved en dynamisk drift af batterilagerets op- og afladning. Effektafgifter vil derfor bidrage til at forbedre rentabiliteten i hybridanlæg.

Boligafdelingernes el-indkøbspris afhænger af de aftaler, som boligorganisationerne lokalt kan indgå med en elhandelsvirksomhed og af det lokale netselskabs tariffer. Der er store geografiske forskelle på beboernes individuelle elpriser – fra ca. 195 øre/kWh i TRE-FOR's forsyningsområde i Trekantområdet til ca. 235 øre/kWh på Sjælland i SEAS-NVE's forsyningsområde. Jo højere elindkøbspris, jo mere fordelagtigt vil et hybridanlæg være for beboerøkonomien.



Figur 6-4 *Lithium Balance har udviklet sig til en ledende innovativ kraft i udvikling af batteriløsninger til beboelsesejendomme. På billedet ses nogle af de Lithium-ion batterier, der indgår i virksomhedens systemer.*

6.3.2 Prisudviklingen for batterisystemer

Men sideløbende med disse politisk fastsatte rammevilkår har priserne for indkøb især af batterier udviklet sig positivt. Opbygningen af markant større produktionskapacitet hos de internationale batteriproducenter presser priserne i hurtigere tempo end antaget for blot få år siden.

Lithium Balances globale markeds-screening viser, at markedsprisen for battericellerne nu er på vej fra 300 USD/kWh til 200 USD, og at prisen vil ramme 100 USD inden for en kort årrække. For Lithium Balance betyder det, at virksomheden forventer at kunne levere et samlet batterianlæg i 2017, inkl. Batteri Management System (BMS) og inverter, for ca. 6.250 kr.

Krav til brandsikkerhed for stationære batterilagre

Det er også blevet afklaret via kontakter til Dansk Brand- og sikringsteknisk Institut (DBI), at et stationært batterilager skal placeres i et brandklasse 1 rum, dvs. at rummet skal kunne holde en brand indelukket i en time. Et kælderrum i en etageejendom kan med gipsbeklædning godt etableres med denne brandklasse og vil være velegnet til batterilager, når der suppleres med sprinkleranlæg og brandalarm. Lithium Balance vurderer, at et batterianlæg, der placeres i en udendørs container eller teknikhus i brandklasse 1, kan etableres for ca. 60.000 kr. og kan rumme et batterilager på ca. 600 kWh, dvs. ca. 100 kr./kWh. Da omkostningerne for denne del af hybrid anlægget varierer fra boligafdeling til boligafdeling afhængig af de lokale forhold, er denne del af udgiften ikke indregnet i PV-BAT screeningerne, men de spiller ikke nogen afgørende rolle for de beboerøkonomiske konsekvenser.

6.3.3 PV-BAT screeningerne opdateret ved projektets afslutning i februar 2017

På baggrund af de mange ændringer i rammevilkår og den teknologiske udvikling med faldende priser har projektgruppen besluttet at gennemføre en fornyet screening af de boligafdelinger, der har været inddraget i projektet. De vigtigste ændringer i forhold til de oprindelige screeninger, der er blevet overdraget til de involverede boligorganisationer, er, at salgsprisen for el til elnettet er reduceret fra 74 eller 60 øre/kWh til 25 øre, og at prisen på batterisystemet er reduceret til 6.250 kr./kWh.

Vigtige forudsætninger for PV-BAT ændret undervejs

Det billigere batteri har vist sig i nogen grad at kunne opveje den reducerede pris for salg til elnettet, hvilket alt andet lige gøre det beboerøkonomisk mere attraktivt at supplere solcelleanlæg med batterilager. De øvrige beregningsparametre og forudsætninger er fastholdt. Forud for de enkelte screeninger har projektgruppen søgt at få konkrete data for fælles elforbrug og elindkøbspris fra boligorganisationen, mens beboernes gennemsnitlige private elforbrug er skønnet i hver enkelt boligafdeling med afsæt i boligernes gennemsnitsstørrelse.

Som projektgruppen har understreget i sine beskrivelser af de enkelte PV-BAT screeninger, kan PV-BAT ikke erstatte en egentlig projektering, hvor de konkrete fysiske forhold bliver analyseret. PV-BAT er tænkt som et værktøj i en indledende forundersøgelser-fase, hvor boligorganisationen og den lokale

afdelingsbestyrelse kan afklare, om det kan betale sig at forberede et oplæg til etablering af et hybridanlæg i boligafdelingen, og hvilket forhold mellem elforbrug, solcelleeffekt og batteristørrelse, der vil give den mest fordelagtige beboerøkonomi.

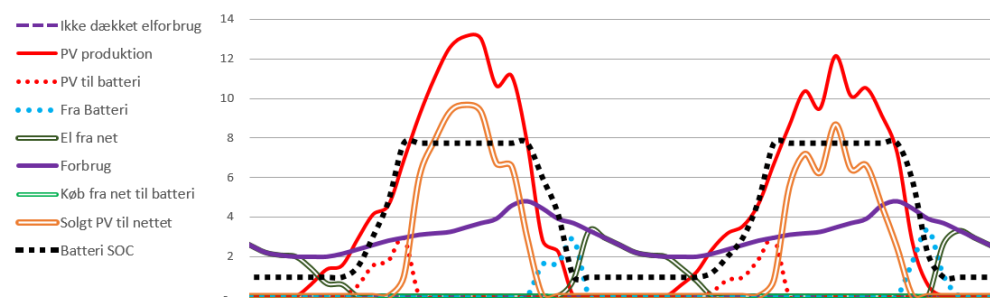
6.4 Resultaterne af opdaterede PV-screeninger

Med en gennemsnitlig elindkøbspris på 220-225 øre/kWh viser den beboerøkonomisk mest fordelagtige dimensionering af hybridanlæggene en fremtidig gennemsnitlig elpris på mellem 190 og 215 øre/kWh. Det forudsætter, at der gives ydelsesstøtte til hybridanlægget efter Landsbyggefondens kriterier, dvs. 90% til batterilageret og 49% til solcelleanlægget.

Dertil kommer, at en boligafdeling typisk kan opnå en yderligere besparelse på den gennemsnitlige elpris på ca. 15 øre/kWh ved at benytte hybridanlæggets batterilager til at købe el i billige nattetimer og lagre den i batteriet for at kunne bruge den i de dyre morgen-spidslast timer.

6.4.1 Værdien af dynamisk drift af hybridanlæggets batterilager.

I sommerhalvåret vil solcelleanlægget typisk producere mere end forbruget i dagtimerne, så det er muligt at undgå eller begrænse indkøb af el i de dyre eftermiddagstimer – også kaldet kogespidsen. I vinterhalvåret, hvor solcelleanlægget ofte ikke kan dække det løbende elforbrug i dagtimerne, kan boligafdelingen i stedet fylde batteriet op til den dyre kogespids ved at købe el til en noget billigere kWh-pris i perioden kl. 10-15. Denne indkøbsstrategi forudsætter dog, at boligafdelingens samlede elforbrug (både fælles elforbrug og beboernes individuelle elforbrug) tilsammen udgør mere end 100.000 kWh/år, så elindkøbet kan afregnes timevis. Der er som en generel forudsætning regnet med, at ca. en fjerdedel af boligafdelingens samlede elforbrug på denne måde kan købes med en gennemsnitlig besparelse på 60 øre/kWh.



Figur 6-5 Grafen viser, at det i AAB Koldings afd. 77 er muligt at undgå at købe el fra nettet i de dyreste timer ved at bruge batterilageret dynamisk. Det sparer beboerne for ca. 15 øre/kWh.

Hybridanlæg kan blive rentable i de screenede boligafdelinger

På dette grundlag har det vist sig, at det i alle de 12 screenede boligafdelinger kan betale sig at investere i et hybridanlæg med ydelsesstøtte. Beboerne får generelt en noget lavere gennemsnitlig elpris, og selv i de boligafdelinger, hvor et batterilager umiddelbart fører til en højere kWh-pris for beboerne, bliver

hybridanlægget med batterilager konkurrencedygtigt med det rene solcelleanlæg. I nogle af boligafdelingerne resulterer det i en lavere kWh-pris, når de økonomiske fordele ved den dynamiske drift af hybridanlægget indregnes (*køb el, når den er billig, for at kunne bruge den, når den er dyr. Så gavner du både beboerøkonomien og driften af elsystemet*).

En oversigt over screenings-resultater fra de 12 boligafdelinger findes i Figur 6-6, mens eksempler på de mere detaljerede omtaler af boligafdelingerne er samlet i Bilag B. De beboerøkonomiske konsekvenser i den enkelte boligafdeling afhænger af de lokale forhold: Hvor stort et solcelleanlæg kan etableres på egnede tagarealer, hvilken elpris er gældende i det lokale forsyningsområde (nettariffer), hvordan kan hybridanlægget finansieres osv.

Der er i de opdaterede screeninger taget udgangspunkt i de indkøbspriser, som boligorganisationen har oplyst til projektgruppen, ligesom det er forudsat, at hybridanlæggene kan opnå ydelsesstøtte via Landsbyggefondens energipulje. Alternativt kan boligorganisationen anvende sine trækingsretsmidler fra Landsbyggefonden til at reducere boligafdelingens nettoinvestering med et anlægstilskud.

Boligorganisation	Boligafdeling	Antal boliger	Samlet elforbrug		Solcelle-effekt kWp	Batteri-kapacitet kWh	Aktuel elpris øre/kWh	Hybrid-elpris øre/kWh	Dynamisk drift** øre/kWh	Resultat øre/kWh	Besparelse øre/kWh	Pr. bolig
			MWh	kWh								
AKB København	Øbro 95	95	270	111 *	43	175 ***	180	15	165	10	275 kr.	
Plus Bolig	Afd. 1061	96	215	112	86	228	215	15	200	28	625 kr.	
AAB	Afd. 77 (delvis)	12	270	24	4,8	228	212	15	197	31	700 kr.	
Boligforeningen 3B	Hedelyngen	157	350	406	210	215	210	15	195	20	450 kr.	
Albertslund Boligselskab	Solhusene	172	425	264	129	233	191	15	176	57	1.400 kr.	
Lejerbo	Fortvænget	130	410	264	129	242	200	15	185	57	1.800 kr.	
Boligselskabet Strandparken	Afd. 5 Rødtjørnen	106	370	258	129	233	209	15	194	39	1.350 kr.	
Boligkontoret Fredericia	Fyrrehaven	87	290	135	43	210	197	15	182	28	925 kr.	
Boligforeningen 3B	Remisevænget Nord	466	1.625	608	344	210	191	15	176	34	1.175 kr.	
Boligforeningen 3B	Måløv Park	239	800	289	129	225	211	15	196	29	975 kr.	
Boligselskabet Sjælland	Stjerneparken 2	64	250	204	86	225	203	15	188	37	1.450 kr.	
Søbo	Afd. 11 (BAV)	88	220	160 *	86	164 ***	170	15	155	9	225 kr.	
Boligforeningen 3B	Hedelyngen	Fællesbygn.	45	33	13,4	215	194	15	179	36		
Plus Bolig	Afd. 1061	Fælleshus	40	15	8,6	228	199	15	184	44		

Figur 6-6 Oversigt over screenings-resultater fra de 12 boligafdelinger.

*) Eksisterende solcelleanlæg

***) Forudsætter udnyttelse af tidsvarierede nettariffer. Der er regnet med en gennemsnitlig besparelse på 60 øre/kWh af ca. en fjerdedel af det samlede elforbrug

****) De 2 boligafdelinger med eksisterende solcelleanlæg har allerede opnået en stor besparelse på den gennemsnitlige elpris i kraft af solcelleanlæggets elproduktion og det forhøjede pristillæg på 102 øre/kWh, som de øvrige 10 boligafdelinger ikke kan nå at få bevilget. Besparelsen ved at få suppleret solcelleanlægget med et batterilager bliver derfor væsentligt lavere end i de øvrige boligafdelinger.

I de 10 boligafdelinger uden eksisterende solcelleanlæg opnås en årlig gennemsnitlig besparelse på mellem 450 kr. og 1.800 kr., når effekten af en dynamisk drift af hybridanlæggets batterilager indregnes.

Boligorganisation	Boligafdeling	Antal boliger	Samlet elforbrug	PV-produktion	PV brugt i afdelingen	Elkøb fra nettet	El solgt til nettet	Dækning af egetforbrug	Samlet investering	Årlig pris pr. kWh
		<i>antal</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>	<i>kWh</i>		<i>mio. kr.</i>	<i>øre/kWh</i>
AKB København	Øbro 95	95	270,000	103.000*	77,000	191,000	25,500	29%	2.4	175
Plus Bolig	Afd. 1061	96	215,000	105,000	75,500	140,500	28,000	36%	3.4	215
AAB	Afd. 77 (delvis)	12	27,000	17,800	11,300	15,700	6,300	42%	0.5	212
Boligforeningen 3B	Hedelyngen	157	350,000	323,000	162,500	190,000	156,000	47%	7.3	210
Albertslund Boligselskab	Solhusene	172	425,000	253,000	166,500	257,000	84,500	0	5.8	191
Lejerbo	Fortvænget	130	410,000	172,000	133,000	278,500	37,500	33%	2.9	200
Boligselskabet Strandparken	Afd. 5 Rødtjørnen	106	370,000	233,000	146,500	222,500	71,500	40%	5.9	209
Boligkontoret Fredericia	Fyrrehaven	87	290,000	126,500	94,000	194,000	32,000	33%	2.8	197
Boligforeningen 3B	Remisevænget Nord	466	1,625,000	509,000	457,000	1,168,000	48,000	28%	11.8	191
Boligforeningen 3B	Måløv Park	239	800,000	255,500	233,000	574,000	31,000	28%	6.8	211
Boligselskabet Sjælland	Sterneparken 2	64	250,000	203,000	106,000	146,000	91,000	43%	4.5	203
Søbo	Afd. 11 (BAV)	88	220,000	152.000*	89,000	132,000	61,500	41%	3.3	170
Boligforeningen 3B	Hedelyngen	Fælles-bygn.	45,000	32,000	16,500	28,500	15,000	37%	0.7	194
Plus Bolig	Afd. 1061	Fælles-hus	40,000	14,000	11,000	29,000	2,500	28%	0.3	199

Figur 6-7 Oversigt over screenings-resultater fra de 12 boligafdelinger.

6.4.2 Fra individuel til fælles elforsyning i boligafdelingen

I den helt overvejende del af de almene boligafdelinger er beboernes individuelle elforbrug alene et anliggende mellem den enkelte beboer og den elhandler, som forsyner beboeren. Hver enkelt beboer har sin egen afregningsmåler, der tilhører det lokale netselskab. Med indførelsen af engrosmodellen pr. 1. april 2016 modtager beboeren en opkrævning fra elhandleren, der dækker alle omkostninger, dvs. markedspris, abonnementer, PSO-tarif, nettatariffer, afgifter, skatter og moms. For at kunne etablere et hybrid anlæg forudsættes det, at elforsyningen til boligafdelingen omlægges, således at boligafdelingen køber både fælles el og det individuelle elforbrug og forestår afregning heraf.

Det hænger sammen med, at det er nødvendigt at inddrage beboernes individuelle elforbrug i nettoafregningen af solcelleanlæggets elproduktion for at opnå det bedst mulige beboerøkonomiske resultat af hybrid anlægget. Det forudsætter, at beboerne tilslutter sig boligafdelingens fælles elforsyning og får ændret netselskabets individuelle afregningsmåler til en fordelingsmåler, der tilhører boligafdelingen.

I de boligafdelinger, hvor netselskabet allerede har installeret nye timeafleste intelligente elmålere, må boligorganisationen forhandle med netselskabet om en overdragelse, så måleren kan ændre status. I de forsyningsområder, hvor netselskabet endnu ikke har udrullet disse målere, vil boligafdelingen som en del af hybrid anlægs-projektet skulle investere i nye målere. Til gengæld vil beboerne ikke længere skulle betale abonnement til netselskabet, fordi det alene er boligafdelingen, der er kunde hos den valgte elhandler, og som betaler ét netabonnement.

Cloud-baseret IT-system til elfordelingsregnskab

I en sådan afregningsmodel overgår opgaven med at afregne beboernes private elforbrug fra elhandleren til boligorganisationen, og ifølge Lov nr. 901 fra juli 2013 skal elfordelingsregnskabet udformes efter samme retningslinjer som varmefordelingsregnskabet.

Da flere boligorganisationer over for Landsbyggefonden har udtrykt bekymring ved udsigten til en sådan ekstra administrativ opgave, har Landsbyggefonden taget initiativ til at få udviklet et Cloud-baseret IT-system. Systemet skal automatisk kunne opsamle forbrugs- og produktionsdata i den enkelte boligafdeling og omsætte disse data til et beløb, som kan opkræves sammen med huslejen, jfr. afsnit 4.7.

IT-systemet udvikles som en integreret del af demonstrationsprojekt 08, hvor ELFORSK-projekt 346-048 følges op med 10 demonstrationsanlæg. De boligafdelinger, der får bevilget ydelsesstøtte til hybrid anlæg, betaler en forholdsmæssig del af udviklingsomkostningerne mod at få de første 5 års drift leveret gratis. Systemet kræver etablering af hardware hos beboerne, og ifølge et prisoverslag fra NeoGrid Technologies kan de samlede omkostninger opgøres til 3-4.000 kr./bolig inkl. moms. Til gengæld sparer beboerne deres hidtidige netabonnement.

Det administrative IT-system udvikles med alternative modeller for fordeling af værdien fra solcelleanlæggets elproduktion, så beboerne selv kan afgøre, hvordan værdien fordeles. Systemet tilpasses de mest anvendte administrationssystemer i den almene boligsektor, og der vil kunne vælges mellem månedlig, kvartalsvis eller årlig afregning af det faktiske elforbrug.

7 Hybridanlæggets potentiale for fleksibelt elforbrug

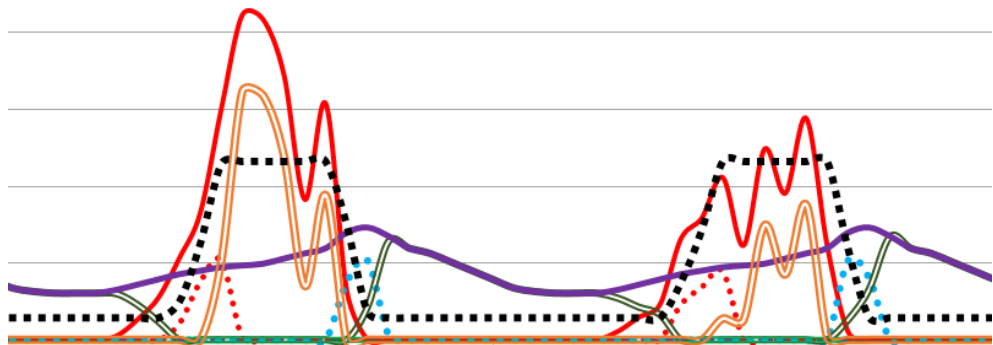
Gennem de seneste år er der udgivet flere rapporter, der har analyseret behovet for fleksibelt elforbrug i et energisystem, hvor fluktuerende elproduktion fra vindmøller kommer til at spille en stadig større rolle. Disse analyser kortlægger udviklingsbehovet, både hvad angår teknologi, IKT (Informations og KommunikationsTeknologi) og markedsdesign.

7.1 Behovet for fleksibelt elforbrug i et VE-domineret energisystem

På grundlag af Energistyrelsens scenarieanalyser som opfølgning på energiforliget fra marts 2012 har Energinet.dk i maj 2015 udgivet Energikoncept 2030, der er en analyse af koncepter og udviklingsveje, der kan understøtte et konkurrencedygtigt og robust VE-baseret energisystem. I en vurdering af vind/brint- scenariet understreges behovet for en omkostningseffektiv integration af vedvarende fluktuerende energiressourcer i et samlet forsynings sikkert energisystem. På den baggrund mener Energinet.dk, at der kan realiseres mange lærings- og effektiviseringsgevinster i denne type scenarie.

Fleksibelt elforbrug reducerer behov for termisk backup

Et velfungerende europæisk elmarked med tilstrækkelige grænseoverskridende transmissionsforbindelser kan ifølge Energinet.dk på en hensigtsmæssig måde kombineres med et fleksibelt elforbrug.



Figur 7-1 Grafen fra PV-BAT screeningen i Fortvænget på Amager viser timeværdier fra 26.-27. marts. I kraft af batterilager på 129 kWh kan boligafdelingen undgå eller stærkt begrænse elindkøb fra nettet i de mest belastede timer.

På grundlag af en analyse af 10 års europæiske vind-/soltidsserier vurderer Energinet.dk, at fleksibelt elforbrug kan levere spidslast over minutter og timer, mens et integreret elmarked, der dækker over afstande på mere end 500 km kan dække et lokalt behov for spidslast over flere dage.

På den måde kan de lande, der indgår i det fælles elmarked, reducere behovet for termisk backup kapacitet (konventionelle kraftværker) med op til 35%.

Fleksibelt elforbrug er særligt egnet til at håndtere udfordringer med hurtige ændringer i vindproduktion. Det hænger sammen med, at den fleksibilitet, som forbrugeren kan skabe ved at flytte sit forbrug, kan levere systemtjenester i form af både op- og nedregulering.

Energinet.dk har også analyseret i hvilket omfang fleksibelt elforbrug kan aflaste behovet for elsystemets netreserve. I det aktuelle system opererer Energinet.dk med en netreserve (N-1), som betyder, at kapaciteten i elsystemet skal være så stor, at den største transmissionsforbindelse eller produktionsenhed kan falde ud, uden at der opstår risiko for systemnedbrud. Energinet.dk vurderer, at nyt fleksibelt elforbrug kan forøge den samlede udnyttelsesgrad af nettet og dermed langsigtet reducere behov for investeringer i netkapacitet.

Det er Energinet.dk's vurdering, at der kan genereres relativt store mængder fleksibelt elforbrug frem mod 2035 ved en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig omstilling af energisystemet.

Behovet for systemtjenester i 5-minutters intervaller ved stigende mængder fluktuerende elproduktion er sammenholdt med tilgængelig, hurtigt regulerbart elforbrug. Flexibelt elforbrug hos slutbrugerne kan i mere end 95% af tiden levere den nødvendige kapacitet til at skabe balance mellem produktion og forbrug inden for driftstimen. På den baggrund vurderer Energinet.dk, at reservekapacitet i form af termiske kraftværker kan reduceres tilsvarende.



Figur 7-2 Med et hybridanlæg i boligafdelingen Fortvænget på Amager kan beboerne bidrage til et mere velfungerende elsystem domineret af vindmøller. Det forudsætter alene, at de driftsmæssige rammevilkår ændres, så der sættes en hensigtsmæssig værdi på fleksibiliteten fra hybridanlægget. Luftfoto fra Google Earth

7.2 Markedsprodukter med fleksibelt elforbrug

I en status for Smart Grid og Smart Energy området understregede EUDP-sekretariatet i august 2015 behovet for at udvikle markedstilpassede produkter inden for Smart Grid.

Der er brug for en målrettet offentligt støttet indsats, fordi udrulningen af Smart Grid-produkter ikke kan understøttes af et lokalt behov for beskyttelse mod hyppige netnedbrud som i Sydeuropa, vækstøkonomierne og udviklingslandene. Der er især behov for at støtte udviklingen af en effektiv aggregatorfunktion, der kan omsætte potentialet fra flere fysisk adskilte leverandører af fleksibelt elforbrug til kommercielt attraktive ydelser i markedet for balanceringsydelser.

Nyt markedsdesign kan fremme fleksibelt elforbrug

Denne udfordring blev allerede behandlet i Smart Grid Forskningsnetværkets Roadmap for FUD inden for Smart Grid frem mod 2020, der blev udgivet i januar 2013. Her peges der på behovet for at udvikle et markedsdesign, der kan bidrage til at realisere de fleksible ressourcer for dermed at skabe rammen for en samfundsøkonomisk effektiv udveksling af energi. Større fleksibilitet på elproduktion og forbrug gør det muligt at integrere større mængder vedvarende energi, elbilers strømforbrug og lokal produktion fra solceller.

Roadmap'en omtaler flere forsøgsprojekter for fleksibelt forbrug, der kan bidrage til balancering af elsystemet, men tilføjer samtidig, at ændringer i markedsdesign med varierende forbrugerpriser og ændringer af produktionstidsskalaen indtil 2013 har været nedprioriteret til fordel for kommunikations- og styringsiden.

Forskningsnetværket skrev, at fleksibelt forbrug kan handles i spotmarkedet, i regulerkraftmarkedet og endda som primær- og frekvensreserve, men at udfordringen er at samle de mange mindre forbrugsenheder til et tilstrækkeligt bud i disse markeder og peger på aggregatorerne og de balanceansvarlige elhandelsvirksomheder som de mest oplagte aktører.

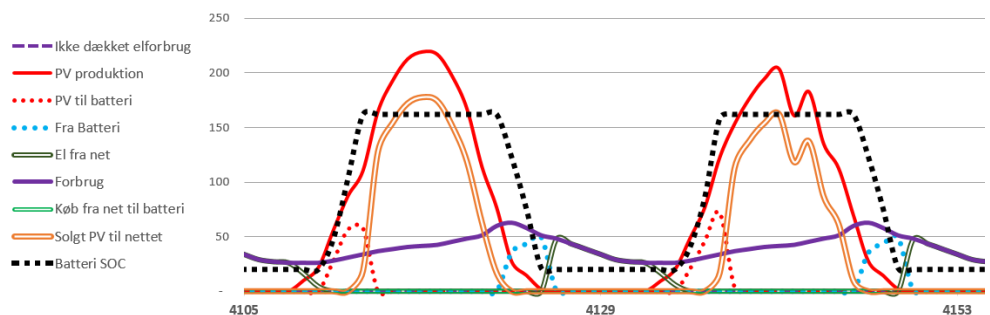
Roadmap'en understreger, at en markedsplads for systemtjenester fra fleksibelt forbrug bør integreres med de eksisterende markedspladser, så de fleksible ydelser kan opnå maksimal mulighed for at skabe værdi.

7.3 Den samfundsøkonomiske værdi af hybrid anlægs evne til at levere fleksibilitet

Det er projektgruppens opfattelse, at udrulning af lokale hybrid anlæg med en hensigtsmæssig batterikapacitet allerede på relativt kort sigt kan blive en værdifuld leverandør af fleksibelt elforbrug, og at fleksibiliteten kan etableres på en omkostningseffektiv måde. Udbygningen med solcelleanlæg i almene boligafdelinger og andre boligejendomme har i kombination med et batterilager et potentiale for at gøre ejendommens samlede elforbrug fleksibelt i forhold til elsystemets behov.

Det kan opnås gennem et styresystem til hybridanlægget, der sammen med Battery Management Systemet (BMS), kan regulere op- og afladning af batterilageret. Det betyder, at ejendommens belastning af det lokale distributionsnet kan tilpasses elsystemets behov uden at skulle påvirke de enkelte beboeres individuelle energiadfærd.

Et hybridanlæg i en boligejendom kan derfor tilbyde en balanceansvarlig elhandelsvirksomhed en langt mere stabil fleksibilitet end et produkt, der forudsætter, at de enkelte elforbrugere løbende påvirkes til at ændre deres daglige rutiner i forhold til elsystemets behov.



Figur 7-3 PV-BAT screeningens timeværdier for 21.-22. juni af det hybridanlæg, der er planlagt til at forsyne Hedelyngens boliger. Beboerne skal ikke købe el fra nettet i de dyre spidslasttimer, men Dansk Energi har ikke endnu sat fokus på denne samfundsmæssige gevinst.

I de mange analyser af behovet for fleksibelt elforbrug og ideer til at dække behovet har der stort set ikke været fokus på potentialet i hybridanlæg i boligejendomme. Det er også kommet til udtryk i Dansk Energis analyse af solcelleanlæg, samfundøkonomi og offentlige finanser fra juni 2016. I denne analyse betegnes de små og mellemstore solcelleanlæg som "de mindst attraktive i samfundøkonomisk optik". Til gengæld betegnes "markanlæg – som efter afskaffelsen af 60/40-ordningen ingen direkte eller indirekte støtte modtager – som samfundøkonomisk mere attraktive end små anlæg".

Dansk Energi advarer om, at "afregningsreglernes favorisering af små og mellemstore anlæg indebærer dermed en risiko for en samfundøkonomisk u hensigtsmæssig udbygning med solcellekapacitet". I analysen opfordres de politiske beslutningstagere afslutningsvis til at overveje at ændre reglerne om afgiftsfritagelse af egetforbrug.

Dansk Energi mangler fokus på hybridanlægs værdi for elsystemet

I analysen medgiver Dansk Energi, at "batterilageret eventuelt kan bidrage til øget fleksibilitet i elnettet, hvilket kan have samfundøkonomisk værdi. Det vil ligeledes kunne øge den privatøkonomiske værdi af batteriet yderligere gennem salg af fleksibilitetsydelser fra batteriejeren". Alligevel har Dansk Energi ikke værdiansat fleksibiliteten i analysens samfundøkonomiske vurderinger.

De markanlæg, som Dansk Energi finder "samfundøkonomisk attraktive", fordi de ikke får et indirekte tilskud gennem afgiftsfritagelse, har imidlertid også nogle negative konsekvenser, som Teknologirådet har kortlagt. I en omfattende

analyse af den danske arealanvendelse, som blev præsenteret i Folketinget den 3. maj 2017, og som har været fulgt af et fremtidspanel med repræsentanter for Folketingets partier, hedder det således:

“Solceller kan forventes at få voksende betydning i takt med, at de bliver billigere. Som energikilde udnytter de solenergien langt mere effektivt pr. arealenhed end biomasse. Arealbehovet kan mindskes ved i størst muligt omfang at integrere dem i bygninger eller anbringe dem langs motorveje og lignende. Det samme gælder i et vist omfang for solfangere. Men i forbindelse med lokale fjernvarmeverker er der også en tendens til at lave store solvarmeanlæg på bar mark. Noget tilsvarende kan ske med solceller, fordi man på store anlæg kan få større kapacitet pr. investeret krone.”

Teknologirådet:
Solceller bør
integreres i
bygninger

I Teknologirådets sammenfatning er der brugt følgende formulering: “Store anlæg med solfangere (varme) og solceller (el) er pladskrævende og dominerende i landskabet. Placering af solceller på bygninger og langs med veje bør have høj prioritet”. Teknologirådet retter på det grundlag denne anbefaling til de politiske beslutningstagere: “Behov for mere areal til energiproduktion kan begrænses ved energieffektivisering, brug af varmepumper, integration af solenergi i bygninger mv.”

Dansk Energis mangel på værdiansættelse af hybridanlægs fleksibilitet går igen i Energikommisionens anbefalinger, der blev offentliggjort den 24. april 2017, og hvori det bl.a. hedder:

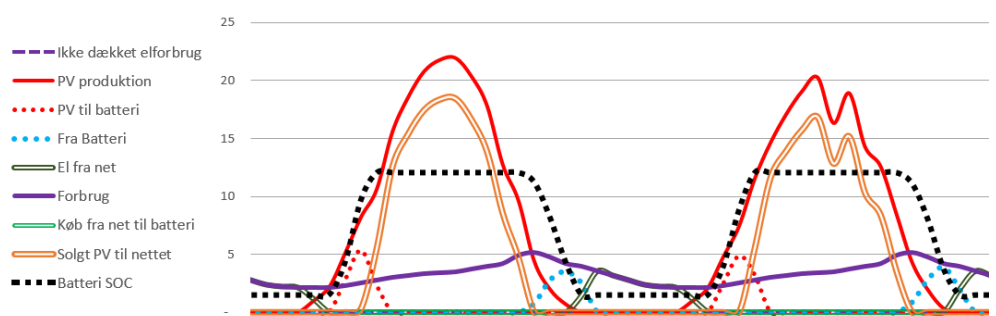
Med den nuværende teknologiske udvikling er det sandsynligt, at anskaffelsesprisen på småskalateknologier vil fortsætte med at falde i de kommende år. Grundet den høje elafgift og faldende omkostninger til f.eks. solcelleanlæg og batteriløsninger kan det føre til en omfattende udbygning med solcelleanlæg. Denne udbygning vil være relativt dyr sammenholdt med en udbygning med f.eks. kommercielle solcelleanlæg og vil indebære et statsligt afgiftsprovenutab.

✓ ENERGIKOMMISSIONEN ANBEFALER

1. Flexibiliteten i energisystemet skal fremmes ved at styrke mulighederne for, at fleksibelt forbrug kan blive en del af markedet. Der bør iværksættes en grundig gennemgang af mulige barrierer for at fremme markedsbaseret fleksibilitet, herunder om der er behov for særlige indsatser for at få udviklingen sat i gang.
2. Tarifstrukturen skal ændres, så den i højere grad afspejler den reelle omkostningsfordeling ved at bruge distributions- og transmissionsnet både i forhold til fast/variabel betaling for brug af distributionssystemet og i forhold til betaling afhængigt af belastningen.

Energi-kommissionen:
Brug for
markedsprodukter
for
fleksibilitet

Som det fremgår af de citerede anbefalinger, foreslår Energif Kommissionen alligevel, at der sættes en udviklingsproces i gang, som kan føre til markedskonforme produkter for fleksibilitet. Det har imidlertid ligget uden for dette projekts rammer (projekt 346-048) at kvantificere den samfundsøkonomiske værdi af hybrid anlægs evne til at skabe fleksibelt elforbrug, og elmarkedet i Danmark har endnu ikke fået udviklet produkter, der kan kommercialisere denne værdi.



Figur 7-4 Indførelse af tidsvarierede tariffer som hos Radius Elnet vil gøre det mere attraktivt at oplade batteriet forud for eftermiddagens koge-spids, så indkøb fra nettet kan undgås eller begrænses. Grafen viser timeværker for hybrid anlæg i Hedelyngens fællesbygninger 26.-27. marts. Grøn streg angiver elkøb, mens punkteret sort viser batteriets ladestatus.

Det er således fortsat ikke alle netselskaber, der har gjort deres tariffer variable i forhold til den belastning, der ligger i nettet de enkelte timer, og gennemførelse af timeafregning for små skabelonkunder er senest blevet udskudt endnu en gang uden fastsat deadline.

Som det omtales i kapitel 8 om den videre udnyttelse af projektets resultater, arbejder projektgruppens deltagere på at udvikle et F&U-projekt, hvor der kan gennemføres en samfundsøkonomisk værdisætning af hybrid anlægs fleksibilitet og udvikles forslag til kommercielle produkter på den baggrund.

7.4 Potentialet for fleksibilitet fra hybrid anlæg i den almene boligsektor

Hvis det inden for de kommende år lykkes at etablere teknisk og beboerøkonomisk velfungerende hybrid anlæg gennem de 10 planlagte demonstrationsanlæg, vil det være interessant at få kortlagt det reelle bygningsfysiske potentiale i den almene boligsektor. For elsystemets forskellige aktører bør den almene boligsektor opfattes som en spændende potentiel partner i bestræbelserne på at udvikle et omkostningseffektivt energisystem baseret på vedvarende energi.

Hidtil har det politiske fokus primært været rettet mod at sikre, at udbygningen med vindenergi fulgte de energipolitiske ambitioner. Derimod har der været mindre politisk opmærksomhed omkring den kendsgerning, at end ikke de meget begrænsede politiske ambitioner for solcelle-udbygningen fra aftalen i november 2012 ser ud til at blive opfyldt. I aftalen fra november 2012, der ændrede den årsbaserede nettoafregning til en timebaseret og dermed gjorde solcelleanlæg i boligsektoren urentable, indgik en samlet pulje på 100 MW, der over en periode på 5 år skulle kunne opnå forhøjet pristillæg, der i perioden gradvis skulle aftrappes.

Da Energinet.dk i 2016 havde færdiggjort det foreløbig sidste udbud for forhøjet pristillæg, var der i alt givet tilsagn for 33 MW, hvoraf ca. 13 MW var blevet nettilsluttet med udgangen af 2016, dvs. at der kun var bevilget en tredjedel af den ramme for udbygning, der var fastsat politisk. En væsentlig medvirkende årsag til, at udbygningen med solcelleanlæg ikke har fulgt de politisk fastsatte mål, er, at der mere end 3½ år efter vedtagelsen af lov nr. 901 stadig ikke er fastsat regler for virtuel nettoafregning af solcelleanlæg i almene boligafdelinger, således at driften af disse anlæg kan bringes i overensstemmelse med de generelle forvaltningsprincipper i den almene boligsektor.

Fleksibelt elforbrug i almene boligafdelinger på 560 GWh/år

Projektgruppen har derfor alene på et meget overordnet niveau forsøgt at vurdere potentialet for at skabe fleksibilitet hos slutbrugerne i den almene boligsektor. Med afsæt i resultaterne af PV-BAT screeningerne i de 12 boligafdelinger vurderer projektgruppen, at der som et groft gennemsnit kan etableres beboerøkonomisk fordelagtige hybrid anlæg med ca. 2 kW solcelleeffekt pr. bolig og en batterikapacitet på lidt mere end 1 kWh. Den samlede årlige elproduktion skønnes at blive på ca. 2.000 kWh/bolig.

Projektgruppen vurderer ud fra et groft skøn, at det bygningsfysiske og arkitektoniske vil være forsvarligt at etablere solcelleanlæg i ca. halvdelen af de 560.000 almene boliger. Det kan formentlig beboerøkonomisk betale sig under forudsætning af, at reglerne om afgiftsfritagelse for egetforbrug af solcelleproduceret elektricitet ikke forringes. På det grundlag kvantificerer projektgruppen det samlede danske potentiale frem mod 2035 til at være en årlig elproduktion på 560 GWh, der i kraft af hybridanlæggets batterilager kan gøres fleksibelt i meget stort omfang.

Projektgruppen anbefaler på den baggrund, at

der tages initiativ til at få kortlagt det faktiske potentiale for hybridanlæg i boligejendomme, få kvantificeret den samfundsøkonomiske værdi af hybridanlæggenes fleksibilitet og få udviklet markedsprodukter for fleksibilitetsydelser, herunder begrænsninger på boligafdelingernes maksimale effektbelastning i elsystemets spidslastperioder.

8 Projektgruppens arbejde med at udnytte projektets resultater

Projektgruppen lagde fra starten i foråret 2014 en strategi for hurtigt at kunne omsætte opnåede resultater i konkrete anlæg, så den nye viden kan omsættes i mere miljøvenlig elproduktion og mere fleksibelt elforbrug. Det er også sket under hensyn til projektgruppens 2 kommercielle partnere – Gaia Solar som solcelleleverandør og Lithium Balance som leverandør af færdige batterisystemer.

Den almene boligsektor har været udvalgt som den primære målgruppe for det indledende markedstræk, dels fordi der i denne sektor er en stærk energi- og klimabevidsthed blandt beboervalgte tillidsrepræsentanter og administrative medarbejdere, dels fordi der via midler i Boligselskabernes Landsbyggefond findes investeringsmidler til at håndtere de relativt høje anlægsudgifter i det første markedstræk.

Både hybridanlægget for boligejendomme og det opfølgende energiforsyningskoncept BIPVT-E er imidlertid velegnet til alle ejerformer.

8.1 10 demonstrationsanlæg for hybridanlægget

En del af projektgruppen for 346-048 (COWI, Rubrik og Lithium Balance) ansøgte i januar 2016 Landsbyggefonden om at få del i de første midler fra den pulje for innovativ energirenovering med lang levetid og tilbagebetalingstid, som blev aftalt i den boligpolitiske aftale fra november 2014.

Landsbyggefonden råder i perioden 2015-2020 over en pulje på 350 mio. kr., der kan bevilges som ydelsesstøtte (læs nærmere i Bilag C), primært til energioptimeringsanlæg der etableres som led i en mere omfattende helhedsplan.



Figur 8-1 Solhusene i Albertslund er en af de 5 boligafdelinger, der som supplement til en helhedsplan har fået bevilget ydelsesstøtte til hybridanlæg. Foto fra Google Earth

Energireoveringsprojekter skal ikke alene være innovative, men også have en effektiv demonstrationsværdi og være egnet til at udbrede i hele den almene boligsektor. Ansøgningen blev imødekommet med en rammebevilling på 17,5 mio. kr. til projekt 08.

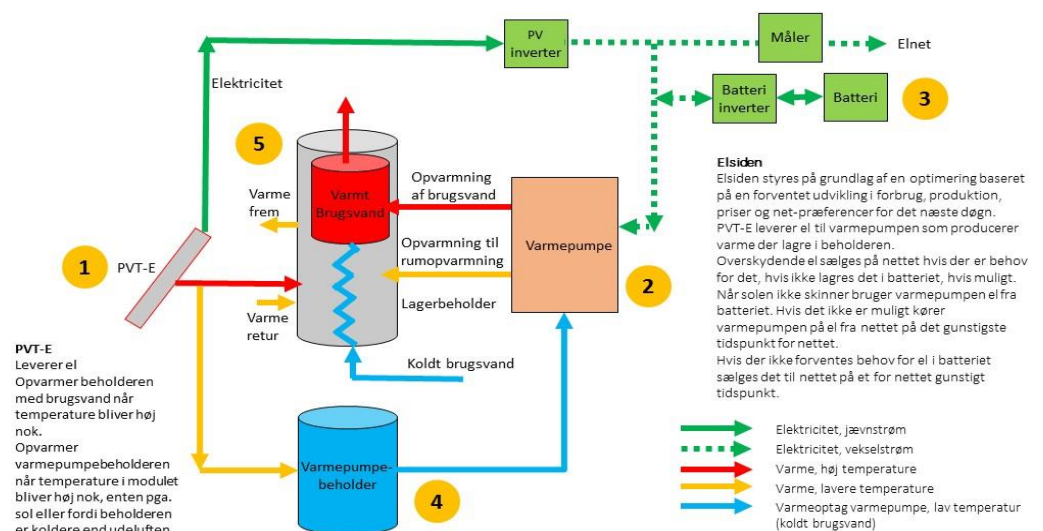
ELFORSK-resultater implementeres i demo-anlæg

For at optimere samspillet mellem ELFORSK-projektet og den opfølgende demonstration tilrettelagde ansøgerne dette projekt således, at resultaterne fra ELFORSK-projektet direkte kan omsættes i fysiske demonstrationsanlæg. I første omgang anbefalede Landsbyggefonden projektgruppe 08 at kombinere hybrid anlægget med 2 af de boligafdelinger, der havde fået bevilget støtte fra energipuljen. Den ene af disse opgav imidlertid det samlede renoveringsprojekt undervejs, men det andet fortsat er under udvikling.

I energipuljens anden runde er der bevilget ydelsesstøtte til 5 demonstrationsanlæg i hhv. Hedelyngen, Solhusene, Fortvænget, Rødtjørnen og Fyrrehaven (se oversigten i figur 6-6 på side 68), mens projektgruppe 08 arbejder videre med at gøre hybrid anlæg klar til endelig ansøgning i de resterende 5 boligafdelinger fra oversigten.

8.2 Videreudvikling af PV-BAT til brug for BIPVT-E forsyningsanlæg

Solcelleproducenten RACELL har i samarbejde med bl.a. COWI udviklet et kombineret solcelle- og solfangeranlæg i flere EUDP-projekter som PVT-teknologi, og disse 2 parter har sammen med Rubrik, DTU Compute, Vandkunsten og boligselskabet KAB i februar fået bevilget støtte fra ELFORSK (projekt 349-054) til at videreudvikle PV-BAT til at optimere dimensioneringen af et samlet energiforsyningsystem, der har fået betegnelsen BIPVT-E, og som er beregnet til enfamilieboliger.

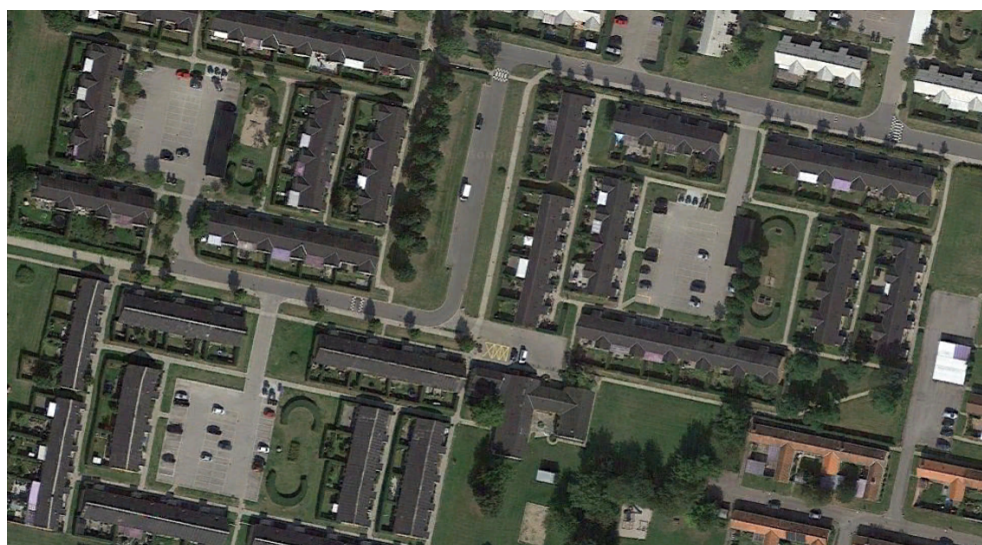


Figur 8-2 BIPVT-E anlæg til forsyning af varme, varmt vand og el til et enfamiliehus. Illustration fra Elforsk projekt 349-054.

BIPVT-E (Bygningsintegrerede (BI) solceller (PV) og solfanger (T) med tilknyttet energiabsorber (E)) består af et kombineret modul med solceller, solfanger og en energiabsorber, en varmtvandsbeholder, en vand-vand varmepumpe, en varmepumpebeholder og et batterilager. Anlægget søges dimensioneret til at dække hele varmebehovet i boligen samt ca. halvdelen af elforbruget, inkl. det ekstra elforbrug til varmepumpen.

BIPVT-E et attraktivt alternativ til olie og naturgas

BIPVT-E vurderes at blive meget attraktivt som CO₂-neutralt energiforsyningsalternativ til de 450.000-500.000 enfamiliehuse, der p.t. benytter naturgas- eller oliefyr som primær varmekilde. Der udvikles også en styring, der skal skabe et optimalt samspil mellem boligens elindkøb og elsystemets belastning og derigennem bidrage til fleksibelt elforbrug.



Figur 8-3 Boligafdelingen Stengården under Stenløse-Ølstykke Boligforening er valgt som vært for et BIPVT-E testanlæg, der kan munde ud i en konvertering af alle 43 boliger fra naturgas til solenergi og el, samtidig med at boligerne får et nyt velisoleret tag. Luftfoto fra Google Earth

BIPVT-E anlægget dimensioneres i projektet til en tæt/lav bolig i boligafdelingen Stengården under Stenløse-Ølstykkens Boligforening, der administreres af KAB. I marts 2017 har projektgruppen efter ansøgning fået bevilget en ramme for ydelsesstøtte fra Landsbyggefonden på 600.000 kr., så der kan etableres et prøvehus for BIPVT-E i Stengården og opføres yderligere et prøvehus i en anden tæt/lav boligafdeling.

8.3 PVT-teknologi som SolarSmartSystemBornholm

RACELL, COWI, Rubrik, DTU Compute, DTU Byg og Danfoss er gået i samarbejde med Bornholms Energi & Forsyning om at videreudvikle BIPVT-E forsyningsanlægget og PVT-teknologien til brug i ejerboliger og til erhvervsformål. Det er sket i en ansøgning i foråret 2017 til EUDP, hvor PVT-teknologien vil blive optimeret til samspillet med det lokale forsyningsystem på Bornholm. Målet er at bane vej for, at Bornholms olieopvarmede enfamiliehuse

uden for eksisterende og planlagte fjernvarmeområder kan konverteres til CO₂-neutral solenergi-varme og samtidig bidrage til større fleksibilitet i det lokale elforbrug. Sideløbende søges PVT-teknologien udviklet, så erhvervslivets olieforbrug i størst muligt omfang kan konverteres til el og solenergi.



Figur 8-4 I en ansøgning til EUDP-programmet er landsbyen Arnager, der er nabo til Bornholms Lufthavn, udset til at danne rammen om en konvertering fra oliefyrd til solenergi og el. Luftfoto fra Google Earth

Ansøgningen er tilrettelagt, så projektet bedst muligt kan understøtte Bornholms strategiske energiplan, der sigter efter at gøre hele øen CO₂-neutral senest i 2025. Projektet skal samtidig give værdifulde erfaringer om udvikling af fleksibelt elforbrug sideløbende med det eksisterende EUDP-projekt EcoGrid 2.0. Erfaringerne fra Bornholm skal efterfølgende kunne anvendes både i andre lokale forsyningsområder i Danmark og videreudvikles til eksport.

8.4 Formidling af PV-BAT

Resultaterne af ELFORSK-projektets PV-BAT screeninger og præsentationen af PV-BAT vil blive formidlet til den almene boligsektor, så snart Energistyrelsen har formuleret regler for virtuel nettoafregning i almene boligafdelinger. BL – Danmarks Almene Boliger har anbefalet sine medlemmer at være tilbageholdende med at etablere solcelleanlæg i eksisterende boligafdelinger, så længe disse regler ikke er trådt i kraft. Derfor har projektgruppen aftalt med ELFORSK-teamet, at projektets målrettede formidling afventer denne afklaring.

Bilag A PV-BAT, dimensioneringsværktøj

A.1 Introduktion

PV-BAT 1.1 er et screeningsværktøj der på grundlag af relativt enkle inddata foretager en teknisk, økonomisk, miljømæssig beregning på anlæg med solceller og batteri 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.

Brugeren indsætter data for solcelleanlægget, data for batteriet samt en række data vedr. køb og salg af el, variation på elpriser, forbrugsprofiler og finansiering. Programmet beregner så investeringer, reinvesteringer (i batteri), driftsudgifter til finansiering og køb af el, og endelig en elpris (LCOE, Leverized Cost of Energy) samt det samlede tilhørende CO₂ bidrag.

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 PV-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 et bedre tal eller opnå en lavere pris for eksempel.

Dette kapitel beskriver selve værktøjet PV-BAT. Vejledning og hjælpetekster 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 eksempler, der vil give en første beregning. De foreslåede værdier, der er anført i sheet 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.

A.2 Funktionsbeskrivelse

Det overordnede princip for beregningerne fremgår af Figur 8-6.

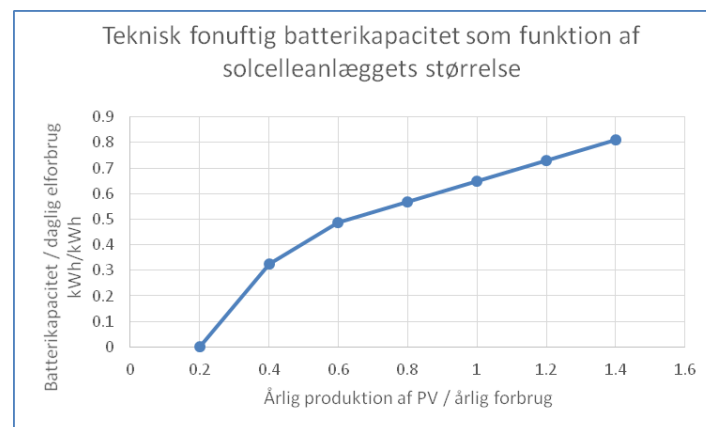
Brugeren starter med at indsætte **grundlæggende data for elforbruget**, dette kan indsættes som timeværdier eller der kan indsættes data som programmet bruger til at generere timedata for elforbruget igennem hele året.

Derefter indsættes **data for solcelleanlægget**. Dette kan indsættes som areal, hældning og orientering af de mulige tagflader suppleret med en omtrentlig udnyttelsesgrad under hensyn til ovenlys, skorstene mv. Desuden indsættes data for effektiviteten af solcellerne og en pris pr. m² eller pr. kWp (kW peak).

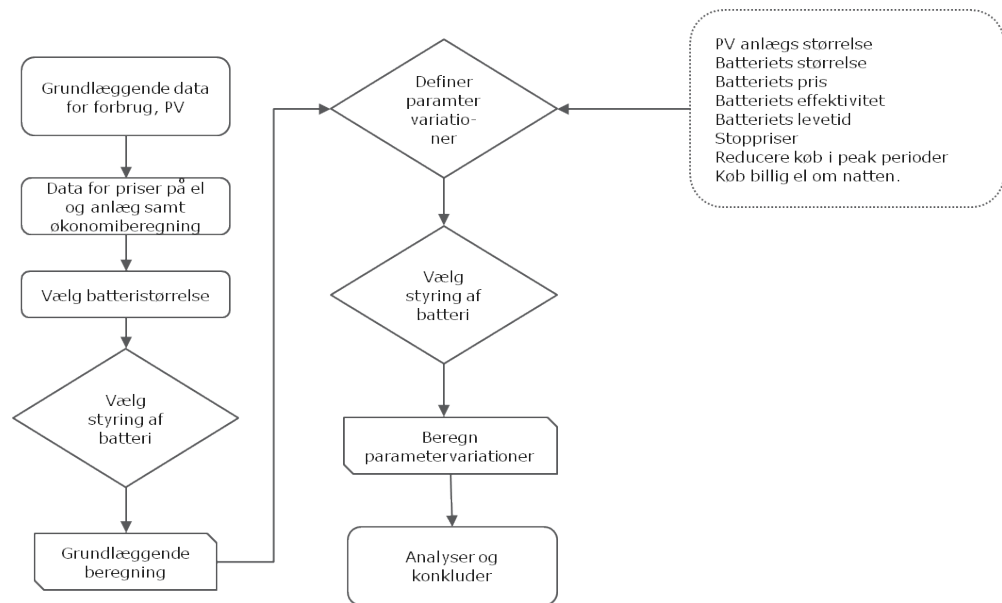
Der kan på dette tidspunkt foretages en beregning af solcelleanlæggets ydelse og pris alene, hvis det ønskes.

Det næste skridt er at indsætte **data for batteriet**. Det væsentlige her er batteriets størrelse, pris og antal cyklusser, som batteriet kan klare. 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 8-5. 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 at hvis den årlige produktion er lige det årlige forbrug



Figur 8-5 Teknisk "fonuftig" batterikapacitet for hybridanlæg. Grafen viser den batterikapacitet der en rimelig stigning i dækningsgraden af egetforbruget og hvor en yderligere kapacitetsforøgelse kun giver mindre forbedring. Gælder for anlæg hvor forbruget er det samme alle dage.



Figur 8-6 Princip for beregninger i PV-BAT 1.1

Når disse grundlæggende data er indsat, mangler der en stillingtagen til, **hvordan batteriet skal bruges**. 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 5.1. 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 0.

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 PV-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 Figur 8-12.

A.3 Oversigt over sheets

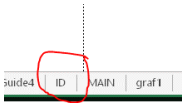
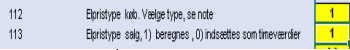

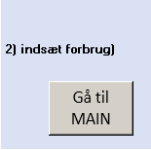
Excel værktøjet består af en række sheets, som kort beskrives i følgende tabel.

Guide 0	Introduktion samt en praktisk vejledning til at gennemføre første beregning.
Guide 1	Beskrivelse af MAIN, som er det sheet, hvorfra beregninger styres. Introduktion til hvordan MAIN bruges til parametervariationer.
Guide 2	Forklaring til de enkelte data i sheet til inddata, ID. Del 1.
Guide 3	Forklaring til de enkelte data i sheet til inddata, ID. Del 2.
Guide 4	Detaljeret forklaring på, hvordan der udføres parametervariationer i MAIN.
ID	Sheet 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	Sheet, 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).
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.

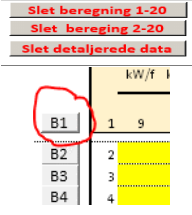
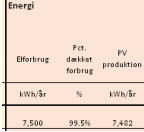
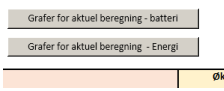
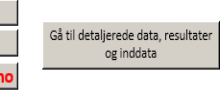
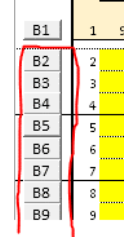
Ved brug af værktøjet skriver man altså data for den grundlæggende beregning i sheet ID og gennemfører parametervariationer i sheet MAIN. Resultatet af den sidst gennemførte beregning ses i sheet Graf1 og Graf2, mens man i sheet BR får en opsamling alle gennemførte beregninger.

A.4 Praktisk vejledning til at komme i gang med

Nedenstående tabeller, Figur 8-7 og Figur 8-8, viser en kort vejledning der kan bruges som en guide til at gennemføre første beregning med PV-BAT. Gengivelse af Guide0 fra værktøjet.

Vejledning	Sheet	
<p>1 Indhent følgende data vedrørende den fysiske bygning og forbruget, som 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. Der skal bruges areal, orientering og udnyttelsesgrad i procent af tagfladen. Hældning 15, 30, 45, 60 eller 90 grader. Orientering S, SV, SØ, V, Ø. 2. Find data for forbrug af el. Jo mere nøjagtige og detaljerede data jo bedre. <ol style="list-style-type: none"> a. Som minimum skal der bruges årsforbruget af el. Dette kan evt. bestemmes som et forbrug pr. enhed (lejlighed) x antal enheder + en vurdering af fællesforbruget pr. år. Dertil skal der så bruges en fordeling af dette forbrug over døgnet (opdelt i hverdage og weekend samt på individuelt og fælles forbrug), samt over året, ligeledes opdelt på hverdag og weekend. Man kan her bruge standard fordelinger fra litteraturen. b. Det bedste er at bruge målte timeværdier for forbruget over et helt år. Det er naturligvis kun muligt for eksisterende bygninger med timeafleste elmålere. 3. Aktuell elpris inklusiv moms hvis der regnes med moms. Der kan endvidere indsættes faktorer på elpriser, køb og salg, dels på timeværdier, dels på månedsværdier. 4. Aktuell elpris for overskud af el som sælges til nettet. Der kan også indsættes timefaktorer og månedsfaktorer på denne. <p>Disse data er tilstrækkelig til at komme i gang. For alle øvrige data kan der i første omgang bruges foreslåede værdier som fremgår af sheet "ID" til inddata i værktøjet. Disse værdier skal opfattes som eksempler og gives uden ansvar.</p>	<p>intet</p>	
<p>2 Gå til sheet "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>Nogle af felterne skifter til rød som angiver at data i disse felter ikke bruges i den aktuelle beregning. Det er kun linjerne nr. 1, 112 og 113 der har indflydelse på dette skift. Disse linjer bestemmer valg af metode for angivelse af forbrug, valg af metode for angivelse af elpris, og valg af metode for angivelse af pris for salg af el. Eksempelvis er det sådan at hvis man bruger detaljerede timeværdier for forbruget (og angiver "2" i linje 1 i sheet ID), behøver man ikke at indtaste en fordeling over døgnet og det årlige forbrug i linje 2 til 48 samme sted. Data der står her bruges ikke når der i linje 1 står "2".</p> <p>I sheet "ID" er der linje for linje en vejledning og i visse tilfælde en Excel comment som fås frem ved at pege på det røde felt her.</p> <p>Ønsker man at lave analyse med batteri anbefales det at definere en størrelse 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 ½ dags for brug 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 sheet "ID".</p> <p>Når data er fyldt ind er man klar til en beregning og går til sheet "MAIN", eventuelt ved at trykke på en af knapperne med betegnelsen "MAIN" i sheet "ID".</p>	<p>ID</p>    	

Figur 8-7 Tabel med vejledning til gennemførelse af første beregning med PV-BAT, første del. Guide0 fra værktøjet.

<p>4 Første beregning eller grundberegning. Inden den første beregning foretages slettes tidligere resultater ved at trykke på knapperne i MAIN foroven til sletning af data (med rød tekst). Der er ingen fortrydelse. Den første beregning ud fra de data der er sat in i "ID" sker ved at trykke på knappen B1</p>	<p>MAIN</p>	
<p>5 Resultat af første beregning Resultatet af første beregning fremgår af MAIN. I den midterste del ses resultater ved. energimængder og i den højre del vedr. økonomi. Yderligere beregninger med parametervariation foretages i MAIN som forklaret i Guide4.</p>	<p>MAIN</p>	
<p>6 Yderligere illustration for den aktuelle lige gennemførte beregning kan ses i sheet "graf1" og "graf2". Tryk evt. på knapperne i MAIN. Disse grafer gælder for den sidst gennemførte beregning som anført.</p>	<p>GRAF1 og GRAF2</p>	
<p>7 Af sheet "BR" fremgår detaljerede data i tabelform. I denne tabel opsamles data for alle gennemførte beregninger. Disse slettes først når man trykker på knappen "slet detaljerede data" i MAIN. Foretages en fornyet beregning overskrives tabellen i "BR". Forneden i sheet "BR" fremgår de inddata der hører til den enkelte beregning. 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 forneden i "BR".</p>	<p>BR</p>	
<p>8 Når den grundlæggende beregning er foretaget kan man begynde på parametervariationer, dette er forklaret nærmere i sheet "Guide4", se denne.</p>	<p>Guide4</p>	
<p>9 Som det er forklaret i Guide4 kan man i området til venstre i MAIN, foretage ændringer på et udvalg af parametre, for eksempel batterikapaciteten. Det sker ved der ganges en faktor på, for eksempel hvis man anfører 0,5 får man en beregning med den halve batterikapacitet. For at gennemføre beregningen trykkes på knappen B2 til B20 i MAIN. Et overblik over resultaterne af disse parametervariationer kan ses i graferne nederst i MAIN. For at kunne tolke disse bør man organisere parametervariationerne hensigtsmæssigt. Man kan godt ændre i data i sheet ID, mens man i MAIN gennemfører parametervariationer, de nye data vil da blive brugt for nye beregninger der gennemføres ved at trykke på knapperne til beregning, ligesom de bruges hvis nogle af beregningerne, inklusiv grundberegningen, gentages. Da det ikke er alle data der kan udføres parametervariationer på kan dette være relevant. Det anbefales at man så skriver en kommentar i MAIN. Man vil altid i sheet BR kunne se bagefter hvad der er beregnet og med hvilke data.</p>	<p>MAIN</p>	
<p>10 Resultaterne og inddata opsamles endvidere i sheet BR</p>	<p>BR</p>	

Figur 8-8 Tabel med vejledning til gennemførelse af første beregning med PV-BAT, anden del. Guide0 fra værktøjet.

A.5 Gennemgang af inddata

A.5.1 Forbruget

Forbruget kan indsættes på to måder:

- > Beregnes ud fra indsatte data
- > Indsættes som timeværdier

Indsættes der timeværdier bruges de øvrige data ikke.

Forbruget kan beregnes ud fra følgende data:

- > Døgnfordeling på forbrug
- > Månedsfordeling på forbrug
- > Årsforbrug

Årsforbruget kan indsættes som et forbrug pr. lejlighed og antal lejligheder, hvortil lægges et fællesforbrug.

Døgn og månedsfordeling kan indsættes for hverdag/weekend og delt op på forbrug i lejligheder og fællesforbrug.

A.5.2 Solcelleanlægget

Ydelsen af solcelleanlægget er beregnet med programmet PVSYST (version 5.6) med det danske referenceår og tabellagt i PV-SYST som timeværdier. Der er her 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 6 solcellearealer med forskellig hældning og orientering. Dette kan indsættes som et tagareal x en udnyttelsesgrad.

For hver af disse arealer defineres:

- > Type, defineret som installeret effekt pr. m² PV, se nærmere i afsnit A.5.8
- > Pris i kr./kW installeret effekt
- > Eller pris pr. m² PV
- > Tab i inverter, ledninger, skygge, snavs

Hvis den pris, 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 sheet ID.

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

A.5.3 Batteriet

Beregningerne i PV-BAT er baseret på timeværdier, idet energistrømme beregnes med skridt på en time. Dette betyder, at der ikke tages højde for svingninger i forbrug af 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 det almindelige, 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:

Størrelse

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

Max og Min 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. 1) Det er svært at skaffe realistiske data fra leverandører. 2) Det er 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 sådan, 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, hvor det står for udskiftning, uanset hvor meget det har været brugt.

Pris

- > Pris/kWh nominel effekt (ekskl. inverter)
- > Pris ved genanskaffelse, kr./kWh

I den økonomiske beregning (se afsnit 0) 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 0.

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 beregning 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 litium-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 er følgende muligheder (batteristyring 0, 1 og 2):

- > 0 Batteriet bruges kun til opladning af el fra PV, når der er mulighed for det.
- > 1 Batteriet bruges også til køb af el, når det er billigere end gennemsnitsprisen.
- > 2 Batteriet bruges også til køb af el, når det er muligt af hensyn til plads til PV 16 timer frem i tiden.

Med batteristyring 0, som har en vis udbredelse allerede, er op- og afladning alene styret ud fra data i øjeblikket. Produceres der mere, end der bruges, oplades det i batteriet, indtil det er fyldt op. Omvendt hvis der produceres mindre, end der bruges, suppleres med batteriet, indtil dette er afladet.

Med batteristyring 1 og 2 er styringen baseret på en prognose for fremtidige priser på el og på fremtidig produktion af solenergi. Det antages her, at det at kunne lagre el fra solcellerne altid vil være mere rentabelt end at købe "billig" el og lagre det i batteriet til senere brug. Derfor skal opladning af batteriet styres så der er plads til el fra solen når den kommer, så batteriet ikke er fyldt op med "billig" el. Det gøres i programmet ved, at der altid regnes 16 timer frem i tiden og på det grundlag bestemmes det, om batteriet har "fri" kapacitet til andet brug end at lagre energi fra solen.

Dette er enkelt i en beregning med vejrdata fra et referenceår, men naturligvis sværere og mere usikkert i virkelige anlæg, hvor man må basere sig på vejrudsigter. Noget tilsvarende gør sig naturligvis gældende vedr. forbruget dagen efter, der jo heller ikke kendes præcist. Projektgruppen har for at kunne håndtere denne udfordring indledt drøftelser med Exergi, der står bag det EUDP-støttede projekt Solar-PV-Meter, om at integrere programmets prognosefaciliteter med BMS fra Lithium Balance.

Denne problemstilling illustreres nærmere med eksemplerne i kapitel 7.

A.5.4 Andre investeringer og diverse

Her indgår følgende data:

- > Inverter pris (pr. kW peak PV/pr. kW batteriinverter)
- > Elinstallationer, grundbeløb kr. (ekskl. moms)
- > Elinstallationer, kr. pr. kW peak total (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.

De øvrige data kan benyttes til at komme frem til en realistisk samlet pris, for så vidt disse punkter ikke er inkluderet i prisen på solcelleanlæg og batteri.

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

A.5.5 Finansiering mv.

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, andet end batteriet, for 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 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.

Det væsentlige resultat af økonomiberegningen er en beregnet pris på el 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, der bruges af organisationen, og som der skrives regning for.

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."

A.5.6 Elpriser (inkl. moms hvis der betales moms)

Køb og salg af el

- > Elpristype køb, 1, 2 eller 3.
- > Elpristype salg 1 eller 2.
- > Elpris, køb gennemsnit kr./kWh
- > Elpris, salg, gennemsnit kr./kWh

Der kan indsættes priser på køb af el på tre måder, benævnt pristype 1, 2 og 3:

- > 1) betyder, at elpris beregnes ud fra en indsat pris multipliceret med faktorer, der defineres på timer i døgnet og måneder i året.
- > 2) betyder at der bruges indsatte timeværdier svarende til en serie spotpriser som indsættes. Disse priser, som er uden afgifter, omregnes til en middelpriis svarende til den indsatte kWh-pris.
- > 3) betyder at der bruges timeværdier som indsættes af brugeren. Disse bruges direkte som indsat.

Priser på salg af el kan indsættes på to måder, benævnt 1) og 2):

- > 1) betyder, at elpris salg beregnes ud fra en indsat pris multipliceret med faktorer, der defineres på timer i døgnet og måneder i året.
- > 2) betyder, at der bruges timeværdier, som indsættes af brugeren. Disse priser bruges direkte som indsat.

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. I dag er der ikke nogen præcis grænse herfor, men man kunne forestille nettjenester, hvor dette giver mening. Det samme gælder, hvis der kommer betaling pr. installeret kW. Det vil vel så typisk være den samme værdi for køb og salg.

Som det fremgår nedenfor, kan der ganges timefaktorer på disse angivelser.

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 elkunder) og udgør typisk 13-15 øre/kWh.

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, til man opnår 100% dækning af elforbruget.

Brug af denne hænger nøje sammen med batteristyringen.

Med batteristyring 0 (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 1 (køber el når det er billigere end gennemsnittet), får man kun fyldt batteriet op til brug i spidslastperioder, hvis elprisen er sat til at være billigere i en periode inden spidslastperioden. Man vil da ofte ikke kunne dække hele forbruget på den måde.

Med batteristyring 2 (man køber el, hvis der er plads til PV, der produceres inden for de næste 16 timer), vil man sikre, at batteriet udnyttes optimal til at dække spidslastperioder uden køb af el.

Timefaktor på salg fungerer uafhængig af batteristyring. Salg af el er sidste option, og hvis det ikke kan sælges på grund af begrænsning i kapacitet, regnes det for spildt (kan hverken bruges, oplades eller sælges), og tillægges ingen værdi.

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 0 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 1 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.

Med batteristyring 2 (køber altid el når der er plads og pladsen ikke skal reserveres til el fra PV), gælder det som med batteristyring 0, at man kun sparer på den el, der alligevel skulle købes. Batteriopladningen afhænger ikke af prisen, kun af om der er plads.

Man kan forestille sig en udbygning af værktøjet, hvor de to muligheder kan kombineres, således at man, når batteriet skal fyldes til at klare spidslastperioden, fortrinsvis køber el i de timer, hvor den er billig eller CO₂ neutralt.

A.5.7 Miljø

Den simple miljøberegning udføres ved, at der til hver elpristype (se afsnit A.5.6) knyttes et CO₂ bidrag pr. kWh netto brugt (køb minus salg). CO₂ bidraget beregnes da herudfra.

Man kan sammenligne CO₂ bidraget ved i MAIN at lave en parametervariation på "Elpristype". Dette giver naturligvis kun mening, hvis man kan definere relevante data for de tre elpristyper.

Ønsker man at sammenligne med projekter, hvor man køber CO₂ neutral el, der kun kan købes på visse tidspunkter, kan man gøre følgende:

- > Man indsætter prisen på CO₂ neutral el som timeværdier for de timer, hvor det kan købes.
- > Under "faktor på elpris køb og salg" skriver man 0 i de timer, hvor der ikke kan købes CO₂ neutral el.
- > Man bruger batteristyring 2.
- > Angiver CO₂ bidrag til 0.

Man kan da beregne, hvor stort et batteri der skal til for at kunne klare forsyningen ved at prøve sig frem.

A.5.8 Avancerede inddata

Her indgår data for effektiviteten af de PV moduler der indgår, se også afsnit A.5.2.

Der kan defineres 4 forskellige typer eller effektiviteter af moduler. Denne angives som installeret effekt pr. m² solcellemodul. Det er data, der fremgår, eller kan udledes af leverandørens datablad.

A.6 Forklaring til skærbilleder

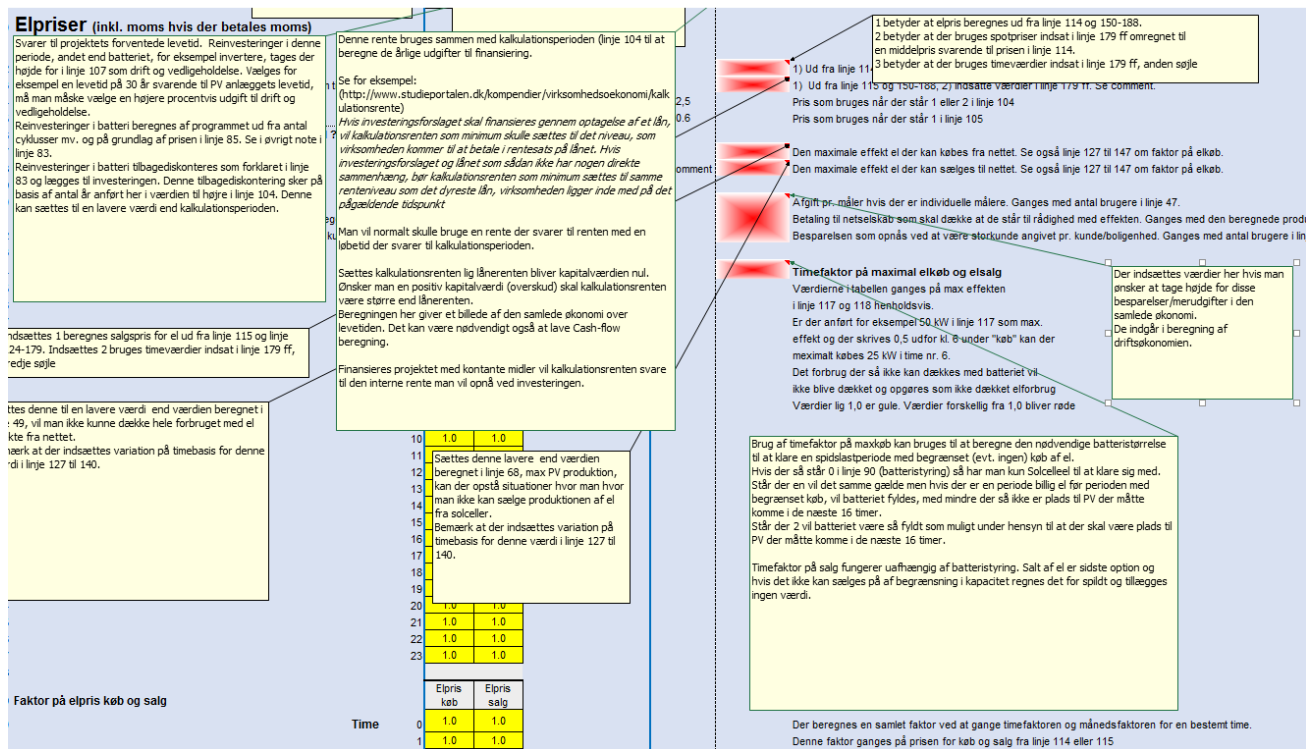
De følgende sider viser print af skærbilleder svarende til Guide1, Guide2, Guide3 og Guide4 i værktøjet.

Gå til
MAIN

Type	Pris/kW	Pris/m ²	Tab*
2	12,000		Som udgangspunkt kan der vælges en batteristørrelse på et sted omkring 0,1% af årsproduktionen af PV eller en størrelse svarende til ca. 1/2 dags forbrug af el.
2	12,000		
2	12,000		
2	12,000		
204.0	Beregnes af program		
12,000	Beregnes af programmet		
120			Der ses bort fra max ladning og min ladning i linje 75 og 75. Et batteri på 100 kWh med max og min afladning på 90% og 10% vil med en inverter på 50% således kunne tømmes 80/50 = 1.6 timer.
90%	Batteriets brugstilstand beregnes på grundlag af antal cyklusser. Når det er brugt op antages det at der installeres et ny til prisen i linje 85.		<p>se comment</p> <p>Samlet kapacitet af batteri ved fuld op og nedladning Max "state of charge". Procentdel i forhold til kapaciteten. "state of charge" i procent som batteriet maksimalt kan aflades til. 100 % betyder at inverteren til et 100 kWh batteri er på 100 kW således at batteriet kan aflades på 1 time. Linje 77-81 angiver det antal cyklusser som batteriet kan levere uden væsentlig forringelse af kapaciteten. Den angives for fuld opladning efterfulgt af en dyb afladning og for procentdele heraf.</p> <p>Levetid for batteriet, dvs. den maximale anvendelsestid uafhængig af brugen. Antal batterier købt / brøkdelt af det sidste batteri der ikke er "brugt". Se comment til venstre. Installationspris for batteri pr. kWh nominal kapacitet. Inkluderer evt. bygning mv., ekskl. inverter. Samme pris ved genskaffelse når batteriet er slidt op.</p> <p>Effektiviteten af batteriet, den procentdel af el tilført batteriet som kan bruges. Afladning af batteri som er uafhængig af brugen. Angives som en procentdel pr. måned.</p> <p>Pris for inverter angivet pr. kW peak PV. Se comment her til venstre (peg på feltet). Elinstallationer grundbeløb som er uafhængig af anlægsstørrelse Elinstallationer, beregnet som kr. pr. kW peak PV Investeringer i bygninger som er en del af projektet. Uforudsete udgifter afhænger af usikkerheden i projektet. Kan for eksempel være 20%. Energipriser angives med moms. Her anføres i almindelighed den normale moms på 25%.</p> <p>kalkulationsperioden for reinvestering i batteri vil være kortere. Se comment til venstre. Se note til venstre. Se note ved linje 104 For eksempel udgifter til administration af bimålere. Beregne årlig ydelse (efter tilskud) i procent af samlet investering minus reinvesteringer.</p>
40%	Første tal her angiver antallet af batterier købt. Andet tal angiver den brøkdelt af det sidste indkøbte batteri der ved udløbet af		
6000	Indkøbte batteri der ved udløbet af		
7000	kalkulationsperioden i linje 104 ikke er "brugt".		
8000	Værdien af dette tilbagediskonteres med renten i linje 105 over perioden angivet i linje 104 (andet tal). Denne således beregnede restværdi trækkes fra investeringen.		
9000			
1000			
15			
2			
6000			
2000			
4	For langt de fleste anvendelser er denne uden betydning da tabet er lille i forhold til tabet ved round trip efficiency. Man kan sådan set bare skrive 0.		
1			
0			
0	Inverter til PV antages at svare til den installerede PV kapacitet.		
10%	Inverter til batteri beregnes som kapaciteten i linje 73 gange med inverter kapaciteten i pct af batterikapaciteten i linje 76.		
25%	Bruges hybridinverter anføres 100% i linje 76 og de to tal i linje 95 skal tilsammen svare til inverterprisen pr. kW.		
3	Det kan eksempelvis være (hvis disse ikke er inkluderet i de andre priser)		
3.0	* stillads		
1.0	* en bygning/ombygning til batterier		
0.0	* byggepladsindretning		
0.0	* køleanlæg til batterier		
0.0	* brandsikring		
0.0	etc.		

Typen af PV er defineret i linje 167-170. Disse kan defineres af brugeren.
Prisen (kun PV inkl. montering, ekskl. inverter), kan angives enten kr. pr. kW peak eller kr. pr. m². Tab er det samlede skønnede tab i systemet fra inverter, ledningstab, snavs, skygger mv.
BEMÆRK. Hvis der ikke er anført en type i linje 61 til 66 for en tagflade defineret i linje 53 til 58 bliver den ikke regnet med. Hvis det sker bliver feltet udfor type i linje 61 til 66 RØDT. Det samme sker hvis der anføres en værdi forskellig fra 1,2,3,4. Hvis man pasteur værdier i cellerne så brug "paste special" og "paste text" så formatering ikke overskrives
Hvis der bruges indtastede værdier for PV produktion beregnes peak kW som årsproduktion divideret med 1000 K
Hvis der bruges indtastede værdier for PV produktion beregnes peak kW som årsproduktion divideret med 1000 K

Figur 8-10 Guide2, første del. I sheet ID er der en række Excel comments, som kan ses ved at pege på de røde felter. I dette billede vises disse comments.



Figur 8-11 Guide2, anden del. I sheet ID er der en række Excel comments, som kan ses ved at pege på de røde felter. I dette billede vises disse comments.

PVBAT 1.1 (version 30 november 2016)

Pamametervariationer

Gå til
 MAIN

Der kan foretages op til 20 beregninger med parametervariationer set i forhold til beregning nr. 1 som er foretaget med de data der er i sheet "ID".
 Variationerne defineres i det gule felt. For de fleste data er det sådan at det tal der anføres i det gule felt ganges på værdien for beregning nr. 1 fra sheet "ID". Et nul i det gule felt vil betyde at værdien i beregning nr. 1 ganges med 0, mens ingen værdi (tomt felt) betyder at værdien i beregning nr. 1 benyttes.
 For visse data skal der ikke skrives en faktor, Det er angivet som en "comment" i feltet. Disse er gengivet her til højre.
 Man kan ændre så mange parametre man ønsker, men det kan være svært at overskue.
 I det normale view vises kommentarfeltene her kun når man peger med musen på overskrifterne med Excel kommentarer.

PVBAT 1.1 (version 31 oktober 2016)

Her anføres batterieffektiviteten i pct.
 Den viste pris er for første investering. Den angivne faktor ganges på både investeringsprisen og reinvesteringsprisen.
 Gå til inddata
 Her anføres renten i procent.
 Slet ber
 Slet ber
 Slet data

Inddata der kan vælges
 Den faktor (0-999) der skrives i det gule felt ganges på værdier for basisberegning nr. 1 som er de data der er sat ind i sheet "ID". Gælder ikke hvor der er en Excel kommentar, se da denne.

	PV kapacitet	Batterikapacitet	Battericyklus	Batterievægt	Batterierf.	Elpris type	Pris soloceller	Pris batterier og reinvest.	Rente	Elpris køb	Elpris salg	Forbrug 1/2	max køb	max salg	Tilnote	Energi		
	kWh	kWh	cykl	%	%		kr./kWh	kr./kWh	%	kr./kWh	kr./kWh	kWh	kWh		kWh/år	%	kWh/år	
B1	1	204	120	6,000	90%	1	12,000	8,000	3%	2.28	0.74	1	99	99			0,749	
B2	2	2.0															0,749	
B3	3	1.0															0,749	
B4	4	0.7															0,749	
B5	5	0.5															0,749	
B6	6	0.3															0,749	
B7	7	0.2															0,749	
B8	8	0.1															0,749	
B9	9	2.0														216,000	100%	381,497
B10	10	1.0														216,000	100%	190,749
B11	11	0.8														216,000	100%	152,599
B12	12	0.5														216,000	100%	95,374
B13	13	0.3														216,000	100%	57,225
B14	14	0.0														216,000	100%	-
B15	15															216,000	100%	190,749
B16	16							0.8								216,000	100%	190,749
B17	17							0.6								216,000	100%	190,749
B18	18							0.4								216,000	100%	190,749
B19	19							0.2								216,000	100%	190,749
B20	20															216,000	100%	190,749

Her anføres 1 eller 2 eller 3.
 1 betyder at elpris beregnes ud fra linje 114 og 124-189 i sheet "ID"
 2 betyder at der bruges spotpriser indsat i programmet omregnet til en middelpriis svarende til prisen i linje 114 i sheet "ID"
 3 betyder at der bruges timeværdier indsat i linje 179ff, anden søjle i sheet "ID".
 Ingen værdi betyder at værdien udfor beregning nr. 1 bruges.

1 hvis forbrug beregnes ud fra indsatte data.
 2 hvis der bruges indsatte timeværdier.
 Hvis ingen værdi i det gule felt bruges værdien udfor beregning nr. 1.

Skriv et notat, med excel comment.

Figur 8-12 Udsnit af MAIN, svarende til Guide4 i værktøjet. Viser detaljer om hvordan parametervariationer gennemføres.

Bilag B Eksempler på screeninger

PV-BAT-screening af mulighederne for hybridanlæg på fællesbygninger i Hedelyngen (Boligforeningen 3B)

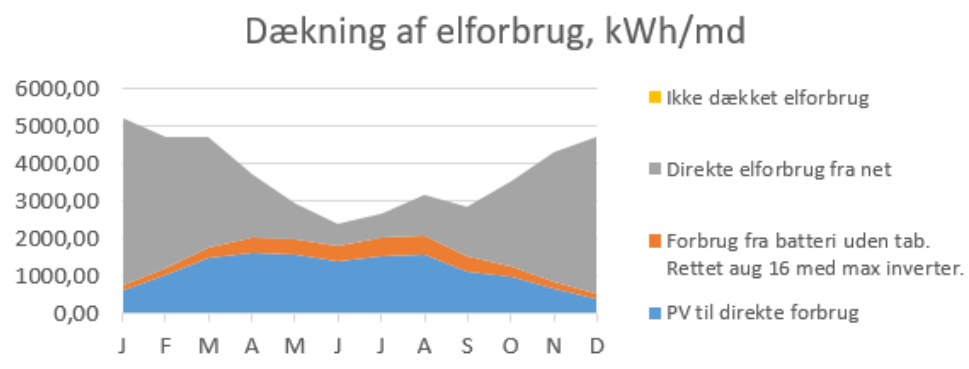
Projektgruppen for ELFORSK-projekt 346-048 (Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug – fase 1) har gennemført en screening af mulighederne for at etablere et hybridanlæg bestående af tagintegrerede solceller og lokalt batterilager på fællesbygningerne i boligafdelingen Hedelyngen under Boligforeningen 3B i Herlev ved brug af dimensioneringsværktøjet PV-BAT. Screeningen kan formentlig samtidig fungere som en kick-start af processen med at få bevilget og gennemført en helhedsplan i Hedelyngen.

Screeningen har karakter af en forundersøgelse, og projektgruppen tager derfor forbehold for, at særlige forhold omkring tagkonstruktionen på fællesbygningerne kan medføre, at den endelige beregning af omkostninger, elproduktion og resulterende gennemsnitlige kWh-pris kan afvige fra PV-BAT-screeningen. Omkostningsparameter for solcelleanlægget er defineret som forskellen på en m² Steni Protego tagplade uden solceller og en m² GS Integra Line SP med integrerede solcellepaneler.

Det er heller ikke muligt i PV-BAT at indregne forskellige omkostninger udover håndværkerudgifter, da disse i høj grad afhænger af de lokale forhold. Men screeningen er velegnet til at afklare, om det overhovedet kan betale sig at planlægge et solcelleanlæg eller et hybridanlæg og til at identificere den dimensionering af hybridanlægget, der er mest fordelagtigt beboerøkonomisk.

Et pilotprojekt for demonstration af hybridanlæg

Projektet på fællesbygningerne i Hedelyngen har karakter af et pilotprojekt, der skal give afdelingsbestyrelsen, Boligforeningen 3B og dens rådgivere samt projektgruppen bag projekt 08 (rammebevillingen på 17,5 mio. kr. ydelsesstøtte fra Landsbyggefondens energipulje) konkret viden om den optimale fremgangsmåde ved gennemførelse af den energioptimale tag- og facaderenovering i hele Hedelyngen med 157 boliger.



Figur 8-13 Et hybridanlæg i fællesbygningerne med 33 kWp solceller og 22 kWh batteri vil ifølge PV-BAT screeningen give denne dækning af det fælles elforbrug i Hedelyngen.

Projektgruppen anbefaler på baggrund af screeningen, at der i første omgang alene arbejdes med at benytte GS Integra Line SP med integrerede solcellepaneler på den sydvendte tagflade over vaskeri m.v., beregnet til ca. 270

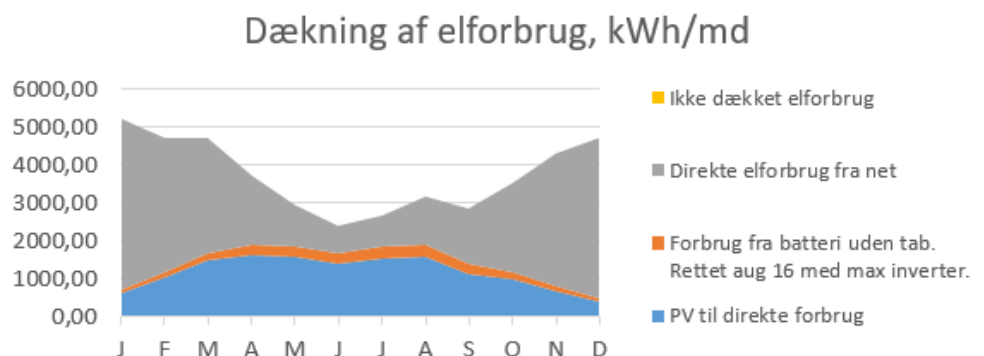
m², og den nordlige del af den vestvendte tagflade over fælleshuset, beregnet til 55 m², mens der bruges Steni Protego-plader uden solceller på de øvrige tagflader. Årsagen er, at det bliver svært at få en god beboerøkonomi i et solcelleanlæg, der producerer relativt meget el i forhold til boligafdelingens fælles elforbrug.

På grundlag af 3B's Energi&Miljø-afdelings registreringer af det fælles elforbrug i Hedelyngen, er projektgruppen gået ud fra et elforbrug i 2015 på 55.217 kWh til en samlet pris ifølge boligafdelingens 2015-regnskab på 118.716 kr., svarende til en gennemsnitlig kWh-pris på 215 øre. Efter at der i sommeren 2015 blev installeret gasdrevne tørretumblere i vaskeriet, er det fælles elforbrug reduceret så meget, at projektgruppen har lagt et fællesforbrug på årsbasis på 45.000 kWh til grund for sine beregninger i PV-BAT.

Hybridanlægget vil give overskud for beboerne

Beregningen af forskellige alternative dimensioneringer af hybridanlægget vidner om, at hybridanlægget ved en 30-årig realkreditfinansiering vil skabe et mindre driftsoverskud på ca. 13.500 kr., der kan være med til at finansiere udskiftningen af de øvrige tagflader. Hvis der i boligforeningen er et ønske om at give Hedelyngens afdelingsbestyrelse en sikkerhed for, at pilotprojektet ikke vil belaste beboerne i afdelingen økonomisk, kan boligforeningen medfinansiere fornyelsen af de øvrige tagflader med midler fra dispositionsfond eller trækingsretsmidler fra LBF. Alternativt kan LBF ansøges om at "tage forskud" på den planlagte helhedsplan ved at bevilge ydelsesstøtte til den rene tagudskiftning.

Der er i screeningen taget udgangspunkt i den sydvendte tagflade på 270 m² og en del af den vestvendte tagflade på 55 m², med en solcelleudnyttelse på 80 % af tagfladen og med en hældning på 30 %. Det gør det rentabelt at etablere et solcelleanlæg med en samlet installeret effekt på 33 kWp med en beregnet elproduktion i et år med normal solindstråling på ca. 32.000 kWh. PV-BAT screeningen har i sin opdaterede version benyttet en salgspris til elnettet på 25 øre/kWh som den forventede gennemsnitlige markedspris på Nord Pool Spot i 2018/19.



Figur 8-14 Hvis batterilagerets kapacitet reduceres fra 22 kWh til 13,4 kWh, vil det give denne dækning af det fælles elforbrug i Hedelyngen.

Finansieringsgrundlaget er sat til en fast rente på 3,0 % med et 30-årigt realkreditlån, og det er forudsat, at der fra LBF's energirenoveringspulje gives en ydelsesstøtte på 49% af udgifterne til solcelleanlægget og til 90 % af udgifterne

til batterilageret. Denne ydelsesstøtte indgår som en af beregningsparametrene i PV-BAT-screeningen.

Merprisen for tagplader med integrerede solceller på de syd- og vestvendte tagflader er opgjort til 1.585 kr./m² og udgør for den foreslåede effekt på 33 kWp ca. 500.000 kr., inkl. invertere og moms. Batteriet med den økonomisk optimale kapacitet på 13,4 kWh er anslået til 134.000 kr., inkl. 6 kW invertere, i alt 634.000 kr. Dertil kommer udgifter til projektering, administration, finansiering og uforudsete udgifter, som kan anslås til ca. 35 % af håndværkerudgifterne, i alt ca. 856.000 kr.

Projektgruppen har gennemført screeningen med 5 forskellige dimensioner på hybrid anlægget foruden en ren solcelleløsning, og det har givet følgende resultater, der kan sammenlignes med de aktuelle forhold i første linje i skemaet:

Resultaterne af screeningen fremgår af skemaet:

Solcelleeffekt	Batterikapacitet	Gen.sn. kWh-pris/år
0	0	215 øre
42 kWp	22 kWh	200 øre
42 kWp	13,4 kWh	199 øre
33 kWp	22 kWh	195 øre
33 kWp	13,4 kWh	194 øre
33 kWp	0	194 øre

De detaljerede forudsætninger (priser, dimensioner m.v.) og beregningsparametre fremgår af den Excel-fil af PV-BAT, der rummer den samlede screening af hybrid anlægget til fællesbygningerne, og som kan rekvireres hos COWI's projektleder Svend Erik Mikkelsen (sem@cowi.com).

Resultatet vidner om, at det under alle omstændigheder kan betale sig for Hedelyngen at vælge løsningen med de tagintegrerede solceller til 325 m² tagflader mod syd og vest. Et sådant projekt indebærer en årlig besparelse for Hedelyngen på 40.000 kWh a 21-22 øre = ca. 8.000 kr. Hertil kommer, at batterilageret gør det muligt for boligafdelingen ikke alene at lagre overskydende elproduktion fra solcelleanlægget i dagtimerne i sommerhalvåret til brug i spidslast-timerne kl. 17-19. Boligafdelingen kan også indkøbe billig el i nattetimerne til brug for morgen spidslast-timerne kl. 7-9 samt i vinterhalvåret at indkøbe el i mellemlast-timer midt på dagen til brug for "koge-spidsen" kl. 17-19.

Intelligente elkøb kan spare 60 øre/kWh

Besparelserne ved denne indkøbsstrategi er ikke indregnet i de beskrevne resultater fra PV-BAT-screeningen, men ud fra de udmeldte nettatariffer fra Radius Elnet er der for timeaflyste elkunder en forskel på 51 øre/kWh, inkl. moms, mellem spidslast og lavlast. Hertil kommer et skøn over variationen i spotpriserne på Nord Pool Spot, der som gennemsnit kan sættes til knap 10 øre/kWh, i alt ca. 60 øre/kWh.

PV-BAT screeningen vidner om, at et hybrid anlæg medfører, at knap 40 % af det fælles elforbrug kan forsynes enten direkte fra solcelleanlægget eller via solcelleproduktion, der først lagres i batterilageret. Et forsigtigt skøn vil være,

at ca. en tredjedel af det supplerende indkøb fra elnettet til det fælles elforbrug i Hedelyngen kan ske i lavlasttimer, og at det kan give en besparelse på 9.150 kWh a 60 øre, svarende til ca. 5.500 kr. Omsat til effekten på elprisen svarer det til en besparelse på den årlige gennemsnits kWh-pris på 12 øre. Det gør hybridløsningen med et 13 kWh batteri beboerøkonomisk mere fordelagtig end den rene solcelleløsning.

Der er i dette skøn ikke taget højde for, at en boligafdeling med et hybridanlæg på sigt kan indgå i et fællesskab med andre boligafdelinger om at levere fælles systemtjenester til elsystemet i samarbejde med en balanceansvarlig elhandler og derigennem opnå yderligere indtægter til gavn for beboerne.

Hybridanlæg til gavn for økonomi, elsystem og miljø

På grundlag af screeningen af de 3 alternative udformninger af hybridanlægget anbefaler projektgruppen, at 3B og Hedelyngen arbejder videre med et anlæg, der består af 33 kWp tagintegrerede solceller, et batterilager med en kapacitet på 13,4-22 kWh og batteri-invertere med en kapacitet på 6-10 kW (44 % af batterilageret).

Det giver en fordelagtig beboerøkonomi og indebærer samtidig, at batteriet kan op- og aflades på en måde, der gør det muligt at optimere indkøb af el fra nettet. Det gøres ved, at boligafdelingen kan undgå at indkøbe el i de dyreste timer i spidslast, og således både gavne beboernes økonomi, driften af elnettet og miljøbelastningen fra elforbruget. Den foreslåede strategi for drift af batteriet bidrager desuden til en længere levetid for batterilageret.

PV-BAT-screening af mulighederne for hybridanlæg i Hedelyngen, Boligforeningen 3B (157 boliger)

Projektgruppen for ELFORSK-projekt 346-048 (Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug – fase 1) har gennemført en screening af mulighederne for at etablere et hybridanlæg bestående af tagintegrerede solceller og lokale batterilagre i Boligforeningen 3B's boligafdeling Hedelyngen i Herlev ved brug af dimensioneringsværktøjet PV-BAT.

Denne screening omfatter alene boligafdelingens 157 boliger og beboernes private elforbrug, mens fællesbygningerne og boligafdelingens fælles elforbrug er omfattet af en særlig screening, da fællesbygningerne planlægges udført som et indledende pilotprojekt for den samlede energirenovering. Screeningen udgør samtidig en del af forberedelserne til den planlagte helhedsplan for Hedelyngen, hvortil der søges støtte fra Boligselskabernes Landsbyggefond.

Screeningen har karakter af en forundersøgelse, og projektgruppen tager derfor forbehold for, at særlige forhold omkring tagkonstruktionen og placeringen af de lokale batterilagre kan medføre, at den endelige beregning af omkostninger, elproduktion og resulterende gennemsnitlige kWh-pris kan afvige fra PV-BAT-screeningen. Omkostningsparameter for solcelleanlægget er defineret som forskellen på en m² Steni Protego tagplade uden solceller og en m² GS Integra Line SP med integrerede solcellepaneler, opgjort til 1.585 kr./m².

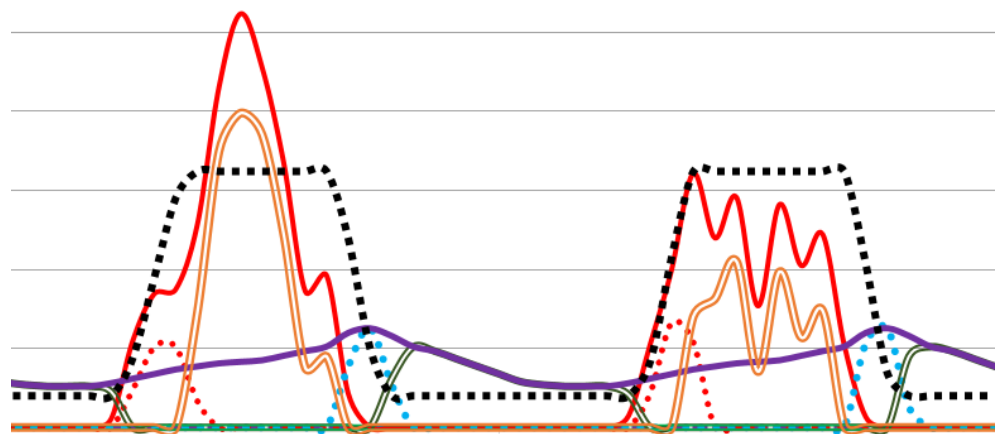


Figur 8-15 Som en tæt/lav bebyggelse har Hedelyngen samlet forholdsvis store tagflader, og det kan derfor kun betale sig at installere solceller på en del af tagarealet. Resten af det nye tag kan udstyres med billigere "dummy"-tagplader, der ligner solcellerne, men ikke producerer el. Luftfoto fra Google Earth

Hedelyngen er en tæt/lav bebyggelse med en relativ stor samlet tagflade, og det er derfor efter projektgruppens vurdering ikke muligt at skabe en fordelagtig beboerøkonomi i et hybridanlæg, der baseres på tagintegrerede solceller i Steni-tagplader på hele det tagareal, der har den mest produktive orientering mod syd/vest. Projektgruppen har som grundlag for PV-BAT-screeningen regnet på 2 forskellige dimensioner af solcelleanlægget, dels omkring 60 % af de produktive

tagflader, dels omkring 55 %, svarende til hhv. 3.500 m² og 3.250 m², der foreslås beklædt med tagintegrerede solceller, mens de resterende tagflader alene får installeret Steni-tagplader uden solceller. De tagintegrerede solceller har en ca. 10 % lavere produktivitet pr. m² end solcellepaneler, der monteres på en konventionel tagflade.

Med et udnyttet tagareal på 2.800 m² (80% af 3.500 m²) kan der installeres et solcelleanlæg med en installeret effekt på 406 kWp med en beregnet elproduktion i et normalår på 404.000 kWh, svarende til 114% af det beregnede individuelle beboer-forbrug på 350.000 kWh/år (et gennemsnit på ca. 2.250 kWh/bolig). Hvis der udnyttes ca. 55% af det optimale tagareal, dvs. 2.600 m², kan der installeres solceller med en effekt på 380 kWp med en beregnet elproduktion i et normalår på ca. 378.000 kWh, svarende til ca. 107% af det samlede individuelle beboer-forbrug.



Figur 8-16 PV-BAT screenings timeværdier for 26.-27. marts viser, at Hedelyngens beboere ikke behøver købe el i den dyre koge-spids kl. 16-19.

PV-BAT-screeningen har beregnet 6 alternative dimensioner på hybridanlægget for at identificere den mest fordelagtige løsning. Som grundlag for beregning af beboerøkonomien er der taget udgangspunkt i en købspris fra elnettet på 215 øre/kWh, inkl. alle skatter og moms. Salgsprisen for leverancer af overskydende elproduktion til elnettet er sat til ca. 25 øre/kWh, da det generelle forhøjede pristillæg (den såkaldte 60/40-ordning) er afskaffet, og det er p.t. usikkert, om den sidste 20 MW pulje overhovedet kan blive udbudt af Energinet.dk.

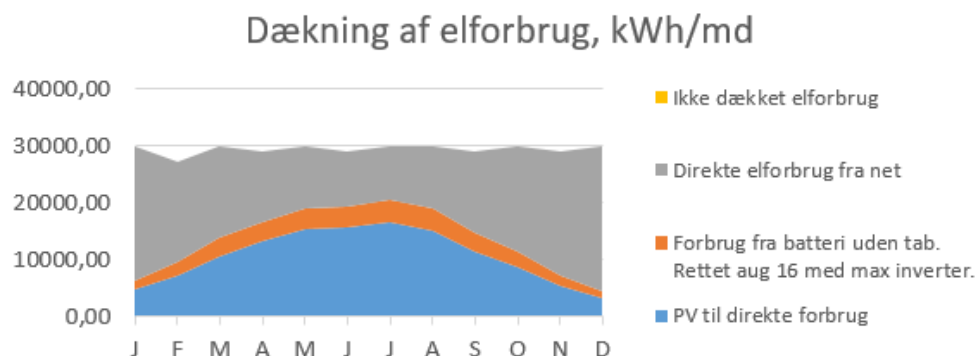
Når beboernes individuelle elforbrug medtages i den timebaserede nettoafregning, skal 3B overtage elleverancen, og beboernes elmålere ændres fra individuelle afregningsmålere i forhold til Radius Elnet/DONG Energy eller individuelt valgte elleverandører til fordelingsmålere i den fælles elforsyning. Hedelyngen bliver én fælles storkunde hos en elhandler, som 3B vælger i samarbejde med den lokale afdelingsbestyrelse.

LBF har i forbindelse med det aktuelle demonstrationsprojekt (projekt 08) taget initiativ til at få udviklet et Cloud-baseret IT-system, der på grundlag af trådløs overførsel af forbrugsdata fra fordelingsmålere og produktionsdata fra solcelleanlægget kan beregne hver enkelt beboers månedlige eller kvartalsvise betaling. Dette beløb overføres automatisk til Lejerbos huslejeafdeling, så det

kan opkræves sammen med huslejen. IT-systemet udvikles til at kunne håndtere flere alternative modeller, så beboerne i den enkelte boligafdeling selv kan afgøre, hvordan gevinsten fra solcelleanlægget skal fordeles, ligesom IT-systemet tilpasses de mest anvendte administrative IT-systemer i den almene boligsektor.

Projektgruppens dialog med Energistyrelsen vidner om, at Hedelyngen kan benytte en virtuel nettoafregning (dvs. ét samlet solcelleanlæg med fælles økonomisk afregning) trods boligafdelingens forskellige fysiske tilkoblinger til det offentlige elnet. Det ligger uden for PV-BAT-screeningens rammer at beregne beboerøkonomien for denne omlægning, men prisen for en ny intelligent timeaflest fordelingsmåler og supplerende kommunikationsudstyr til elafregningssystemet kan anslås til ca. 3.-4.000 kr./bolig.

Besparselsen på netabonnement for hver af de 157 familier kan opgøres til 465 kr. om året i 2016-2017, og samtidig sikrer beboerne sig imod planlagte prisstigninger hos Radius Elnet, der kan blive på 500-750 kr., når Radius Elnet i 2020 har afsluttet den pålagte udrulning af timeafleste målere, afhængig af hvilket niveau for prisstigningen Energitilsynet kan acceptere. Med dagens netabonnement er der en simpel tilbagebetalingstid på 6,5-7,5 år, svarende til en skattefri forrentning på mellem 15% og 18%.



Figur 8-17 Med et solcelleanlæg på 325 kWp og et batterilager på 172 kWh vil dækningen af beboernes private elforbrug fordele sig som vist i grafen fra PV-BAT screeningen.

Der er i beregningen af beboerøkonomien taget udgangspunkt i mulighederne for at opnå LBF's tilsagn om ydelsesstøtte på 49% af udgiften til de tagintegrerede solceller og ydelsesstøtte på 90% af prisen på batterilaget, inkl. installering og tilhørende elarbejder. Alternativt kan investeringen i solcelleanlægget støttes via boligforeningens trækingsretsmidler i LBF. Renteniveauet er sat til 3,0% for et fastforrentet 30-årigt realkreditlån. Der er ikke i PV-BAT-screeningen indregnet omkostninger til øvrige dele af den planlagte energirenovering, idet disse udgifter forudsættes støttet via en tilpasning af den planlagte helhedsplan.

Beregningen af forskellige alternative dimensioneringer af hybrid anlægget vidner om, at en hensigtsmæssig dimensionering af hybrid anlægget vil skabe et overskud, der kan være med til at reducere den samlede økonomiske effekt af den forestående helhedsplan. I den beboerøkonomisk mest fordelagtige

dimensionering kan dette årlige overskud beregnes til ca. 100.000 kr./år, svarende til ca. 600 kr./bolig i gennemsnit.

I dette overslag er der ikke indregnet en økonomisk gevinst ved at udnytte batterilageret til at købe el fra nettet, når den er billigst, for at kunne bruge det oplagrede el-indkøb i de dyre spidslasttimer (kl. 7-9 og kl. 17-19). Beregningsparameter for denne besparelse er en femtedel af Hedelyngens fremtidige elindkøb fra elnettet med en beregnet besparelse på 60 øre/kWh, svarende til ca. 52.500 kr. eller ca. 335 kr./bolig om året.

Scanningen af de 6 alternative udformninger har givet følgende resultater (de detaljerede forudsætninger (priser, dimensioner m.v. og beregnings-parametre) fremgår af den Excel-fil af PV-BAT, der rummer den samlede screening af hybrid anlægget til boligerne i Hedelyngen, og som kan rekvireres hos COWI's projektleder Svend Erik Mikkelsen (sem@cowi.dk):

<i>Solcelleeffekt</i>	<i>Batterikapacitet</i>	<i>Gen.sn. kWh-pris/år</i>
0	0	215 øre
406 kWp	300 kWh	211 øre
406 kWp	172 kWh	210 øre
406 kWp	129 kWh	210 øre
325 kWp	172 kWh	201 øre
325 kWp	129 kWh	210 øre
325 kWp	0	202 øre

Merprisen for et solcelleanlæg på 325 kWp (inkl. invertere og moms) er sat til ca. 4.900.000 kr., mens et batterilager på 172 kWh vil koste 1.125.000 kr., i alt ca. 6 mio. kr. De samlede omkostninger, ekskl. renovering af de øvrige tagflader, men inkl. omkostninger til projektering, administration og finansiering samt uforudsete udgifter (26 % af håndværkerudgifterne), kan på dette grundlag opgøres til ca. 7,6 mio. kr.

Hybrid anlæg er den økonomisk mest fordelagtige løsning

Resultatet vidner om, at det kan betale sig for Hedelyngen at installere tagintegrerede solceller. Besparelsen vil med den beboerøkonomisk mest fordelagtige dimensionering kunne opgøres således: Lavere gennemsnitlig kWh-pris i kraft af det afgiftsfri forbrug af knap halvdelen af solcelle-produktionen: 350.000 kWh a 14 øre (215 øre ÷ 201 øre) = 49.000 kr. samt en besparelse på indkøb i lavlast-timer til batterilagring og efterfølgende forbrug i højlast-timer, svarende til ca. 87.500 kWh a 60 øre = ca. 52.500 kr., i alt ca. 100.000 kr. Det gør hybrid anlægget beboerøkonomisk mere fordelagtigt end den rene solcelleløsning.

Der er i dette skøn ikke taget højde for, at en boligafdeling med et hybrid anlæg på sigt kan indgå i et fællesskab med andre boligafdelinger om at levere fælles systemtjenester til elsystemet i samarbejde med en balanceansvarlig elhandler og derigennem opnå yderligere indtægter til gavn for beboerne.

På grundlag af screeningen af de 6 alternative udformninger af hybrid anlægget anbefaler projektgruppen, at Hedelyngens afdelingsbestyrelse og Boligforeningen 3B arbejder videre med et anlæg, der består af 325 kWp

tagintegrerede solceller, et batterilager med en kapacitet på 172 kWh og batteri-invertere med en kapacitet på 62 kW (36 % af batterilageret).

PV-BAT-screening af mulighederne for hybridanlæg i Solhusene, BO-VEST (154 boliger)

Projektgruppen for ELFORSK-projekt 346-048 (Boligejendomme med CO₂-neutralt elforbrug – fase 1) har gennemført en screening af mulighederne for at etablere et hybridanlæg bestående af tagintegrerede solceller og lokale batterilagre i Albertslund Boligselskabs boligafdeling Solhusene i Albertslund ved brug af dimensioneringsværktøjet PV-BAT. Denne screening omfatter boligafdelingens fælles elforbrug på ca. 80.000 kWh om året og de 154 familiers samlede private elforbrug på anslået ca. 300.000 kWh.

Screeningen har karakter af en forundersøgelse, og projektgruppen tager derfor forbehold for, at særlige forhold omkring tagkonstruktionen og placeringen af de lokale batterilagre kan medføre, at den endelige beregning af omkostninger, elproduktion og resulterende gennemsnitlige kWh-pris kan afvige fra PV-BAT-screeningen.

Det er heller ikke muligt i PV-BAT at indregne forskellige omkostninger udover håndværkerudgifter, da disse i høj grad afhænger af de lokale forhold. Men screeningen er velegnet til at afklare, om det overhovedet kan betale sig at planlægge et solcelleanlæg eller et hybridanlæg og til at identificere den dimensionering af hybridanlægget, der er mest fordelagtigt beboerøkonomisk. Solhusene er en 2 etagers bebyggelse med en relativ stor samlet tagflade, og det er derfor efter projektgruppens vurdering muligt at skabe en fordelagtig beboerøkonomi i et hybridanlæg, der baseres på tagintegrerede solceller i Steni-tagplader på en stor del af det tagareal, der har den mest produktive orientering mod syd/vest/øst.



Figur 8-18 Med rene solvendte tagflader har Solhusene bygningsfysisk meget gode betingelser for at etablere et solcelleanlæg, der kan levere en elproduktion,

der svarer til ca. 60% af boligafdelingens samlede elforbrug. Luftfoto fra Google Earth

Med et udnyttet tagareal på 1.650 m² kan der installeres et solcelleanlæg med en installeret effekt på 264 kWp med en beregnet elproduktion i et normalår på ca. 238.630 kWh, svarende til ca. 60% af det beregnede forbrug på 388.000 kWh/år (et gennemsnit på ca. 2.000 kWh/bolig + et fællesforbrug på ca. 80.000 kWh). PV-BAT-screeningen har beregnet 7 alternative dimensioner på hybridanlægget for at identificere den mest fordelagtige løsning. Som grundlag for beregning af beboerøkonomien er der taget udgangspunkt i en købspris fra elnettet på 233 øre/kWh, inkl. alle skatter og moms, mens salgsprisen for leverancer af overskydende elproduktion til elnettet er sat til markedsprisen på 25 øre, fordi muligheden for at opnå forhøjet pristillæg ved salg til elnettet er afskaffet af Folketinget.

Når beboernes individuelle elforbrug medtages i den timebaserede nettoafregning, skal Bo-Vest overtage elleverancen, og beboernes elmålere ændres fra individuelle afregningsmålere i forhold til Radius Elnet/DONG Energy eller individuelt valgte elleverandører til fordelingsmålere i den fælles elforsyning. Solhusene bliver én fælles storkunde hos en elhandler, som Bo-Vest vælger i samarbejde med den lokale afdelingsbestyrelse.

Projektgruppen har aftalt med Landsbyggefonden, at der i samarbejde med Exergi udvikles en Cloud-baseret IT-løsning, der gør det muligt for boligorganisationen at håndtere udfordringen med at administrere elfordelingsregnskab for beboernes individuelle elforbrug på en omkostningseffektiv måde. LBF vil være indstillet på også at give ydelsesstøtte til anskaffelse af denne facilitet, der i første omgang kan blive udviklet til brug i Solhusene.

Projektgruppens dialog med Energistyrelsen vidner om, at Solhusene kan benytte en virtuel nettoafregning (dvs. ét samlet solcelleanlæg med fælles økonomisk afregning) trods boligafdelingens forskellige fysiske tilkoblinger til det offentlige elnet. Det ligger uden for PV-BAT-screeningens rammer at beregne beboerøkonomien for denne omlægning, men prisen for en ny intelligent timeaflest fordelingsmåler og supplerende kommunikationsudstyr, inkl. elarbejder, er anslået til 3.-4.000 kr. inkl. moms.

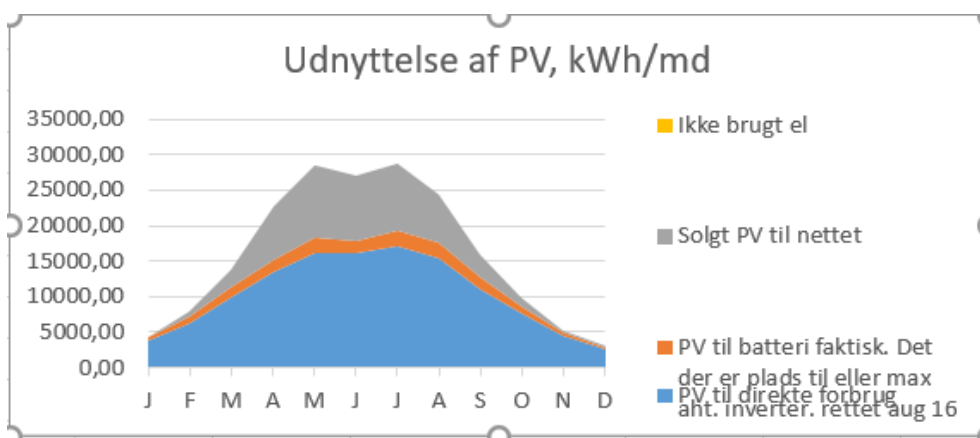
Udgifter til fælles elforsyning tjenes hjem på 6,5-7,5 år

Besparselsen på netabonnement for hver af de 154 familier kan opgøres til 465 kr. om året i 2017, og samtidig sikrer beboerne sig imod planlagte prisstigninger hos Radius Elnet, der kan blive på 500-750 kr., når Radius Elnet i 2020 har afsluttet den pålagte udrulning af timeafleste målere, afhængig af hvilket niveau for prisstigningen Energitilsynet kan acceptere. Med dagens netabonnement er der en simpel tilbagebetalingstid på 6,5-7,5 år, svarende til en skattefri forrentning på mellem 15% og 18%.

Der er i beregningen af beboerøkonomien taget udgangspunkt i mulighederne for at opnå LBF's tilsagn om ydelsesstøtte på 49% af udgiften til de tagintegreerede solceller og ydelsesstøtte på 90% af prisen på batterilaget, inkl. installering og tilhørende elarbejder. Alternativt kan investeringen i solcelleanlægget støttes med et anlægstilskud via boligforeningens

trækningsretsmidler i LBF. Renteniveauet er sat til 3,0% for et fastforrentet 30-årigt realkreditlån.

Beregningen af forskellige alternative dimensioneringer af hybridanlægget vidner om, at en hensigtsmæssig dimensionering af hybridanlægget vil skabe et overskud, der kan være med til at reducere den samlede økonomiske effekt af den forestående helhedsplan. I beregningen er der indregnet en økonomisk gevinst ved som storkunde at udnytte batterilageret til at købe el fra nettet, når den er billigst, for at kunne bruge det oplagrede el-indkøb i de dyre spidslasttimer (kl. 7-9 og kl. 16-19). Beregningsparameter for denne besparelse er en fjerdedel af Solhusenes fremtidige elindkøb fra elnettet med en beregnet besparelse på 60 øre/kWh, svarende til ca. 60.000 kr. eller knap 400 kr./bolig om året.



Figur 8-19 Solhusene kan med et solcelleanlæg på 211 kWp og et batterilager på 86 kWh regne med at udnytte egen elproduktion på denne måde ifølge PV-BAT screeningen.

Der er ikke i PV-BAT-screeningen indregnet omkostninger til øvrige dele af den planlagte energirenovering, idet disse udgifter forudsættes støttet via en tilpasning af den planlagte helhedsplan.

Scanningen af de 7 alternative udformninger har givet følgende resultater (de detaljerede forudsætninger (priser, dimensioner m.v. og beregnings-parametre) fremgår af den Excel-fil af PV-BAT, der rummer den samlede screening af hybridanlægget i Solhusene, og som kan rekvireres hos COWI's projektleder Svend Erik Mikkelsen (sem@cowi.com):

Solcelleeffekt	Batterikapacitet	Gen.sn. kWh-pris/år
0	0	233 øre
264 kWp	129 kWh	215 øre
264 kWp	172 kWh	212 øre
264 kWp	0 kWh	215 øre
211 kWp	129 kWh	211 øre
211 kWp	86 kWh	210 øre
211 kWp	0 kWh	210 øre

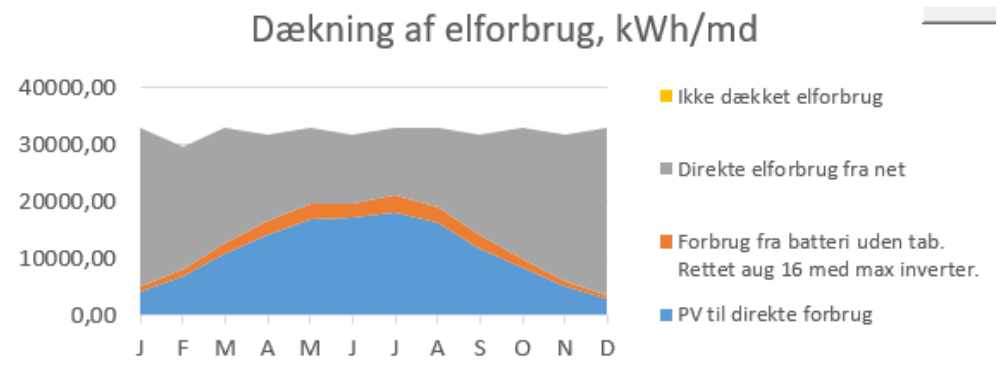
Merprisen for et solcelleanlæg på 264 kWp (inkl. invertere og moms) er sat til ca. 5.239.000 kr., mens et batterilager på 129 kWh vil koste ca. 800.000 kr., i alt godt 6 mio. kr. De samlede omkostninger, ekskl. renovering af de øvrige

tagflader, men inkl. omkostninger til projektering, administration og finansiering samt uforudsete udgifter (26 % af håndværkerudgifterne), kan på dette grundlag opgøres til godt 7,5 mio. kr. Et mindre hybridanlæg med 211 kWp solceller og 86 kWh batterilager har en tilsvarende beregnet anlægspris (håndværkerudgifter) på ca. 4,8 mio. kr. med et samlet anlægsbudget på ca. 6 mio. kr. inkl. diverse omkostninger og uforudsete udgifter.

Der er i den overslagsmæssige prissætning taget udgangspunkt i en løsning, der benytter tagintegrerede solceller i form af et fælles produkt fra Steni og Gaia Solar.

Hybridanlægget den mest rentable løsning

Resultatet vidner om, at det kan betale sig for Solhusene at installere tagintegrerede solceller. Besparelsen vil med den beboerøkonomisk mest fordelagtige dimensionering kunne opgøres således: Lavere gennemsnitlig kWh-pris i kraft af det afgiftsfrie forbrug af knap halvdelen af solcelle-produktionen: 388.000 kWh a 23 øre (233 øre ÷ 210 øre) = 89.000 kr. samt en besparelse på indkøb i lavlast-timer til batterilagring og efterfølgende forbrug i højlast-timer, svarende til ca. 100.000 kWh a 60 øre = ca. 60.000 kr., i alt 149.000 kr. Besparelsen svarende til 11 øre/kWh gør hybridanlægget beboerøkonomisk mere rentabel end de rene solcelleløsninger.



Figur 8-20 Solhusene kan med det foreslåede hybridanlæg regne med at få dækket ca. 36% af det samlede elforbrug fra solcellernes produktion. PV-BAT screeningen viser, hvordan produktionen fordeles mellem direkte forbrug og forbrug via batterilager.

Der er i dette skøn ikke taget højde for, at en boligafdeling med et hybridanlæg på sigt kan indgå i et fællesskab med andre boligafdelinger om at levere fælles systemtjenester til elsystemet i samarbejde med en balanceansvarlig elhandler og derigennem opnå yderligere indtægter til gavn for beboerne.

På grundlag af screeningen af de 7 alternative udformninger af hybridanlægget anbefaler projektgruppen, at Solhusenes beboerdemokratiske struktur og Bo-Vest arbejder videre med mere præcist at prissætte 2 alternative hybridanlæg, hhv. 264 kWp solceller og 129 kWh batterilager samt 211 kWp solceller med 86 kWh batterilager, idet disse 2 dimensioner i praksis er beboerøkonomisk ligeberettigede i PV-BAT screeningen.

Bilag C Finansieringsmodeller

Hybridanlæg med solceller og batterilager betragtes som et forbedringsprojekt, og der gælder ifølge almenboligloven særlige regler for, hvordan den type projekter kan finansieres i almene boligafdelinger. Et forbedringsprojekt skal som hovedregel finansieres gennem optagelse af lån, fordi fordelene ved projektet naturligt nok først viser sig, når projektet er gennemført. Omvendt forholder det sig med vedligeholdelse og opretning, der skal finansieres med opsparede midler, fordi et sådant projekt har til formål at rette op på en nedslidning, der har fundet sted gennem flere år.

Hvis et forbedringsprojekt har et relativt mindre omfang, vil en almen boligafdeling typisk optage lån i boligorganisationens kapitalforvaltning, dvs. den samlede mængde opsparede midler, hvis ikke boligafdelingen selv har så stor en opsparing til vedligeholdelse m.m., at den kan dække sit lånebehov gennem egne midler. Afhængig af de retningslinjer, som bestyrelsen i den enkelte boligorganisation beslutter, kan udgiftskrævende forbedringsarbejder også medfinansieres med tilskud fra boligorganisations dispositionsfond eller såkaldte trækingsretsmidler fra boligorganisationens konto i Landsbyggefonden.

Den type medfinansiering kan gives enten som tilskud eller lån på fordelagtige vilkår. Der gælder særlige regler for anvendelse af trækingsretsmidler, og sådanne tilskud forudsætter, at Landsbyggefonden endeligt godkender projektet, før arbejdet igangsættes. Tilskud med trækingsretsmidler kan dækkes op til to tredjedele af anlægsudgiften.

Større forbedringsprojekter vil ofte blive finansieret ved optagelse af 20- eller 30-årige realkreditlån.



Figur 8-21 Fortvænget på Amager er en af de 5 boligafdelinger, der i foråret 2017 fik bevilget ydelsesstøtte til et hybridanlæg som led i en større helhedsplan. Foto fra Google Earth

Ud over tilskud, der bevilges direkte af den enkelte boligorganisation, kan Landsbyggefonden støtte særligt udgiftskrævende renoveringsprojekter, der betegnes helhedsplaner, og som administreres efter et særligt renoveringsstøtteregulativ. Som en del heraf kan der i perioden 2015-2020 inden for en samlet ramme på 350 mio. kr. gives ydelsesstøtte til energibesparende foranstaltninger med lang leve- og tilbagebetalingstid, som forbedrer boligafdelingens energistandard udover lovgivningens minimumskrav.

For at opnå støtte skal projekterne desuden kunne fungere som demonstrationsprojekter.

Et projekt, der får bevilget ydelsesstøtte, skal optage et fastforrentet realkreditlån – typisk med 30 års løbetid – til finansiering af anlægsudgifterne. Landsbyggefonden fastsætter i forbindelse med hvert enkelt projekt, hvor stor ydelsesstøtten kan være. I de demonstrationsprojekter, der er bevilget i forlængelse af ELFORSK-projektet, er der bevilget ydelsesstøtte til 49 % af udgifterne til solcelleanlæg og 90 % af udgifterne til batterilageret. Samlet betyder det, at beboernes årlige ydelse på realkreditlånet nedsættes fra 5,1% til 3,7% ved et realkreditlån med 3% rente.

I demonstrationsprojekterne har ydelsesstøtten været en forudsætning for, at hybridanlægget kan etableres med en positiv beboerøkonomi. Når priserne på solceller og batterier er faldet yderligere i løbet af de kommende år, vil hybridanlægget være rentabelt uden ydelsesstøtte, med mindre de generelle rammevilkår bliver ændret politisk.

Bilag D Love og bekendtgørelser

De nuværende rammevilkår for etablering og drift af solcelleanlæg i almene boligafdelinger blev etableret i forlængelse af den politiske solcelleaftale fra 15. november 2012 med senere lovgivning. Forud for denne politiske aftale var den gældende retstilstand uafklaret, idet der ikke i lejeloven og almenboligloven fandtes en hjemmel for udlejeren til at få dækket sine udgifter til drift af et solcelleanlæg, der også leverer el til beboernes private elforbrug.

De grundlæggende regler for drift af solcelleanlæg findes i VE-loven § 47, stk. 6.-8.

Solcelleaftalen blev fulgt op af en lovgivning om nettoafregning og pristillæg, specifikt rettet mod udlejningsejendomme – både almene og private. Lov nr. 900 af 4. juli (Ændring af støtte til visse solcelleanlæg) fastsatte regler om pristillæg inden for 5 årlige puljer i årene 2013-2017 på hver 20 MW, administreret af Energinet.dk.

Lov nr. 901 af 4. juli (Ændring af elafgiftsloven, lejeloven, almenboligloven og elforsyningsloven) indførte bl.a. hjemmel for udlejere til at få dækket deres udgifter til levering af elektricitet til lejerne. Udgifterne skal opgøres i et elfordelingsregnskab, der baseres på udlejerens egne fordelingsmålere, placeret hos de lejere/beboere, der deltager i nettoafregningen af elproduktionen fra ejendommens solcelleanlæg.

Lovgivningen er fulgt op af bekendtgørelser, der præciserer reglerne. Nettoafregningsbekendtgørelsen BEK nr. 1112 af 18. september 2015 fastsætter de præcise regler for nettoafregning for solcelleanlæg større end 50 kWp. Der mangler dog stadig at blive udmøntet regler for virtuel nettoafregning i boligafdelinger, der har flere fysiske tilslutninger til det offentlige elnet, og hvor boligafdelingens interne fordelingsnet er ejet af den lokale netvirksomhed. Manglende regler for virtuel nettoafregning har været en afgørende bremse for udbygning med solcelleanlæg i almene boligafdelinger.

Bekendtgørelse nr. 1114 af 18. september 2015 præciserer reglerne for fastsættelse af pristillæg efter lov nr. 900. Der blev i 2015 udbudt de 3 årlige puljer a 20 MW fra 2013-2015, efter at EU-Kommissionen havde godkendt ordningen med pristillæg, opdelt i 4 særskilte underpuljer. En fjerde pulje på 20 MW blev udbudt i 2016. Muligheden for at uddele pristillæg inden for den 5. pulje er p.t. uafklaret, da EU-Kommissionen ikke har godkendt den danske VE-støtte til solcelleenergi efter 2016. Puljerne har været administreret af Energinet.dk.

Lovbekendtgørelse nr. 1288 indeholder ændringer i VE-loven fra 27. oktober 2016, der ophæver den gældende ordning for generelle pristillæg for elektricitet, produceret på alle typer solcelleanlæg. Pristillægget, der var på 60 øre/kWh i de første 10 år og 40 øre pr. kWh de følgende 10 år, blev ophævet med denne lovændring. Overskydende elproduktion, der ikke kan forbruges i ejendommen inden for produktionstimen eller lagres i et batteri på ejendommens matrikel til senere forbrug, må herefter sælges til time-markedsprisen på Nordpool Spot via en aftale med en balanceansvarlig elhandelsvirksomhed.

Bilag E 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.danskenergi.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>

Roadmap for forskning, udvikling og demonstration inden for Smart Grid frem mod 2020, udgivet af Smart Grid Forskningsnetværket januar 2013. Link:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forskning_og_udvikling/smart_grid_forskningsnetvaerkets_roadmap_jan_2013.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 2017, udgivet af Energistyrelsen marts 2017. Link:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/widgets/multi_campaign/files/bf2017_hovedpublikation_13_mar_final_0.pdf

Analyse nr. 21: Solcelleanlæg, samfundsøkonomi og offentlig økonomi udgivet af Dansk Energi december 2016. Link:

https://www.danskenergi.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_ov_er_eudp_stoettede_smartgrid_projekter_aug_2015.pdf

Energipolitisk redegørelse 2016, Energi-, Forsynings- og klimaministerens redegørelse til Folketinget om energipolitikken. Udgivet april 2016. Link:
http://efkm.dk/media/8074/energipolitisk_redegoerelse_2016.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