

Delrapport ifm. Benchmark af Batterianlæg

Fuld titel: Benchmark af net-tilsluttede batterianlæg til bygninger

Metode til afprøvning af batterianlæg

ELFORSK projekt nr: 349-020

09-07-2018 / Rev.10

Indholdsfortegnelse

1	Forkortelser og ordforklaring.....	4
2	Indledning	4
3	Afgrænsning af systemkonfigurationer, brugsprofiler og applikationer	4
3.1	Anvendelser af batterianlæg.....	4
3.2	System konfiguration	5
3.3	Batteripakker	7
4	Sammenligningsparametre.....	7
5	Parametre som oplyses af leverandør	9
6	Parametre som fastlægges ved test	9
6.1	Statiske tests	10
6.1.1	Statisk test fra solcelle til batteripakke.....	10
6.1.2	Statisk test fra batteripakke til hus-net.	11
6.1.3	Statisk test fra solcelle til hus-net.	11
6.1.4	Statisk test for el-net til batteri.....	11
6.1.5	Test af standby og dvale forbrug	11
6.2	Dynamiske tests	11
6.2.1	Simpel drift.....	12
6.2.2	Peak-shave drift	12
6.2.3	Time-shift drift	12
6.3	Test af effektelektronik.....	13
6.3.1	Solcelle indgang til batteri tilslutning.....	13
6.3.2	Batteri til Hus-net.....	14
6.3.3	Fra Solcelle indgang til Hus-net.....	14
6.3.4	Fra el-net til batteripakke	15
6.4	Fastlæggelse af parametre.....	15
6.5	Test resultater.....	18
7	Parametre som fremkommer ved vurdering.....	19
7.1	Forventet levetid.....	19
7.2	Lovkrav og sikkerhed.....	21
7.2.1	Lovkrav	21
7.2.2	Sikkerhed.....	21
7.3	Vurdering af den medfølgende dokumentation.....	23
7.4	Teknisk forskrift 3.3.1.....	23
8	Diskussion	23
9	Konklusion.....	25

1 Forkortelser og ordforklaring

AC:	Vekselstrøm (Alternating Current)
DC:	Jævnstrøm (Direct Current)
Hus-net:	El nettet på brugerens side af elmåleren
kWp:	kilo Watt peak
MPPT:	Maximum Power Point Tracker
OCV:	Tomgangsspænding (Open Circuit Voltage)
Peak-shave:	Metode, der holder effektræk fra el-nettet under en maksimum værdi.
PV:	Solcelle (Photovoltaic cell)
SOC:	Ladestand (State of Charge). Hvor meget kapacitet, der er tilbage i batteriet i %.
Time-shift:	Metode, der fordeler effektrækket fra el-nettet over en større del af døgnet.
UPS:	Uninterruptible Power Supply (Nødstrømsanlæg)

2 Indledning

Denne delrapport er udformet i forbindelse med projektet Benchmark af Batterianlæg der er støttet af ELFORSK som administreres af Dansk Energi. Projektets fulde titel er: Benchmark af nettilsluttede batterianlæg til bygninger og har projekt nummer: 349-020.

Denne delrapport beskriver metoder til at uddrage nøgleparametre, der gør det muligt at sammenligne batterianlæg på tværs af batteriteknologier og på tværs af de anlæg, som batterierne indgår i eller spiller sammen med, typisk invertere. Der tages udgangspunkt i projektets første delrapport: "Rapport over indledende undersøgelser og litteraturstudie".

Net-tilsluttede batterianlæg til bygninger forventes hovedsageligt i de første år at blive indkøbt i forbindelse med solcelleanlæg med henblik på effektiv anvendelse af egenproduceret el i boligen. Disse anlæg opstilles i forbindelse med en-familie huse, større fritidsboliger eller i boligforeninger. Der fokuseres derfor på disse anlæg i projektet. En eventuel fremtidig større vægt på dynamiske tariffer kan øge interessen for selvstændige batterianlæg samt fleksibiliteten i eksisterende anlæg, og resultaterne vil være relevante og anvendelige også for disse applikationer.

3 Afgrænsning af systemkonfigurationer, brugsprofiler og applikationer

3.1 Anvendelser af batterianlæg

Projektet fokuserer på batterianlæg der er tilsluttet el-nettet og som installeres i forbindelse med bygninger til boligformål, som boligforeninger, enfamiliehuse eller fritidshuse. Net-tilsluttede batterianlæg er normalt placeret bag en afregningsmåler og installeres typisk i forbindelse med solcelleanlæg, men kan også anvendes til lagring af strøm fra husstandsvindmøller eller som selvstændige energilagere.

Batterianlæg tilknyttet et solcelleanlæg vil typisk blive anvendt til at optimere udbyttet af solcellerne ved at oplade batteriet i dagtimerne, mens husstandens forbrug er lavt, for så at kunne anvende solcellestrømmen fra batteripakken sidst på dagen, hvor solcelleproduktionen går i stå og

husstandens forbrug er højere. Herved øges effektiv lokal el-anvendelse og elkøb fra el-nettet reduceres. Samme anvendelse finder batterianlæg, der forsynes fra husstandsvindmøller, om end disse er ringe udbredt, idet investeringen typisk er højere end for solcelleanlæg. Solitære batterianlæg har typisk til formål at lagre strøm indkøbt fra el-nettet på et tidspunkt af døgnet, hvor elprisen er lav (Lavlast periode), for så at anvende batteristrømmen på andre tidspunkter af døgnet, hvor elprisen er højere (højlast eller spidslast periode), men kunne også anvendes til at begrænse installationens maksimale effektbelastning i net-tilslutningen. I begge tilfælde vil det solitære batterianlæg medvirke til effektiv el anvendelse hos slutbrugeren og medvirke til en belastningsudjævning som ønsket fra elforsynings side. Skønt den gældende Tarifmodel 2.0 fra Dansk Energi åbner mulighed for en tidsdifferentieret elpris, har kun få elskaber endnu gjort brug heraf. Desuden er fortjenesten for husejere og mindre boligforeninger på nuværende tidspunkt for lille til at dække investeringen samt energitabet i batteri og inverter. Energi- og afgiftspolitiske reformer må forventes at afspejle sig i husstandenes forbrugsprofiler samt i udbredelsen og anvendelsen af batterianlæg.

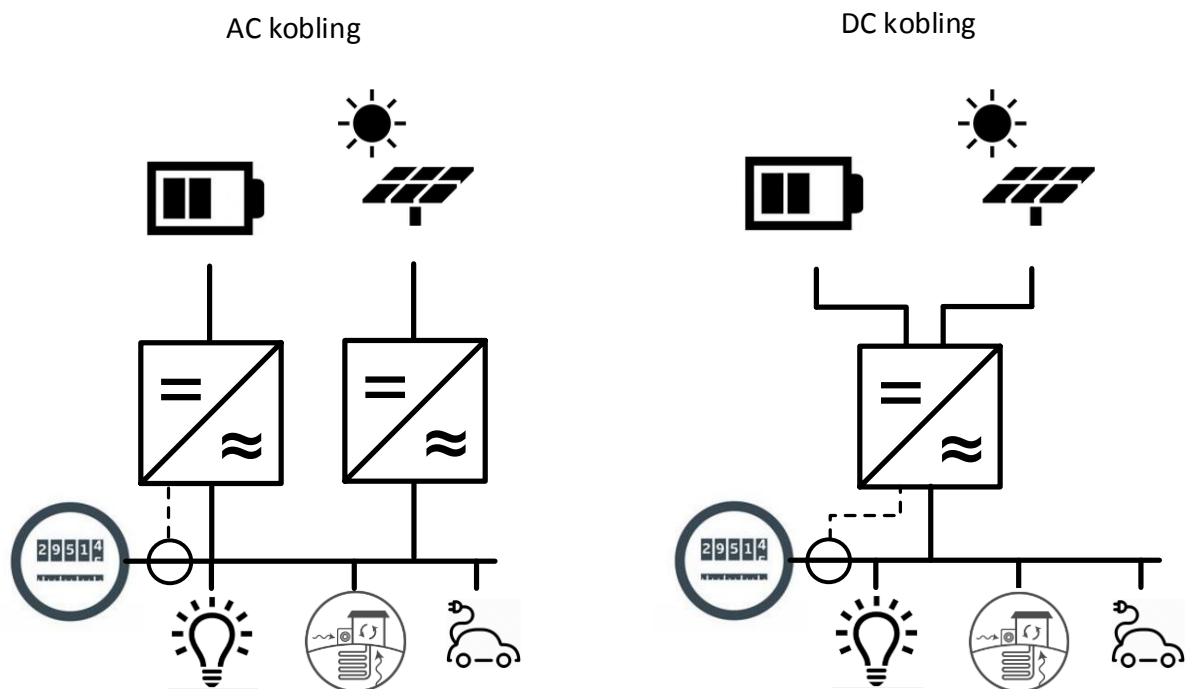
Batterianlæg i forbindelse med husstande med solcelleanlæg dimensioneres typisk til maksimalt at kunne lagre, hvad der svarer til husstandens forbrug i et døgn, og sædvanligvis vil batterianlægget være mindre. Udbredelse af større batterianlæg med kapacitet til ugers forbrug eller decideret sæsonlagring vil afhænge af omkostningsudviklingen for el og batterier, men er ikke umiddelbart aktuel.

Projektet fokuserer derfor på batterianlæg til husstande med solceller, idet andre anvendelser af batterianlæg kan inkorporeres i sammenligningsmetoden efterhånden, som behovet opstår. Dog medtages peak-shave og time-shift anvendelser af batterianlæg i sammenligningsmetoden, såfremt de samlede anlæg besidder disse funktioner. Endelig ligger hovedfokus på anlæg til enfamilie husstande med en mærke effekt på op til 11 kW og et energiindhold fra 2 kWh op til 20 kWh.

Som nævnt i "Rapport over indledende undersøgelser og litteraturstudie" er UPS anlæg og mobile batterianlæg (f.eks. El-biler) ikke omfattet af dette projekt. Kun stationære anlæg, som er godkendt til opkobling på lavspændingsnettet jævnfør "Teknisk forskrift 3.3.1", medtages.

3.2 System konfiguration

Batterianlæggene vil sædvanligvis dele inverter eller anden effektelektronik med et solcelleanlæg. Se skitse af typiske installationer i Figur 1, ofte via de såkaldte hybride invertere.

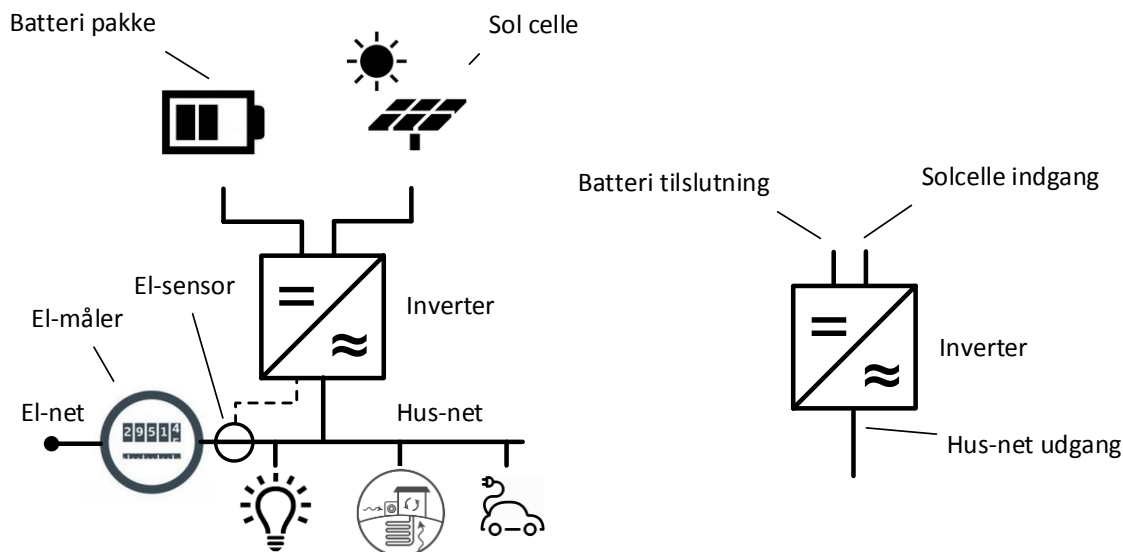


Figur 1: Skitsering af opkoblinger med hhv. AC-kobling eller DC-kobling

Nye solcelleanlæg med batteri vil sædvanligvis være DC koblede, således at solcelle og batteripakke deler samme inverter (hybridinverter), og i Danmark skal disse anlæg være 1 eller 3 fasede. Batteripakken kan derfor oplades med DC strøm uden først at konvertere strømmen fra AC til DC. AC kobling bruges typisk i forbindelse med eksisterende solcelleanlæg med en inverter, som ikke har en ekstra indgang til batteripakken. Her opsættes en ekstra inverter med ensretter, og batteripakken oplades derfor med strøm fra solcellen, der først er konverteret til AC og derefter til DC med heraf følgende tab. Til gengæld kan det AC koblede batterianlæg oplades direkte fra el-nettet, hvilket i Danmark i øjeblikket ikke er regulatorisk tilladt i DC koblingen. Det giver desuden nogle frihedsgrader idet effekten fra de to vekselrettere kan være forskellige. Her er det ofte fordelagtigt at batteri-inverteren er mindre end solcelle-inverteren.

Et batterianlæg omfatter batteripakken med egen beskyttelselektronik, en inverter og en måleenhed (EI-måler). Inverteren indeholder sædvanligvis en vekselretter, som omdanner DC spænding til den AC spænding, der passer til el-nettets spænding, samt i AC-koblingen (Se figur 1) en ensretter, der omdanner nettets AC spænding til den DC spænding, som passer til batteriet. I DC koblingen vil der tillige ofte være en DC-DC konverter, der tilpasser solcelle spændingen til batterispændingen, så solcelle spændingen ikke trækkes ned af batteriet. En sådan DC-DC konverter vil hyppigt være en "maximum power point tracker" (MPPT) indbygget i inverteren. Anlæg hvori batterierne indgår omfatter således typisk: Solceller, batteribank, elmåler og inverter. Inverteren opfattes i det følgende som en "black box", med nogle DC- og AC-input og -output, der alle er specificeret, hvad effekt, spænding og/eller strøm angår.

I denne rapport anvendes nomenklaturen for batterianlægget som vist på Figur 2.



Figur 2: Nomenklatur for batterisystemets komponenter.

3.3 Batteripakker

Batteripakken kan være opbygget af alle typer genopladelige battericeller, men der vil i projektet være fokus på Litium-Ion og bly batterier, da disse er de kommercielt mest udbredte. Fortsætter prisfaldet på litium-Ion batterier forventes disse at udgøre den langt den største andel i den nærmeste fremtid, idet levetiden er lang og energidensiteten høj, så de fylder mindre end mange andre batterityper på markedet. Batterityper så som flowbatterier, saltvandsbatterier (AHI) og andre nye typer kan dog også komme mere i spil i fremtiden. Saltvandsbatteriet anses for at være et mere sikkert og mere grønt alternativ til eksisterende husstands-batterier, og det harmonerer således bedre med "grønne" husejeres tankegang end litium-ion og bly batterier. Batteripakker vil sædvanligvis være forsynet med egen beskyttelselektronik og mulighed for at kommunikere med inverteren.

Spændingen fra solpanelerne ligger typisk mellem 200 VDC og 1000 VDC med den højeste spænding på de større anlæg. Spændingen på batteripakkerne ligger typisk mellem 16 VDC og 800 VDC igen med den højeste spænding på de større pakker.

Sammenligningsmetoden omfatter tests ved nominelt 230 VAC eller 400 VAC på netsiden, mens spændingen på solcelle- og batterisiden varieres afhængig af anlægget, der afprøves. Testene udføres med en særlig strømforsyning fremfor solceller på solcellesiden for at kunne sikre ensartet afvikling hver gang.

4 Sammenligningsparametre

De parametre, der skal bestemmes, er fastlagt i projektets foregående delrapport, "Rapport over indledende undersøgelser og litteraturstudie". Nogle af parametrene forventes opgivet af leverandøren, mens andre fremkommer ved test, beregning eller en vurdering.

Sammenligningsmetodens enkelte parametre samt måden hvorpå de fastlægges er angivet i tabellen herunder.

Nr.	Parameter	Fastlæggelse
01	Batterikemi	Oplyses af leverandør
02	Vægt [kg]	Oplyses af leverandør
03	Volumen [L]	Oplyses af leverandør
04	Batteriets nominelle spænding [V]	Oplyses af leverandør
05	Batteriets tilgængelige spændingsområde [V]	Oplyses af leverandør samt test
06	Batteriets nominelle kapacitet [Ah]	Oplyses af leverandør samt test
07	Batteriets nominelle energiindhold [kWh]	Oplyses af leverandør samt test
08	Batterianlæggets tilgængelige kapacitet [Ah]	Statisk test
09	Batterianlæggets tilgængelige energiindhold [kWh]	Statisk test
10	Systemvirkningsgrad ved 50% og 100% belastning [%]	Statisk test
11	Systemvirkningsgrad ved hhv. solcelle, peak-shave og timeshift brugsmønster [%]	Dynamisk test
12	Virkningsgrad af effektelektronik ved hhv. 5, 10, 20, 30, 50, 75 og 100% belastning [%]	Test af effektelektronik
13	Standby forbrug [W]	Statisk test
14	Forbrug ved dvale tilstand [W]	Statisk test
15	Støjniveau ved 50% og 100% belastning samt ved standby	Oplyses af leverandør
16	Årsvirkningsgrad og årligt energitab [%]	Beregnes fra testdata
17	Forventet levetid	Vurdering
18	Lovkrav og sikkerhed	Vurdering
19	Vurdering af medfølgende dokumentation	Vurdering
20	Teknisk forskrift 3.3.1.	Vurdering

Noter til hver af sammenligningsmetodens trin:

1. **Batterikemi:** Leverandøren skal oplyse, hvilken type og undertype batteri, der indgår i anlægget. En batteritype kunne være bly, mens undertypen kunne være AGM.
2. **Vægt [kg]:** Leverandøren skal oplyse vægten af batterianlæggets enkelte komponenter, der kan monteres særskilt.
3. **Volumen:** Leverandøren skal oplyse volumen af batterianlæggets enkelte komponenter, der kan monteres særskilt. Desuden bør alle mål opgives.
4. **Batterispænding [V]:** Batteripakkens nominelle spænding oplyses af leverandøren.
5. **Batteriets spændingsområde [V]:** Den maksimale spænding, som batteripakken kan oplades til, er typisk bestemt af inverteren, men batteripakken kan tillige have en overspændingsbeskyttelse (f.eks. i litium-ion pakker). Ligeledes er den minimale spænding, som batteripakken kan aflades til, typisk bestemt af inverteren, og batteripakken kan derudover have en indbygget underspændingsbeskyttelse. Leverandøren skal oplyse niveauerne for overhenholdsvis underspænding. Disse spændingsgrænser bestemmes også ved forsøg.
6. **Batteriets nominelle kapacitet [Ah]:** Batteripakkens nominelle kapacitet skal oplyses af leverandøren.
7. **Batteriets nominelle energiindhold [kWh]:** Batteripakkens nominelle kapacitet skal oplyses af leverandøren.
8. **Batterianlæggets tilgængelige kapacitet [Ah]:** Der kan være flere gode grunde, som f.eks. sikkerhedshensyn og levetidsforlængelse, til at begrænse batteripakkens kapacitet, så kun en del heraf er tilgængelig. Dette gøres sædvanligvis ved at reducere spændingsområdet for batteriet en smule i inverter-delen. Derfor måles batterianlæggets tilgængelige kapacitet.
9. **Batterianlæggets tilgængelige energiindhold [kWh]:** Tilsvarende batteriets tilgængelige kapacitet måles batteriets tilgængelige energiindhold.
10. **Systemvirkningsgrad ved 50% og 100% belastning [%]:** Batterisystemets virkningsgrad defineres som forholdet mellem den energi, der tilføres systemet og den energi som herved

kan trækkes ud af systemet. Der tabes noget af den tilførte energi, idet noget af denne omdannes til varme i inverteren og i batteriet. Tabet måles ved de forskellige strækninger i inverteren samt i batteriet. Virkningsgraden afhænger typisk af effekten, hvorfor der testes ved 2 effektniveauer.

11. **Systemvirkningsgrad ved hhv. simpel, peak-shave og timeshift drift [%]:** Batterisystemets virkningsgrad måles endvidere over 24 timer, hvor systemet forsynes med en dynamisk solcelle profil, mens det samtidig belastes med en dynamisk brugsprofil. Der testes kun ved simpel drift i dette projekt, men såvel profilerne som metodikken kan umiddelbart anvendes til test af peak-shave og time-shift funktionalitet i inverteren, såfremt denne forefindes.
12. **Systemvirkningsgrad af effektelektronik ved 10%, 20%, 30%, 50%, 75% og 100% belastning [%]:** Batterisystemets effektelektronik er placeret i inverterdelen. Med henblik på at karakterisere virkningsgraden ved forskellige belastninger måles tabet gennem de forskellige strækninger i inverteren. Virkningsgraden afhænger som nævnt typisk af effekten, men også af andre parametre.
13. **Standby forbrug [W]:** Batterisystemet vil typisk forbruge lidt energi i standby tilstand. Denne måles.
14. **Forbrug i dvaletilstand [W]:** Såfremt batterisystemet er forsynet med en dvaletilstand måles energiforbruget tillige i denne tilstand.
15. **Støjniveau ved 50% og 100% belastning samt ved standby:** Leverandøren skal oplyse støjniveauet ved disse 3 tilstande. Ofte er der i specifikationerne dog kun opgivet én værdi.
16. **Årsvirkningsgrad og årligt energitab [%]:** På basis af testene i punkt 10 til 14 kan årsvirkningsgraden og batterisystemets årlige energitab estimeres.
17. **Forventet levetid:** Batteripakkens levetid defineres som tiden fra installation til udskiftning af batteripakken eller hele batterisystemet. Batteripakkens levetid afhænger først og fremmest af batterikemi, men temperaturforhold og belastningsgrad har også stor indflydelse. Da især temperaturforhold men også belastningsgrad kan variere meget i den enkelte installation, vil en forventet levetid blive et groft estimat.
18. **Lovkrav og sikkerhed:** Der laves en vurdering af om batterisystemet overordnet efterlever gældende lovkrav med specielt fokus på sikkerhedsrelaterede krav.
19. **Vurdering af den medfølgende dokumentation:** Der laves en overordnet vurdering af den medfølgende dokumentation så som brugermanual, drifts-, vedligeholdelses- og sikkerhedsforskrifter samt installationsvejledning.
20. **Teknisk forskrift 3.3.1:** Endelig laves der en overordnet vurdering af batterisystemet i forhold til Teknisk forskrift 3.3.1 som indeholder krav til net tilslutning fra Energinet Danmark. Det kontrolleres om anlægget er tilmeldt positivliste for batterianlæg hos Dansk Energi.

5 Parametre som oplyses af leverandør

I langt de fleste tilfælde vil de parametre, som skal oplyses af leverandøren, fremgå af produktspecifikationen eller den medfølgende dokumentation. Parametrene er listet ovenfor.

6 Parametre som fastlægges ved test

Der gennemføres en række tests på hele batterisystemet eller dele heraf, og herved udledes en eller flere af de parametre, som ønskes fastlagt.

Testene opdeles i 3 kategorier:

- Statiske tests
- Dynamiske tests
- Test af effektelektronik

Testene er primært tiltænkt DC koblede batterianlæg, idet nye anlæg normalt vil være af denne type, men de kan lige vel anvendes til batterianlæg, der eftermonteres i en AC kobling. Der sondres derfor ikke mellem DC og AC koblinger i det følgende.

Det skal bemærkes, at batteripakken i nogle tilfælde vil sætte en begrænsning for optimal udnyttelse af inverterens virkningsgrad, afhængig af batteriets specifikationer.

Til hver test er der skrevet en testprocedure, så testene udføres ens hver gang, men disse er udeladt i rapporten blandt andet af hensyn overskueligheden.

6.1 Statiske tests

De statiske tests fastlægger batteriets spændingsområde, kapacitet og energiindhold samt anlæggets virkningsgrad ved statiske driftsbetingelser. Desuden kan inverterens egetforbrug måles ved standby og dvaletilstand.

Der måles 4 veje gennem systemet, såfremt den pågældende vej er tilgængelig i batterianlægget under test:

- Fra solcelle til batteripakke
- Fra batteripakke til hus-net
- Fra solcelle til hus-net
- Fra el-net til batteripakke

Bemærk at hvis belastningen fra Hus-nettet overstiger, hvad batteripakke og/eller solceller kan levere, så hentes den manglende effekt typisk fra el-nettet.

6.1.1 Statisk test fra solcelle til batteripakke

I testen findes foruden virkningsgraden også batteriets maximale spænding, kapacitet og energiindhold under opladning.

Batteripakken lades helt op fra 0% til 100% af den tilgængelige kapacitet ved 50% henholdsvis 100% af batteritilslutningens maksimalt tilladelige effekt. Subsidiært anvendes solcelleindgangens maksimalt tilladelige effekt, hvis denne er mindre.

Det solcelleanlæg som i den endelige installation skal forsyne batterianlægget er ukendt, hvilket følgelig også gælder solcelleanlæggets driftsspænding. I stedet anvendes en af nedenstående spændingsniveau angivet i prioriteret rækkefølge:

1. Den nominelle spænding for inverterens solcelleindgang
2. 75% af den maximale MPPT spænding, hvis spændingen i punkt 1 ikke er opgivet.
3. 60% af den maksimale Solcelle indgang spænding, hvis spændingen i punkt 1 og 2 ikke er opgivet.

Spændingsniveauet er valgt så det matcher spændingsniveauet i testen afsnit 6.3.1, hvor baggrunden for dette valg er givet.

Med effekt og spænding givet kan strømmen beregnes.

6.1.2 Statisk test fra batteripakke til hus-net.

I testen findes batteriets minimale spænding samt kapacitet og energiindhold under afladning. Efter udførelse af denne og den foregående test kan virkningsgraden desuden findes ved henholdsvis 50% og 100% belastning.

Batteripakken lades helt af fra 100% til 0% af den tilgængelige kapacitet ved 50% henholdsvis 100% af batteritilslutningens maksimalt tilladelige effekt. Subsidiært anvendes Hus-net udgangens maksimalt tilladelige effekt, hvis denne er mindre. Spændingen er givet af batterispændingen henholdsvis Hus-net spændingen.

6.1.3 Statisk test fra solcelle til hus-net.

Denne test udføres ikke som et selvstændigt forsøg, idet tilsvarende data fra test af effektelektronik kan anvendes i stedet.

6.1.4 Statisk test for el-net til batteri.

Batteripakken lades helt op fra 0% til 100% af den tilgængelige kapacitet ved 50% henholdsvis 100% af batteritilslutningens maksimalt tilladelige effekt. Subsidiært anvendes ensretter indgangens maksimalt tilladelige effekt, hvis denne er mindre. Opsætning af strøm og spændingsniveauer foretages i inverteren.

For DC koblede anlæg er denne funktion indtil videre ikke tilladt af myndighederne.

6.1.5 Test af standby og dvale forbrug

Husstandsforbruget er kun yderst sjældent nul, idet køleskabe og forskellige elektroniske apparater, pumper mv. forbruger strøm døgnet rundt, men når solcellerne ikke producerer strøm og batteriet er tomt, er inverteren normalt inaktiv og strømmen leveres udelukkende af el-nettet. Ved denne kondition måles standby forbruget.

Nogle invertere har en indbygget standby funktion og måske tillige en dvale tilstand, men der måles ikke forbrug i disse, hvis de ikke indgår som en automatisk del af normal drift.

6.2 Dynamiske tests

Formålet med den dynamiske test er at finde systemvirkningsgraden, hvor de dynamiske effekter, som opstår når solcelleproduktionen og husstandsforbruget, medregnes over et døgn med almindeligt strømforbrug og solcelleproduktion (Simpel drift). Hvis anlægget kan sættes op til peak-shave og/eller timestift brugsmønstre, så kan systemvirkningsgraden tillige testes med disse funktioner i drift.

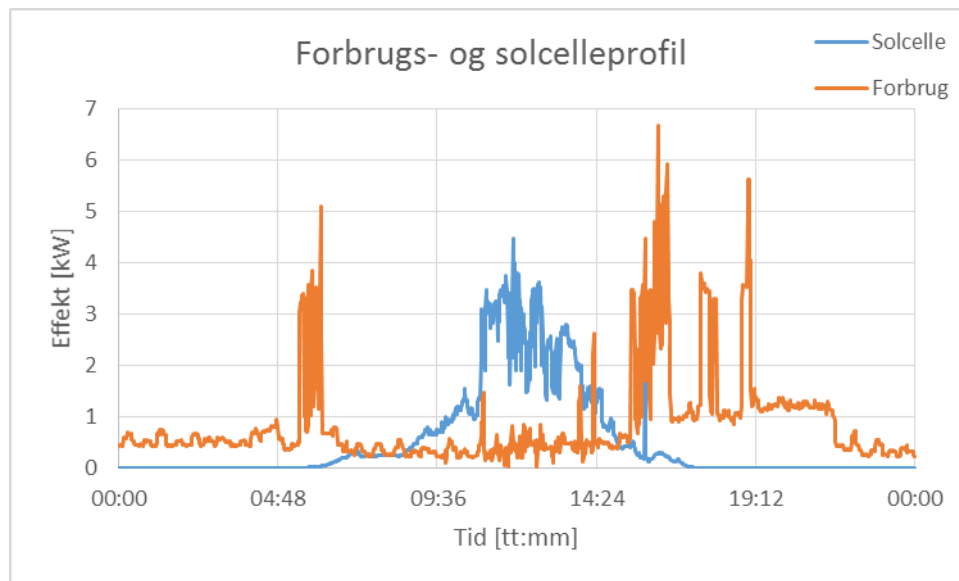
Der er således 3 måder hvorpå batterianlægget kan driftes:

- **Simpel drift:** Batteripakken oplades, når der produceres mere strøm end der forbruges, og den aflades, når der produceres mindre strøm end der forbruges. Pakken anvendes således til at effektivisere eget forbrug af energi fra egne solceller frem for at udveksle energien med el-nettet.
- **Peak-shave drift:** Batteripakken oplades, når der produceres mere strøm end der forbruges, men den aflades kun, når forbruget overstiger en given effekt. Denne driftsform understøtter elnettet via en tarifmodel, hvor elpriserne differentieres som funktion af effektniveauet over kort tid, jævnfør udviklingsarbejdet med den kommende tarifmodel 3.0 hos Dansk Energi.
- **Time-shift drift:** Her understøttes elnettet ved at batteripakken aflades inden for en given tidsperiode af dagen, hvor elprisen er særlig høj, mens den oplades på andre tider af døgnet.

Time-shift drift understøtter ligeledes en tarifmodel, hvor elpriserne varierer på bestemte tider af døgnet.

6.2.1 Simpel drift

Ved simpel drift forstås følgende. Solcellen producerer en vis elektrisk effekt. Denne bruges først til eventuelt forbrug, dernæst til batteriopladning, og når batteristrømmen ruller af under opladning sendes eventuel overskudsstrøm ud på elnettet. Når forbruget overstiger solcellens produktion, hentes den manglende strøm fra batteriet, og først når det er ved at være tomt, hentes strømmen fra elnettet.



Figur 3: De valgte forbrugs- og solcelleprofiler.

Forbrugsprofilen skaleres således, at det maksimale effektforsøg (kl. 16:15) bliver lig den nominelle udgangseffekt for inverterens hus-net udgang. Solcelleprofilen skaleres, så den samlede energimængde sættes lig 110% af energimængden i forbrugsprofilen. De ekstra 10% tænkes at dække forskellige tab i batterisystemet. Såfremt den herved fremkomne solcelle effekt (kl. 11:53) overstiger inverterens specifikationer, kan solcelle effekten reduceres så dette ikke længere er tilfældet ved at reducere skaleringsfaktoren. Batteriet justeres indledningsvis til en 25% ladestand. Forbrugs- og solcelleprofilerne afvikles samtidigt.

6.2.2 Peak-shave drift

Ved peak-shave drift dækkes forbruget først af solcellen. Hvis forbrugseffekten overstiger en prædefineret værdi hentes den manglende strøm fra batteriet, subsidiært hentes den fra el-nettet.

Inverteren sættes op til peak-shave drift, således at batteriet dækker forbruget i alle perioder, hvor effekten overstiger 50% af den nominelle hus-net udgangseffekt for inverteren. Forbrugs- og solcelleprofilerne angivet i afsnittet "Simpel drift" afvikles samtidigt.

6.2.3 Time-shift drift

Ved time-shift drift dækkes forbruget først af solcellen. Hvis forbrugsstrømmen overstiger solcelleproduktionen inden for en given periode af døgnet, hentes den manglende strøm fra

batteriet, i det omfang batteriet kan levere, mens den manglende strøm hentes fra el-nettet uden for dette tidsrum.

Inverteren sættes op til time-shift drift, således at batteriet dækker forbruget i perioden fra kl. 17:00 til kl. 23:00 sammen med solcellen. Resten af tiden dækkes forbruget af solcellen og el-nettet, mens batteriet oplades i perioder med overskydende solcellestrøm.

Forbrugs- og solcelleprofilerne angivet i afsnittet "Simpel drift" afvikles samtidigt.

6.3 Test af effektelektronik

Virkningsgraden af effektelektronikken, der omfatter vekselretter, DC-DC convertere, MPP tracker med videre, karakteriseres ved forskellige belastninger. Målet er dels at tydeliggøre belastningsgradens indflydelse på virkningsgraden, dels at beregne en såkaldt EU-årvirkningsgrad for batterisystemet (Se afsnit 6.4). Virkningsgraden måles:

- fra solcelleindgang til batteri tilslutning
- fra batteri tilslutning til Hus-net
- fra solcelle indgang til Hus-net
- fra Hus-net til Batteri

6.3.1 Solcelle indgang til batteri tilslutning

Der testes ved 5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75% og 100% af den maksimale opladningseffekt specificeret for batteripakken. Subsidiært anvendes den maximale Solcelle indgang effekt, hvis denne er mindre end den maksimale opladningseffekt.

Det solcelleanlæg som i den endelige installation skal forsyne batterianlægget er ukendt, hvilket også gælder solcelleanlæggets driftsspænding. I stedet anvendes en af nedenstående spændingsniveauer i prioriteret rækkefølge:

1. Den nominelle spænding for inverterens solcelleindgang
2. 75% af den maximale MPPT spænding (j.fr. datablad)
3. 60% af den maksimale Solcelle indgangsspænding (j.fr. datablad)

Spændingsniveauerne er valgt på følgende baggrund. Virkningsgraden er i nogen grad spændingsafhængig, og derfor måles den ved 3 forskellige spændinger for hver belastning, så der skal være plads til at teste over og under det valgte spændingsniveau. Solcellens spænding falder typisk til omkring 80% af OCV, når der trækkes strøm og den optimale virkningsgrad for solcelleanlægget opnås sædvanligvis i dette område, hvilket MPP trackeren forsøger at opretholde. Inverteren vælges typisk så spændingsniveauerne passer sammen, og dog så der er en margin til den maksimale MPPT spænding. Der testes ved nominel spænding (middel) samt 15% over (høj) og 15% under (lav) den nominelle spænding.

Eftersom Batteriets SOC (State of charge) tillige kan have indflydelse på virkningsgraden testes tillige ved SOC = 30%, 50% og 70%. Af sikkerhedshensyn eller for at forlænge batterilevetiden, kan producenten have indlagt begrænsninger mod at anvende den nederste og/eller øverste del af batteriets energiindhold. Desuden vil strømmen falde (rulle af) i den sidste del af et opladningsforløb og dermed ændre virkningsgraden, men SOC = 30% 50% og 70% ligger i den normalt stabile del af batteriets arbejdsområde.

Den samlede test matrix er vist Tabel: 1.

Ladestand	Spænding	Effekt niveau						
30%	Lav	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Middel	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Høj	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
50%	Lav	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Middel	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Høj	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
70%	Lav	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Middel	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
	Høj	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%

Tabel: 1 Testmatrix for Solcelle indgang til batteri.

6.3.2 Batteri til Hus-net

Der testes ved 5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75% og 100% af den maksimale afladningseffekt specificeret for batteripakken. Subsidiært anvendes den maximale AC output effekt, hvis denne er mindre end den maksimale afladningseffekt.

Eftersom Batteriets SOC (State of charge) tillige kan have indflydelse på virkningsgraden testes tillige ved SOC = 100% 70% og 40%. Disse niveauer er valgt, da batteriet især i starten forventes at blive brugt mere i den høje end den lave ende af kapaciteten.

Testmatrix for denne test er vist i Tabel 2.

Ladestand	Effekt niveau - Batteri til Hus-net						
100%	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
70%	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
40%	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%

Tabel 2: Testmatrix for Batteri til Hus-net

6.3.3 Fra Solcelle indgang til Hus-net

Der testes ved 5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75% og 100% af den maximale Hus-net udgangseffekt. Subsidiært anvendes den maximale Solcelle indgangseffekt, hvis denne er mindre end den maximale Hus-net udgangseffekt.

Der testes tillige ved flere spændingsniveauer, som er defineret i afsnit 6.3.1.

Den samlede testmatrix er vist i Tabel 3.

Spænding	Effekt niveau - PV input til Hus-net						
Lav	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
Middel	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
Høj	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%

Tabel 3: Test matrix for Solcelle indgang til Hus-net.

6.3.4 Fra el-net til batteripakke

Inverteren styrer opladning af batteripakken fra el-nettet, så både effektniveauet og spændingsniveauet er givet af inverteren. Derfor genbruges resultaterne fra test 6.1.3 her, idet virkningsgraden ved 30%, 50% og 70% SOC uddrages.

Denne test udføres ikke i projektet.

6.4 Fastlæggelse af parametre

Spændingsområde:

Batteriets minimale og maksimale spænding måles i den statiske test, afsnit 6.1. Den maksimale spænding findes mod slutningen af en fuld opladning i testdata. Den minimale spænding findes ved slutningen af en fuld afladning i testdata.

Tilgængelig kapacitet:

Batterianlæggets tilgængelige kapacitet måles ved afladning i den statiske test, afsnit 6.1 både ved 50% og 100% belastning. På batterisiden måles strømmen mindst hvert sekund og kapaciteten findes ved at summere de enkelte strømbidrag under afladning:

$$Q = \sum I * dt \text{ [Ah]}$$

,hvor

Q = Kapacitet ved afladning

I = Strømstyrke

dt = den andel som tidsintervallet udgør af en time (et sekund udgør 1/3600 af en time)

Tilgængeligt energiindhold:

Batterianlæggets tilgængelige energiindhold måles ved opladning og afladning i den statiske test, afsnit 6.1 både ved 50% og 100% belastning. På batterisiden måles strøm og spænding mindst hvert sekund og energiindholdet findes ved at summere de enkelte effekter (U*I) under afladning:

$$E = \sum U * I * dt = \sum P * dt \text{ [Wh]}$$

,hvor

E = Energiindhold

U = Spænding

I = Strømstyrke

P = Effekt

dt = den andel som tidsintervallet udgør af en time (et sekund udgør 1/3600 af en time)

Batterianlæggets tilgængelige energiindhold findes tillige ved opladning, da denne værdi indgår i beregningen af virkningsgrad.

Systemvirkningsgrad ved 50% og 100% belastning

Systemvirkningsgraden vil variere afhængig af systemkonfiguration, og man kunne f.eks. vælge at bestemme:

- Virkningsgraden fra solcelleindgang over batteripakken til hus-net.
- Virkningsgraden fra el-net over batteripakken til hus-net
- Virkningsgraden fra solcelleindgang direkte til hus-net

Da projektet fokuserer på batterianlæg ifm. solceller er det første eksempel mest relevant. Ved systemvirkningsgraden forstås derfor virkningsgraden fra Solcelle indgang over batteripakken til Hus-net.

Effektiviteten eller virkningsgraden beregnes på basis af energi, så den direkte kan relateres til omkostninger senere.

Systemvirkningsgraden, η_{sys} , fra solcelle indgang over batteripakken til hus-net findes af testdata fra de statiske tests i afsnit 6.1, hvor der dels laves et fuldt opladningsforløb og dels et fuldt afladningsforløb af batteriet ved 50% henholdsvis 100% effekt.

Systemvirkningsgraden er den elektriske energi, som kan anvendes til forbrug ved netspænding, i forhold til den elektriske energi, som solcellerne leverer, idet der tabes energi ved de forskellige omformninger i inverteren samt ved lagring i et batteri. Disse tab opstår:

I inverterens MPP tracker/DC-DC konvertering fra solcelle input til batteri, hvor tabet $L_{SB} = E_{sol} - E_{batl}$.

I inverterens vekselretter fra batteri til Hus-net, hvor tabet $L_{BH} = E_{batU} - E_{hus}$.

I batteriet, hvor tabet $L_{bat} = E_{batl} - E_{batU}$.

Det totale tab er således $L_{TOT} = L_{SB} + L_{BH} + L_{bat}$

Endelig beregnes systemvirkningsgraden η_{sta} som:

$$\eta_{sta} = \frac{E_{sol} - L_{TOT}}{E_{sol}}$$

Energi beregnes som vist ovenfor under "Tilgængeligt energiindhold".

Energi til hjælpeforbrug som f.eks. inverter styring, blæsere med videre er indregnet.

Systemvirkningsgrad ved dynamisk drift:

Systemvirkningsgraden findes principielt på samme måde for simpel, for peak-shave og for time-shift drift, men i dette projekt findes systemvirkningsgraden kun for simpel drift.

Ved testens start (kl. 24:00) er batteriet opladet til 25% SOC. Denne del aflades indledningsvis, hvorefter batteriet i dagens løb oplades af solcellerne, og ved testens afslutning (kl. 24:00) er batteriet helt afladet.

Systemet tilføres således en given mængde energi fra solcellerne, E_{sol} , og batteriet indeholder initialt en vis energimængde, E_{bat_init} . På nær tabet i systemet, L_{dyn} , er al denne energi ved testens afslutning blevet leveret ud på inverterens hus-net udgang E_{hus} , idet batteriet er tømt, så ladet op og sluttelig tømt igen. Tabene i inverteren samt i batteriet, L_{dyn} , samt systemvirkningsgraden, η_{dyn} , kan da findes som:

Input til systemet + initial batterikapacitet: $E_{sol} + E_{bat_init}$

Output fra system: E_{hus}

Tab: $L_{dyn} = E_{sol} + E_{bat_init} - E_{hus}$

Systemvirkningsgraden er: $\eta_{dyn} = 1 - (L_{dyn} / E_{sol})$

Det skal bemærkes, at η_{dyn} vil være højere end den statiske virkningsgrad, η_{sta} , dels fordi tabet ved opladning af batteriets initiale 25% SOC ikke er medregnet, og dels fordi kun en del af den energi,

som leveres ud på hus-net, har været omkring batteriet, mens en anden del leveres direkte fra solcelle indgangen i den dynamiske test.

Virkningsgrad af effektelektronik ved hhv. 5, 10, 20, 30, 50, 75 og 100% belastning:

Som nævnt i afsnit 6.3 findes batterisystemets virkningsgrad ved forskellige belastninger og der beregnes en årsvirkningsgrad. Begge dele findes tillige for inverter strækningen solcelleindgang til hus-net. Det vil således være muligt at vægte de to virkningsgrader i forhold til batteristørrelse samt eventuelt systemkonfiguration i øvrigt.

Først findes virkningsgraden ved forskellige belastninger fra solcelleindgang til batteri tilslutning fra resultaterne af testen i afsnit 6.3.1.

Idet der er testet ved forskellige batteriopladningsgrader (SOC), samt ved forskellige spændinger på solcelleindgangen, findes der indledningsvis et gennemsnit for solcelle effekt og batteriopladningseffekt ved simpel midling.

For hver spænding og for hver belastning beregnes middeffekten for P_{sol} og P_{bat} som

$$P_{sol} = \sum_1^n \frac{P_{sol_i}}{n}$$

$$P_{bat} = \sum_1^n \frac{P_{bat_i}}{n}$$

, hvor

P_{sol_i} er den målte solcelleeffekt ved henholdsvis 30%, 50% og 70% SOC

P_{bat_i} er den målte batterieffekt ved henholdsvis 30%, 50% og 70% SOC

$n = 3$

På samme måde findes middelværdien over de 3 spændingsniveauer lav, middel og høj for hver belastning.

Virkningsgraden fra Solcelleindgang til batteritilslutning, $\eta_{sol-bat}$, kan da findes for hver effektniveau:

$$\eta_{sol-bat} = \frac{P_{bat}}{P_{sol}}$$

Næste skridt er at finde virkningsgraden ved forskellige belastninger fra batteritilslutning til hus-net. Der er testet ved forskellige batteriopladningsgrader (SOC), så der findes indledningsvis et gennemsnit for batteriafladningseffekt, P_{bat} , og effekten til hus-net, P_{hus} , ved simpel midling som vist ovenfor.

Virkningsgraden fra batteritilslutning til hus-net, $\eta_{bat-hus}$, kan da findes for hvert effektniveau:

$$\eta_{bat-hus} = \frac{P_{hus}}{P_{bat}}$$

Batterisystemets samlede virkningsgrad, $\eta_{bx\%}$, kan da findes for hvert effektniveau som:

$$\eta_{bx\%} = \frac{P_{BatInd}}{P_{sol}} * \frac{P_{Hus}}{P_{BatUd}} * \eta_{bat}$$

Batteripakkens effektivitet, η_{bat} , kan ikke måles i effektelektronik testen. I stedet anvendes den værdi, som er fundet i statistisk test ved 50% effekt.

Virkningsgraden for de enkelte dele kan sammenlignes for flere anlæg, men det vil i mange tilfælde være mere overskueligt at regne dem sammen til en samlet årvirkningsgrad. Hertil anvendes almindeligvis en fordelingsnøgle (Bl.a. angivet i EN 50530), der angiver en hyppigheden af de forskellige solenergi intensiteter over et år for Centraleuropa. Systemets årvirkningsgrad, η_{bt} , beregnes da efter denne Europæiske vægtning, ved at indsætte de ovenfor opnåede værdier i udtrykket for η_{EU} :

$$\eta_{EU} = 0,03*\eta_{5\%} + 0,06*\eta_{10\%} + 0,13*\eta_{20\%} + 0,10*\eta_{30\%} + 0,48*\eta_{50\%} + 0,20*\eta_{100\%}$$

$$\eta_{bt} = 0,03*\eta_{b5\%} + 0,06*\eta_{b10\%} + 0,13*\eta_{b20\%} + 0,10*\eta_{b30\%} + 0,48*\eta_{b50\%} + 0,20*\eta_{b100\%}$$

Virkningsgraden fra Solcelleindgang til husnet, $\eta_{sol-hus}$, findes også for hvert effektniveau:

$$\eta_{sX\%} = \frac{P_{hus}}{P_{sol}}$$

Årvirkningsgraden fra solcelleindgang til hus-net, η_{st} findes som ovenfor af:

$$\eta_{st} = 0,03*\eta_{s5\%} + 0,06*\eta_{s10\%} + 0,13*\eta_{s20\%} + 0,10*\eta_{s30\%} + 0,48*\eta_{s50\%} + 0,20*\eta_{s100\%} \quad (16)$$

Samlet årvirkningsgrad:

Som beskrevet i delrapporten ”Rapport over indledende undersøgelser og litteraturstudie” kan der, opstilles en fordelingsnøgle med henblik på at samle ovenstående virkningsgrader i én samlet årvirkningsgrad, η_{Ar} . Fordelingsnøglen er baseret på et skøn, hvor hovedvægten er lagt på den dynamiske test.

De i Tabel 4 angivne virkningsgrader vægtes og summeres derefter for at finde årvirkningsgraden.

	Testmønstre	η_{Ar}	Vægtning
1	Virkningsgrad ved 50% last	$\eta_{50\%}$	20%
2	Virkningsgrad ved 100% last	$\eta_{100\%}$	10%
3	Virkningsgrad ved Dynamisk Sempel drift	η_{dyn}	40%
4	EU virkningsgrad Sol-Bat-Husnet	η_{bt}	15%
5	EU virkningsgrad Sol-Husnet	η_{st}	15%
	Total		100%

Tabel 4: Fordelingsnøgle til årvirkningsgrad 1.:

6.5 Test resultater

Der er udarbejdet en skabelon til testrapport som indeholder et testskema, der benyttes i forbindelse med test på de enkelte anlæg.

For at afprøve metoden er der i projektet planlagt minimum 4 tests på batterianlæg. 3 test er gennemført og den sidste test er under udførelse i skrivende stund. Resultaterne af disse test fremgår af de enkelte testrapporter.

7 Parametre som fremkommer ved vurdering

Parametre som forventet levetid, lovkrav og sikkerhed kan ikke umiddelbart testes og fremkommer derfor ved en vurdering.

7.1 Forventet levetid

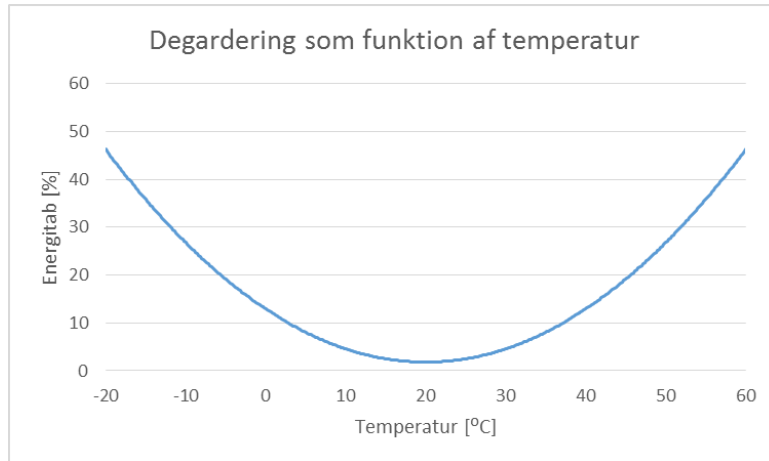
Vurdering af levetid er meget usikker, da mange forskellige forhold under drift kan forkorte levetiden. Vurderingen af en realistisk levetid baserer sig primært på oplysninger fra leverandøren evalueret af en batterispecialist i forhold til generelle erfaringer fra målinger og litteratur. Hvis batteriet f.eks. installeres et varmt sted forkortes levetiden dog markant i forhold til leverandørens normalt meget optimale forudsætninger. Batteripakkens levetid afhænger først og fremmest af batterikemi. Mange forskellige batterikemier som f.eks. litium-ion, bly, nikke-cadmium, nikkel metalhydrid, nikkel-jern, flowbatterier eller saltvandsbatterier kunne anvendes i et batterianlæg, men i kommercielle anlæg bruges typisk bly eller litium-ion batterier, og trenden går mod litium-ion. Derfor eksemplificeres metoden udelukkende med litium-ion batterier, idet den kan udbygges med andre kemier på et senere tidspunkt. Det skal også bemærkes, at der er 5 til 6 forskellige typer litium-ion batterier på markedet i forskellige pakninger (cylindrisk, pose og prismatisk), alle med forskellige levetid og ældningsrater, samt at levetiden ofte også varierer over forskellige brands.

Til vurdering af leverandørinformationer anvendes afhængig af batteritype en metode til general fremskrivning af batteriets energiindhold efter 1 år, 5 år, 10 år, 15 år og 20 år ved forskellige driftsbetingelser, som af gode grunde vil variere en del i forskellige installationer.

Litium-ion batterier, degraderer både når de er i brug og når de ikke er i brug, men hastigheden hvormed de degenererer i de 2 situationer er meget forskellig. Idet batteripakken typisk vil være under opladning eller afladning i hovedparten af tiden, ses der bort fra situationen, hvor den ikke er i brug. Degenereringen skyldes utilsigtede kemiske reaktioner i batteriet, der resulterer i, at batteriets kapacitet og energiindhold reduceres samt at batteriets indre modstand stiger, hvilket betyder at batteriets maksimale effekt og batteriets energiindhold falder i takt med at batteriet bruges. Desuden vil tabet i batteriet stige.

Degenereringsraten eller hastigheden hvormed batteriet degenererer afhænger i høj grad af driftsbetingelser som temperatur og C-rate (Strømstyrke). Endvidere har spændingsgrænserne indflydelse på degenereringen.

En forsimpelt levetids afhængighed af batteritemperaturen er vist i figur 4.



Figur 4: Årlig batteridegenerering som funktion af batteritemperatur.

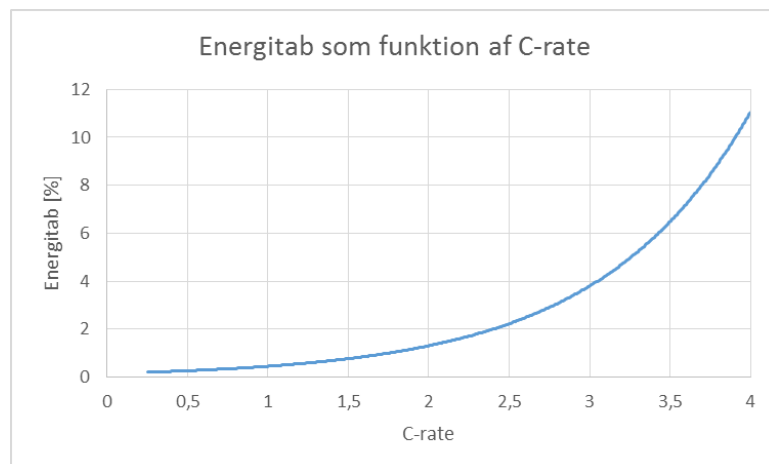
Således kan reduktionen i energiindhold ved forskellige temperaturer findes af udtrykket:

$$\text{Energireduktion}(T) = 0,0278T^2 - 1,1117T + 12,922$$

, hvor

T = Batteritemperatur

C-raten beregnes som forholdet mellem den tilgængelige kapacitet og den gennemsnitlige strøm ved henholdsvis op- og afladning. En forenklet levetids afhængighed af C-raten er vist i figur 5.



Figur 5: Årlig batteridegenerering som funktion af C-rate.

reduktionen i energiindhold ved forskellige C-rater findes af udtrykket:

$$\text{Energireduktion}(C) = 0,154 * e^{1,0676C} \quad (16)$$

, hvor

C = C-rate

Den tilbageværende batterikapacitet vurderes ved hjælp af Teknologisk Instituts erfaringsværktøjer ved 1, 5, 10, 15 og 20 år og ved 3 forskellige temperaturer.

7.2 Lovkrav og sikkerhed

Lovkravene til et batterianlæg er direkte eller indirekte angivet i dansk lovgivning, og der findes et omfattende grundlag af standarder, som kan følges af fabrikanterne for at dokumentere, at loven er overholdt. Dette er ikke helt tilfældet med hensyn til sikkerhedsforholdene.

7.2.1 Lovkrav

Der udføres en overordnet gennemgang af dokumentationen med henblik på at vurdere om de vigtigste lovkrav er dokumenteret overholdt. Det vil bl.a. omfatte følgende relevant for batterianlæg:

- Elsikkerhedsloven, der tidligere hed stærkstrømsbekendtgørelsen. Specifikke krav kan findes standard-serien HD 60364, og for installationsarbejde i EN 50110.
- CE-mærkningsordningen, herunder lavspændingsdirektivet, EMC direktivet og ROHS direktivet.
- Batteri direktivet og WEEE direktivet.
- Litium-ion batterier betragtes som farligt gods og skal derfor mærkes og testes i henhold til UN38.3 for at kunne transporteres. Der er ligeledes krav til klassificering og pakning i forbindelse med transport.

Der kan desuden stilles krav til bygninger, som huser batterianlæg, fra brandmyndigheder.

Se også Teknisk Forskrift 3.3.1. for krav til tilkobling af batterianlæg til elnettet mv.

Det kontrolleres at batterianlægget:

- Er CE mærket og i henhold til hvilke direktiver
- Er UN38.3 testet, hvis relevant (li-ion batteripakke)
- Er mærket i henhold til batteridirektivet

7.2.2 Sikkerhed

Der vil typisk være mekaniske, elektriske og batterispecifikke risici forbundet med et batterianlæg. Mekaniske fordi anlæggene kan vælte, falde ned fra vægge, brase igennem en etageadskillelse og så videre.

Elektriske, dels fordi anlægget normalt tilføres farlig spænding fra solceller, batteri og el-net og dels fordi de to først nævnte kan afstedkomme kraftige lysbuer ved kortslutning (med skruetrækker, fingerring, urrem eller lignende). De elektriske risici imødegås ved overholdelse af elsikkerhedsloven og lavspændingsdirektivet, hvortil der er udgivet en lang række standarder for design, udførelse og test af elektriske anlæg. Dette gælder i mindre grad for batterier, hvorfor det følgende koncentrerer sig herom.

De batterispecifikke sikkerhedskrav og risici afhænger af batteriteknologien, hvor bly og litium-ion er langt de almindeligst forekomne.

Til vurdering af sikkerhed i forhold til denne metode tages alene afsæt i leverandørens dokumentation, da det typisk ikke vil være muligt at inspicere alle indbyggede sikkerhedsfunktioner. Vurderingen foretages i forhold til State of the Art viden om batterisikkerhed på Teknologisk Institut. Herunder er kortfattet listet nogle af de generelle sikkerhedsrelevante forhold som typisk tages i betragtning under vurderingen. Vurderingen vil opsummere om sikkerhed synes at være håndteret

og at vejledninger indeholder fornuftige sikkerhedsanbefalinger i forbindelse med installation og drift.

7.2.2.1 Sikkerhed bly batterier.

Der er en risiko for at batteriet eksploderer og foruden stor varmeudvikling også spreder varm svovlsyre, idet batteriet udvikler knaldgas (brint og ilt) under opladning og et par timer herefter. Det gælder også lukkede typer, som AGM og Gel, hvor risikoen dog er mindre.

Generelt bør åbne bly batterier kun oplades i særskilte rum med rigelig udluftning og alarmering ved kritisk opbygning af brintgas. Desuden må battericellerne ikke oplades til højere spænding og temperatur end specificeret for batteriet ligesom den specificerede opladetid ikke må overskrides. Disse sikkerhedsfunktioner varetages normalt af inverteren, der følgelig skal være designet til det pågældende batteri. Bemærk at der kan være forskel på specifikationerne for åbne og lukkede typer. Endelig skal vedligeholdelsesforskrifter overholdes.

Det kontrolleres så vidt muligt at op- og afladningsproceduren afvikles i henhold til batterispecifikationerne.

7.2.2.2 Litium-ion batterier

Litium-ion celler må kun bruges indenfor deres sikkerhedsområde, hvad spænding, strøm og temperatur angår, og de må ikke udsættes for fysisk overlast, således at cellen på nogen måde ændrer form. Overtrædelse heraf kan føre til et såkaldt termisk runaway, hvorved battericellen udvikler meget høje temperaturer og sædvanligvis bryder i brand. Termisk runaway i en celle vil normalt sprede sig til nabocellerne og i værste fald udbrænder hele batteriet. Desuden er der risiko for at branden spreder sig til omgivelserne. Ved brand i litium-ion celler udvikles en del usunde røggasser, hvoraf de to giftigste er kuloxid (CO) og Hydrogenfluorid (HF), der begge kan være dødelige at indånde.

Batterianlægget skal være forsynet med et elektronisk sikkerhedskredsløb, der sikrer at alle battericeller anvendes inden for deres sikkerhedsområde, og afbryder batteriet, hvis det ikke er tilfældet. Kredsløbet kaldes sædvanligvis en BMS (Battery Management System) og kan være placeret i hvert batterimodul eller som en central enhed i forbindelse med batteripakken.

De primære sikkerhedsfunktioner er en integreret del af batteripakken, og de er ikke mulige at teste i det samlede batterianlæg, idet inverteren vil gribe ind, før sikkerhedsgrænserne kan findes. Desuden vil det typisk kræve en destruktiv adskillelse af batteripakken at kortlægge og teste funktionerne enkeltvis, hvilket ikke er betimeligt i denne sammenhæng. I stedet er nedenstående omfattende liste af sikkerhedskrav og anbefalinger givet.

Batterianlæg til husstande skal som minimum have følgende sikkerhedsfunktioner:

- BMS med sensorer til måling af cellespænding, celle temperatur og strøm, samt med selvdiagnosticering.
- To af hinanden uafhængige automatiske funktioner på DC-siden til at afbryde batteriet, hvoraf mindst én afbryder skal være mekanisk, og begge med overvågning.
- Afbrydere og sikringer, som kan afbryde en kortslutningsstrøm uden at skabe lysbuer.
- Forståelig alarm i tilfælde af alvorlige fejl, samt helst overvågning og tydelig alarm i tilfælde af udslip af brandfarlig gas, giftig gas og røg.

Sikkerheden af batterianlæg til husstande kan forøges med:

- I tilfælde af parallelt koblede celler bør alle have en strømafbrydende sikring.
- Temperatur overvågning af alle celler (to naboceller kan dog dele en temperatursensor).
- Batterianlæg der overholder EN 62619, hvor batterimoduler anbringes og sikres således at en brand ikke breder sig uden for anlægget.

Anbefalinger til placering af batterianlæg til husstande:

- Placering i rum, der er adskilt fra opholdsrum.
- Rum med ventilation (ikke lukkede rum).
- Der bør ikke være brandbare bygningsdele (vægge og loft) i rummet med batterianlægget, og brandbare materialer og væsker bør heller ikke forefindes i rummet.
- Der må ikke være stærke varmekilder tæt på batterianlægget, herunder direkte sol.
- Der bør være en højtsiddende ventilation af rummet hvor batterianlægget er placeret, således at eventuelle dampe fra lækage i et batteri, samt gasudslip og røg kan begrænses.
- Overvågning med røgalarm og gasalarm i batteri rummet anbefales.
- Udendørs placering og placering på loft eller lignende bør være absolut frostfrit hele året både af hensyn til sikkerhed og batteriets levetid. Ligeledes skal høje temperaturer (>45°C) undgås.

7.3 Vurdering af den medfølgende dokumentation

Vurdering af den medfølgende omfatter tilstedeværelse af:

- Sikkerhedsforskrifter på dansk
- Betjeningsvejledning
- Oversigt over meddelelser, advarsler og alarmer fra anlægget
- Vedligeholdelsesinformation
- Installationsvejledning
- Bortskafningsvejledning

Ovennævnte kan være samlet i et eller flere dokumenter.

7.4 Teknisk forskrift 3.3.1

Teknisk Forskrift 3.3.1 for batterianlæg er udarbejdet og administreres af Energinet med henblik på at sikre net-kvaliteten. Forskriften indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, der stilles til batterianlæg, som ønskes sluttet til elnettet i Danmark, således at forstyrrende elektriske emissioner til elnettet begrænses.

Såfremt forskriftens krav er opfyldt, kan anlægget optages på positivlisten, der er angivet på Dansk Energis hjemmeside, www.danskeenergi.dk/positivlister. Det skal dog bemærkes, at forskrift 3.3.1 kan være opfyldt uden at anlægget figurerer på positivlisten. Det er altså ikke et krav at være på positivlisten, men det gør den enkelte godkendelsen og installation lettere.

Det kontrolleres om anlægget er optaget på positivlisten.

8 Diskussion

Anvendelsen af sammenligningsmetoden kan anskueliggøres ved at holde den op mod de 6 vigtigste forhold for brugeren. Disse forhold er fundet i en spørgeskemaundersøgelse, som er refereret i "Rapport over indledende undersøgelser og litteraturstudie" afsnit 7.1.2, og listet herunder:

1. Garantiperiode på batteriet

2. Indkøbspris for batterianlægget
3. Muligheden for en samlet privatøkonomisk gevinst
4. Batteriet er vedligeholdelsesfrit
5. Batteriet har et lavt lyd/støj niveau
6. Minimalt energitab i systemet

Når det vigtigste forhold er garantiperioden for batteriet, kan det skyldes usikkerhed overfor batterier i almindelighed og batterilevetid i særdeleshed. Levetidsvurderingen kan reducere usikkerheden og hjælpe med at dimensionere batteristørrelsen, vælge batterikemi samt at vælge den bedste batteriplacering med hensyn til temperaturforhold.

Metoden vurderer ikke pris, men med den estimerede batterilevetid, den samlede årvirkningsgrad, solcelle specifikationer, en vejrfordisigelse og priser fra leverandøren kan muligheden for en samlet privatøkonomisk gevinst beregnes af kunde og leveandør.

Sammenligningsmetoden inddrager ikke batterivedligehold. Sædvanligvis kræver åbne (våde) bly batterier jævnligt vedligehold, bly batterier af typen AGM og Gel vil være stort set vedligeholdelsesfrie i et husstands batteri. Litium-ion batterier betragtes som helt vedligeholdelsesfrie. Over tid kan der dog opstå behov for at udskifte mindre dele af såvel bly som litium batterier.

Støj fra batteriet skyldes primært eventuelle blæseranordninger til køleformål. Det samme gælder inverteren, der dog også kan støje fra andre kilder. Til at vurdere støjangivelser kan følgende referencer anvendes:

- Hvisken: 30 dB
- Normal samtale: 60 dB
- Motorplæneklipper: 90 dB

Effektivisering af bolig el-forbrug er centralt for projektet og en væsentlig del af denne rapport beskæftiger sig derfor med energitab i systemet. Der er angivet et samlet tal for årvirkningsgraden, som kan bruges til direkte sammenligning og til beregning af den privatøkonomiske gevinst. Desuden er virkningsgrader angivet i forskellige driftssituationer og for forskellige dele af anlægget, så det også er muligt at sammenligne disse. Når energitab sammenlignes vil valget af batteriteknologi have stor indflydelse. Inverterens driftspunkt ligeså, idet der er væsentlig større tab ved lave belastninger end ved høje. Derfor bør sammenligninger mellem anlæg, som ikke er dimensioneret efter samme grundlag for pågældende husstand anvendes med forsigtighed og forbehold.

Ovennævnte spørgeskemaundersøgelse indeholder ikke spørgsmål om sikkerhed, men det er også et væsentligt forhold. Der synes ikke at være en enkel måde, hvorpå batteripakken kan sikkerhedsvurderes. Der kunne udføres destruktive tests i henhold til IEC 62619 eller lignende, hvilket dog er en temmelig bekostelig affære, eller batteripakkens sikkerhedsfunktioner kunne testes enkeltvist, hvilket kræver kommunikation med BMS'en. Endelig kunne en vurdering foretages på baggrund af batteripakkens og sikkerhedssystemets opbygning alene, hvilket dog også forudsætter dybe indgreb i batteripakken.

Det ville være oplagt at indføre en mærkningsordning på basis af den udviklede metode. I den forbindelse kunne effektelektronikken testes ved kun en spænding og en opladestand (SOC) for at reducere testomfanget, idet forskellene synes relativ små.

Ligesom virkningsgrader for forskellige veje gennemsystemet er relevante, kunne det også være relevant at udføre støjmålinger ved forskellige driftspunkter, idet disse sjældent oplyses af producenten.

Omfanget af batterianlæggets forskellige funktioner, som f.eks. Peak-shave, Time-shift, automatisk skift til og fra standby eller lignende strømbesparende funktion og datalogning/monitorering af brugerrelevante data, er ikke medtaget i metoden. Det kunne tillige være relevant at indføre.

9 Konklusion.

Der er udviklet en metode, som kan anvendes til sammenligning af batterianlæg af forskellige batteriteknologier, konfigurationer af batterianlæg, størrelser og brands.

Afhængig af kundebehov vil de væsentligste sammenligningsparametre umiddelbart være:

- Uvildige og sammenlignelige data, der blandt andet tillader tredjepart (kunde, rådgiver m.fl.) at regne på økonomiske forhold
- Effektivitet (energitab og virkningsgrader under realistisk drift)
- Sikkerhed, overholdelse af krav mm.
- Støjniveau (afhængig af placering)

Endvidere er der udviklet en skabelon til en testrapport. Sammenligningsmetoden er afprøvet på 4 forskellige anlæg, og resultaterne fremgår af behørig testrapporter.

Metoden vil umiddelbart kunne håndtere de fleste af markedets batterianlæg i dag, men den skal videreudvikles i takt med nye batteri- og inverter-teknologier, ligesom nye tarifystemer kan afføde en opdatering.

Det ville være oplagt at indføre en mærkningsordning på basis af en revideret udgave af den udviklede metode samt at oprette en database med de væsentligste nøgletal.