

RAPPORT - BATTERILAGER

UTVÄRDERING FÖR FAMILJEBOSTÄDER

2020-01-02



RAPPORT - BATTERILAGER

Utvärdering för Familjebostäder

BESTÄLLARE

AB Familjebostäder

KONSULT

WSP Environmental Sverige

WSP Sverige AB
121 88 Stockholm-Globen
Besök: Arenavägen 7
Tel: +46 10 7225000

wsp.com

KONTAKTPERSONER

Jens Penttilä
jens.penttila@wsp.com

UPPDRAGSNAMN
Batterilager och solel

UPPDRAGSNUMMER
10264071

FÖRFATTARE
Jens Penttilä

DATUM
2020-01-02

ÄNDRINGSDATUM

Granskad av
Familjebostäder,
Stockholmshem

SAMMANFATTNING

Familjebostäder har flera byggnader med solcellsanläggningar. Dessa har överproduktion av solel. Genom att använda batterilager skulle egenanvändningen av solel kunna ökas samtidigt som batterilagret kan användas för att minska toppar i effektuttaget från elnätet.

Ett flerbostadshus med 12 lägenheter i Svedmyra med befintlig solcellsanläggning på 23 kW, med ca 5% överproduktion av solel, har valts ut och fått ett batterilager på 16 kWh installerat. Utvärdering har skett under perioden 2018-03 till 2019-09.

Som referens till Familjebostäders batterilager medverkar Stockholmshem och ÖrebroBostäder med erfarenheter från sina befintliga och planerade batterilager.

Högupplöst mätdata för batterilagret, byggnadens elanvändning och solcellernas elproduktion har analyserats under två driftperioder. Utvärdering av batterilagrets prestanda och möjligheter för ökad egenanvändning av solel samt möjligheter till effektreducering av eluttaget från elnätet har studerats. En ekonomisk bedömning av batterilagrets lönsamhet har utförts med LCC-kalkyl för tre driftfall. LCC-kostnader ska inte betraktas som en fastslagen sanning utan snarare en antydan.

Den initiala planen att utvärdera olika driftfall för ett batterilager har under projektets gång fått ändras till att merparten av arbetsinsatsen gått till att hantera driftstörningar, felfunktioner och komplett utbyte av batterilager halvvägs in i mätperioden.

Projektets övergripande resultat för den studerade byggnaden med aktuellt batterilager är att tekniken är omogen och behöver kvalitetssäkras för att användas i stor omfattning.

Projektet och utvärderingen har haft stora störningar pga. att batterilagret inte hållit lovad kvalitet. En anledning till att lönsamhet i detta projekt inte har erhållits är att investeringskostnaden för batterilagret har varit stor i förhållande till erhållna besparingar. För att erhålla ekonomisk lönsamhet för batterilagret med redovisade driftfall behöver investeringskostnaden halveras.

Effektreducering ger störst lönsamhet av de två prövade driftfallen (effektreducering och energiförflyttning). Effektreducering kräver särskild styrning som bör användas med ett somrardriftfall och ett vinterdriftfall för att fungera bra. Effektreducering kunde ske med ca 10 kW. Energiförflyttning i tid fungerar bäst vid urladdning med jämn och låg effekt för att förlusterna från batterilagret ska hållas låga. Överproduktion av solel över året kunde minskas från ca 5% till 2% med batterilagret.

För både batterilagrets möjligheter till ökad egenanvändning av solel samt reduktion av effektuttaget från elnätet är batteriförlusternas storlek vid laddning och urladdning centrala. Det finns ett samband mellan batteriförluster, effektuttag och batterilagrets aktuella energinivå.

Från medverkande parter i projektet efterlyses att batterilager behöver vara enklare att addera till ett befintligt system med solceller, mer "plug-n-play". Det efterlyses också att leverantörer och andra partners behöver arbeta mot samma målbild och mer samordnat.

Med sjunkande kostnader för batterier gör ÖrebroBostäder bedömningen att vi snart är vid en kostnadsnivå, där batterier blir en försvarbar investering. Redan nu planerar, förbereder (och ibland installerar) ÖrebroBostäder energilagring i sina projekt.

I just detta projekt har ett batterilager införskaffats till en byggnad i Svedmyra med förväntningen att det skulle vara en väl utprovad fungerande produkt – men så blev inte utfallet i denna utvärdering.

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	3
1 NOMENKLATUR	6
2 BAKGRUND	6
2.1 MÅL	7
2.2 BESKRIVNING AV BYGGNADEN	7
2.3 BYGGNADENS ELANVÄNDNING	8
2.4 BEFINTLIG SOLCELLSANLÄGGNING	11
3 REFERENSANLÄGGNINGAR	14
3.1 STOCKHOLMSHEM	14
3.2 ÖREBROBOSTÄDER	15
3.3 POWER2U	17
4 VAL OCH UPPHANDLING AV BATTERILAGER	19
4.1 BATTERILAGER FRÅN NILAR	19
5 INSTALLATION	21
6 INSAMLING AV MÄTDATA	22
7 DRIFT	24
7.1 DRIFT DEL 1	24
7.2 BYTE AV BATTERILAGER	26
7.3 DRIFT DEL 2	27
8 UTVÄRDERING	29
8.1 ENERGIFÖRFLYTTNING	29
8.2 EFFEKTREDUCERING	32
9 EKONOMISK BEDÖMNING	35
9.1 DRIFTFALL OCH LÖNSAMHET	37
9.2 RESULTAT LCC	38
10 PROJEKTERS RESULTAT	39
11 DISKUSSION OCH SLUTSATSER	39
BILAGA - BILDER	41
BILAGA - BELOK LCC	42

1 NOMENKLATUR

AC	Växelström (Alternating Current).
Apparat	Färdig anordning, eller en kombination av sådana anordningar, som finns kommersiellt tillgänglig som en funktionell enhet och är avsedd för slutanvändaren och som kan alstra elektro-magnetiska störningar, eller vars funktion kan påverkas av sådana störningar.
Batterilager	Energilager där elektrisk energi lagras elektrokemiskt och inkluderar kontroll- och skyddssystem.
BMS	Battery Monitoring System. Elektroniksystem för diagnos, laddningsövervakning och styrning av individuella celler och kompletta batterisystem.
DC	Likström (Direct Current).
Egenanvändning	Del av soelproduktion som används innanför anslutningspunkt till det allmänna elnätet.
Export	Utmatning av elenergi till det allmänna elnätet, försäljning.
Import	Inmatning av elenergi till byggnaden från det allmänna elnätet.
Utrustning	Apparat eller fast installation.
Solel	Elenergi från solcellsanläggning.
Effekt	Elektrisk, storhet för överförd effekt mellan två punkter.
kW	Kilowatt = 1000 W, SI-enhet för effekt.
kWh	Kilowattimme = 1000 Wh. En apparat på 1 kilowatt som är påslagen under en timme använder en kilowattimme. Används normalt vid debitering av elanvändning.
Överproduktion	Produktion av solel som inte har momentan användning innanför anslutningspunkt till det allmänna elnätet.

2 BAKGRUND

Familjebostäder har flera byggnader med solcellsanläggningar. Dessa har en överproduktion av solel. Genom att installera ett batterilager hoppas Familjebostäder kunna öka egenanvändningen av solel i sina byggnader och även kunna använda batterilagret för att minska toppar i effektuttaget från elnätet.

En byggnad med befintlig solcellsanläggning i Familjebostäders bestånd har valts ut och får ett batterilager installerat. Utvärdering har skett under perioden efter installation 2018-03 till 2019-09.

Utifrån dagens lagstiftning och elmarknad är graden av egenanvändning en faktor som i stor utsträckning påverkar en solcellsanläggnings lönsamhet. I syfte att nå en hög egenanvändning av solel inom en byggnad kan ett batterilager användas.

Projektet knyter an till den tidigare utförda BeBo-förstudien "Metoder och lösningar för att matcha soelproduktion och elanvändning" (2016_09) inom vilket potentialen och behovet av matchningsmetoder för ökning av egenanvändning har utretts. I den tidigare BeBo-förstudien

beskrivs att energilagring i batterisystem bedömts kunna öka egenanvändningen ca 7 procent. Vidare konstateras att användandet av energilagring för reducering av effekttoppar har stor potential.

För att analysera, utvärdera och jämföra Familjebostäders batterilager kommer Stockholmshem samt ÖrebroBostäder att medverka som referens med erfarenheter från sina befintliga och planerade batterilager.

Lärdomar och erfarenheter från detta projekt kommer förhoppningsvis underlätta för andra fastighetsägare som befinner sig i beslutsprocessen att välja om man vill satsa på ett batterilager för att öka egenanvändningen av solel och att reducera effektuttag från elnätet.

2.1 MÅL

En lämplig byggnad i Familjebostäders bestånd som har en befintlig solcellsanläggning ska väljas för installation av ett batterilager. Batterilagret ska driftsättas för den aktuella byggnadens elbehovsprofil och befintlig solcellsanläggnings överproduktion av solel. Batterilagrets syfte är att öka egenanvändningsgraden av el från solceller samt att reducera byggnadens effekttoppar i uttaget från elnätet. Batterilagret tillsammans med solcellsanläggningen och byggnadens elbehov och eleffektbehov följs upp under ett år efter idrifttagning. Med erfarenheter och resultat från utvärderingen ska frågan om batterilagrets möjligheter till energiförflyttning och effektreducering besvaras.

2.2 BESKRIVNING AV BYGGNADEN

Stadsdelen Svedmyra anlades på 40- och 50-talet. I området finns stora grönområden med t.ex. Majroskogen och Svedmyraskogen. Familjebostäder äger fastigheten Avin 1 som ligger vid Grycksbovägen nära Svedmyra tunnelbanestation, Figur 1.



Figur 1 Situationsbild över Avin 1 inklusive Jösseforsvägen 3A, 3B.

Fastigheten består av tre byggnader med bostäder och en gemensam tvättstuga. Det finns ett garage med 34 platser. Husen är förbundna med kulvert och har en gemensam undercentral för distribution av värme och tappvarmvatten. Värmebehovet för uppvärmning, ventilation och

varmvatten betjänas av fjärrvärme och solfångare. Målet för Familjebostäder är att nå energiprestanda 68 kWh/m²,år Atemp.

Den största och längsta byggnaden har två trapphus, Jösseforsvägen 3A och 3B. Det är tre våningar högt med källarplan och 2st hissar.

På taket finns två teknikrum för ventilationsaggregat och installationsutrymme för en solcellsanläggning på ca 23 kW, se beskrivning i avsnitt 2.4

Byggnaden togs i bruk med inflyttning i november 2016. Byggnaden har 12st lägenheter, varav 6st 5 rok, 4st 4 rok, 2st 3 rok. Total Atemp 1 709 m².

På gården finns en fristående tvättstuga för alla tre byggnader med två tvättgrupper. Totalt 4st tvättmaskiner, 2st torktumlare och 2st torkskåp.

2.3 BYGGNADENS ELANVÄNDNING

Följande poster i Tabell 1 betjänas av elabonnemang för fastighetsel och är således det elbehov som solcellsanläggning och batterilager arbetar emot.

Tabell 1 Poster som betjänas av fastighetsel.

	~ Installerad effekt (kW)
Fjärrvärmeundercentral, pumpar mm.	0,5
Fläktar garageventilation	0,2
Fläktar i aggregat hus 1 trapphus 1	0,3
Fläktar i aggregat hus 1 trapphus 2	0,3
Belysning garage	2,0
Belysning trapphus och förråd	1,0
Belysning ute hus 1	0,7
Belysning ute hus 2-3	0,5
Avfuktare vind del 1	2,0
Avfuktare vind del 2	2,0
Tvättstuga	56,7
Hissar	-
Pumpgrop garage	-

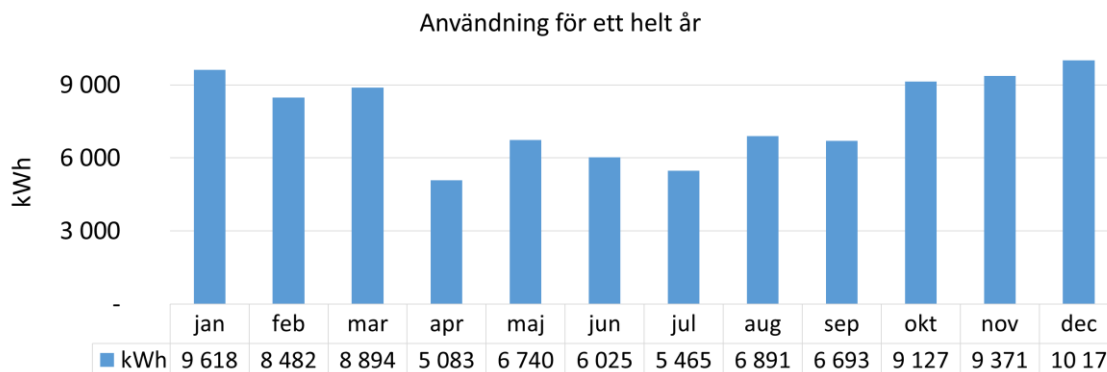
Pumpstop för värmesystemet sker vid över 12°C utetemperatur.

Anläggningsinformation

Adress	Jösseforsvägen 3A 122 47 Enskede
Abonnemang	Effekt L0,4L
Elmätarnr	...812
Mätmetod	Timmätt
Elmätartavla	A1
Anl id	...775
Områdes id	STH

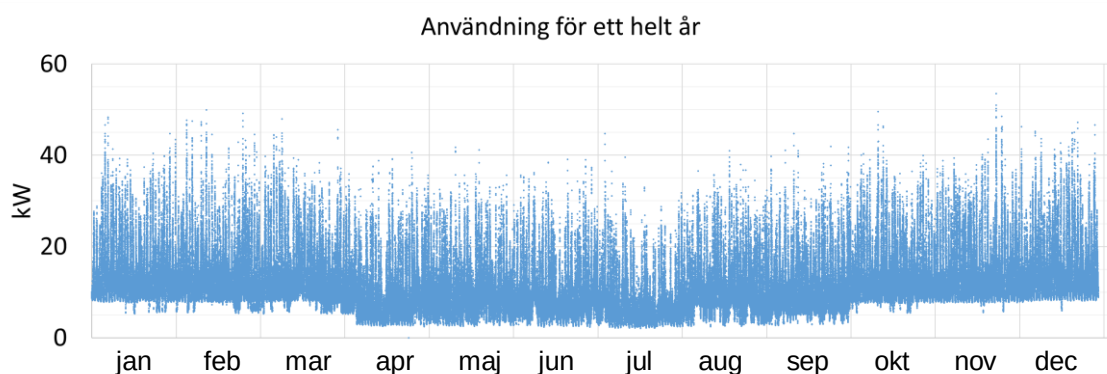
I figurer nedan redovisas el- och effektbehovet som är en sammansättning av mätvärden för 2018 och 2019 för att representera ett helår. Mätstorheten är eleffekt, kW. Inhämtande avmätdata har skett med minutvis intervall från Ferroamps energihub, se avsnitt för insamling av mätdata.

Elanvändning summerad per månad är beräknad utifrån mätvärden för eleffekt och redovisas i Figur 2. Månadsberoende för elanvändning visar viss årstidsberoende, med något lägre användning sommartid.



Figur 2 Elanvändning summerat per månad från 2018 och 2019.

I Figur 3 nedan visas samtliga registrerade mätvärden för effekt, dvs byggnadens behovsprofil för eleffekt. Figuren visar visst årstidsberoende. Under månaderna april till september kan man urskilja att baslast ligger lite lägre vilket kan sin förklaring i pumpstopp beskrivs ovan.



Figur 3 Eleffektbehov, minutvärden.

Mätvärden för effekt har sorterats i fallande storlek och bildar varaktighetsdiagram enligt Figur 4 där huvudenheten för x-axeln anger 500 timmars intervall.

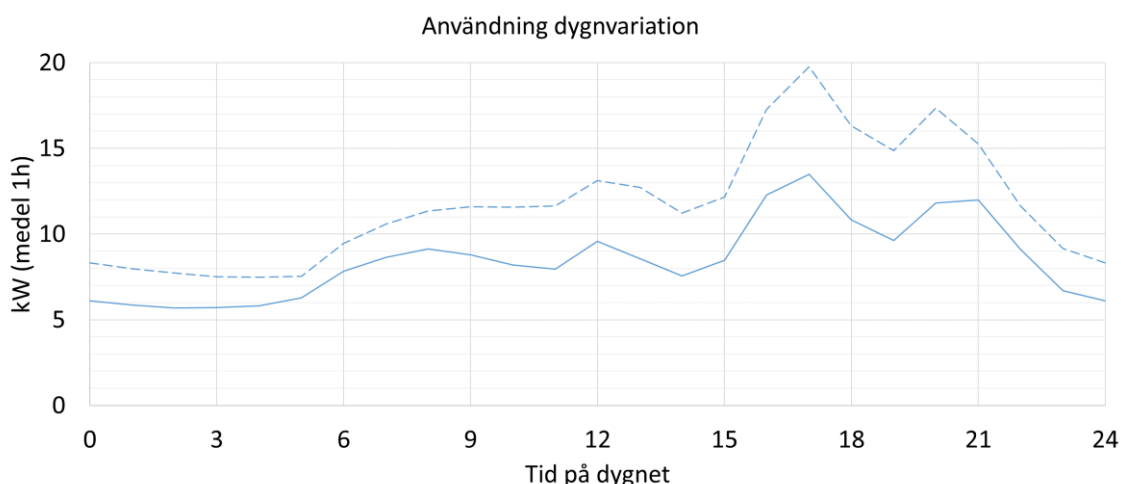
Sammanställningen visar att de högsta mätvärdena för effektbehov endast utgör ca 100 timmars varaktighet. Det högsta behovet av effekt är upp emot 60 kW medan medeleffekten ligger kring ca 10 kW.



Figur 4 Varaktighet eleffektbehov, minutvärden.

Genom att gruppera mätvärden per klockslag har medelvärden för effektbehovets dygnsberoende tagits fram, Figur 5. Dygnsberoendet har delats in i två grupper, där streckad linje utgör vinterperiod (september - april) och heldragen linje utgör sommarperiod (maj - augusti). Uppdelning i två grupper är speciellt vald för att solcellsanläggningens elproduktion till ca 80% sker under sommarperioden.

Beräkningen för dygnberoende visar att det finns tre större toppar och en mer utdragen topp i effektbehovet. Effektbehovet är både större och har högre toppar under vinterperioden (streckprickad). Generellt infaller den mer utdragna toppen på morgonen mellan kl.06 till kl.09 följt av toppar med högre amplitud kl.12, kl.17 och kl.20.

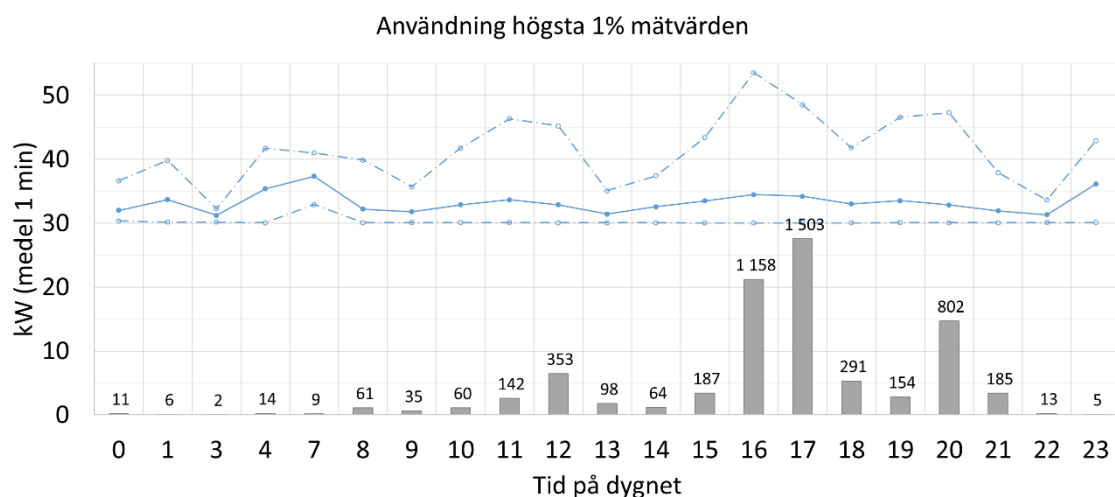


Figur 5 Effektbehovets dygnsberoende.

För att ytterligare kartlägga topparna i effektbehovet har de 1% högsta av mätvärdena sammanställts med en dygnsprofil. I Figur 6 nedan visar heldragen linje medelvärdet för mätvärden under samma timme (klockslag) tillsammans med två streckprickade linjer för max- respektive minvärde.

Utav gruppen 1% högsta mätvärden visas för varje klockslag antal mätvärden i gråa staplar. Exempelvis kan man utläsa att störst antal mätvärden i gruppen 1% högsta mätvärden inträffar mellan kl.17.00-18.00 (1 503st) samt att medelvärdet är ca 34 kW med högsta värde ca 49 kW och lägsta 30 kW.

Det man framförallt kan utläsa i figuren är att de flesta höga mätvärdena infaller mellan kl.16 till kl.17. En annan iakttagelse är att resterande andel, 99% av mätvärdena ligger under 30 kW.



Figur 6 Effektbehovets dygnsberoende, 1% högsta mätvärden.

2.4 BEFINTLIG SOLCELLSANLÄGGNING

På taket till byggnaden finns 86st solcellsmoduler á 265 W. 22st av dessa är monterade på fläktrumstaken och resterande på det stora taket.

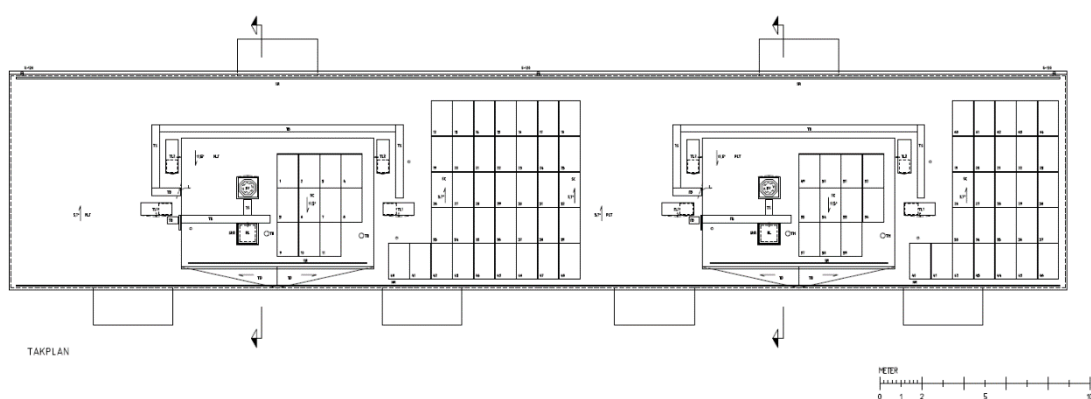
Anläggningen är nätansluten och solelproduktion som inte används i fastighetsnätet skickas ut, exporteras, till det allmänna elnätet.

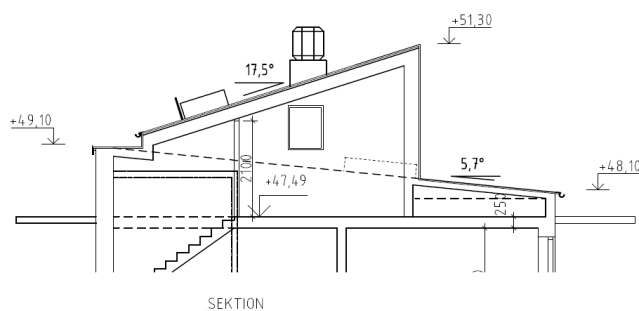
Solcellsmodulerna är sammankopplade i fyra grupper som i sin tur är anslutna till var sin solsträngsoptimerare på utsidan av det södra fläktutrymmet, där även övrig solelutrustning är monterade.

Solsträngsoptimerare har en gemensam DC kabel (likspänning) som är sammankopplad med en energi-hubb i källaren som omvandlar likspänning till växelspanning.

Solcellsmoduler är Solarwatt Blue 60P 265 W (poly kristallin Glas/Folie)

Solcellernas placering på taket visas i Figur 7.

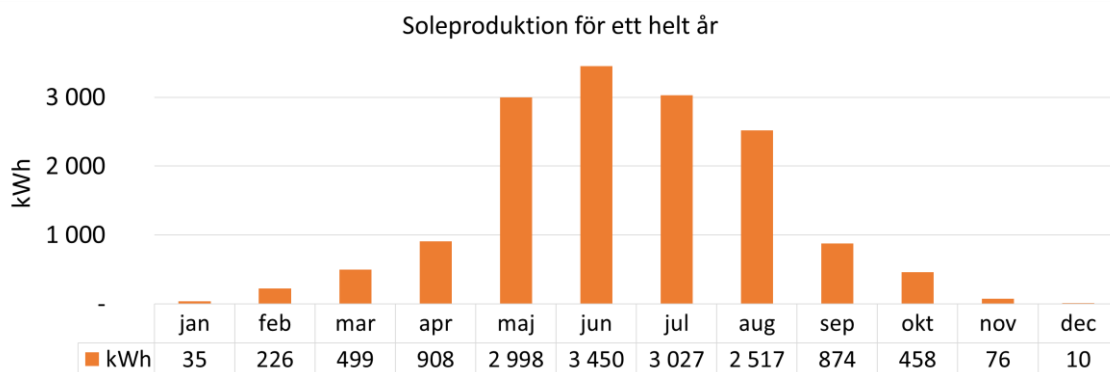




Figur 7 Solcellernas placering på taket.

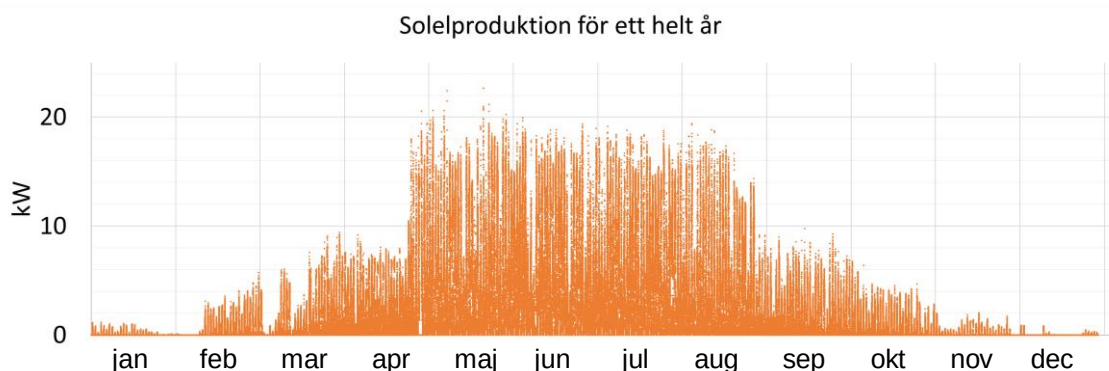
I figurer nedan redovisas solelproduktion med elenergi- och lämnad eleffekt som en sammansättning av mätvärden för 2018 och 2019 för att representera ett helår. Mätstorheten är eleffekt, kW, inhämtade med minutvis intervall.

Solelproduktion summerad per månad beräknad utifrån mätvärden för eleffekt redovisas i Figur 8. Solelproduktionen ligger till ca 80% i månaderna maj till augusti. Juni är månaden med störst produktion, 3 450 kWh.



Figur 8 Solelproduktion summerat per månad från 2018 och 2019.

I Figur 9 visas samtliga registrerade mätvärden för effekt, dvs solcellsanläggningens profil för lämnad effekt över året. I figuren syns tydligt att lämnad effekt är betydligt större under maj till augusti.

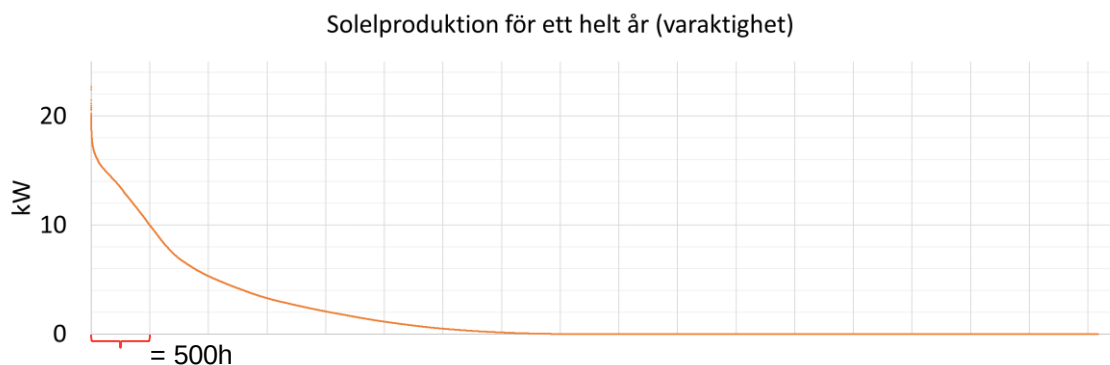


Figur 9 Solelproduktion lämnad effekt, minutvärden.

Mätvärden för lämnad effekt för solelproduktion har sorterats i fallande storlek och bildar varaktighetsdiagram enligt Figur 10 där huvudenheten för x-axeln anger 500 timmars intervall.

Sammanställningen visar att de allra högsta mätvärdena för lämnad effekt utgör ca 1 000 timmars varaktighet. Den högsta avgivna effekten är upp emot 23 kW medan medeleffekten ligger kring ca 6 kW under den tiden då det finns solelproduktion vilket inträffar under ca 4 000 timmar över året.

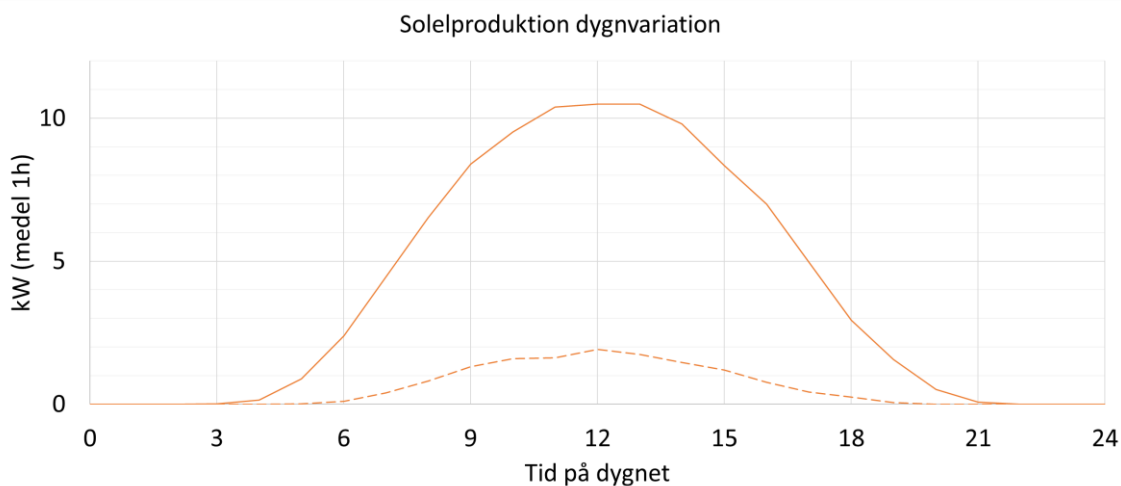
Anledningen till varaktighetens något brutna kurva har sin förklaring i solcellernas riktning och vinkel som gör att de under vissa instrålningsvinklar har en högre elproduktion.



Figur 10 Varaktighet solelproduktion lämnad effekt, minuttvärden.

Genom att gruppera mätvärden per klockslag har medelvärden för solelproduktionens dygnsberoende tagits fram, Figur 11. Dygnsberoendet har delats in i två grupper, där streckad linje utgör vinterperiod (september - april) och heldragen linje utgör sommarperiod (maj - augusti). Uppdelning i två grupper är speciellt vald för att visa att solcellsanläggningens elproduktion till ca 80% sker under sommarperioden samt att maxeffekten är väsentlig under perioden.

Beräkningen för dygnsberoende visar att solelproduktionen är som störst under kl.11 till kl.13 under sommarperioden medan produktionen under vinterperioden nästan är obefintlig.



Figur 11 Solelproduktionens dygnsberoende.

3 REFERENSANLÄGGNINGAR

Som jämförelse och för att se likheter med andra batterilagringsprojekt beskrivs nedan de erfarenheter, lärdomar och resultat som Stockholmskem samt ÖrebroBostäder tillsammans med Power2U har från sina befintliga och planerade batterilager.

3.1 STOCKHOLMSHEM

Stockholmsshems projekt batterilager på Hauptvägen har haft liknande händelser och utfall som Familjebostäder har haft för batterilagret på Jösseforsvägen. Installationerna gjordes vid samma tidpunkt och utfördes av Energiengagemang.

*Erfarenheter av batterilager på Hauptvägen, Hökarängen i Stockholm
Utvärdering 2019-11-07*

Sammanfattning av: Marcus Birelius, Senior Energicontroller & Hållbarhetssamordnare
Intervju med Leo Lingvide, Energicontroller & statistikansvar

Installation

Med likheter av det som beskrivs för Familjebostäders batterilager i avsnitt 7.2 har Stockholmskem saknat kommunikation med batterilagret från när återställandet blev klart efter batteribytet i mars 2019. Med denna bakgrund kan inte Stockholmskem avgöra om drift och inställningar av driftfall utfallit som det var tänkt.

Datainsamling

Datakvalité – ej 100% datatäckning på grund av felande komponenter i anläggningen. Stockholmskem gick själv in med fast lina för att få anslutning till anläggningen för att kunna samla in mätdata. Felmarginal för mätdata från anläggningen jämfört mot debiteringsmätare för köpt el ligger kring ca 1-3% men i flera fall över 100% skiljer i energiförbrukning mellan Ferroamp portalen och verkligt när mätdata hämtas från Ferroamp portalen.

Drift

Stockholmskem instämmer och meddelar att de haft samma utfall av driften som Familjebostäder, vilka beskrivs i avsnitt 7.1 och 7.3.

Utvärdering – energiförflyttning och effektreducering

För de driftparametrar som bestämdes gemensamt skulle följas upp hos Familjebostäder respektive Stockholmskem har utfallet varit att det fungerade sämre för Stockholmskem. Stockholmskem upplever därför att det inte gått att följa upp driften på ett bra sätt.

Diskussion och slutsatser

Stockholmskem anser att batterilagringen inte har fungerat som avsett, men att systemet från Ferroamp med solceller, energihub och webbportal har fungerat. Till exempel har Stockholmskem haft nytta av portalen för nedsäkringsanalys men det har inte koppling till batterilagrets drift. Stockholmsshems önskemål är att batterilagersystemet behöver bli mer "plug-n-play" och att man själv ska kunna ställa in önskade optimeringsparametrar t.ex. "peak-shave" och att anläggningen själv tar fram en lämplig algoritm för ändamålet.

Stockholmsshems övergripande slutsatser för batterilagret på Hauptvägen:

- Svårt att få hjälp med att förstå och ändra driftparametrar
- Batterilagret har komponenter med inbyggda risker
- Upplever att det varit bristfällig kommunikation mellan Ferroamp och batterileverantören

3.2 ÖREBROBOSTÄDER

Erfarenheter och filosofi bakom ÖrebroBostäders satsning på stationära batterilager i sina fastigheter
2020-01-02

Sammanfattning av: Jonas Tannerstad, Chef EI & Automation, ÖrebroBostäder AB

Bakgrund

ÖrebroBostäder ser möjligheten med energilagring som en del i ett paradigmskifte och har därför tidigt involverat sig i tekniken som en del i ett living lab och där projektet drivits utifrån en vilja att skapa ett proof of concept.

Möjligheten till energilagring i ett batteri ska därför i vårt fall ses som en del i ett sammanhang där vi vill utröna möjligheterna till att göra våra hus till flexibla effektresurser, där energilager är en komponent tillsammans med byggnadens egna flexibilitet och möjligheten till ihopkoppling med en smart laddinfrastruktur (V2G), där bilar arbetar tillsammans med stationära energilager.

Installation och drift

Med valet att tidigt installera och drifva stationära energilager och göra det i olika miljöer, i både nyproducerade- och befintliga hus, så hade vi mentalt tagit höjd för att tekniken inte var mogen i alla avseenden. Att upptäcka och lösa uppkomna frågor har varit en del av projektet, detta för att bygga upp en kompetens för framtiden.

Våra erfarenheter inbegriper de utmaningar som blir en följd när ny teknik ska installeras av lokala entreprenörer utan tidigare erfarenhet. Efter en initial fas som innefattade många frågor, mest med bäring på kommunikation och styrning. så har vi uppnått ett läge där vi känner att vi skaffat oss den kunskap som behövs och därför har en stabil drift av både energilager och tillhörande kraftelektronik

Batteriets BMS tillsammans med det externa styrsystemet från Power2U är i ett läge som vi nu betraktar som stabilt och tillförlitligt och har därför gått vidare med prekvalificering för att få leverera frekvensregleringstjänster till Svenska kraftnät.

Vi har provat oss fram med olika batterikemier och våra tester har uppvisat prov på där specificerade batteriegenskaper skilt sig från uppmätta prestanda, och därför lett till diskussioner med leverantörerna. Så om batteriet ska användas aktivt till flera olika tjänster är just kunskaper om batterikemi och tillhörande BMS-system något vi kommer väga in i framtida system, och ja – man får se detta som ett uttryck för en omogenhet som är något vi måste förhålla oss till, men samtidigt inget som förändrar vår uppfattning om att energilagring kommer vara en del av våra framtida installationer, och i projekt där vi uppnått gällande krav i LCC-kalkyler.

Datainsamling

Efter en inledande och för oss en normal uppkopplingshantering, där energyhub med tillhörande energilager ansluts med en egen IP-adress och som ansluts via ett eget VLAN till Ferroamp:s portal-tjänst och Power2U:s styrning. Så upplever vi att datainsamlingen sker med samma tillförlitlighet som andra källor till mätdata uppkopplade till samma VLAN.

Det är enorma mängder mätdata som hanteras och visst har vi märkt av UH-arbeten på portalen för datainsamling, men inget utöver vad man kan förvänta sig när man jobbar med ny teknologi. I de fall där vi upplevt kommunikationsproblem så har inte alltid problemet härrört från energilagret och tillhörande energihub, utan i ungefär lika många fall, andra delar som i vår kommunikation såsom problematik kopplat till utrustning och konfigurerings i själva stadsnätet

Ekonomi

ÖrebroBostäder har i projektet CODES. med InnoEnergy och Power2U, haft ambitionen att ringa in nyttorna med energilagring för att bilden ska bli tydlig och kunskaperna tillräckliga för att göra nyanserade beslut gällande framtida investeringar i energilager.

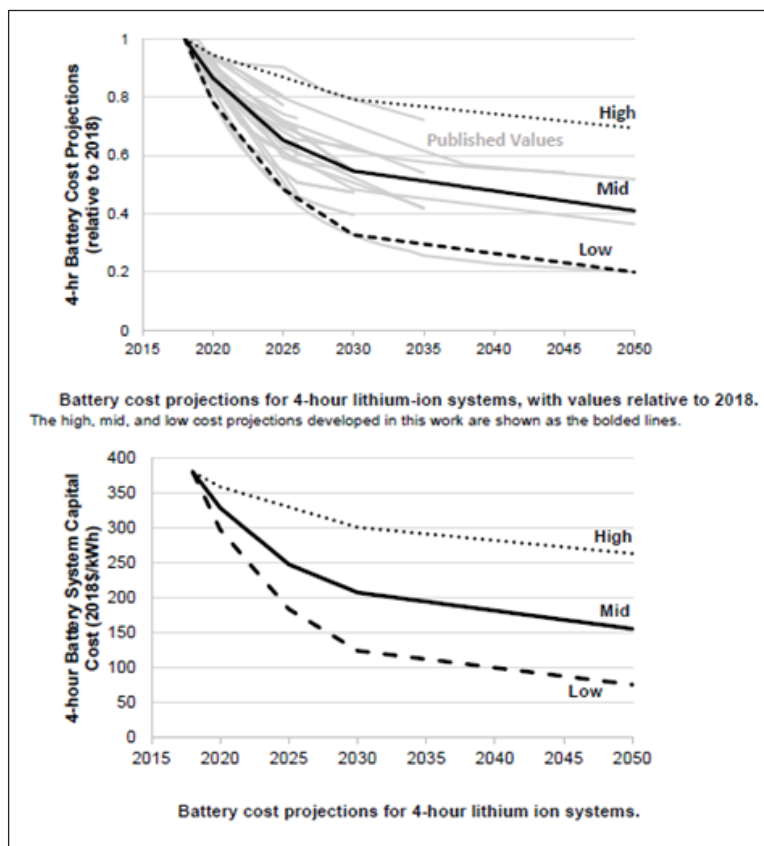
Vi har också velat skaffa oss kunskaper om vilka förberedelser som kan vara kloka i de fall då vi anser att LCC-kalkylen inte kan försvaras, men där vi har en stark övertygelse om att tekniken ändå kommer vara en del av en framtids systemlösning när batteripriser är på en nivå som gör det möjligt att investera eller andra omvärldsförändringar som höjda effektpriser.

Vi delar Power2U:s beskrivning av ekonomin kring en investering i ett energilager och har insett att beslut måste tas från fall till fall och är idag inte en systemkomponent som vi ser som en naturlig del av alla våra projekt.

Vi har sett att ekonomin blir bättre om energilagret kan göras till en del av ett system som omfattar mer än bara en enskild fastighet och att ett större energilager som via ett DC-nät delar energin mellan flera byggnader, har en bättre LCC jämfört med att man installerar flera mindre energilager i berörda byggnader.

Områdesprojektet Tamarinden i Örebro som omfattar 660 lägenheter, är ett exempel som i förstudien visat på investeringskalkyler där energilagring blir en bra investering och som tillför området flera egenskaper, bl.a. resiliens mot strömavbrott. ÖrebroBostäder har med projektet Tamarinden kommit till insikt att vi i ett områdesprojekt inte bara kan väga in nyttan för en enskild byggnad, utan vilka värden energilagring kan bidra med på områdesnivå.

Kostnader för batterilagring ändras snabbt och har senaste tiden fallit med 20% per år. Det gör att vi anser det viktigt att redan nu börja planera för en framtid där energilager är en systemkomponent. Vissa scenarier som den som redovisas i Figur 12 nedan pekar i sin optimistiska tolkning på batteripriser motsvarande 100 dollar/kWh vid år 2030. Vår bedömning är att vi snart är vid en kostnadsnivå, där batterier blir en försvarbar investering och att vi därför redan nu, tänker in, planerar, förbereder (och ibland installerar) för energilager i våra projekt.



Figur 12 Cost projections for utility-scale battery storage Wesley Cole and A. Will Frazier NREL, national laboratory of the U.S department of energy Technical report: NREL/TP-6A20-73222 June 2011.

3.3 POWER2U

Power2U är ett bolag arbetar tillsammans med fastighetsägare som vill vara med och bidra till en hållbar framtid genom att reducera och optimera sin värme- och elförbrukning.

Erfarenheter av batterilager och batteriprojekt Power2U haft i samarbete med i ÖrebroBostäder 2019-12-13

Sammanfattning av: Camilo Tapia, Customer Project Manager, Power2U Sweden AB

Bakgrund

Power2U har arbetat med ÖrebroBostäder sedan 2016 då arbetet med batterilager inleddes i ett projekt genom energimyndigheten. Ferroampsystem installerades i några utvalda fastigheter för utveckling av Power2Us styrning av batterilager och fastighetens övriga energisystem. Den främsta anledningen till att teknik från Ferroamp valdes var att de ansågs ha bra hårdvara i sin hybrid-likriktare (Energyhub), funktioner för fasbalansering, samt att företaget är svenskt.

Installation och drift

Ferroamp har under projektets gång varit hjälpsamma i utvecklingen och öppnat upp sin hårdvara och tillåter Power2U att överstyra deras system.

Till en början gick det lite upp och ner med driften var av batterierna och kraftelektroniken. Detta berodde på utveckling från bådadas sida och för att nya funktioner provades i stor utsträckning. Under senare tid i projektet har allt fungerat bra och driftsäkerheten har förbättrats avsevärt vilket har lett till ett stabilt styrsystem för fastigheterna.

Power2U och ÖrebroBostäder ser fördelar med att ha ett smart styrsystem för batterilager som även tar hänsyn till resten av fastighetens energitillgångar som t.ex. elbilsladdare, värmepumpar och solceller etc. Smart styrning av ett batterilager kan t.ex. möjliggöra högre effekter av elbilsladdning utan att höja fastighetens totala effektuttag genom att batterilagret stöttar laddningen av elbilar med effekt. Genom möjlighet till styrning av flera energitillgångar och energianvändare erhålls ett smartare, och effektivare energisystem.

För att ytterligare öka nyttan av ett batterilager och optimering av dess drift kan styrning baseras på AI (Artificiell Intelligens) och maskininlärning. Genom detta minskas arbetsinsats och fel till följd av den mänskliga faktorn. Systemet anpassas automatiskt och optimeras kontinuerligt efter rådande förutsättningar. Med AI styrning baserat på historiska data, men även med hjälp av prediktering, kan systemet med batterilagret ta egna beslut om vilka driftval som ger bäst resultat och utfall för givna önskemål från fastighetsägaren. Det skulle t.ex. kunna vara önskemål om drift optimerad för ekonomisk lönsamhet eller drift optimerad för minskad miljöpåverkan.

Ekonomi

Vid beräkning av den ekonomiska lönsamheten för ett batterilager baseras den normalt på intäkter från ökad egenanvändning av el från en solcellsanläggning eller besparingar av att sänka den rörliga elnätsavgiften genom att reducera effektoppar i uttaget från det allmänna elnätet.

Utöver ovan beskrivna besparingar möjliggör Power2U att batterilagret kan användas till system- och balanstjänster för stamnätsägare och elnätsägare för att optimera deras system. Ett effektivare och bättre balanserat elnät ger positiva effekter till den pågående energiomställning med utfasning av fossila bränslen och integrering av mer förnybar energi.

I dagsläget finns marknad genom SVK (Svenska Kraftnät) kallad FCR-N där fastighetsägare med batterilager kan bidra med funktioner för elnätsbalansering via Power2U där batteriet används för att balansera produktion och konsumtion i elnätet. Något som kommer vara extra viktigt när allt mer volatil förnybar energi ska in i energisystemet. Genom att delta och bidra med nytta genom sitt batteri kan fastigheten hjälpa till att öka egenanvändningen av förnybar energi i elnätet.

Detta ger fastighetsägaren en ny intäkt som i vissa fall och regioner kan sänka återbetalningstiden av ett batterilager med upp till 50–60%.

Utökat användningsområde för batterilager

En framtida möjlighet till intäkt är att kombinera nämnda funktioner med att köpa el när det är billigt och lagra den, för att vid en senare tidpunkt ersätta köp av el till ett högre pris. Detta förutsätter att fastigheten har rörligt elpris som går efter Nord Pools spotmarknad. Möjligheten är inte lönsam i dagsläget, men om vi får negativa elpriser i framtiden som vi har sett i Tyskland och Danmark kan det bli mer lönsamt.

En kommande tänkbar utveckling är att SVK och elnätsägare kommer med nya tjänster och marknadsplatser för elnätsbalansering och liknande funktioner där t.ex. fastighetsägare med batterilager kan agera och erhålla en ekonomisk intäkt. Det möjliggör en högre nyttjande grad av batterilagret som får ett nytt användningsområde utöver ökad egenanvänd solel och effektreducering.

Exempel på kommande marknadsplatser i framtiden är:

- CoordiNet, Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och SVK samarbetar i det gemensamma EU-projektet för att finna lösningar på den effektbrist som finns på olika platser i det svenska elnätet.
- FFR (Fast Frequency Regulation), stödtjänst till SVK som är anpassad för snabba resurser så som batterier. Kommer till sommaren 2020.
- FCR-D ned, vid elöverskott i elnätet kan aktörer få betalt för att ladda sitt batterilager.
- Flexibilitet i Stockholm, Ellevio och Vattenfall har gått ut med förfrågan om att de söker brukare som kan sänka sin användning på signal mot ersättning. Bakgrund är rådande effektproblematiken i elnätet i stockholmsregionen¹.

ÖrebroBostäder ser framtida möjligheter för intäkter genom att fortsätta samarbetet med Power2U som tjänsteleverantör och aggregator för sina batterilager.

Räkneexempel

Power2U visar nedan ett räkneexempel på nyttan för en fastighet med batterilager. Exemplet baseras på intäkter som är reella i dagsläget. Alla siffror är uppskattningar och generella. Det kan se olika ut från case till case. Beräkningen är för en fiktiv fastighet i E.ON Syds elnätområden exkl. moms.

Eleffektkostnad:	107,6 kr/kW (rörlig effektkostnad)
Batterilagrets storlek:	25 kWh
Investeringskostnad:	175 000 – 200 000 kr (7 000 – 8 000 kr/kWh)
Investeringsbidrag:	20% (Batterilager inkluderat i solcellsinvestering)
Investeringskostnad efter bidrag:	140 000 – 160 000 kr

Med ett 25 kWh batteri kan man uppskattningsvis sänka månadens effekttopp med 10 kW (beror på fastigheten) som då ger en besparing på 1 080 kr per månad som summerar till ca 13 000 kr per år.

För balanseringstjänst till elnätet kan man uppskattningsvis via Power2U få mellan 6 000 – 9 700 kr för ett batteri på 25 kWh.

Med ovan redovisade investeringar och intäkter inklusive en ökad egenanvändning av solel vid överproduktion beräknas en payoff-tid för batterilagret till ca 6–9 år (rak pay-off).

Som jämförelse skulle payoff-tid för batterilagret utan intäkter från balanseringsfunktion bli ca 11–13 år (rak pay-off).

¹ <https://www.ellevio.se/om-oss/Pressrum/newsroom/2019/oktober/flexibel-elanvandning-en-losning-pa-kapacitetsproblem-i-elnaten/>

4 VAL OCH UPPHANDLING AV BATTERILAGER

Familjebostäder valde batterilager utifrån kraven att det skulle vara kompatibelt med befintlig solcellsanläggning med Ferroampteknik, att det skulle ha funktion för insamling av mätdata med hög upplösning (minst minutvis loggning), samt att kostnaden inte fick överstiga 200 000 kr exkl. moms. Det var också viktigt för familjebostäder att säkerhetsaspekten för batterilagret (batterikemin) togs i åtanke.

Med beskrivna krav gjordes inköp av batterilager av Energiengagemang där ett avtal upprättades om leverans, installation och driftsättning av ett batterilager på 16,4 kWh från Nilar. Beställning enligt nedan.

Antal	Specifikation *	Pris exkl moms	Pris inkl moms
1 st	Energilager Nilar 16,4 kWh - Nilar energilager med NiMH battericeller - Integrerat BMS - Avsäkring och likströmsbrytare		
1 st	19" rackskåp		
1 st	FMS Säkerhetsbrytare		
	Arbetskostnad, driftsättning		
	Arbetskostnad, elinkoppling		
	Summa	178 000 kr	222 500 kr

I avtalet som upprättades finns följande garantiåtaganden från leverantören.

Ferroamps garanterar lagringskapacitet för batterimodulen över 70% av den nominella angivna lagringskapaciteten.

Garantiperioden för "Kapacitetsgaranti" avslutas med det som inträffar tidigast av:

- 66 månader efter leverans av batterimodulen
- 60 månader efter installation av den aktuella produkten
- 18 MWh energiurladdning

Om inte kravet uppfylls åtar sig Ferroamp att antingen ersätta produkten med delar som gör att återstående garanti kan uppfyllas eller ersätta med pengar enligt nedan:

- 100% av kontraktsvärdet för produkten från installationsdatum tom 24 månaders drift
- 25 – 60 månader från installationsdatum med ett värde av = Kontraktsvärde * (120 – driftmånader efter installation)/120

4.1 BATTERILAGER FRÅN NILAR

Batterilager som installerades är från Nilar och har NiMH-teknik (Nickel-Metall Hydridackumulator). Ett NiMH batteri är återuppladdningsbart. Konstruktionen hos ett NiMH-batteri liknar ett nickel-kadmium batteri (NiCd).

Inköpt Nilar batterilager 16,4 kWh (version 1,4) utgörs av:

- Varje batteripack 108VDC, 10Ah, kapacitet 1,08 kWh
- 15st batteripack
- 3 batteripack har ström sensor
- Laddning max 3C kont. (7C kort)
- Urladdning max 3C kont. (7C kort)
- Omgivningstemperatur -20 till +50°C

Den tillgängliga effekten i systemet med Ferroamp är begränsad till ca 1C. Angivelsen i "C" anger effekten som en faktor mot batteriets totala kapacitet. Dvs 1C motsvarar 10 kW för ett batteri av kapaciteten 10 kWh, 2C motsvarar 20 kW för samma batteri med kapacitet 10 kWh.

Nilar anger nedan säkerhetsfördelar med NiMH-teknik:

- Vattenbaserad elektrolyt, batteripacket kan inte explodera.
- Termisk rusning kan inte uppstå i celler från Nilar.
- Anod och katod är inte brandfarliga
- NiMH bildar inte dendriter som på sikt kan kortsluta cellerna. Detta medför att Nilar inte behöver ha begränsningar i antalet cykler utifrån kvarvarande kapacitet. Av samma anledning kan batteriet ladda fritt i negativa temperaturer.
- Klarar överladdning, djupurladdning samt kortslutning av cell/batteripack under relativt lång tid utan att ventileras eller utveckla värme.

Batterilagrets säkerhet har varit en viktig del som vägdes in vid val av teknik. Följande textavsnitt beskriver hur Nilar har utfört tester för säkerheten hos batterilagret.

Nilar har utfört tester med forcerad överladdning med resultatet att batteriet klarar att överladdas med 0,2C i 5h alternativt 1C i 30 minuter utan att ventileras. Om laddningen inte avbryts inom ovan angivna tidsintervall ventilerar batteriet och blir varmt. Om laddningen avbryts efter tidsintervallet avstannar processen, vilket betyder att batterierna inte kan gå in i en så kallad termisk rusning.

Om en yttre brand skulle uppstå i närheten av batterilagret ska denna släckas på samma sätt som en motsvarande elektronikbrand. Vid brand kommer batterilagret slutligen ventileras på grund av tillförd värme, vilket medför att vätgas kommer tillföras omgivningen. Scenariot skulle motsvara en brand i en blybatteriinstallation.

Standarder som tillämpas av Nilar:

Batteristandard

- IEC 61982-4 (kommande standard TK21 eller IEC TC21 kommer bli tillämpbar)
- Secondary batteries (except lithium) for the propulsion of electric road vehicles – part 4: Safety requirements of nickel-metal hydride cells and modules

Elsäkerhet och BMS standard

- IEC 61010-1
- Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use – part 1
- IEC 61439-1
- Low-voltage switchgear and control gear assemblies – part 1: General rules

Standard för batteriinstallationer

- IEC 62485
- Safety requirements for secondary batteries and battery installations

5 INSTALLATION

Installation av batterilagerssystemet gjordes genom att använda befintlig Energyhub från Ferroamp vilken kompletterades med batterilager från Nilar. Energilagringssystemet anslöts mot befintlig AC central, grupper och befintliga säkringar.

Energilagret installerades 2018-02-22 i teknikrum på taket och anslöts till den befintliga kabeln mellan driftcentralen i källaren och solcellerna på hustaket.

Energilagret har funktionen att kunna slås av/på med en DC-brytare i batteriskåpet samt en DC-brytare i elskåpet på väggen nära batteriet. Brytarna frångår ESO'erna (Energy Storage Optimizer) från DC-länken och stänger av dem. Batteriinstallationens elektronik drivs från ett vägguttag nära batteriskåpet.

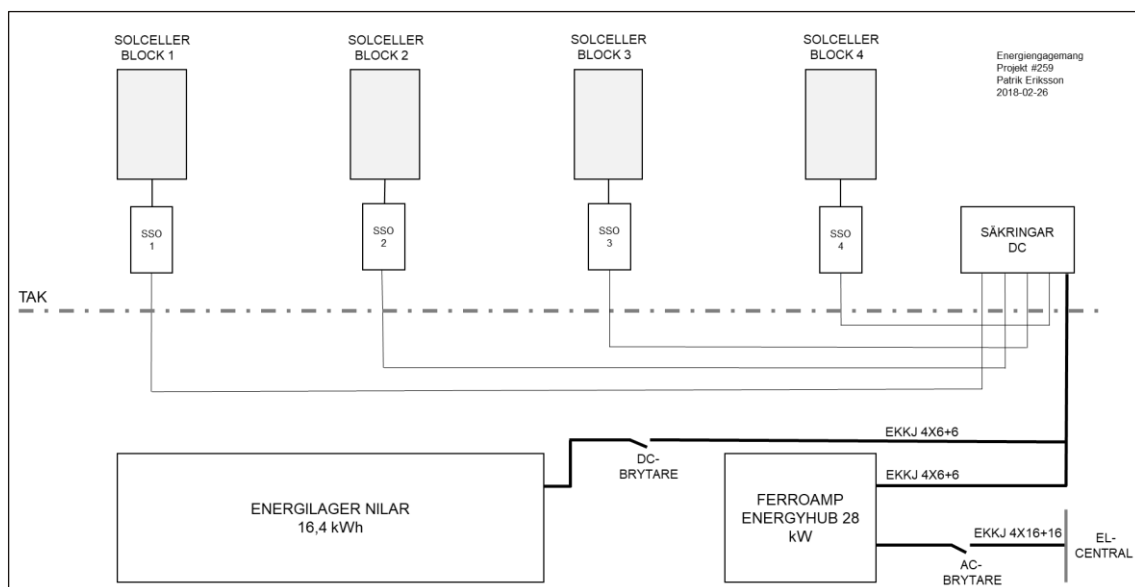
Installation av batterilager har utöver Nilars angivna standarder även följt Elsäkerhetsverkets skrift "Informationsbehov och elsäkerhetskrav rörande små- och storskalig energilagring av el", Dnr:16EV600.

Komponenter utöver solcellsmoduler som utgör systemlösning för solcellsanläggning i kombination med batterilagringssystemet beskrivs i avsnitt om Befintlig solcellsanläggning.

Tabell 2 Komponenter som utgör systemlösning för solcellsanläggning och batterilager.

Placering	Komponent	Funktion
Driftcentral i källaren	EnergyHub XL	28 kW bidirektionell växelriktare. Brygga mellan fastighetens växelströmsnät och det lokala likströmsnätet.
Hustaket	SSO 1-4	Solsträngsoptimerare, en per solcellssträng. Innehåller MPPT- funktionalitet och säkerhetsfunktioner.
Driftcentral på vinden	ESO 1–3 samt Batterilager 1-3	Monterade i ett rack: 3 x Nilar 5,4 kWh

I Figur 13 visas ett principschema på uppbyggnad av befintlig solcellsanläggning och installation av batterilager.



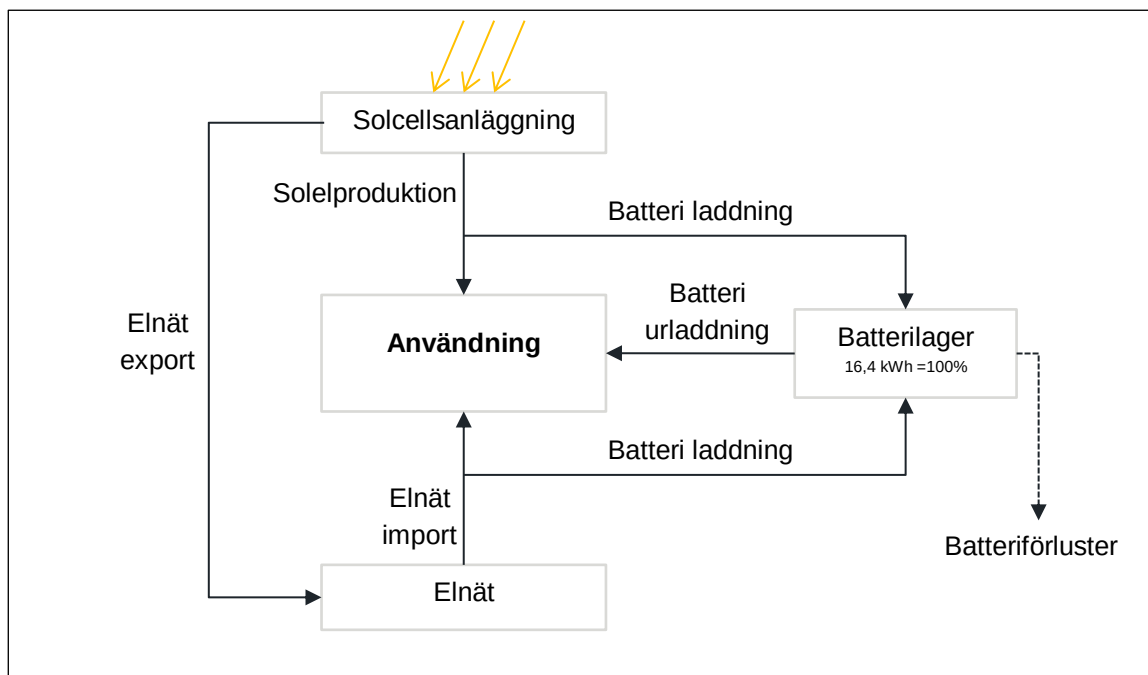
Figur 13 Principschema solcellsanläggning och batterilager.

6 INSAMLING AV MÄTDATA

Insamling av mätvärden som ligger till grund för utvärdering och analys har skett via den inbyggda funktionen för dataloggning i som finns i anläggningen från Ferroamp. Mätdata har exporterats från Ferroamps webbportal för sammanställning, bearbetning, beräkning och analys i Microsoft Excel. I Tabell 3 redovisas mätpunkter med beskrivning tillsammans med en principskiss i Figur 14.

Tabell 3 Mätpunkter (effekt kW).

Elnät	Positivt mätvärde anger import (köpt). Negativt mätvärde anger export (sålt).
Användning	Den elanvändning som systemet betjänar, i detta fall fastighetsel inkl. tvättstuga och gårdsbelysning.
Solelproduktion	Solcellsanläggningens elproduktion.
Batteri	Positivt mätvärde anger urladdning. Negativt mätvärde anger laddning.
Batteristatus	Batterilagrets aktuella energinivå (kWh).



Figur 14 Förklaring till mätpunkternas placering i systemet.

Mätdata har insamlats med minutvis upplösning. Mätpunkter för elnät, användning, solelproduktion och batterilager har lagrats vid samma tidsstämpel. Mätpunkt för batteristatus har haft en egen tidsstämpel. De två serierna med olika tidsstämplar har haft viss förskjutning sinsemellan som i efterhand har justerats för att i möjligaste mån motsvara samma tillfälle.

Insamling av mätdata har delats in i två perioder, "Drift del 1" år 2018 1 mars till 31 december och "Drift del 2" år 2019 1 januari till 31 augusti.

Mätdata från insamling under de två perioderna visas i Tabell 4 och Tabell 5.

Tabell 4 Drift del 1, antal mätvärden 2018-03-01 – 2018-12-31.

Hub (registrerade mätvärden)	387 850	
Batteristatus (registrerade mätvärden)	387 850	(88% av hub)
Totalt antal mätvärden, drift del 1	3 077 851	

Tabell 5 Drift del 2, antal mätvärden 2019-01-01 – 2019-08-31.

Hub (registrerade mätvärden)	339 712	
Batteristatus (registrerade mätvärden)	255 337	(75% av hub)
Totalt antal mätvärden, drift del 1	2 377 984	

Vid alla beräkningar där t.ex. mätpunkter har subtraherats eller adderats, har detta skett per tidsstämpel (minutvis) innan summering för aktuell period.

Samtliga beräkningar är gjorda med mätdata från Ferroamps inbyggda funktion för mätning om inget annat anges. Vid jämförelse av mätdata från Ferroamp mot uppgifter från fakturor för elkostnader har en viss differens hittats. Vid summering på månadsintervall av minuttvärden från Ferroamps ligger summan ca 10% högre än motsvarande mängd köpt el redovisad på faktura för el från Ellevio.

7 DRIFT

I detta avsnitt beskrivs hur driften av batterilagret har förflutit. Det vill säga från det att batterilagret driftsattes fram till avslutad mätperiod.

Drift och mätperioder har delats upp i två delar, "Drift del 1" år 2018 1 mars till 31 december och "Drift del 2" år 2019 1 januari till 31 augusti. Sammanställningen presenteras främst för att visa hur perioderna har förflutit med bland annat driftstörningar, olika inställningar för batterisystemet, variationer i byggnadens elanvändning och elnätsinteraktion.

En av de största utmaningarna i projektet har varit att erhålla en tillfredställande drift, vilket kan urskiljas i följande figurer. Endast ett par kortare perioder har haft tillräckligt tillfredsställande drift för att utgöra grund för utvärdering och mer detaljerad analys av planerat driftfall.

Det har varit svårt att justera driftinställningar då denna funktion inte har funnits för systemet. Efterfrågade inställningar har mailats till tekniker hos Ferroamp som manuellt lagt in dessa i systemet. Förfarandet gjorde det svårt och omständligt att dels ändra inställningar, veta att nya inställningar har lagts in korrekt, och i efterhand veta vilka inställningar som varit aktuella vid olika tidpunkter.

Den driftövervakning som finns i Ferroamps portal har inte haft någon funktion för automatlarm om t.ex. systemet ligger nere eller annan felfunktion inträffar. Det har gjort det svårt att snabbt upptäcka och åtgärda fel i systemet.

Som beskrivs ovan har projektets fokus och arbetsinsats tyvärr fått ändras från den ursprungliga planen att studera och analysera olika driftfall till att hålla systemet i drift och inte ligga nere.

7.1 DRIFT DEL 1

Drift del 1 avser perioden från 2018-03-01 till 2018-12-31.

I följande avsnitt för drift visas mätpunkternas beroende visuellt i Figur 15 följt av Tabell 6 för måndatssammanställning av energimängder. I tabellen har månader med otillfredsställande drift tonats i grått.

Under juli månad låg system för solelproduktion och batterilagringssystem nere. Under denna period importerades all el från elnätet.

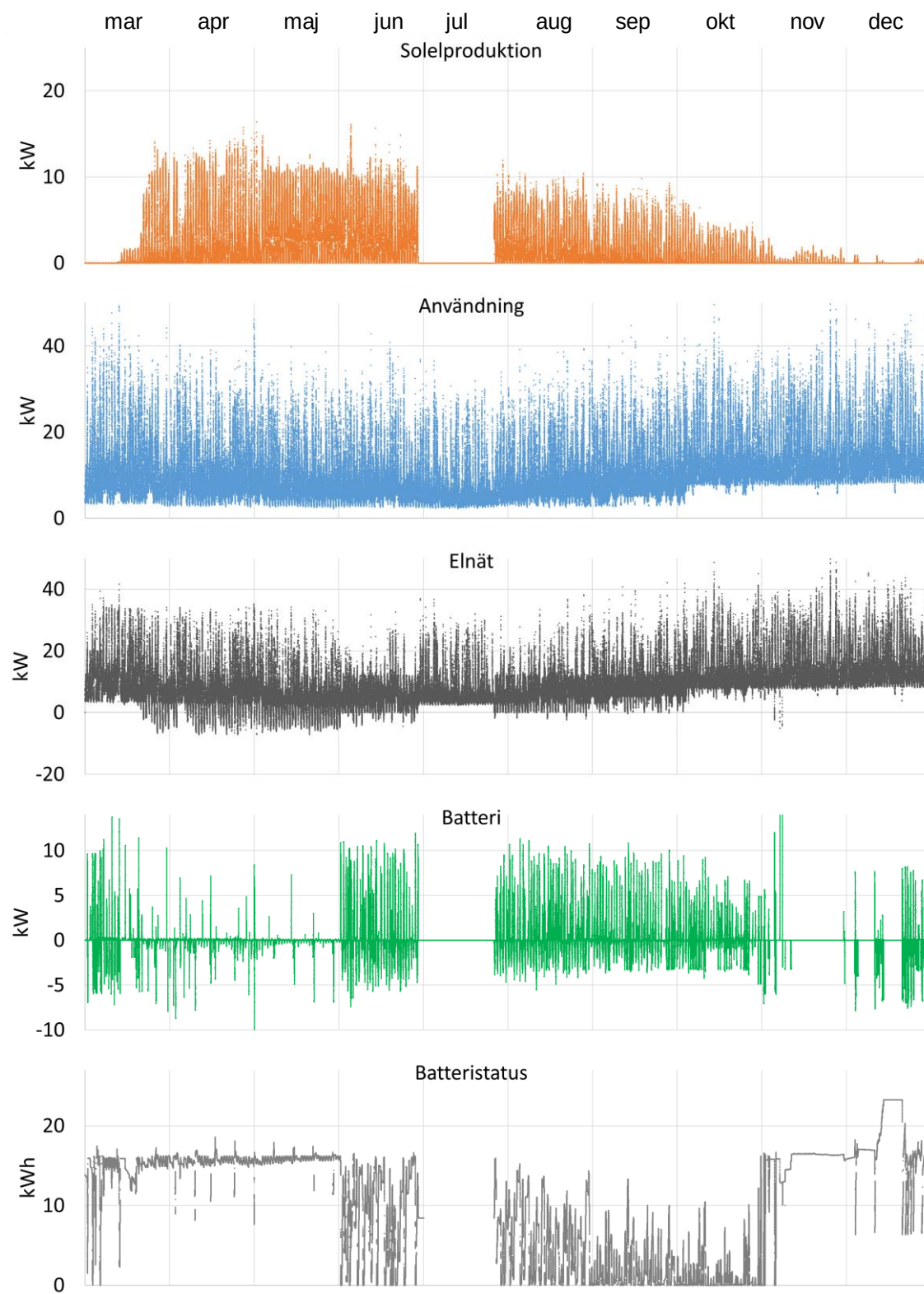
Under framförallt april till juni sker stor solelproduktion, vilket gör att export till elnät ökar. Batterilagrets drift har under denna period haft driftinställningar med ett högt gränsvärde för urladdning, vilket har gjort att batterilagret till största delen har stått fulladdat och inte kunnat utföra någon förflyttning av solelproduktion från dagtid till dygnets mörka timmar.

Under juni månad ändrades batterilagrets driftinställningar för ett lägre gränsvärde för urladdning, vilket kan ses i batterilagrets utnyttjande.

Från början på augusti till slutet på oktober har systemet haft en driftperiod utan betydande störningar och det kan urskiljas att batteriförlusterna ligger kring ca 16% till 19% samtidigt som utnyttjandegraden för batterilagret sjunker i maximal laddningsnivå med sjunkande solelproduktion.

Under november och december sker stora störningar i batterilagrets drift och systemet ligger delvis nere samtidigt som felaktiga mätvärden för batteristatus registreras.

För beskrivning av respektive mätpunkt se avsnitt för Insamling av mätdata.



Figur 15 Driftsammanställning av effekter för drift del 1.

Tabell 6 Måndatssammanställning av energimängder för drift del 1.

(kWh)	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
Solel	689	1 896	2 738	2 202	259	1 393	874	458	76	10
Använd- ning	7 230	6 630	5 968	5 487	4 609	6 029	6 693	9 127	9 371	10176
Elnät köpt	6 740	5 046	3 715	3 506	4 405	4 771	5 930	8 786	9 390	10278
Elnät sålt	78	201	367	49	1	3	0	0	2	0
Laddning	161	64	54	321	48	290	238	204	96	158
Urladd- ning	109	30	18	227	34	241	200	166	59	85
Batteri- förluster	52	34	36	94	15	49	38	39	37	74
Batteri- förluster	33%	53%	67%	29%	30%	17%	16%	19%	39%	47%

För kontroll kan t.ex. Mätpunkten "Elnät köpt" alternativt beräknas genom

Elnät köpt = användning – solel + elnät sålt + batteriförluster

(pga. värdesavrundning kan beräkningen ovan skilja på ca 1-2%)

7.2 BYTE AV BATTERILAGER

På grund av många driftstörningar samt högre batteriförluster än förväntat och att prestandan inte varit den önskvärda under de första månaderna (drift del 1) meddelade Energiengagemang att batterileverantören Nilar byter ut befintliga batterier mot nya batterier och nya kabinett.

Den 23 mars installerades nytt batteri av Nilar. Det nya batteriet bygger på samma teknik och är jämförbart med det tidigare batteriet, men är av nyare version. Kapaciteten utökades något från 16,2 kWh till 17,3 kWh.

7.3 DRIFT DEL 2

Drift del 2 avser perioden från 2019-01-01 till 2019-08-31.

I följande avsnitt för drift visas mätpunkternas beroende visuellt i Figur 16 följt av Tabell 7 för måndatssammanställning av energimängder. I tabellen har månader med otillfredsställande drift tonats i grått.

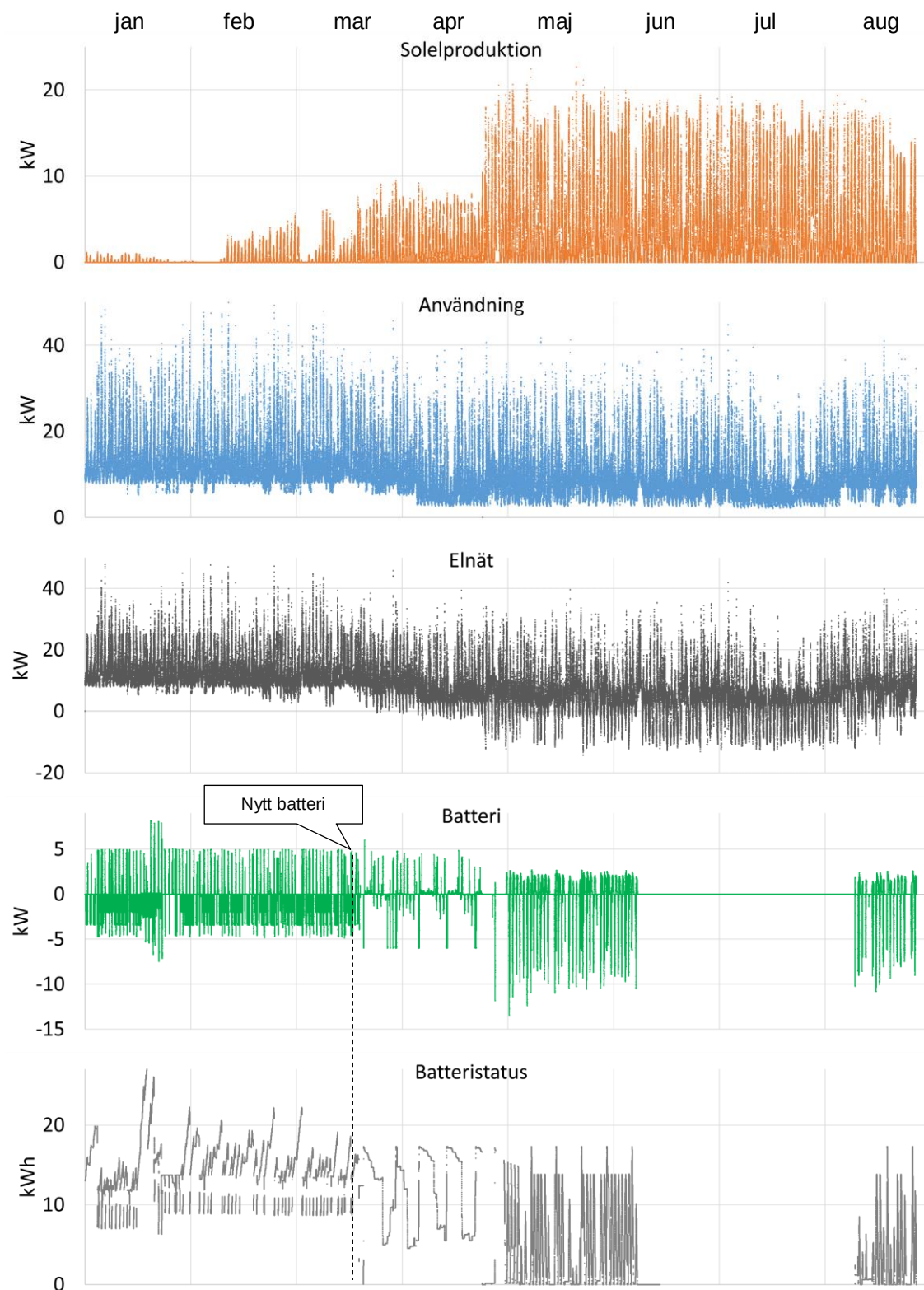
Under juni till augusti låg batterilagerssystemet nere. Vilket var en avsiktlig bortkoppling av Nilar på grund av upptäckta säkerhetsbrister i andra motsvarande anläggningar. För soletproduktion under perioden skedde omfattande export till elnät.

I slutet på april ökar soletproduktionen och baslast för elbehovet sänks något av pumpstopp för uppvärmningssystemet. Batterilagrets drift under januari till mars var bristfällig då det var delvis ur funktion. Den 23 mars byts batterilagret ut mot ett nytt av Nilar främst till följd av högre batteriförluster än förväntat, många driftstopp och störningar samt maskinvarufel.

Efter att nytt batteri blev installerat i mars följer ca en månad där batterilagret inte fungerar som det ska med avseende på att det inte följer inställda driftparametrar.

Under maj och en bit in i juni fungerar driften av batterilagret som planerat och styrfunktionerna är inställda för energiförflyttning. Se avsnitt för energiförflyttning för detaljerad beskrivning och analys. Batteriförlusterna är på ca 14% vilket är de bland de lägsta under perioden.

För beskrivning av respektive mätpunkt se avsnitt för Insamling av mätdata.



Figur 16 Driftsammanställning av effekter för drift del 2.

Tabell 7 Måndatssammanställning av energimängder för drift del 2.

(kWh)	jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug
Solel	35	226	499	908	2 998	3 450	3 027	2 517
Användning	9 618	8 482	8 894	5 083	6 740	6 025	5 465	6 891
Elnät köpt	9 749	8 393	8 530	4 314	4 305	3 496	3 362	4 917
Elnät sålt	0	0	0	32	420	765	820	387
Laddning	225	166	149	67	395	224	0	224
Urladdning	100	66	66	36	341	190	0	195
Batteri-förluster	125	100	83	31	54	34	0	29
Batteri-förluster	55	60	56	46	14	15		13

För kontroll kan t.ex. Mätpunkten "Elnät köpt" alternativt beräknas genom

$\text{Elnät köpt} = \text{användning} - \text{solel} + \text{elnät sålt} + \text{batteriförluster}$

(pga. värdesavrundning kan beräkningen ovan skilja på ca 1-2%)

8 UTVÄRDERING

Till följd av att den största utmaningen i projektet har varit att erhålla en tillfredställande drift, vilket kan läsas om i avsnitt 7, har endast ett par kortare perioder haft tillräckligt tillfredsställande drift för att utgöra bra grund för utvärdering och detaljerad analys.

Utvärdering av batterilagrets möjligheter till dels energiförflyttning och dels effektreducering redovisas med beräkningar i följande två avsnitt. För dessa två funktioner har en veckas drift för respektive fall valts att studera i detalj.

8.1 ENERGIFÖRFLYTTNING

För att visa exempel på batterilagrets möjlighet till ökad egenanvändning av el från solcellsanläggningen redovisas och utvärderas driften under en vecka i maj (2019-05-15 till 2019-05-21).

För att minska batteriförluster sker urladdning med låg effekt, ~2 kW, med start på eftermiddagen då solelproduktionen sjunker och import från elnät inleds. Urladdningseffekten är vald så att batterilagret är helt tomt till nästkommande laddningstillfälle, dvs då solelproduktionen kommer igång igen, morgonen efter.

Laddning sker med effekt ~10 kW. Idealt vore att också hålla laddningseffekten låg för att minska batteriförluster men eftersom solelproduktionen är intermittent görs prioriteringen att ladda så mycket det går när solelproduktion finns tillgänglig.

Ytterligare en åtgärd görs för att minska batteriförluster, av nominell lagringskapacitet används 80% och inte 100%. Enligt uppgift från Nilar ökar förlusterna vid laddning av de sista 20% upp till full kapacitet. Batterilagret hade inställningar enligt Tabell 8 under perioden.

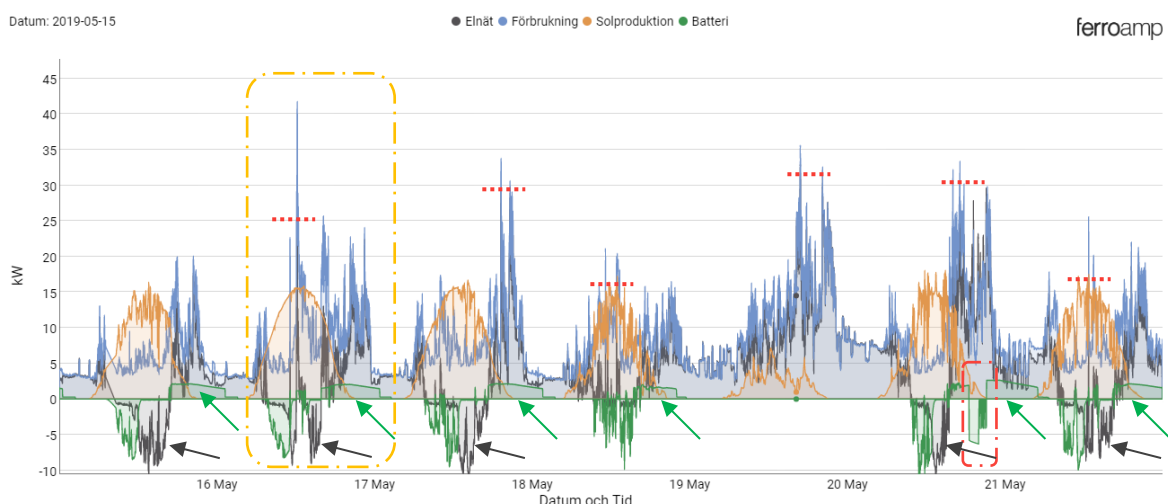
Tabell 8 Batterilagrets driftinställning för energiförflyttning.

Laddning	Sker enbart med solel då solelproduktionen överstiger effektuttaget från användning, dvs laddning med överproduktion. Max ~10 kW till batteri. Batteriet laddas till 80% av nominell kapacitet.
Urladdning	Startar vid effektuttag från elnät >0 kW. Max/konstant ~2 kW från batteri.

I Figur 17, Figur 18 och Figur 19 visas utskrift från Ferroamps portal för den studerade perioden. Posten "Förbrukning" är samma som begreppet "Användning" som primärt används i denna rapport. Ett negativt värde för batteri anger laddning och motsvarande positivt värde anger urladdning. Ett negativt värde för elnät anger export (försäljning av el) eller överproduktion från solcellsanläggningen.

Urladdning av batterilagret markeras med gröna pilar. Under den aktuella perioden kan batterilagret användas för energiförflyttning av överproduktion för 6 av de 7 dyggen. För ett av dyggen, 19e maj, sker ingen överproduktion av solel och batteriet laddas därför inte. Dygnet innan har också lägre överproduktion av solel, vilket leder till att batterilagret inte når full energinivå.

Röd streckprickad markering visar effektreducering av användning som framförallt solcellsanläggningen åstadkommer med delvis hjälp av batterilagret (~2kW). Den högsta effekttoppen, 16 juni, uppgår till ca 42 kW och reduceras till ca 25 kW med 15 kW solel och 2 kW från batterilagret. Solcellsanläggningen levererar under perioden som mest ca 16 kW mitt på dagen.

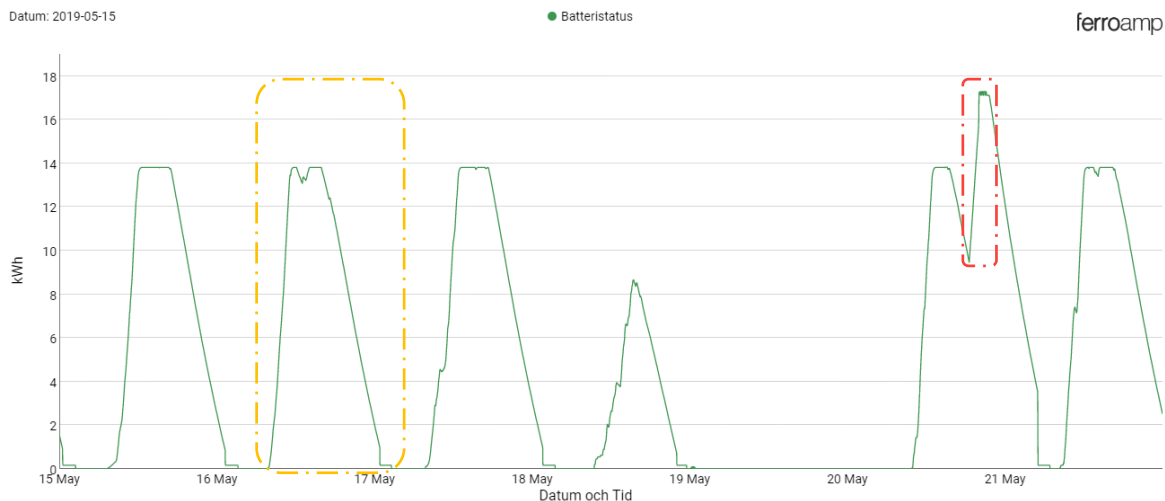


Figur 17 Driftbild från Ferroamps portal (inkl. markeringar) för 2019-05-15 till 2019-05-21.

Batterilagrets variation i energinivå visas i Figur 18 där fulladdat batterilager är 17,3 kWh. Som nämnts ovan används 80% av detta. Under perioden töms batterilagret helt vid sex tillfällen, vilka inträffar runt kl.03 på natten.

Batterilagret laddas enbart med överproduktion från solceller. Vid fem tillfällen finns överproduktion av sol samtidigt som batterilagret är fullt. Vid dessa tillfällen sker export till elnät, se markering med svarta pilar.

Under dygnen 18e och 19e maj sker ingen export till elnät eftersom solexproduktionen inte överstiger användning plus laddning. Vid ett tillfälle den 20e maj kl. 18.30 till 21.00, rött inringat område, sker laddning trots att styrkriterier inte är uppfyllda, ingen förklaring till detta har hittats.



Figur 18 Driftbild från Ferroamps portal för batteristatus 2019-05-15 till 2019-05-21.

För ett av de två dygnen där batterilagret har åstadkommit den största energiförflyttningen, se gul markerat område, visas en förstoring i Figur 19. Den blå ytan anger användning, den orangea ytan solexproduktion, den svarta ytan import och export via elnät och den gröna ytan batterilagrets laddning och urladdning. Skillnaden mellan uttag och elnät kommer från batterilagret tillsammans med solexproduktionen.

Solexproduktionen startar runt kl.05.30 och vid kl.08.00 täcker effekten från solcellerna hela användningen. Istället för att solcellernas överproduktion exporteras till elnät startar laddning av batterilagret. Runt kl.11.15 har batteriet nått full laddning (i detta fall 80% av nominell kapacitet) och överproduktionen från solcellerna exporteras nu till elnät.

Vid kl.12.15 inträffar en stor effekttopp i användningen, 42 kW. Solexproduktionen klarar inte att täcka denna topp, varpå import från elnät inleds. Eftersom batterilagret har inställningen att stötta vid import från elnät, startar batteriet sin urladdning. Urladdning sker under effekttoppens varaktighet ca 1 timme.

Mellan kl.13.30 till 14.30 sker återigen laddning av batteriet eftersom effekttoppen har avtagit och överproduktion av sol finns tillgänglig. Ytterligare en period av export till elnät inträffar när batteriet är fulladdat ca 1,5 timmar. Vid kl.16.00 avtar solexproduktionen och användningen ökar, import från elnät inleds och därmed även batteriets urladdning. Med en urladdning av ~2 kW är batteriet helt tomt kl.01.00.



Figur 19 Driftbild från Ferroamps portal (inkl. markeringar) för 2019-05-16.

Sammanställning av energimängder för perioden visas i Tabell 9.

Tabell 9 Sammanställning av energimängder (summering av minutvärden) mätperiod 7 dygn.

Användning	1 388 kWh
Solelproduktion	764 kWh
Batteri laddning	121 kWh
Batteri urladdning*	102 kWh
Batteriförluster	27 kWh, 16% (121 – 102 = 19)
Elnät export	127 kWh
Elnät köpt	801 kWh

* +0,9 kWh till batterilagrets energinivå under perioden.

Beräknad import utan batterilager 876 kWh (användning - solelproduktion) minutvis.

Beräknad export av el (såld) utan batterilager 252 kWh (solelproduktion - användning) minutvis.

Beräknad ökad egenanvändning med batterilager 105 kWh $((252 - 127) \times (1 - 0,16))$

Import av el (köpt) med batterilager procent mot utan batterilager 91% (801 / 876)

Export av el (såld) med batterilager procent mot utan batterilager 50% (127 / 252)

8.2 EFFEKTREDUCERING

För att visa ett exempel på batterilagrets möjlighet till effektreducering i uttaget från elnätet redovisas och utvärderas driften under en vecka i juni (2018-06-09 till 2018-06-15).

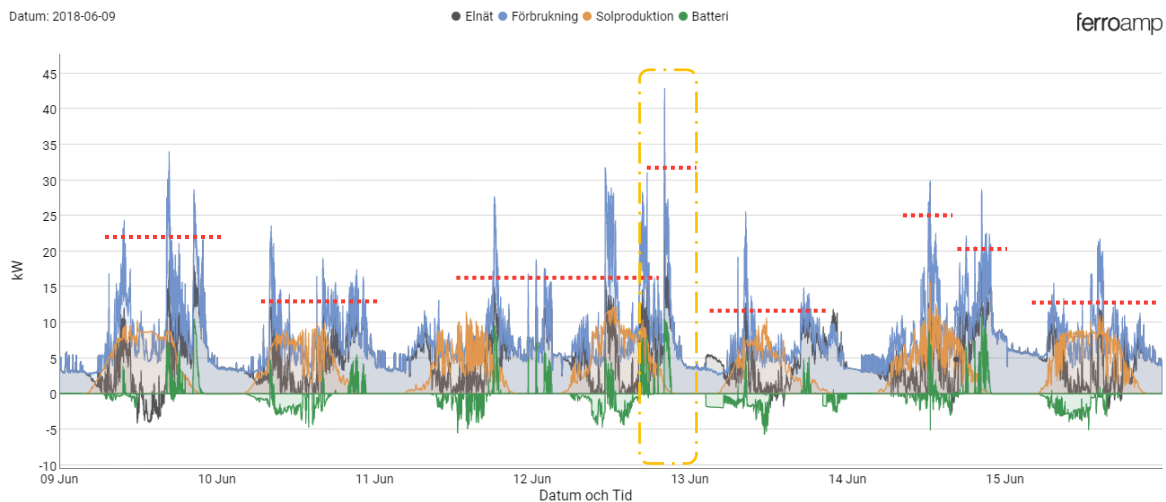
För att kunna minska effekttoppar i uttaget från elnät behövs en hög effekt vid urladdning av batterilagret. Genom att prioritera att hålla batterilagret fulladdat ökas chanserna att den aktuella energinivån hos batterilagret är tillräckligt hög för att ladda ur när effekttoppen inträffar. Batterilagret hade inställningar enligt Tabell 10 under perioden.

Tabell 10 Batterilagrets driftinställning för effektreducering.

Laddning	Sker med solel därefter med elnät då effektuttaget från elnät <5 kW. Max ~5 kW till batteri.
Urladdning	Startar vid effektuttag från elnät >12 kW. Max ~10 kW från batteri.

I Figur 20, Figur 21 och Figur 22 visas utskrift från Ferroamps portal för den studerade perioden. Posten "Förbrukning" är samma som begreppet "Användning" som primärt används i denna rapport. Ett negativt värde för batteri anger laddning och motsvarande positivt värde anger urladdning. Röd streckprickad markering visar effektreducering av användning som batterilagret tillsammans med solcellsanläggningen åstadkommer i uttaget från elnät.

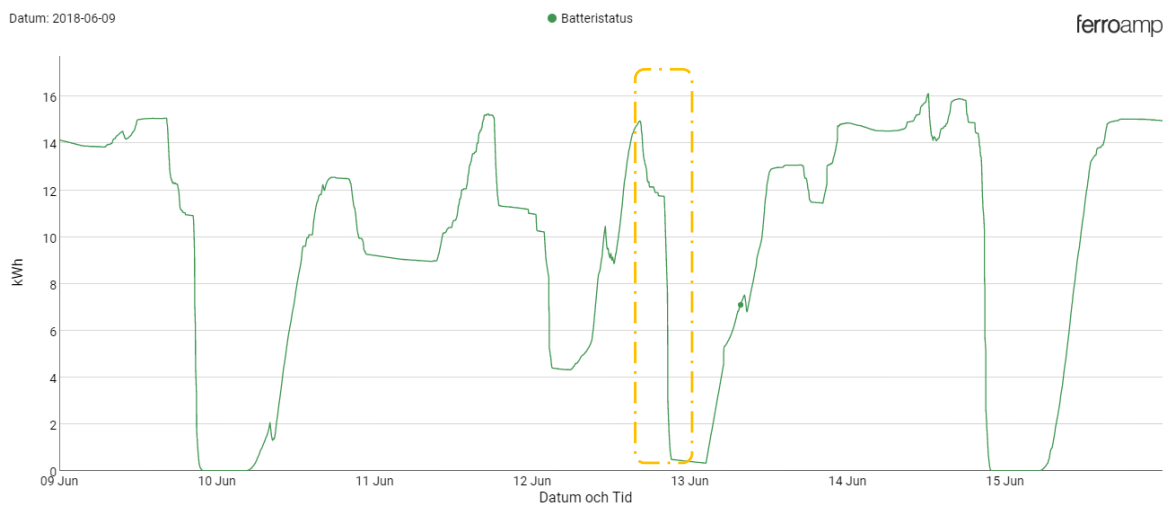
Den högsta effekttoppen, inringad i gul markering, uppgår till ca 45 kW och reduceras till ca 35 kW med batterilagret. Solcellsanläggningen levererar under perioden som mest ca 12 kW mitt på dagen.



Figur 20 Driftbild från Ferroamps portal (inkl. markeringar) för 2018-06-09 till 2018-06-15.

Batterilagrets energinivå visas i Figur 21 där fulladdat batterilager är 16,4 kWh. Under perioden töms batterilagret helt vid tre tillfällen, vilka inträffar då de tre högsta effekttopparna i användningen sker.

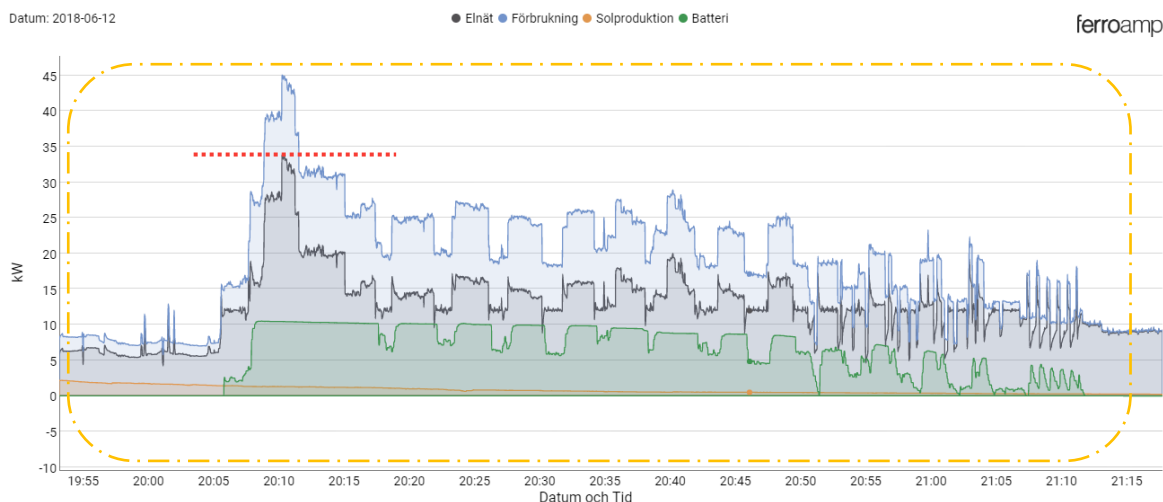
Batterilagret laddas med överproduktion från solceller. Endast vid ett tillfälle när batteriet är fullt skickas sol till elnätet, vilket sker den 9e juni. Ytterligare vid ett enstaka tillfälle laddas batterilagret med elnät vilket sker 13e juni.



Figur 21 Driftbild från Ferroamps portal för batteristatus 2018-06-09 till 2018-06-15.

Den högsta effekttoppen i användning har i nedan figur förstörats. Den blå ytan anger användning, den orangea ytan solproduktion, den svarta ytan uttag från elnät. Skillnaden mellan uttag och elnät kommer från batteriet och solproduktionen (som förvisso är i princip obefintlig <1 kW på kvällen). Den högsta delen av effekttoppen är 40–45 kW och varar ca 5 minuter. Under denna period urladdas batteriet med 10 kW och sänker därmed toppen till 32 kW.

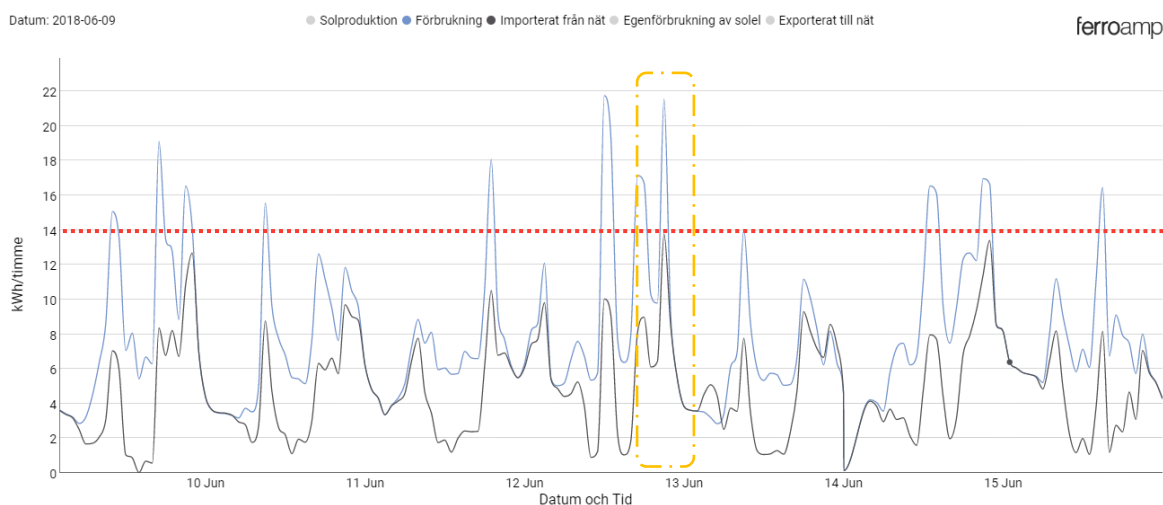
Efter den högsta toppen följer en period om ca 50 minuter (kl.20.10 - 21.00) där batterilagret laddar ur med varierande effekt för att hålla uttaget från elnätet till 12 kW. Runt kl. 21.10 är batteriets energinivå 0 kWh vilket turligt nog sammanfaller med att användningen sjunker. Vid kl. 21.15 är användningens effektbehov ca 9 kW och betjänas till fullo av elnät.



Figur 22 Driftbild från Ferroamps portal (inkl. markeringar) för 2018-05-12

I Figur 23 redovisas effektuttaget som medelvärde över en timme (kWh/timme) dvs. den effekt som sätter värdet och tillika nivån för abonnerad maxeffekt hos ett effektabonnemang från elleverantör.

Det högsta effektbehovet för användningen över en timme sker vid samma tillfälle som vid ovan nämnt tillfälle för effekttopp dvs på kvällen den 12e juni. Effekten uppgår till 22 kW och reduceras med batterilagrets urladdning till 14 kW i uttagen effekt från elnät.



Figur 23 Effektuttaget som medelvärde över en timme (kWh/timme).

Sammanställning av energimängder för perioden visas i Tabell 11.

Tabell 11 Sammanställning av energimängder (summering av minuttvärden) mätperiod 7 dygn.

Användning	1 303	kWh
Solelproduktion	564	kWh
Batteri laddning	81	kWh
Batteri urladdning*	54	kWh
Batteriförluster	27	kWh, 33% (81 – 54 = 27)
Elnät export	10	kWh
Elnät köpt	796	kWh

* +0,8 kWh till batterilagrets energinivå under perioden.

Beräknad import utan batterilager 787 kWh (användning - solelproduktion) minutvis.

Beräknad export av el (såld) utan batterilager 48 kWh (solelproduktion - användning) minutvis.

Beräknad ökad egenanvändning med batterilager 25 kWh $((48 - 10) \times (1 - 0,33))$

Import av el (köpt) med batterilager procent mot utan batterilager 101% (796 / 787)

Export av el (såld) med batterilager procent mot utan batterilager 40% (10 / 25)

9 EKONOMISK BEDÖMNING

En grov ekonomisk bedömning har utförts genom att jämföra några driftfall för energilagret. Driftfallens inverkan på byggnadens behov av importerad el från elnät (köpt el), effekt från elnät och export till elnät (såld el) har tagits fram och redovisas nedan under respektive fall.

För beräkning av elkostnader har verkliga fakturor legat till grund för de olika driftfallen. Generellt har mätvärden för beräkning och sammanställning av elanvändning hämtats från Ferroamps portal. Kostnadsuppgifter för el, effekt, elnät och fasta abonnemangskostnader är hämtade från fakturor från elleverantör för aktuell mätperiod.

För den ekonomiska bedömningen och jämförelsen mellan de olika fallen över tid har en LCC-kalkyl (Life-Cycle Cost) gjorts. Beräkningarna har utgått från Belok LCC generell kalkyl (programversion 2011-08-24) som är framtagen för ekonomisk bedömning av energibesparande investeringar. LCC-kalkylens resultat kan beskrivas som ett nuvärde för alla kostnader (inklusive investeringskostnad) över kalkylperiodens utsträckning dvs. i detta fall 15 år. Beräkningsgrunder för Beloks generell kalkyl finns i bilaga. Ingångsvärden och prismodell elabonnemang visas i Tabell 12 respektive Tabell 13.

Förutsättningar LCC-kalkyl

Kalkylperioden är vald till 15 år. Utbudet av underlag och studier för batterilagrets livslängd är begränsad. Kalkylperioden väljs utifrån att det anses vara en rimlig tidsperiod innan reinvesteringar bedöms komma som för t.ex., för solcellsanläggningar där det är vanligt att lägga in ett byta av växelriktare efter ca 15 år.

Kalkylräntan är satt efter Familjebostädernas normalt använda nivåer för ekonomiska kalkyler och harmoniserar även med den av Stockholms stad beslutade kalkylräntan för investeringar. Familjebostäder anger en real ränta på 3% och tillsammans med en inflationstakt på 2% blir den nominella kalkylräntan 5%.

Dagens energipris för el är olika mellan de jämförda driftfallen. Anledningen är att ett ekvivalent elpris beräknas för varje driftfalls förutsättningar. Beräkningen tar hänsyn till elenergikostnad, nätavgifter (differentierad för hög och låg last), abonnerad effekt per månad, fast abonnemangskostnad samt intäkter för försäljning av överskott av solelproduktion. Alla ovan angivna poster för kostnader och intäkter summeras över ett år och divideras med total mängd importerade och köpt el.

Real årlig energiprisökning för el är ansatt efter Familjebostädernas normalt använda nivåer för ekonomiska kalkyler. Ansatt energiprisökning kan diskuteras då senaste årets prisökningar på framförallt effektagifter varit betydande.

Investeringskostnad utgörs av det aktuella batterilagrets faktiska kostnader inklusive moms. Eftersom det är batterilagret som utvärderas, har inte solcellsanläggningens investeringskostnad tagits med eftersom den installationen är befintlig och återfinns i samtliga driftfall. Solcellsanläggningen är en given förutsättning.

Restvärdet för batterilagret efter kalkylperiodens slut antas till noll. Antagande gör att restvärdet motsvarar rivningskostnaden för batterilagret.

Årligt energibehov beräknas för de olika driftfallen och är tillsammans med energipriset de parametrar som är olika mellan fallen.

Årlig underhållskostnad är satt till 5 000 kr för batterilagret vilket kan motsvara ca 1 till 2 servicebesök per år.

Tabell 12 Ingångsvärden till LCC-kalkyl.

Kalkylperiod	15	år
Real kalkylränta	3	% (nominell 5 %)
Dagens elpris	-	(beräknas för de olika fallen)
Real årlig energiprisökning, el	4	%
Investeringskostnad	222 500	kr (ink moms)
Restvärde	0	kr (rivningskostnad)
Årligt behov av köpt el	-	(beräknas för de olika fallen)
Årlig underhållskostnad	5 000	kr (batterilager)

Tabell 13 Nät, el- och abonnemangskostnader 3x80A Effekt. Konstnader anges inkl. moms.

Per månad		
Fast elnätavgift	260	kr
Månadseffektagift	62	kr/kW
Rörlig elnätavgift	47,54	öre/kWh höglasttid (vardag kl.06-22 nov-mars)
Rörlig elnätavgift	9,46	öre/kWh övrig tid
Elpris	64,0	öre/kWh
Elpris försäljning	51,2	öre/kWh (2,20 öre/kWh elnät, 49 öre/kWh elhandel)

9.1 DRIFTFALL OCH LÖNSAMHET

Nedan beskrivs de olika driftfallen som beräknas med LCC och som sedan jämförs sinsemellan. Beräkningar är interpolerade för att representera ett helårs drift för att möjliggöra jämförelse genom LCC-kalkyl.

Total elanvändning kommer vara annorlunda i driftfall med batterilager då batterilagrets elanvändning (förluster) gå in i elanvändning. Total solexproduktion är samma för alla driftfall, 15 080 kWh.

Referensfall utan batterilager

Som ett referensfall beräknas kostnader för hur ett driftfall utan batterilager hade sett ut. Fallet beräknas genom att använda produktionsdata från solcellsanläggning tillsammans med elanvändning för byggnaden. På minutvis nivå beräknas import och export till/från elnät utan batterilagrets inverkan.

Dagens elpris ²	1,04	kr
Beräknat årligt behovet av köpt el	80 840	kWh
Exporterad solexproduktion	4 760	kWh

Faktiskt resultat drift med batterilager

Fallet är framtaget med verklig drift av batterilagret inklusive tid då batterilagret inte varit i funktion samt olika driftlägen för laddning och urladdning som inte varit helt optimala etc. dvs fallet ger en representativ bild av den verkliga driften under mätperioden.

Dagens elpris ¹	1,03	kr
Beräknat årligt behovet av köpt el	81 450	kWh
Exporterad solexproduktion	2 430	kWh

Energiförflyttning, teoretisk potential som jämförelse

Beskrivning av funktionen och mätdata från avsnitt om energiförflyttning har utgjort beräkningsgrund för el -och effektbesparing för ett helår.

Dagens elpris ¹	1,03	kr
Beräknat årligt behovet av köpt el	73 560	kWh
Exporterad solexproduktion	2 380	kWh

Effektreducering, teoretisk potential som jämförelse

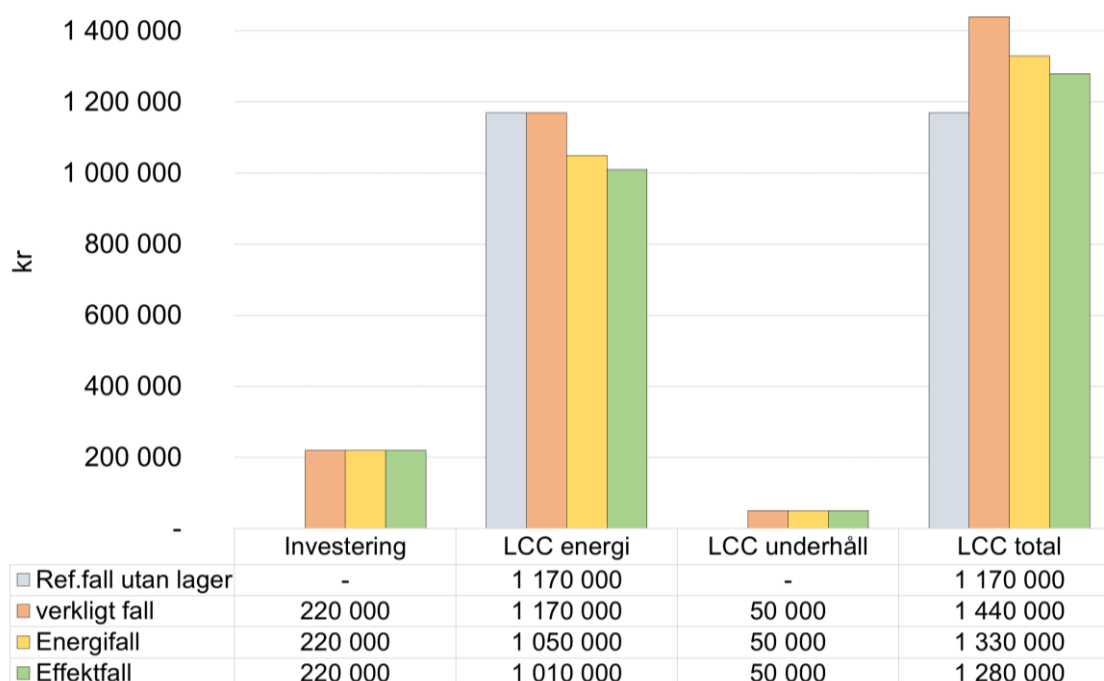
Beskrivning av funktionen och mätdata från avsnitt om effektreducering har utgjort beräkningsgrund för el -och effektbesparing för ett helår.

Dagens elpris ¹	0,98	kr
Beräknat årligt behovet av köpt el	74 120	kWh
Exporterad solexproduktion	1 210	kWh

² Beräknas enligt beskrivning i avsnittet *Förutsättningar för LCC-kalkyl*.

9.2 RESULTAT LCC

Med ingångsvärden enligt ovan beskrivna driftfall redovisas LCC-kostnader i Figur 24 för 15 år. Redovisningen är fördelat på investeringskostnad, energikostnad, underhållskostnad samt en total-LCC kostnad som summerar nämnda poster.



Figur 24 Resultat av LCC-kalkyl för de olika driftfallen.

För referensfallet finns ingen investeringskostnad och för övriga fall är investeringskostnaden samma, batterilagrets inköpskostnad.

Nuvärdet för energikostnaden, köpt el, ligger kring ca 1 Mkr. Det är driftfallet för effektreducering som erhåller den lägsta kostnaden, 1 010 000 kr. Framförallt är det för att effektkostnaden reduceras i abonnemangskostnaden. Det visar sig ha ett större värde än energiförflyttning av solexproduktion och ökad egenanvändning som driftfall för energiförflyttning har.

Nuvärdet för underhållskostnader är lika för fallen som har batterilager och utgör endast en låg kostnad i sammanhanget, ca 50 000 kr.

Den totala LCC-kostnaden för referensfallet är lägst i jämförelse mellan de olika fallen och är samma som kostnaden för nuvärdet av köpt el.

Driftfallet som grundas på den verkliga driften under utvärderingsperioden har störst total LCC-kostnad. Anledningen till det är att nuvärdet för köpt el är i princip samma som för referensfallet (utan batterilager). Detta gör att det inte finns några besparingar från systemet med batterilager som kan täcka investeringskostnaden för batterilagret tillsammans med underhållskostnaden.

Driftfall för energiförflyttning och effektreducering har nuvärden för energikostnader lägre än referensfallet, vilket gör att besparingen för dessa fall till viss del täcker sina investerings- och underhållskostnader. Jämfört mot referensfallet är LCC-kostnaden ca 160 000 kr respektive 110 000 kr dyrare, vilket ska jämföras mot den initiala inköpskostnaden för batterilagret som var 220 000 kr.

Högst LCC-kostnad har driftfallet, verklig drift, 1 440 000 kr, en ökning mot referensfallet med 270 000 kr.

Vid jämförelse av total LCC kostnad konstateras att med redovisade driftfall behöver batterilagrets investeringskostnad (220 000 kr) minska med ca 110 000 kr - 160 000 kr för att batterilagret ska bli lönsamt.

Sammanfattningsvis visar resultatet från LCC-kalkylen att inget av driftfallen för batterilagret uppvisar tillräckligt stora besparingar för energikostnaden att de under kalkylperioden 15 år kan täcka investeringskostnaden. Det vill säga återbetalningstiden med givna antaganden och kalkylförutsättningar är längre än den förväntade livslängden för batterilagret.

10 PROJEKTERS RESULTAT

Projektets övergripande resultat sammanfattas i punktform nedan.

- Projektet visar att tekniken för batterilager i denna tillämpning är omogen och tekniken behöver kvalitetssäkras för att användas i stor omfattning. Utvärderingen har haft stora störningar pga. att batterilagret inte hållit lovad kvalitet.
- Felfunktioner och driftstörningar behöver larmfunktion. Exempelvis sammankoppling till överordnat styrsystem.
- En anledning till att lönsamhet i detta projekt inte har erhållits är att investeringskostnaden för batterilagret har varit stor i förhållande till erhållna besparingar.
- För att erhålla ekonomisk lönsamhet för batterilagret med redovisade driftfall behöver investeringskostnaden halveras.
- Effektreducering ger störst lönsamhet av de två prövade driftfallen (effektreducering och energiförflyttning).
- Effektreducering kräver särskild styrning; bör användas med ett somrardriftfall och ett vinterdriftfall för att fungera bra.
- Energiförflyttning fungerar bäst vid urladdning med jämn och låg effekt för att förlusterna från batterilagret ska hållas låga. Dvs ingen snabb urladdning av batterilagret.
- Batterilagret bör inte laddas till 100%, utan max till 80% för att minska energiförluster.
- Energiförflyttning kan vara en metod för att nå energikrav (ex. Stockholm stads energikrav 55 kWh/m²,år).
- En tydlig guide med olika driftfall och styrprinciper för batterilager behöver tas fram av tillverkare och leverantörer som riktar sig mot slutanvändaren.

11 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Projektets bakgrund och övergripande mål, att praktiskt studera möjligheterna att öka lönsamheten för en solcellsanläggning med ett batterilager har med aktuell tillämpning, byggnad och batterilager visat sig vara begränsad. Den initiala planen att utvärdera olika driftfall för ett batterilager har under projektets gång fått ändras till att merparten av arbetsinsatsen gått till att hantera driftstörningar, felfunktioner och komplett utbyte av batterilager halvvägs in i mätperioden.

Erfarenheter från förfarandet vid upphandling och installation av batterilagret är att det var relativt okomplicerat. Det vore önskvärt att allmänna rekommendationer och klara branschstandarder för batterilagringstekniker var mer utvecklade och etablerade på marknaden.

Den osäkerhetsfaktor som bedöms ha störst inverkan på projektets resultat är kopplade till mätdatainsamlingen. Dels för att det finns skillnader i mätdata jämfört mot debiteringsmätare för köpt el och dels för att mätserier har visst mätbortfall i batterilagrets

mätdata. En omständighet som är olycklig är att batterilagret fick bytas ut efter halva utvärderingsperioden.

Vid betraktelse av den ekonomiska bedömningen ska man vara medveten om att de antaganden som ansatts om framtiden är av avgörande betydelse för utfallet. LCC-kostnader ska inte betraktas som en fastslagen sanning utan snarare en antydning.

För både batterilagrets möjligheter till ökad egenanvändning av solceller samt reducering av effektuttaget från elnätet är batteriförlusternas storlek vid laddning och urladdning centrala. Det finns ett samband mellan batteriförluster, effektuttag och batterilagrets aktuella energinivå.

Vid primär funktion hos batterilagret att flytta energi för ökad egenanvändning av solceller är det viktigt att hålla batteriförlusterna låga. Det erhålls primärt vid låga effekter för laddning och för urladdning av batterilagret. Genom att inte ladda batterilagret mer än till ca 80% av nominell kapacitet minskas batteriförluster ytterligare. En lägre utnyttjandegrad måste vägas mot fördelarna (vinsten) av energiförflyttningen. En låg laddningseffekt kan begränsa utnyttjandegraden av batterikapaciteten eftersom tillgången på el för laddning från solcellerproduktionen är intermittent (väderberoende) och kan avvika mot den förväntade. Det skulle vara önskvärt att laddningseffekten kunde bestämmas med hjälp av en prognostisering av dygnets förväntade solinstrålning. Bedömning är att den viktigaste parametern i ett batterilagrets prestanda för att erhålla god energiförflyttning är en låg batteriförlustfaktor.

Vid primär funktion hos batterilagret att åstadkomma effektreducering i uttaget från elnätet är det mest avgörande för lönsamheten att månadens högsta effekttopp reduceras eftersom det är den som sätter månadseffekten och kostnaden för elabonnemanget. Det är mycket viktigt att batterilagrets gränsvärde för när urladdning ska starta är noggrant avvägd för att klara av att reducera varaktigheten av den högsta effekttoppen med aktuell energinivå i batterilagret. Det finns ett samspel mellan gränsvärdet för när urladdning startar och batterilagrets utnyttjandegrad. Om batterilagret även är tänkt att till viss del användas för energiförflyttning av solceller ska utnyttjandegraden få en större vikt. Det blir dock en avvägning mot risken att batterilagret inte har tillräcklig energinivå för att reducera den högsta effekttoppen. Bedömning är att den viktigaste parametern i ett batterilagrets prestanda för att erhålla en god effektreducering är möjligheten till en hög urladdningseffekt.

Vid betraktning av den ekonomiska bedömningen och studerade driftfall är den generella slutsatsen att det inte finns någon betydande antydning till lönsamhet för den aktuella byggnaden med nuvarande batterilagerinstallation.

För att ett batterilager ska ha möjlighet till att ge ekonomisk vinning med förutsättningar studerade detta projekt behöver ett tekniksprång inom batteritekniken ske, investeringskostnader minska (halveras), systemet få mer sofistikerade möjligheter till styrning av driftfall och bli mer robust mot driftstörningar och driftstopp.

Från medverkande parter i projektet efterlyses att batterilager behöver vara enklare att addera till ett befintligt system med solceller, mer "plug-n-play". Det efterlyses också att leverantörer och andra partners behöver arbeta mot samma målbild och mer samordnat.

Med sjunkande kostnader för batterier gör ÖrebroBostäder bedömningen att vi snart är vid en kostnadsnivå, där batterier blir en försvarbar investering. Redan nu planerar, förbereder (och ibland installerar) ÖrebroBostäder energilager i sina projekt.

I just detta projekt har ett batterilager införskaffats till en byggnad i Svedmyra med förväntningen att det skulle vara en väl utprovad fungerande produkt – men så blev inte utfallet i denna utvärdering.

BILAGA - BILDER



Solcellsanläggning på tak.



Solcellsanläggning på fläktrumstak.



SSO monterade på vägg.



25 Avfuktare DC-20 DST samt styrenhet EH3/T2



Batterilager 16,4 kWh.



Nytt batterilager 17,3 kWh.

BILAGA - BELOK LCC

Ekvationer som används i BELOK LCC, Generell kalkyl

Investeringsens totala livscykelkostnad beräknas enligt

$$LCC_{total} = C_{investering} + C_{underhåll} + C_{energi} - C_{restvärde}$$

Nuvärde av underhållskostnad ($C_{underhåll}$)

$$C_{underhåll} = a_{underhåll} \cdot \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i}$$

Nuvärde av energikostnad (C_{energi})

$$C_{energi} = E_{energi} \cdot e_{energi} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1+q}{1+i}\right)^n}{\frac{1+i}{1+q} - 1}$$

Nuvärde av restvärde ($C_{restvärde}$)

$$C_{restvärde} = c_{restvärde} \cdot (1 + i)^{-n}$$

$C_{investering}$ = Investeringsens initiala kostnad [kr]

$a_{underhåll}$ = Årlig underhållskostnad [kr/år]

E_{energi} = Årligt energibehov [kWh/år]

e_{energi} = Dagens energipris [kr/kWh]

$c_{restvärde}$ = Investeringsens värde vid kalkylperiodens slut [kr]

n = Kalkylperiod [år]

i = Real kalkylränta [%]

q = Real årlig energiprisökning [%]

VI ÄR WSP

WSP är ett av världens ledande analys- och teknikkonsultföretag. Vi verkar på våra lokala marknader med stöd av global expertis. Som tekniska experter och strategiska rådgivare har vi tillgång till ingenjörer, tekniker, naturvetare, planerare, utredare och miljöspecialister liksom professionella projektörer, konstruktörer och projektledare. Vi erbjuder hållbara lösningar inom Hus & Industri, Transport & Infrastruktur och Miljö & Energi. Med drygt 39 000 medarbetare på 500 kontor i 40 länder medverkar vi till en hållbar samhällsutveckling. I Sverige har vi omkring 4 000 medarbetare. wsp.com

WSP Sverige AB

121 88 Stockholm-Globen
Besök: Arenavägen 7

T: +46 10 7225000
Org nr: 556057-4880
Styrelsens säte: Stockholm
wsp.com

