

2016-09-29

Projektledare: Malin Hansson

Tel: 070-280 3161

E-post: info@powercircle.org

Slutrapport

Potentialen för lokala energilager i distributionsnäten

Projektledare: Malin Hansson

Handläggare: Johanna Lakso

Datum för projektstart: 2015-04-27

Datum för projektslut: 2016-05-27

Innehållsförteckning

POTENTIALEN FÖR LOKALA ENERGILAGER I DISTRIBUTIONSNÄTEN	1
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	2
INLEDNING.....	4
BAKGRUND	4
SYFTE OCH MÅL.....	5
TEKNIKER FÖR ENERGILAGRING	5
KOSTNADSUTVECKLING BATTERIER	6
STUDIE AV TIDIGARE INTERNATIONELLA ERFARENHETER.....	8
FRÅGESTÄLLNINGAR.....	8
VAR GÖR BATTERILAGER STÖRST NYTTA?	8
MARKNADSSTÖDET I TYSKLAND	8
<i>Energilager för balansmarknaden</i>	<i>9</i>
TESTER KRING AGGREGERADE ENERGILAGER	10
ANALYS AV POTENTIALEN FÖR ENERGILAGER PÅ FASTIGHETSNIVÅ	11
FRÅGESTÄLLNINGAR.....	11
FÖRUTSÄTTNINGAR	11
BESKRIVNING AV INGÅNGSDATA.....	11
DIMENSIONER FÖR ENERGILAGER	12
<i>Lägenhetshus</i>	<i>12</i>
<i>BRF med solceller</i>	<i>15</i>
<i>Villor.....</i>	<i>16</i>
ENERGILAGER OCH ELNÄTSNYTTOR	17
<i>Minska kostnader mot överliggande nät.....</i>	<i>18</i>
<i>Elkvalité.....</i>	<i>19</i>
<i>Förluster.....</i>	<i>19</i>
<i>Skjuta upp investeringar i elnäten</i>	<i>20</i>
<i>Frekvensreglering.....</i>	<i>21</i>
<i>Effektreserven.....</i>	<i>21</i>
<i>Öka egenanvändning av lokalt producerad solkraft.....</i>	<i>22</i>
PRAKTISKA FRÅGOR OCH REGELVERK.....	22
<i>GEODEs syn på energilagring hos elnätsföretag.....</i>	<i>23</i>
SLUTSATSER	24
STOR POTENTIAL ATT FRIGÖRA EFFEKT	24
SYSTEMNYTTA ATT FRIGÖRA EFFEKT	24
ÖKAD KAPACITET FÖR VINDKRAFT.....	25
UTMANINGAR FÖR ELNÄTSÄGARE.....	26
REKOMMENDATIONER	27
MÖJLIGGÖR FÖR NÄTÄGARE ATT UTNYTTJA NYTTORNA MED ENERGILAGER	27
GE INCITAMENT FÖR ATT JÄMNA UT EFFEKTUTTAG I FASTIGHETER	27
YTTERLIGARE STUDIER OCH DEMONSTRATIONER	27

REFERENSER.....	29
BILAGA 1: BESKRIVNINGAR AV SIMULERINGAR FÖR LASTTOPPSREDUCERING.....	30
BILAGA 2: BESKRIVNINGAR AV SIMULERINGAR FÖR LASTTOPPSREDUCERING SAMT ÖKAD EGENANVÄNDNING AV PV	32
BILAGA 3: BESPARINGSBERÄKNING BRF VID 40 % LASTTOPPSREDUKTION MHA BATTERI (EXEMPEL: FASTIGHET A).....	34
BILAGA 4: BESPARINGSBERÄKNINGAR VILLOR (EXEMPEL: VILLA MED VÄRMEPUMP).....	35
BILAGA 5: BESPARINGSBERÄKNING FÖR ÖVERLIGGANDE ELNÄT.....	36

Inledning

Bakgrund

Den stora utbyggnaden av lokala förnybara elproduktionsanläggningar som sker i flera länder driver utvecklingen och användandet av smarta elnät. För att kunna integrera stora mängder variabel kraft, såsom vindkraft, i ett elsystem krävs smarta tekniker både på produktions- och användarsidan. Smarta elnät har blivit ett brett och vitt omtalat begrepp som Energimarknadsinspektionen beskriver som följande¹;

”Smarta nät är samlingen av ny teknologi, funktionen och regelverket på elmarknaden, m.m. som på ett kostnadseffektivt sätt:

- ... underlättar introduktion och utnyttjandet av förnybar elproduktion*
- ... leder till minskad energiförbrukning*
- ... bidrar till effektreduktion vid effektoppar och*
- ... skapar förutsättningar för aktivare elkunder”*

Studien ”Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige”² visar på en stor potential för att ansluta mer vindkraft i distributionsnäten. Så mycket som mellan 875 och 1036 MW ”ledig kapacitet” finns i distributionsnäten i södra Sverige med enbart måttliga förstärkningar. Det har vid flertalet vindkraftsprojekt visat sig möjligt att ansluta större effekt mer kostnadseffektivt när smarta tekniker för elnät har använts än vid traditionella nätanslutningar. En utmaning med att ansluta stora mängder förnybar elproduktion till elnäten är att på kort tid balansera de korta oförutsägbara spänningsvariationer som kan uppstå, exempelvis när ett moln passerar förbi och skuggar solceller eller när en plötslig förändring i vindhastighet sker. Här är energilagring i form av batterier en av få tekniker som på det korta tidsspannet kan rycka in och balansera elnätet.

I början av 2015 presenterades direktiven för energikommissionen som tydligt nämnde energilagring som ett område som bör utredas vidare. I IVAs projekt ”Vägval El”³ ansågs energilagring så intressant att det i slutet av 2015 publicerades en speciell rapport om tekniker för lagring av el i samband med projektet. Även regeringens samordningsråd för smarta elnät skriver i sin handlingsplan 2014 att energilagring kan bli en viktig del av energisystemet. De rekommenderar att en marknads- och teknikneutral spelplan utvecklas där energilagring kan bidra till ökad effektivitet i energisystemet. Studien ”Energilagring i energisystemet”⁴, en underlagsrapport till regeringens Samordningsråd för smarta elnät, visar på stor potential för att använda sig av distribuerade energilagring i elnäten. Studien rekommenderar dock mer testning och demonstration på området. Några få länder/regioner har gjort riktade satsningar för utveckling av energilagring. Det går att se en trend i att de satsande länderna/regionerna har stort industrirelaterat intresse. Exempel är Sydkorea och Kalifornien som redan har stora batterifabriker och ambitiösa forsknings och utvecklingsprogram för batterier. I Tyskland har en stor mängd lokalt producerad förnybar elproduktion integrerats och batterisystem subventioneras nu för att hantera både de stora kostnaderna för feed-in tariffen, samt för att uppmåna till egen konsumtion. Beräkningar visar att med ett normalt dimensionerat

¹ Energimarknadsinspektionen (2010). *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - Smarta mätare och intelligenta*

² Power Circle (2014). *Slutrapport: Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige.*

³ IVA (2015). *Energilagring – Tekniker för lagring av el.*

⁴ Power Circle (2014). *Energilagring i energisystemet.*

2016-09-29

batterilager kan självkonsumtionen öka från cirka 30 % av energianvändningen till runt 60 % av energianvändningen. I Sverige finns, trots bred kompetens och erkända forskningsgrupper, få demonstrationsprojekt eller förstudier kring energilager. Särskilt sällsynt är studier kring distribuerade energilager.

Syfte och mål

Syftet med projektet är att övergripande bedöma potentialen med småskaliga distribuerade lager i ett distributionsnät, med det bakomliggande syftet att möjliggöra för större integration av förnybar elproduktion. Potentialen för att styra de lokala energilagren kan även jämföras med värdet för effektreserven och vilken sorts incitament det skulle ge utrymme att styra last för. Projektet inleds med en kartläggning av de undersökningar som redan gjorts på ämnet, som är applicerbara på Sverige, och vad de visar. Jämförelser kommer även göras med Tyskland och resultat från de energilagringssystem som installerats där. Datainsamling och exempel kan sedan göras i ett aktuellt svenskt elnät.

Projektet syftar primärt till att belysa följande frågeställningar:

- Vilken nytta kan distribuerade energilager göra för elnätet? Vilken nytta tillför störst värde för elnätet?
- Med hjälp av insamlad data; Vilket behov av dimensioner (energimängd och effekt) finns för lokala lager placerade i fastigheter i det prövade lokalnätsområdet?
- Hur skulle ett incitament kunna utformas för att styra last som motsvarar värdet för effektreserven?
- Hur kan energilager i fastigheter bidra till att öka kapaciteten för vindkraft i ett lokalnät?

Tekniker för energilagring

Det finns flera olika tekniker och metoder för att lagra energi. IVA gjorde 2015 en genomgång av tekniker för lång- och korttidslagring. Teknikerna har olika fördelar och nackdelar beroende på applikation och brukar bedömas på grunder av exempelvis kapacitet, användningstid, verkningsgrad och uppstartstid. Nedan visas IVAs sammanställning av teknologier⁵. I Sverige har vattenkraften delvis samma funktion som ett energilager, i och med att den är styrbar och har en relativt kort responstid. Med den stora kapacitet som vattenkraften har i Sverige har den potential att fungera både som säsongslager, och som ett korttidslager. Vattenkraften kan dock inte uppta energi på beställning, för detta krävs ett kompletterande pumpkraftverk.

⁵ IVA (2015). *Energilagring – Tekniker för lagring av el*

Energilagringmetod	Kapacitet (MW)	Användningstid	Verkningsgrad (%)	Start-upp tid
Pumpkraftverk	< 5000	1–24 h	65–85	s-min
Tryckluftsteknik	Beroende på lagringsstorlek	1–24 h	42–54 (vanlig) 70 (avancerad adiabatisk)	min
Blybaserade batterier	0,001–50	s–3 h	60–95	-
Litiumbaserade batterier	0,001–0,1	min–h	85–100	-
Flödesbatterier Vanadin Redoxbatterier	0,03–7	s–10 h	85	ms
Flödesbatterier Zink Bromidbatterier	0,05–2	s–10 h	70–75	ms
Natriumsvavelbatterier	0,5–50	s–h	85–90	-
Power to gas, H ₂ produktion	kW–GW	s–månader	62–82	s-min
Power to gas, CH ₄ produktion	kW–GW	s–månader	49–56	min–h
Svänhjul	0,002–20	s–min	95	s-min
SMES	0,001–10	s	90	ms
Superkondensatorer	0,01–1	ms–s	95	ms

Figur 1: Jämförelse mellan olika lagringstekniker⁶

Projektet har redan i ansökningsfasen avgränsat sig till batterilager, exempelvis litiumjonbatterier, och därför kommer alla tekniska grundantaganden som görs baseras på den tekniken. Bakgrunden är utvecklingen som sker inom detta teknikområde. Dessa batterilager är elektrokemiska lager som bedöms vara den teknikgrupp som har bredast applikationsområde, vara tillräckligt kommersiella och ha gynnsammast kostnadsutveckling på kort och medellång sikt samtidigt som de tekniska utmaningarna bedöms som hanterbara. Jämfört med andra elektrokemiska lagringstekniker har litiumjonbatterier bland de lägsta omvandlingsförlusterna, vilket kan spela stor roll för lönsamheten i applikationer med många korta ur/uppladdningscykler.

Kostnadsutveckling batterier

Kostnaderna för litiumjonbatterier sjunker stadigt och snabbt. En studie av Stockholm Environmental Institute⁷ visar till och med att verkligheten prisreduktioner går snabbare än de flesta prognoser förutspått. Studien visar att den snabba tekniska utvecklingen och lärlkurvan, samt att den årliga producerade volymen batterier ökar snabbt är de viktiga faktorerna för kostnadsutvecklingen. Prognosen säger att det är troligt att kostnaden fortsätter sjunka med cirka 8 % per år, vilket innebär att kostnaderna kommer halveras på 6 år. Detta innebär att från 2014 års nivå på 410 USD/kWh (till och med lägre för marknadsledarna Tesla och Nissan), så skulle kostnaden vara 205 USD/kWh år 2020. År 2025 förväntas litiumjonbatterierna ha nått den kritiska nivån 150 USD/kWh. I resterande rapport kommer dessa siffror användas som referens.

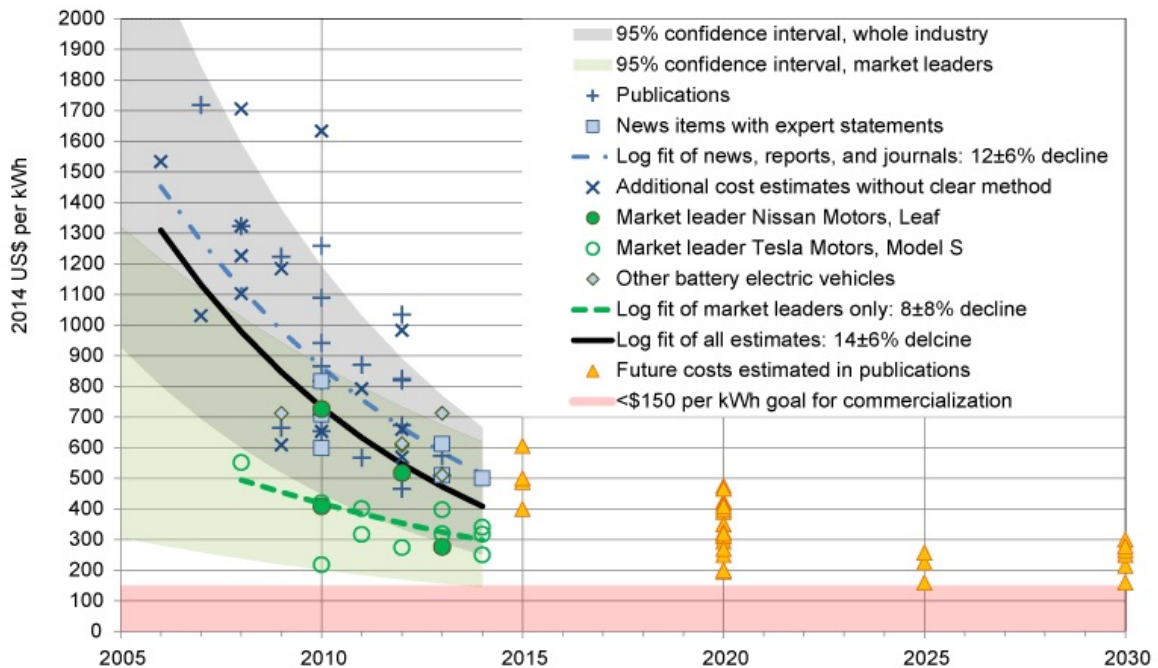
För ett batterisystem i en fastighet behövs inte bara själva batterierna utan även utrustning som möjliggör att batteriet fungerar i den miljön och kan ladda och ladda ur korrekt. Det är därför rimligt att anta att investeringskostnaderna kommer bli något högre än bara batteriets kostnad, men att även den teknikens kostnader minskar med tiden. Projektet gör bedömningen att teknisk

⁶ IVA (2015). *Energilagring – Tekniker för lagring av el*

⁷ Björn Nykvist och Måns Nilsson (2015). *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*

2016-09-29

kringutrustning kommer kosta 50 % av batteripriset, systempriset blir då batteripriset med en faktor på 1,5. I beräkningarna kommer därför, omvandlat till svenska kronor 4 900 kr/kWh (motsv. batteripriset 400 USD/kWh) räknas med för 2016 års pris och 1 800 kr/kWh (motsv. batteripriset 150 USD/kWh) för priset år 2026, om 10 år.



Figur 2: Estimerade kostnader för litiumjonbatterier för elbilsapplikationer⁸

⁸ Björn Nykvist och Måns Nilsson (2015). *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*

Studie av tidigare internationella erfarenheter

Frågeställningar

Projektet inleds med en kartläggning av de undersökningar som redan gjorts på ämnet, som är applicerbara på Sverige, och vad de visar. Jämförelser kommer även göras med Tyskland och resultat från de energilagringssystem som installerats där.

- Var gör batterilager störst nytta?
- Vad innebär Tysklands stödsystem och hur har det gått?
- Vilka batteridimensioner är de vanligaste i Tyskland?
- Affärsmodellen aggregator

Var gör batterilager störst nytta?

Rocky Mountain Institute har gjort en genomgång av batteriers olika nyttor och vilka aktörer som kan ta del av dessa⁹. De har hittat 13 nyttor som batterier kan göra för energisystemet och där de olika nyttorna påverkar tre olika intressentkategorier. Kategorierna är i stora drag elkunden, energibolag och energimarknadsaktörer. Vidare kan energilager vara placerade på olika nivåer i elnätet där transmissionsnätet är så högt upp som det går, hos elkunden lägst ner och i distributionsnätet däremellan. RMI konstaterar i sin rapport att ju längre ner i nätet energilagret är placerat desto fler nyttor kan det bidra med till systemet i stort. Ett batteri som är placerat "innanför elmätaren" hos elkunden kan tekniskt sett bidra med alla 13 nyttor även om regelverken inte tillåter ett fullt utnyttjande i dagsläget.

Många batterier som används idag är kraftigt underutnyttjade. När ett batteri bara används till en enda nytta är de oftast inaktiva och därmed oanvända under mellan 50 och 95 % av sin livstid. Vid de tidpunkter då batteriet inte behövs för sitt primära användningsområde kan de användas till de andra 12 nyttorna.

När det kommer till värdet av tjänster från batterier kan detta variera stort mellan olika marknader. Variationerna beror på allt från tekniska variabler och begränsningar i användningsområden till regelverk och själva energimarknaden. Rapporten presenterar fyra användarfall med olika primära användningsområden och flera sekundära. Sammanfattningsvis kan man konstatera att batterier i tre av fyra fall blir kostnadseffektivt tack vare att flera användningsområden kombineras. I det fjärde fallet blir batteriet inte kostnadseffektivt alls. Ett exempel på ett av de kostnadseffektiva casen är då ett batteri används i hemmet, innanför elmätaren. Primärnyttan här är att öka hushållets egenkonsumtion av solkraften som produceras från solcellerna på taket. För sekundärnyttorna är batteriet aggregerat med andra batterier och bidrar med bland annat balanskraft och frekvensreglering till energibolagen. Här utgör primärnyttan bara en tredjedel av den totala intäkten av batteriet, vilket visar på att kombinationen av flera applikationer är av stor vikt.

Marknadsstödet i Tyskland

I maj 2013 startade Tyskland ett marknadsintroduktionsprogram för batterier på fastighetsnivå i Tyskland. Stödet innebär att den tyska staten subventionerar 600 Euro per kW solceller med tillhörande batterisystem som en privatperson investerar i. Maxbeloppet är dock 3 000 Euro per

⁹ Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*.

2016-09-29

system för varje privat investering i batterier, även för privatpersoner som sedan tidigare har solceller. Syftet var att motivera en ökning av egenkonsumtionen av den massivt utbyggda solkraften i landet. De generösa feed-in-tarifferna blev dyrare än förväntat för Tyskland och att då subventionera investeringskostnaden i batterier blev ett sätt att minska den utmatade solkraften till elnätet som staten annars skulle behöva betala i många år framöver. För nya solcellskunder blir energilagring tack vare investeringsstödet ett attraktivt alternativ eftersom nivån på feed-in-tariffen stadigt sjunker.

Subventionsprogrammet blev snabbt populärt och första två åren köptes drygt 10 000 batterisystem inom programmet. År 2015 förväntas 12 500 batterisystem¹⁰ köpas med den statliga subventionen och mellan 5000-10 000 utan.

Den genomsnittliga storleken på de batterier som de tyska kunderna har köpt varierar mellan 5,1 kWh för Litiumjonbatterier och 6 kWh för blysyrbatterier. Prognoserna säger att 75 % av batterierna inom det tyska batterisubventionsprogrammet kommer att vara litiumbaserade.

Energilagring för balansmarknaden

Kraven för att vara en aktör på den tyska balansmarknaden har gjorts om under 2011 och 2012 för att underlätta för efterfrågefleksibilitet och energilagring. Exempelvis kan nu även små aktörer delta på denna marknad, från 1 MW. Tyskland har även uppdaterat så att intra-day-marknaden handlar per varje kvart, istället för varje timme som det var tidigare¹¹.

	Primärreserven	Sekundärreserven	Tertiärreserven
Aktiveringstid	30 sek	5 min	15 min
Tillgänglighet	Upp till 15 min	15 min till 1 h	Minst 15 min
Minsta bud	1 MW (tidigare 5 MW)	5 MW (tidigare 10 MW)	5 MW (tidigare 15 MW)

I Tyskland finns även en feed-in-tariff-lag som säger att all förnybar elproduktion alltid ska användas först och att all annan elproduktion som kolkraft, kärnkraft och gaskraft bara används för efterfrågan som det förnybara inte kan täcka.

De här förändringarna har möjliggjort att man på ett marknadsmässigt sätt kan använda batterier på balansmarknaden och få betalt för sina tjänster. Vattenfall har i anslutning till flera av sina solkraftsparker installerat batterianläggningar som de använder för att sälja tjänster på balansmarknaden, främst för primärregleringen men även för sekundärregleringen. Tidigt gjordes tester i Berlin med ett 1 MW och ett 2 MW batteri och sedan februari 2015 körs ett 1,6 MW batteri tillsammans med Belectric i anslutning till en 67,8 MW solkraftspark i nordvästra Brandenburg¹².

¹⁰ Energy storage news (2015). EUPD: Germany could install 12,500 PV storage systems for households in 2015.

¹¹ Energy Transition – The German Energiewende (2015). How is Germany integrating and balancing renewable energy today?

¹² Vattenfall (2015). Large scale batteries new business opportunity in Germany.

Tester kring aggregerade energilager

Kraven som ställs på en aktör på balansmarknaden i Tyskland är att man ska kunna reagera inom 30 sekunder och leverera konstant kraft i minst 15 minuter. De aggregerade litiumjonbatterierna har en reaktionsförmåga på bara några sekunder, vilket är en fördel för just detta teknikslag.

Caterva är en tysk start-up kopplad till Siemens som tillåter solcells- och batteriägare att hyra ut en del av sitt batteri till nätägaren. Den 20 juni blev Caterva som första en aggregator i Tyskland kvalificerad och godkänd för att få agera som leverantör av frekvensregleringstjänster på den tyska balansmarknaden. I projektet testar nu Caterva tillsammans med batteritillverkaren Saft, Siemens och regionala energibolaget N-ERGIE att aggregera 65 hushållsbatterier á 20 kW / 21 kWh¹³. Med hjälp av batterierna kan solcellsägarna täcka 60-80 % av sitt energibehov från det egna solsystemet och samtidigt bidra till balansering av Tysklands elsystem.

Den tyska återförsäljaren av hemmabatterier Sonnenbatterie har börjat marknadsföra ett koncept där kunden i samband med batteriköpet samtidigt tecknar avtal med aggregatorn LichtBlick. I Tyskland går aggregatorn under benämningen "swarm battery" och argumenten som lyfts fram för att teckna avtal handlar om att hjälpa Tysklands elsystem att ställa om till en framtida energiförsörjning och att kunden samtidigt kan tjäna ekonomiskt på att ställa sitt batteri till förfogande vissa tidpunkter. Mjukvaran för att aggregatorn ska kunna fjärrstyra batterilagret är redan installerat i batterisystemen som Sonnenbatterie säljer så att den bara behöver aktiveras då kunden tecknar avtal med aggregatorn.

¹³ Caterva (2015). *For the first time: Frequency Containment Reserve by privately used swarm of Energy Storage Systems.*

Analys av potentialen för energilager på fastighetsnivå

Frågeställningar

- Vilka dimensioner på batterier krävs för att minska effekttopparna med 20 % respektive 40 % för olika sorters fastigheter?
- Hur kan batterierna gynna viktiga parametrar hos ett lokalnätsbolag?
- Antag att 10/20/30 % av lägenheterna har batterilager – hur kan lokalnätsbolagets kostnad mot överliggande elnät påverkas?

Förutsättningar

Den här delen av projektet studerar potentialen för energilager som ett medel för fastighetsägare (t.ex. bostadsrättsföreningar) och villor att hantera volatiliteten i sitt effektuttag. Det gör att studien koncentrerar sig på en kapacitetsuppskattning hos energilagret med avseende på effekt och energimängd, vid kritiska dimensioneringsfall, för att möjliggöra diskussioner kring realistiska tröskelvärden. Dessa tröskelvärden används sedan för att estimerar kostnader och möjliggör därigenom en jämförelse mellan olika typfall.

De som har deltagit i projektets analys av energilagrens potential och elnätsnyttorna är Johanna Rosenlind, Mälarenergi Elnät, Katarina Lundquist, Mälarenergi Elnät, Arshad Saleem, KIC InnoEnergy, Jonathan Hallinder, Kraftringen och projektledaren Malin Hansson, Power Circle. Även Kenneth Mårtensson, VD Sala-Heby Energi har bidragit med viktiga erfarenheter och perspektiv. Alla simuleringar och beräkningsmodeller är skapade och genomförda av KIC InnoEnergy.

Beskrivning av ingångsdata

Ingångsvärden är data från Mälarenergis elnät och från tre fastigheter i Uppsala. Lastdata från tre olika villatyper i Mälarenergis elnät har använts, för villa med fjärrvärme, med elvärme och med värmepump, mellan 40-50 kunder i varje kategori. All mätdata är timvärden och högsta lasttoppen är i kWh/h.

Fastigheterna som projektet baseras på ligger i Uppsala och är tre bostadsrättsföreningar med 18, 27 respektive 36 lägenheter. Även här är all data timvärden och högsta lasttoppen i kWh/h. Alla tre fastigheter har solceller installerade.

Toppeffekter i den använda grunddaten är baserad på timvärden och är ett värde i kilowattimmar per timme (kWh/h). Det innebär att de reella effekttopparna kan vara betydligt högre. Därför är det viktigt att påpeka att alla resultat i projektet baseras på dessa timvärden och utfallet i projektet hade troligen hade fått andra dimensioner med andra höjder på effekttopparna. På såväl EU-nivå som nationell nivå är nya mätföreskrifter under framtagande. De europeiska föreskrifterna behandlar olika scenarion för vilken upplösning mätvärdena bör ha, där 15 minuters upplösning anses som det mest troliga scenariot. Det svenska förslag som är framtaget har fortfarande en timmes upplösning på mätvärdena som grundscenario men anger att mätarens upplösning skall ha möjlighet att ändras ner till 15 minuter. Om denna studie skulle göras med data per 15 minuter skulle det ge en rättvisare möjlighet att dimensionera energilagren närmare de verkliga effekttopparna.

Det har genomgående i projektet antagits att batterilagret har en effekt-energimängd ratio på 1:2. Olika tillverkare har olika specifikationer när det gäller flera områden, bland annat ration för effekt-

2016-09-29

energimängd, men det är vanligt förekommande med en ration i den nivån. Teslas batteri för hemmabruk sägs enligt hemsidan ha effekten 3,3 kW och energimängden 6,4 kWh¹⁴, vilket ration 1:2 kan ses som ett förenklat värde av.

Förklaringar av de beräkningar som gjorts, samt vissa delresultat av simuleringarna återfinns i bilagorna 1-5.

Dimensioner för energilagrar

Boverket¹⁵ har sedan 1 mars 2015 nya regler för energihushållning i nybyggnationer som baseras på att Sverige delas upp i fyra zoner, Zon I i norr och Zon IV i söder. För varje zon reglerar Boverket köpt energi och för eluppvärmda hus även installerad effekt. Reglerna för köpt energi varierar från 80 kWh/kvm årligen i Zon IV till 130 kWh/kvm årligen för Zon I (för icke-eluppvärmda hus). Dessa siffror säger något om de olika behoven av energianvändning i avlånga Sverige. De hushåll som projektet hämtat data från för simuleringarna finns i Zon III där Boverket tillåter 90 kWh/kvm årligen. För att applicera projektets resultat på fler delar av Sverige kan dessa jämförande siffror tas i beaktning.

Lägenhetshus

En simulering har gjorts för tre lägenhetshus i Uppsala med respektive 18, 27 och 36 lägenheter och deras elanvändning samt fastighetselen (belysning, ventilation, tvättstuga). I simuleringarna har det antagits att lägenheterna inte längre har sina egna anslutningspunkter till elnätet utan att fastigheten istället har en gemensam anslutningspunkt och undermätning/kollektivmätning sker för att dela upp elnätsräkningen per lägenhet. Med ett energilagrar i fastigheten ligger den tekniska säkerheten i lagret och man dimensionerar det efter topeffekten som på så sätt riskfritt klarar abonnerad säkringsnivå.

I Tabell 1 visas en sammanställning av lägenhetselen tillsammans med fastighetshetselen i den simulerade gemensamma anslutningen till elnätet. Idag har alla tre lägenhetshus en säkringsstorlek på 63 ampere (44 kW) men använder i realiteten bara mellan 43 % (fastighet A) till 73 % (fastighet C) av den. Detta tyder på att fastigheterna redan nu har något överdimensionerade säkringsnivåer. Det bör dock poängteras att detta är baserat på timvärden och att de reella effektopparna kan vara högre. I projektets besparingsberäkningar har Mälarenergis prislista¹⁶ för säkringsabonnemang för företag använts.

Fastigheterna A, B och C är relativt små bostadsrättsföreningar med bara 18, 27 respektive 36 lägenheter. Projektets resultat kan ändå ses som ett exempel som kan appliceras på större bostadsrättsföreningar, som inte redan ligger på lägsta säkringsnivån där det idag finns chans att göra besparingar genom sänkta elnätsabonnemang.

¹⁴ Tesla Motors (2016). *PowerWall Specifikationer*.

¹⁵ XL-bygg Fresks, *Nya energihushållningskrav i BBR* (2015)

¹⁶ Mälarenergi (2016). *Elnät Företag 2016*.

	Fastighet A	Fastighet B	Fastighet C	Enhet
Antal lägenheter	18	27	36	
Lägenheter sammanlagd yta	1350	1750	1900	Kvm
Lägenheter snittstorlek	75	65	53	Kvm
Övrigt			Motorvärmare	
Årlig elanvändning	52 965	72 329	101 380	kWh
Årlig elanvändning/lägenhet	2 942	2 679	2 816	kWh
Elanvändning/lägenhet/kvm	39	41	53	kWh
Lasttopp	18,4	24,3	32,0	kWh/h
Reellt behov av säkringsnivå [Amp]	27	35	46	
Säkringsnivå idag	44	44	44	kW
	63	63	63	Amp
20% lasttoppsred mha batteri:				
Batteristorlek	8	10	13	kWh
Batteristorlek per lägenhet	0,44	0,37	0,36	kWh/lgh
40% lasttoppsred mha batteri:				
Batteristorlek	23	27	28	kWh
Batteristorlek per lägenhet	1,28	1	0,78	kWh/lgh

Tabell 1: Nuläge lägenhetshus A, B och C

Hela besparingsprocessen kan alltså förklaras som två steg. Steg ett innebär att gå från individuell mätning till kollektivmätning. För lägenhetsinnehavarna innebär detta förstas en del avsteg från service som elnätsbolaget tillhandahåller och andra trygghetsparametrar, exempelvis så utgår supportdelen vid problem av elleverans då lägenhetsinnehavaren ej har ett abonnemang hos elnätsföretaget, lägenhetsinnehavaren tappar rätten till avbrottsersättning, förlorar möjligheten till byte av elleverantör, tappar tjänsten fakturering och kundsupport, ej delaktig vid framtida tjänster som kan komma att byggas på kommunikation till elmätaren, är rättslös det vill säga står utanför ellagen och mätningen uppfyller inte garanterat mätföreskriften. Dessutom uppstår det kostnader vid inköp av mätare, insamlingssystem och administration (insamling av mätvärden från fördelningsmätare och intern fakturering). De kostnaderna finns inte med i projektets kostnadsberäkningar. För BRF:en gäller fortfarande nätföretagets service, eftersom de är elnätskund.

Steg två i processen innebär att installera ett gemensamt energilager som kan kapa fastighetens effekttopp och därmed kunna sänka säkringsabonnemanget ytterligare. I beräkningarna används enbart Mälarenergis fasta säkringspriser eftersom överföringsavgiften förväntas vara samma i och med att samma mängd el kommer behövas för fastigheten. De privata lägenhetskundernas fasta nätavgift tas upp som en besparing i räkneexemplet, eftersom de här inte längre har någon egen anslutning till elnätet utan hela fastigheten har en gemensam. Här kan besparingen från steg ett i processen tydligt upplevas tillfalla de individuella lägenhetsägarna som slipper betala en egen fast nätavgift, dock resulterar det troligen i en förhöjd avgift till bostadsrättsföreningen som nu istället tagit på sig att dela upp den gemensamma elnätsräkningen.

Simuleringen med lägenheterna i Uppsala visar att enbart med hjälp av ett gemensamt batteri som motsvarar cirka 0,4 kWh per lägenhet kan fastighetens topeffekt minskas med 20 % (Tabell 1). Med hjälp av ett något större batteri, mellan 0,8-1,3 kWh, kan effekttoppen minskas med 40 %. För fastighetsägaren och de boende innebär detta naturligtvis möjligheter att för en rimlig kostnad i ny

2016-09-29

teknik spara på kostnaderna för elnätsabonnemanget. För nätägaren innebär det att den tidigare möjliga överdimensionerade effekten, samt ytterligare 40 % frigörs för andra ändamål.

Med våra tidigare antaganden om pris skulle det innebära att bostadsrättsföreningens gemensamma investering skulle vara 137,2 tkr för fastighet C om investeringen skulle göras i år, och 50,4 tkr om 10 år (Tabell 2). Detta skulle innebära en avbetalningstid för dagens investering på cirka 5 år och en investering om 10 år på cirka 2 år. I båda fallen är en kalkylränta på 4,55 % vid 10 års rak avskrivning antagen, ingen installations- och servicekostnad är medräknad. För jämförelse kan nämnas att bostadsrättsföreningar som investerar i solceller förväntar sig idag en återbetalningstid på mellan 15-20 år. Solceller beräknas ha en teknisk livslängd på mellan 25-30 år medan energilager förväntas ha en teknisk livslängd på 10-20 år beroende på hur många cykler man använder per år, även om detta ännu kan anses som spekulationer för en så pass ny tillämpning.

	Fastighet A	Fastighet B	Fastighet C	Enhet
Tidigare:				
Lasttopp	18,4	24,3	32	kW
Säkringsnivå	44 (63 A)	44 (63 A)	44 (63 A)	kW
40% lasttoppsred mha batteri:				
Batteristorlek	23	27	28	kWh
Ny lasttopp	11	14,6	19,2	kW
Ny möjlig säkringsnivå	11 (16 A)	17 (25 A)	25 (35 A)	kW
Investering:				
2016 års pris	112,7	132,3	137,2	tkr
2026 års pris	41,4	48,6	50,4	tkr
Årlig besparing för att sänka säkringsabonnemanget	4,1	3,5	2,7	tkr/år
Årlig besparing för alla lägenheternas fasta nätavgift	15,9	23,9	31,9	tkr/år
Återbetalningstid vid investering 2016	7,0	5,9	4,8	år
Återbetalningstid vid investering 2026	2,6	2,2	1,8	år

Tabell 2: Beräkning av besparingar mha av energilager och kollektivmätning, för Fastighet A, B och C

Det bör tilläggas att beräkningen bara baseras på en besparing genom att kapa effekttoppar. Skulle man exempelvis addera andra elsystemtjänster såsom tillgänglighet för frekvensreglering skulle laddningsmönstret se annorlunda ut och slita olika på batteriets livstid. Samtidigt som flera studier tyder på att en kombination av flera nyttor innebär fler intäktsströmmar och skulle antagligen ge bättre ekonomi¹⁷, så finns också risken att livslängden förkortas. En viss del av kostnadsbesparingen för byte av säkringsstorlek ser ut att kunna göras även utan batterilager eftersom fastigheterna i studien verkar vara översäkrade från början. Dock är de data som finns tillgängliga endast på genomsnitt för timmen, och under ett år, vilket innebär att det kan finnas toppar som gör att fastigheterna inte kan minska sin säkringsstorlek utan batterilager. Det skulle behövas ytterligare studier med mindre aggregerade data och över längre tid för att kunna dra säkra slutsatser om hur stor del av lönsamheten som är direkt kopplad till batterilagret.

¹⁷ Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*.

BRF med solceller

Simuleringarna för fastigheter med solceller har gjorts baserade på befintliga solcellsinstallationer på fastigheterna A, B och C. Även i beräkningarna med solceller har det antagits att fastigheten har kollektivmätning, vilket innebär att solkraftselen inte bara kan användas till fastighetselen utan till hela den gemensamma elen i både lägenheter och gemensamma utrymmen. En stor fördel med detta är dock den skattemässiga effekten av att vid installation av en solcellsanläggning så kan hela fastigheten ta del av produktionen utan att klassificeras som en mikroproducent.

Solcellsinstallationerna producerar årligen 11,3 MWh på fastighet A och B och 22,6 MWh på fastighet C, vilket innebär att fastighet A producerar 21,30 % av sin årliga elanvändning, fastighet B 15,6 % och fastighet C 22,0 % (Tabell 3). Att dimensionera en solcellsanläggning som ger mellan 15-20 % producerad solkraftsel av använd el är relativt vanligt för solcellsetableringar på fastigheter. Anledningen är att den storleksordningen möjliggör för fastigheten att maximera sin egenanvändning av solkraften utan att använda sig av energilager, vilket är fallet i verkligheten för de tre studerade fastigheterna. Det bör förtydligas att lasten och produktionen är baserade på årsgenomsnittet, vilka både för användningen och produktionen skiljer sig väsentligt säsongvis mellan vinter och sommar.

Två fall har simulerats, dels där laddning och urladdning sker utan syfte att öka egenanvändningen av solkraft, vilket i princip innebär att batteriet som varit under urladdning under en lasttopp börjar ladda igen direkt efter toppen. Det andra fallet inkluderar styrning som gör det möjligt att prioritera egenanvändning av solkraften. Det innebär att innan en förväntad lasttopp så laddar batteriet, det prioriterar att ladda i solkraftsel vid de tillfällena då det är möjligt annars laddar det från elnätet. Detta leder i praktiken till att all producerad el används inom anläggningen och anläggningen har därför har en egenanvändningsgrad nära 100 %.

Vid simuleringarna visade det sig att batteristorleken som krävs är densamma när batteriet används för att öka egenanvändning av solkraften kombinerat med att minska fastighetens lasttoppar med upp till 40 %. Däremot när lasttopparna skulle minska med 50 % kombinerat med att öka egenanvändning av solkraften uppstod en brytpunkt där ett större batteri krävs.

Vid dimensionering av batterilager för de två fallen bör en jämförelse göras med fallet då batterierna men ingen solkraft finns med i systemet. Tabell 3 visar behovet av batteridimensioner för fastigheterna med bara batterier, med solceller och batterier utan optimerat laddningsmönster samt med solceller med optimerat laddningsmönster. I alla tre fallen kapar batteriet lasttoppen med 50 %, medan det tillsammans med solcellerna även används för egenanvändning av solkraftselen.

	Fastighet A	Fastighet B	Fastighet C	Enhet
Lasttopp	18.4	24.3	32	kWh/h
Installerad effekt solceller	10	10	20	kWp
Årlig solkraftsproduktion	11 281	11 281	22 561	kWh
Batteristorlek, vid 50 % lasttoppsminskning:				
1) Enbart batteri	42	40	53	kWh
2) Solceller & batteri, ej optimerat att prioritera egenanvändning	41	40	52	kWh
3) Solceller & batteri, optimerat att prioritera egenanvändning	50	40	61	kWh

Tabell 3: Batteristorlek vid solkraftproduktion

2016-09-29

Simuleringarna visar att batteriet blir något större när de två nyttorna för lasttoppsreducering och egenanvändning av solkraft kombineras. Storleken på batteriet i fastighet B är dock konstant oavsett om den har enbart batteri, eller kombinationen batteri och solceller med eller utan smart optimering av batteriladdningen. Anledningen tros vara att graden av egenproducerad el jämfört med elanvändningen är något mindre, bara 15 %, och det är troligt att en fullständig egenanvändning av el sker redan utan batteri, därför används batteriet i fastighet B fortfarande bara för att kapa effekttopparna.

En jämförelse som skulle vara intressant är dimensionen på denna studies kombinerade batteri jämfört med två batterier som dimensioneras var för sig för sin respektive nytta, ett enbart för 50 % lasttoppsreducering och ett enbart för att öka egenanvändningen av solkraften.

Projektet avgränsar sig från beräkningar av återbetalningstid för solceller och batteri för lasttoppsreducering kombinerat med ökad egenanvändning av solkraft eftersom flera antaganden bland annat om framtida elpris behöver göras som anses gå utanför projektets ramar.

Villor

Simuleringarna som gjorts för villor baseras på tre kategorier av villor 1) Villa med fjärrvärme, 2) Villa med elvärme, 3) Villa med värmepump. Datan som använts i projektet avser 40-50 villor per kategori, men till respektive simulering har en typisk villa valts ut, istället för att använda snittet. Anledningen till det valet är att hushållens livsstilar kan variera väldigt mycket och ett snitt skulle därför blanda allas användning av el. Istället har ett ofta förekommande användningsmönster använts som hittats för flera olika villor. I caset med lägenheterna spelade livsstilarna ingen roll eftersom de ändå mixas och resulterar i den gemensamma uttagspunktens uttagsmönster.

På samma sätt som för bostadsrättsföreningarna sparar villaägarna här kostnader för säkringsnivån som de betalar ett fast pris för. Villorna som simulerades har säkringsnivåer på mellan 16 och 25 ampere och kan i nuläget med hjälp av energilager inte sänka sina kostnader avsevärt mycket, eftersom de flesta nätbolag i Sverige idag har 16 ampere som lägsta nivå för villakunder. Det kan konstateras att vid rådande reglering blir energilager för effekttopsreducering i villor inte en kostnadseffektiv lösning. Istället har projektet använt sig av en effekttariff föreslagen av Sollentuna Energi som innehåller två komponenter, en fast avgift och en rakt effektbaserad avgift som varierar över årstiderna. Den fasta komponenten är 1500 kr/år och en månadsavgift baserad på genomsnittet av ett hushålls tre högsta effektuttag (mellan kl 07-19) varje månad. Under sju sommarmånader, april-oktober, är priset 43,50 kr/kWh och månad och under fem vintermånader, november-mars, dubblas priset till 87 kr/kWh och månad. I beräkningarna så antas att villorna har denna effekttariff både före och efter lasttoppsreduceringen med hjälp av ett batteri.

Med dessa antaganden så visades mindre potential för villorna än för fastigheterna med flera lägenheter. Särskilt för villor med elvärme kan det konstateras att en lösning med energilager skulle bli för dyr, till nästan vilket batteripris som helst, eftersom över 13 kWh skulle behövas för att sänka topeffekten 20 % och så mycket som över 200 kWh skulle behövas för att sänka topeffekten 40 %.

	Villa med fjärrvärme	Villa med elvärme	Villa med värmepump	Enhet
Årlig elanvändning	9 318	35 340	18 991	kWh
Lasttopp	5,1 kW	10,6	11,1	kWh/h
Årligt medelvärde (flat load curve)	1,064	4,034	2,168	kWh/h
20% lasttoppsred mha batteri:				
Batteristorlek	3	> 13	5	kWh
40% lasttoppsred mha batteri:				
Batteristorlek	4	> 200	9	kWh

Tabell 4: Batteristorlek för tre kategorier av villor

För villa med fjärrvärme och villa med värmepump ser det ekonomiska besparingen ungefär lika ut i modellen. Villa med fjärrvärme har redan från början ett mindre behov av el, och således även en mindre effekttopp (5,1 kWh/h) medan villa med värmepump har en något större (11,1 kWh/h). Detta ger olika behov av batteri för att reducera effekttoppen. För villan med fjärrvärme krävs ett 3 kWh batteri för att minska effekttoppen med 20 % och 4 kWh för att minska toppen med 40 %. För villan med värmepump behövs ett 5 kWh batteri för att minska effekttoppen med 20 % och 9 kWh för att minska toppen med 40 %. Det bör dock kommenteras att det är troligt att värmepumparna i fråga är något underdimensionerade och har spetslast med elpatron, vilket ger en högre effekttopp än nödvändigt. Antagandet baseras på att detta var en rekommenderad standardlösning för värmepumpar tills för bara några år sedan. Med lägre effekttopp skulle ett mindre batteri behövas för att reducera effekttopparna.

Med en investering vid dagens batterisystempris skulle det för de båda villatyperna ge en återbetalningstid på drygt 16 år och en investering vid batterisystempriset om 10 år skulle ge en avbetalningstid av drygt 6 år. I båda fallen är en kalkylränta på 4,55 % vid 10 års rak avskrivning antagen, ingen installations- och servicekostnad medräknad.

	Villa med fjärrvärme	Villa med värmepump	Enhet
Tidigare lasttopp	5,1 kW	11,1	kWh/h
Ny lasttopp	3,06	6,66	kWh/h
Batteristorlek för 40% lasttoppsred	4	9	kWh
Årlig besparing på effekttariffen	1 509	3 283	kr
Investering:			
2016 års pris	19 600	44 100	kr
2026 års pris	7 200	16 200	kr
Återbetalningstid vid investering 2016	16,2	16,8	år
Återbetalningstid vid investering 2026	6,0	6,2	år

Tabell 5: Beräkning av besparingar vid 40 % lasttoppsreduktion mha batterier

Energilager och elnätsnyttor

Nedan följer en förklaring av den påverkan som energilager kan göra för elnätet. Det bör kommenteras att nyttorna enbart är förklarade ur perspektivet att inga andra faktorer är förändrade. Hur stimulans av dessa nyttor skulle påverka ur ett systemperspektiv och hur simultan verkan av

2016-09-29

dessa nyttor påverkar systemet är därför en avgränsning i det här projektet, som det finns behov av vidare analys kring.

Minska kostnader mot överliggande nät

Varje lokalnätbolag har ett avtal mot överliggande regionnät att få ta ut, och i ökande grad även mata in el, vid olika tidpunkter. Avtalet reglerar en kostnad för en maximal effekt som lokalnätbolaget får ta ut eller mata in. Om lokalnätbolaget överskrider den avtalade maxeffekten åläggs lokalnätbolaget att betala en straffavgift till regionnätbolaget.

I den tidigare intäktsrammodellen (2012-2015) fanns inga ekonomiska incitament för elnätbolagen att minska sitt effektbehov gentemot överliggande nät (ifall nätbolagen redan låg på 100 % av sin tillåtna intäktsram). Detta eftersom avgifter mot överliggande nät var en opåverkbar kostnad som slog direkt igenom till kunden. Detta innebär att elnätbolagets resultat inte påverkades även om man sänkte kostnaderna mot överliggande nät, eftersom intäkterna minskade i samma utsträckning. I den nya intäktsregleringen (2016-2019) har Ei ändrat dessa bestämmelser just för att skapa incitament till elnätbolagen att sänka sina effektuttag. I Ei:s nya incitament avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet: 1) en minskning av andelen nätförluster och 2) en kostnadsänkning för överliggande- och angränsande nät och ersättning vid inmatning av el i förhållande till uttagen energi med beaktande av medellastfaktorn i ett elnät¹⁸. Lite förenklat kan man säga att elnätbolaget i nuvarande reglerperiod kan "spara pengar" genom att jämna ut sitt effektuttag från överliggande nät. Det bör dock belysas att det krävs en relativt stor installerad effekt i form av energilager innan det börjar märkas i ett elnätbolags ekonomiska resultat.

I Tabell 6 finns beräkningar på hur mycket lokalnätet kan spara på avgiften mot regionnät i händelse av överuttag över abonnemangsnivån. Ett viktigt antagande som gjorts är att hela den frigjorda kapaciteten skulle ha gått över abonnemangsnivån om ingen laststyrning med hjälp av batterierna hade skett. Det antas även att man har överträtt abonnemangsnivån två gånger under samma år, vilket är kravet för att straffavgiften ska utfalla. Kostnaderna i beräkningarna är hämtade från E.ON Elnäts priser¹⁹ för regionnät, även om Mälarenergi Elnät egentligen har Vattenfall Eldistribution som överliggande elnät. Det är troligt att en effekttopp i elnätet som kräver överuttag i regionnätet sker på vinterhalvåret, eftersom det historiskt sett varit under vintern som de högsta lasterna uppnåtts. Därför ingår både en komponent för själva överuttaget, samt en extraavgift för vintern i den straffavgiften som beräknats.

Det visar sig att om 30 % av alla i Mälarenergis elnät har batterilager som sänker deras effekttoppar med 40 % finns det kapacitet som kan spara Mälarenergi 1401 tkr per tillfälle, enbart på straffavgiften för överuttag. Här ska tilläggas att det för Mälarenergi inträffar endast en gång var fjärde år. Med enbart 20 % minskning av effekttopparna hos lägenheterna kan lokalnätbolaget ändå spara 223 tkr vid ett tillfälle för överuttag mot regionnätet.

För att detta ska vara möjligt måste lokalnätbolaget på något sätt kunna tillförlita sig på att batterierna i fastigheterna kan leverera denna effekt vid exakt det tillfället som är kritiskt. Det kräver även att batterierna inte har tappat kapacitet med ålder och körningscykler. Samtidigt krävs även att

¹⁸ Energimarknadsinspektionen (2015). *Energimarknadsinspektionens författningssamling*.

¹⁹ E.ON Elnät (2016). *Elnätsabonnemang för regionnät (syd)*.

2016-09-29

batterierna är fulladdade vid tillfället för effekten, något som dock är troligt inför en förväntad effekttopp om batterisystemet innehåller någon form av smart styrning för laddning/urladdning.

	Besparing vid 20 % minskad effekttopp i lägenheterna		Besparing vid 40 % minskad effekttopp i lägenheterna	
10 % av lägenheterna har batterilager	1,0 MW	223 tkr	1,9 MW	467 tkr
20 % av lägenheterna har batterilager	1,9 MW	467 tkr	3,9 MW	934 tkr
30 % av lägenheterna har batterilager	2,9 MW	700 tkr	5,8 MW	1 401 tkr

Tabell 6: Lokalnätägarens besparing på avgift för överuttag mot regionnät

Innovationsbolaget Ngenic som utvecklar och säljer en smart termostat som kan styra värmepumpar och elpannor i hemmen arbetar med ett pilotprojekt där de använder sin teknik i 100 villor. Under en kritisk timme den 15 januari 2016 då flera elnät i Sverige överträdde sitt abonnemang mot överliggande elnät, användes Ngenics system på de medverkande villorna. Med hjälp av 100 villor kunde de styra undan 0,2 MW elanvändning under en timme, vilket elnätsbolaget just under den kritiska timmen sparade 60 000 kr på i straffavgift mot regionnätet.

Elkvalité

Elkvalitén i ett elnät samt beräkning av avbrottskostnader bedöms med två olika parametrar, SAIDI (System Average Interruption Duration Index) och SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). SAIDI är ett index uttryckt i minuter som ger information om den genomsnittliga avbrotts tiden per kund och år, medan SAIFI ger information om den genomsnittliga avbrottsfrekvensen per kund och år. Oaviserade avbrott mellan 3 minuter och 12 timmar samt aviserade avbrott ligger till grund för beräkning av avbrottskostnader. Med i beräkningarna tas även nätföretagens historiska kvalitet jämfört med de övriga nätföretagen samt kundtätheten. Avbrott över 12h ger inget bidrag till dessa parametrar och därmed ingen ändring av intäktsramen men påverkar nätbolagens ekonomi eftersom alla kunder med avbrott över 12h har rätt till avbrottsersättning. Denna ersättning baseras på kundens årliga nätavgift och avbrottets längd. I den nya elnätsregleringen som gäller från 2016-01-01 varierar kostnaden för elnätsbolaget även beroende på vilken kundkategori som får avbrottet.

Straffen och incitamenten för elkvalité i den nya elnätsregleringen upplevs av nätägare inte vara tillräckligt stora ekonomiska incitament för att ur den ekonomiska aspekten investera för att bli bättre. Dessutom ger en förbättring av de två elkvalitéparametrarna ingen besparing för det elnätsföretag som inte ligger på 100 % av sin intäktsram. Det som däremot driver nätbolagen att bli bättre är nyttan för kunderna och att de i den mån det går ska slippa få avbrott. Ett alternativ för att få så bra elkvalité som möjligt är att kablifiera elnätet, detta kan dock bli en väldigt stor kostnad i relation till den förbättring det gör.

Förluster

I det svenska elsystemet uppgick år 2014 ungefär 7,5 % av den totala elanvändningen som förluster²⁰. Elnätsbolagen har själva ansvar för kostnaderna och för att täcka de nätförluster som uppstår i

²⁰ Svensk Energi (2015). ELÅRET 2014.

överföringen från anslutningspunkten till överliggande nät och slutkund. Det finns både tomgångsförluster och belastningsförluster, varav den senare är proportionell mot strömmen i kvadrat och påverkas därför av belastningen på elnätet. Därför innebär lägre belastning mindre förluster. Ett jämnare effektuttag hos elkunderna jämnar ut belastningen på elnätet och bidrar därför till mindre förluster. På så sätt är laststyrning och minskade effekttoppar med hjälp av energilagring ett sätt att energieffektivisera, vilket på sikt kan bidra till att undvika eller skjuta upp investeringar.

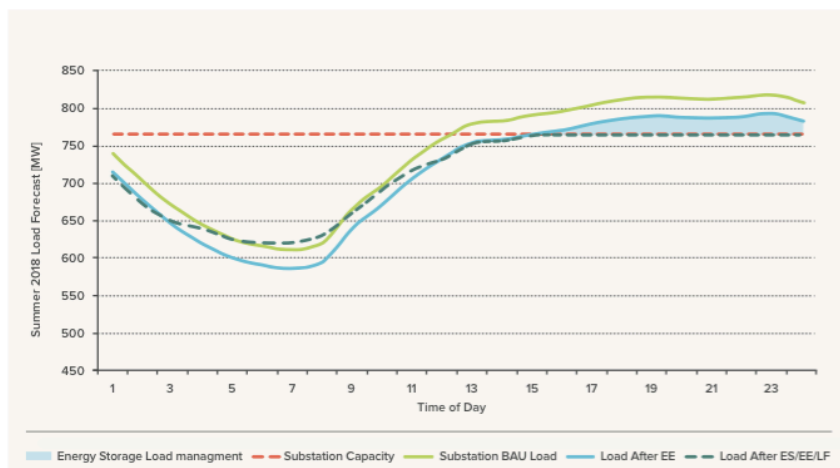
Skjuta upp investeringar i elnäten

Elnätsbolagen måste hela tiden se till att deras innehav av bland annat luftledning, kablar och transformatorstationer fungerar och inte blir allt för gamla. Transformatorstationer har oftast en teknisk livslängd på mellan 40-60 år, medan de i enlighet med elnätsregleringen har en ekonomisk livslängd på 40 år. Elnätet dimensioneras i regel efter högsta efterfrågan, och i takt med att denna förändras över tid behöver elnätsföretagen därför investera och reinvestera i elnäten. Energilagring kan vara en lösning för att effektivisera utbyggnaden av elnäten. Dels kan energilagring fungera som en tillfällig lösning för att skjuta upp investeringar vid osäkerheter i efterfrågan, och dels kan investeringar och utbyggnationer i elnäten som ligger inom samma geografiska område förskjutas för att tidsmässigt matchas och på ett mer kostnadseffektivt sätt göras samtidigt.

Rocky Mountain Institute²¹ beskriver ett case från New York där värdet för att förskjuta investeringarna i elnätet kvantifieras. Caset bedöms vara applicerbart på Sverige eftersom värdena i stora drag handlar om kostnader för investeringar och räntor, vilka bedöms kunna vara lika i en svensk kontext. Nätbolagen ConEd ska förskjuta en investering på 1 000 M USD för uppgradering av två transformatorstationer i minst två år. Den ökade efterfrågan som de alternativa lösningarna behöver hantera under den perioden bedöms vara 52 MW. Lösningen som används är att hälften, det vill säga 26 MW, hanteras av energieffektiviseringsprogram och laststyrning, medan den andra halvan hanteras av energilagringssystem. Det sparade nyttovärdet för att förskjuta de här investeringarna beräknas till 120 M USD per år (räknat på räntan 12 %). Investeringen i energilagret beror självfallet på priset vid tillfället för upphandlingen, men nyttan bedöms nå break-even vid ett energilagringspris på 223 USD/kWh och 849 USD/kW. Värt att nämna i sammanhanget är att nyttan att förskjuta investeringar i elnätet bara använder 1 % av energilagrets livslängd. Värdet för energilagret skulle öka, och break-even minska, om fler nyttor kunde kombineras samtidigt som lagret finns till för att förskjuta nätbolagets investeringar.

²¹ Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*.

BQDM SYSTEM-LEVEL LOAD BEFORE AND AFTER DISTRIBUTED ENERGY STORAGE DEPLOYMENT



Figur 3: Systemlast före och efter användning av energilagring för att skjuta upp en investering i transformatorstationer²².

Frekvensreglering

När utbud och efterfrågan inte stämmer helt överens finns det en risk att systemets frekvens blir något högre eller lägre än 50 Hz. Vid sådana tillfällen kan Svenska Kraftnät avropa bud på mer eller mindre produktion alternativt minskad elanvändning från någon av de aktörer de har avtal med. Svenska Kraftnät upphandlar även automatiska reserver som hjälper till att frekvensreglera någon dag i förväg. Om flera fastigheter har elektriska lager med svarstid som är snabb nog finns det en teknisk möjlighet att aggregera dessa för att göra systemnytta, exempelvis genom att delta i frekvensregleringen.

Effektreserven

Lagen om effektreserv (2003:436) slår fast att Svenska Kraftnät ska säkerställa att det under vinterperioden finns en effektreserv om högst 2 000 MW att tillgå. I förordning (2010:2004) om effektreserv regleras hur stor volym som ska upphandlas för varje specifik vinterperiod. Effektreserven utgörs av elproduktion och avtal om förbrukningsreduktioner. Den del som skapas genom avtal om förbrukningsreduktioner ska vara minst 25 procent. För perioden 2017 till 2020 skall enligt förordningen effektreserven uppgå till högst 750 MW.

Med resultaten från simuleringarna i projektet är en intressant parallell hur dessa batterilagring i flerbostadshus och villor möjligtvis i framtiden kan fylla delvis samma funktion som effektreserven.

För att exemplifiera används antas en genomsnittlig storlek för batterilagring i flerbostadshus på 25 kWh samt i villa på 8 kWh. Samma energi/effektratio (2:1) som tidigare antas. De 750 MW som effektreserven högst får uppgå till under kommande år innebär 563 MW elproduktion och 188 MW förbrukningsreduktion. Elproduktionen motsvaras av 45 000 batterilagringssystem i flerbostadshus eller 140 000 batterilagringssystem i villor. De 25 procent som måste vara förbrukningsreduktion motsvaras exempelvis av ca 47 000 bergvärmepumpar á 4 kW som skulle kunna kopplas bort under viss tid.

Exemplet ovan ska ses som ett försök att kvantifiera storheterna i vilka volymer batterilagring som behövs för att få en påverkan på elsystemnivå, likt effektreserven. Även om batterilagring kan ha en snabbare responstid än Svenska Kraftnät normalt ställer krav på inom effektreserven, finns också

²² Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*.

2016-09-29

avsevärda begränsningar i hur dessa lager kan nyttjas. Exempelvis är uthålligheten i denna reserv begränsad till korta stunder, och eftersom energilagren ej tillför ny elproduktion sker snarare en förskjutning av last som senare kan skapa en ny bristsituation. För att vid varje given tidpunkt garantera en tillgänglig effekt krävs naturligen en större bruttopopulation än beräkningarna ovan anger.

Projektet tar inte ställning för eller emot effektreserven utan visar enbart på denna möjlighet och storleksordning utan djupare analys.

Öka egenanvändning av lokalt producerad solkraft

För kunder som har egen solkraftproduktion på sin fastighet kan användning av den egenproducerade elen optimeras. Genom att använda så stor andel som möjligt av solkraftselen och därmed minska den inköpta elen sparar kunden pengar eftersom det inte läggs på någon elnätsavgift och energiskatt på den egenproducerade elen.

Även ur elnätsbolagens synpunkt bidrar det positivt att kunderna använder sin egenproducerade solkraftsel själva. Solkraftselen kan bidra med nätnytta genom att hålla uppe spänningen långt ute i elnätet samt minska förlusterna lokalt. Tack vare invertern i systemet kan solcellssystem även bidra med reaktiv effekt, spänningshöjande effekt samt faskompensation. Av de anledningarna finns det en särskild paragraf i Ellagen om att elnätbolag ska betala sina solcellskunder en summa per inmatat kilowattimme på elnätet för nätnytta. Det verkar dock inte finnas någon konsensus om hur stor nätnyttan för lokalnäten är, vilket innebär att ersättningen till solcellsägare varierar till och med inom samma elnätföretag. Vattenfall Eldistribution betalar 0,05 kr/kWh exklusive moms i område söder och 0,034 kr/kWh i område norr, medan E.ON betalar 0,05 kr/kWh exklusive moms i område söder och 0,024 kr/kWh i område norr.

Samtidigt kan solkraftsel som matas in på elnätet ofta skapa störning och brus på elnätet, men genom att maximera egenanvändning minskar andelen inmatad solkraftsel på nätet. Trenden för solceller på den privata marknaden ser på sikt ut att vara ökande, därför är det positivt att redan nu gynna hög egenanvändning av solkraft.

Praktiska frågor och regelverk

Om en privatperson installerar ett energilager och ämnar leverera ut till nätet måste samma krav uppfyllas som vid installation av alla andra produktionsanläggningar i samma storlek. Det vill säga samma regler som vid installation av solceller på taket. Dessa regler syftar till att kunna bibehålla säkerheten för montörer i fält, kvalitén i nätet och därför måste ägaren veta exempelvis hur mycket som levererats till nätet. För att få genomföra en sådan installation krävs inrapportering av tekniska specifikationer till nätbolaget samt för- och färdigamälan med mera. Även om ett energilager endast används intern i en fastighet kan nätbolaget behöva meddelas om installationen innebär att anläggningen ändrats.

I Ellagen finns det inget som hindrar ett elnätsbolag från att investera i och äga exempelvis ett batteri för energilagring. Däremot för att använda batteriet behöver elnätsbolaget kunna ladda batteriet, det vill säga köpa el, och även ladda ur batteriet, vilket motsvarar att producera el. Att producera och handla med el är något som elnätsbolaget enbart får göra i undantagsfall, i princip enbart för att

2016-09-29

täcka nätförluster. Detta innebär att alla andra nyttor som elnätbolag kan dra av ett batteri enligt regelverken inte är tillåtna att tillvarata.

IVAs rapport om energilager²³ uppmärksammar detta som ett stort hinder för utvecklingen och uttrycker tydligt att Ellagen behöver justeras för att energilager ska kunna bli en attraktiv lösning för elnätbolagen.

GEODEs syn på energilagring hos elnätsföretag

Den europeiska elnäts- och gasnätsorganisationen GEODE, där flera svenska elnätbolag och Svensk Energi är medlemmar, arbetar i nuläget med ett position paper²⁴ på energilagring. I detta arbete behandlas bland annat frågeställningar som:

- Vilka fördelar med energilager finns det för nätbolagen?
- Vad är nätbolagens roll inom lagring?
- Vilka spelregler behövs för att möjliggöra aktiva nätbolag?
- Vilka barriärer och utmaningar finns?

Även detta arbete poängterar att energilager kan komma att spela en större roll i elsystemet både sett ur marknads- som ur nätperspektiv. För elnätbolag finns en rad möjligheter, som listats tidigare i denna projektrapport, i och med användande av energilager och lager kan dessa bli ett verktyg för att hantera flexibilitetsfrågor. För att kunna uppfylla sina huvudsakliga uppgifter, leveranssäkerhet och elkvalitet, är det av vikt att nätbolag får drifva, äga och styra energilager inom sitt geografiska verksamhetsområde. Det bör inte finnas restriktioner på vad energilager används till men det behöver förtydligas när de agerar på den konkurrensutsatta marknaden och när de används för att säkerställa nätets funktion. För att kunna nyttja energilager till fullo bör nätbolagen ha kännedom om privata energilager och kunna ges access till dessa för att säkerställa nätstabilitet. För att underlätta införandet av mer småskaliga distribuerade energilager behöver regelverk ses över och uppdateras.

²³ IVA (2015). *Energilagring – Tekniker för lagring av el*.

²⁴ GEODE (2016). *GEODE Position Paper – Functions of Electricity Storage for the Grid*.

Slutsatser

Stor potential att frigöra effekt

Det har visat sig i projektet att det finns stor potential att frigöra effekt från fastigheters fasta abonnemangsnivåer. Från timvärdena kan man utläsa att de studerade fastigheterna, redan utan införande av ny teknik, har potential att minska säkringsabonnemanget, men de reella topparna kan vara större än vad timvärdena visar och därför är det resultatet inte helt tillförlitligt.

Med kollektivmätning i lägenhetshus och ett gemensamt batteri som motsvarar mellan 0,8-1,3 kWh per lägenhet med effekt-energimängd ration 1:2 kan effekttopparna i ett fastighetshus minska med 40 %. Återbetalningstiden för detta är mellan 5-7 år om investeringen sker idag och ser ut att vara i nedre spannet för fastigheter med fler lägenheter. Kollektivmätningen är en förutsättning för den beräknade återbetalningstiden eftersom de kostnadsbesparingar som kan göras för ett flerbostadshus i exemplet är kopplade till möjligheten att minska på fastighetens gemensamma säkringsabonnemang. Det finns dock ytterligare möjliga systemnyttor med batterilager som inte har gått att kvantifiera inom ramen för det här projektet.

Samtidigt som en övergång till kollektivmätning ger dessa möjligheter skulle de individuella lägenhetsinnehavarna gå miste om den service och trygghet som det innebär att ha sin egen elnätsleverantör och att själva kunna välja elhandlare. De här fördelarna får ge vika när en fastighet inför kollektivmätning. Projektet har bara studerat tre mindre bostadsföreningar men konceptet förväntas vara applicerbart även på större fastigheter som ligger på högre säkringsabonnemang. För fastigheter med solceller, där batterierna både ska optimera egenanvändningen av solkraften och minska lasttoppen med 40 %, kan det konstateras att batteriet behövde bli något större.

För villor med uppvärmningstypen fjärrvärme eller värmepump blir återbetalningstiden 16 år för ett batteri som minskar lasttoppen med 40 %. Därmed är den ekonomiska aspekten inte lika attraktiv och därmed inte heller potentialen att frigöra kapacitet lika stor som för lägenhetshusen. Återbetalningstiden minskar till omkring 6 år om investeringen skjuts fram och görs först 2025.

Även om lasttopparna som projektets simuleringar baseras på är timvärden är det troligt att resultatet ändå är nära sanningen. Om de reella effekttopparna är högre men kortare, skulle det innebära att ett batteri som ska kapa de topparna med 40 % troligen till och med kan vara något mindre än dimensionerna som projektet föreslagit.

För fastigheter med lägenheter och bostadsrättsföreningar öppnas här en ny möjlighet till kostnadsbesparingar. Men att sänka fastigheternas säkringsabonnemang ger inte bara en besparing för fastighetens räkning utan gör även systemnytta genom att frigöra kapacitet i elnäten.

Systemnytta att frigöra effekt

De här resultaten bygger på en metod för lasttoppsminskningar med hjälp av energilager, men det finns även andra metoder för att minska effekttoppar. Det de har gemensamt är att de gör systemnytta genom att frigöra kapacitet som i nuläget nätbolagen reserverar för just de specifika fastigheterna. Det nuvarande systemet med säkringsabonnemang innebär att nätbolagen reserverar en kapacitet för varje fastighet. En minskning av säkringsabonnemangen skulle kunna frigöra effekt

2016-09-29

för andra ändamål. Om detta görs i större skala innebär det i förlängningen att nätbolagets "nyvunna" kapacitet kan användas för andra kunder och/eller för att undvika kapacitetsutbyggnad.

Att minska effekttopparna möjliggör även för elnätsägarna att slippa avgifter för överuttag i regionnäten vid tillfällen med höga effekttoppar. I förlängningen kan det även leda till ett lägre effektabonnemang mot överliggande nät vilket skulle innebära en besparing för elnätsföretaget. Ett jämnare effektuttag hos elkunderna bidrar även till mindre förluster i lokalnätet, eftersom effekttopparna blir lägre. Även minskade förluster ger positiv inverkan på elnätsföretagets intäkter enligt den nya intäktsregleringen.

En risk om många fastigheter med hjälp av teknik och laststyrning börjar minska sina kostnader för elnätsabonnemang är att de intäkter som elnätsbolaget ändå behöver på kort sikt för att täcka sina kostnader då tas in som högre elnätskostnader hos resterande elnätskunder. På motsvarande sätt utgör det en risk för regionnätsägarna om lokalnätsägarna lyckas sänka sina kostnader, vilket blir samma som regionnätets intäkter, så pass mycket att regionnätsägarna inte får täckning för sina stora investeringar som de har gjort och gör. Då finns risken att regionnätsägarna behöver höja sina tariffer mot lokalnätet och att en del av vinsterna med lokalnätsägarnas investeringar i energieffektiviserande och laststyrande åtgärder går förlorade. Det är dock troligt att fastighetsägarnas investeringar i laststyrning respektive lokalnätsägarnas investeringar i effektsänkande åtgärder inte görs exakt vid samma tidpunkt utan sker som en större långsiktig utveckling. På så sätt har både lokalnätsägarna och regionnätsägarna möjlighet att ta med denna större trend i sina beräkningar för kommande investeringar, som i vissa fall då kan behöva omvärderas mot tidigare investeringsstrategier.

Rapporten tar även upp att lokala energilagrar har potential att bidra till fler nyttor för systemet som elkvalitet, frekvensreglering, ökad egenanvändning, minskade förluster m.m. De exempel som hämtats från andra länder visar också på att lönsamma affärer ofta har uppnåtts genom att kombinera de nyttor som ett batterilagrar kan bidra med.

Ökad kapacitet för vindkraft

En stor del av elproduktionen i Sverige sker idag i norra Sverige, vilket innebär att det svenska transmissionssystemet får transportera stora mängder el till södra Sverige där lasten är större. När ny elproduktion byggs idag är tillgången på elnätskapacitet en av flera faktorer som påverkar investeringen. För att bygga ut mer produktion i södra Sverige krävs ledig kapacitet i elnäten eller att inte allt för dyra förstärkningar krävs.

Med hjälp av sänkta effekttoppar och minskade säkringsabonnemang hos kunderna finns det potential att frigöra kapacitet i elnäten. Den "nya" kapaciteten kan användas bland annat till nya bostadsområden som innebär mer last eller till att skjuta upp eller undvika utbyggnad av elnäten, men den kan även användas till ny produktion. Här finns möjlighet för mindre etableringar av vindkraft om andra förutsättningar tillåter, samt även integration av mer solkraftsproduktion.

Batterier i kombination med vindkraft har även andra tekniska fördelar. Vindkraftverk kan ibland generera övertoner i elnätet, något som är ett problem ur elnätssynpunkt. Energilagrar har tekniska egenskaper som gör att de har möjlighet att fungera som aktiva filter och "rena" elen innan den förs ut på nätet. På det här sättet öppnas en attraktiv möjlighet att etablera energilagrar i anslutning till en

vindkraftpark, för att möjliggöra en ren och förutsägbar el till elnätet. Samtidigt skulle samma nyttor som batterier bakom elmätaren gör hos de studerade fastigheterna kunna göras ur ett elnätsperspektiv, exempelvis bidra till att minska kostnader mot överliggande elnät.

Utmaningar för elnätsägare

Det är ett troligt scenario att marknaden, genom sjunkande batteripriser och nya affärsmodeller, kommer att göra så att det blir attraktivt för fler på privatkundsmarknaden att skaffa energilagrar. Detta ger nya utmaningar både för elnäten och för elsystemet och regleringar som gjorts för ett traditionellt centraliserat elsystem utmanas.

För elnätsägare berör projektets beräkningsfall elnätsbolag från två håll. Dels minskar intäkterna till nätbolagen om fastigheter börjar med kollektivmätning och slutar betala fast avgift per lägenhet och dessutom sänker sina gemensamma säkringsabonnemang. På andra sidan finns det möjligheter att med hjälp av just de kunderna göra besparingar mot regionnätet, exempelvis genom att sänka abonnemanget eller slippa straffavgifter för att överträda sitt abonnemang. Men för att kunna ta del av de nyttor som energilagrar erbjuder måste nätägaren kunna lita på att energilagren verkligen kommer att leverera. På europainivå förs därför diskussioner om hur nätägare ska kunna "nödstyra" energilagrar som ägs av exempelvis privatpersoner eller fastigheter, vilket är ett sätt att få tillförlitlighet med den nya tekniken i systemet. Det är viktigt att elnätsägare får vara med och påverka upplägget med energilagrar om de ska kunna gynna elsystemet i stort.

Förutom detta finns det fortfarande många tekniska aspekter kvar. Batteriers livslängd är en sådan aspekt, där forskning och prövning pågår för att reda ut hur livslängden påverkas av olika laddnings/urladdningsmönster. En eventuell kapacitetsminskning i slutet på livslängden innebär att systemet inte klarar av att leverera exempelvis den utlovade lasttoppsreduceringen och gör dem därför otillförlitliga att dimensionera någon del av elnätet efter. Framtida möjligheter att sälja elsystemtjänster ger även en högre belastning för batterierna då de utför fler cykler. Detta kan komma att ytterligare sänka livslängden, även om det troligen ökar intäkterna för den som investerat i batteriet under den aktiva perioden.

Rekommendationer

Möjliggör för nätägare att utnyttja nyttorna med energilager

Ett regelverk som tillåter nätägare att äga, drifta och styra energilager som är kopplade till nätet inom verksamhetsområdet är nödvändigt för att kunna säkerställa leveranser och kvalitén i elnätet, det vill säga nödvändigt för att nätbolagen skall kunna utföra sina huvuduppgifter.

Regelverket behöver även adressera de barriärer som idag hindrar införandet av energilager till såväl marknaden som nätet.

Samma regelverk bör gälla alla systemoperatörer (DSO som TSO) vid de fall där energilager används för nätverksamhet.

Ge incitament för att jämna ut effektuttag i fastigheter

Det är troligt att slutanvändaren av el kommer ha en viktigare roll att spela i ett framtida elsystem. Projektet har visat att det finns stora möjligheter att frigöra kapacitet med hjälp av att minska fastigheternas säkringsabonnemang. Detta visar på att det finns en stor potential att ge ett smartare elnät med hjälp av ny teknik och styrning och utan att slutanvändaren deltar med aktiva beteendeförändringar. Självklart finns andra lösningar som ger liknande effekt, exempelvis att kunden aktivt deltar i laststyrning.

För fastigheter med flera lägenheter finns det ekonomiska incitament att ta bort de individuella anslutningarna till elnätet genom att införa kollektivmätning och i samband med detta installera en solcellsanläggning och/eller ett energilager. I och med detta kan effekttoppen minskas och pengar sparas genom ett lägre säkringsabonnemang. För villor gäller samma princip, men har de minskat sin effekttopp till 16 ampere, vilket många villor med lätthet klarar av beroende på värmesystem, finns det ingenting att vinna på att minska den ännu mer.

Rekommendationer är därför att anpassa intervallen mellan säkringsnivåerna för fastigheter och införa alternativ för lägre säkringsnivåer för villor. Ett alternativ till detta är att införa effektbaserade tariffer, vilket utvecklingen ser ut att gå mot i allt större grad. Effekten av en sådan åtgärd innebär att effektuttaget i fastigheterna jämnas ut, något som är positivt ur systemsynpunkt. I samma veva gynnar en sådan åtgärd egenanvändning av lokalt producerad solkraft eftersom man då påverkas att använda sin el då produktionstoppen är. En viktig poäng här är att kostnaden för investeringar i tekniken sker hos slutanvändaren och då bör även nyttan tillfalla slutanvändaren.

Ytterligare studier och demonstrationer

Denna studie har visat att det finns potential för kollektivmätning i kombination med batterilager att skapa både kostnadsbesparingar för en fastighetsägare och för lägenhetsinnehavarna. Det behövs dock ytterligare studier med mindre aggregerade data och över längre tid för att kunna dra säkra slutsatser om hur stor del av lönsamheten som är direkt kopplad till batterilagret. Det finns utrymme att genomföra fortsatta studier kring batterilager exempelvis i andra tillämpningar och i andra sorters fastigheter. För detta är mätvärden med bättre tidsupplösning än timvärden önskvärt. Det skulle också vara värdefullt att kunna kvantifiera och värdesätta andra nyttor än reducering av effekttoppar. Verkliga demonstrationer baserade på projektets slutsatser, skulle bidra till att testa tekniken och dess tillförlitlighet och kartlägga installations- och servicekostnader. Dessutom är det

2016-09-29

intressant att pröva hur övriga systemtjänster som batterilagret kan leverera kan realiseras. Vidare är både studier och test av hur ett batteris livslängd påverkas i applikationer för stationär lagring av stor vikt för att i framtiden kunna göra en tillförlitlig investeringskalkyl.

Referenser

Björn Nykvist och Måns Nilsson (2015). *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles.*

Caterva (2015). *For the first time: Frequency Containment Reserve by privately used swarm of Energy Storage Systems.* Hämtad: 2015-09-15 från: http://www.caterva.de/pdf/Press_release_Caterva_N-ERGIE_Swarm-Prequalification.pdf

E.ON Elnät (2016). *Elnätsabonnemang för regionnät (syd).*

Energimarknadsinspektionen (2010). *Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - Smarta mätare och intelligenta nät (EI R2010:18).*

Energimarknadsinspektionen (2015). *Energimarknadsinspektionens författningssamling.* Hämtad 2016-04-08 från: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2015_6.pdf

Energy storage news (2015). *EUPD: Germany could install 12,500 PV storage systems for households in 2015.* Hämtad 2015-09-15 från: <http://storage.pv-tech.org/news/eupd-germany-could-install-12500-pv-storage-systems-for-households-in-2015>

Energy Transition – The German Energiwende (2015). *How is Germany integrating and balancing renewable energy today?.* Hämtad: 2015-09-14 från: <http://energytransition.de/2015/02/how-germany-integrates-renewable-energy/>

GEODE (2016). *GEODE Position Paper – Functions of Electricity Storage for the Grid.*

IVA (2015). *Energilagring – Tekniker för lagring av el.*

Mälarenergi (2016). *Elnät Företag 2016.*

Power Circle (2014). *Energilager i Energisystemet.*

Power Circle (2014). *Slutrapport: Anslutning av förnybar elproduktion till distributionsnäten i södra Sverige.*

Rocky Mountain Institute (2015). *The Economics of Battery Energy Storage.*

Svensk Energi (2015). *ELÅRET 2014.*

Tesla Motors (2016). *PowerWall Specifikationer.* Hämtad 2016-04-13 från: https://www.teslamotors.com/sv_SE/powerwall

Vattenfall (2015). *Large scale batteries new business opportunity in Germany.* Hämtad: 2015-09-14 från: <https://corporate.vattenfall.com/press-and-media/news/2014/storage-of-renewable-energy-is-growing-on-the-german-market/>

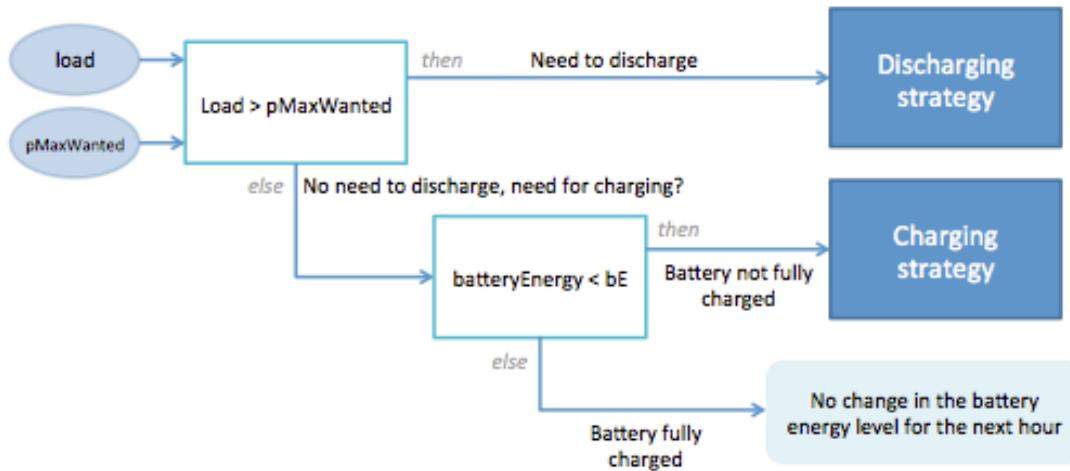
XL-bygg Fresks (2015). *Nya energihushållningskrav i BBR.* Hämtad 2016-04-04 från: <http://www.fresks.se/kundtjanst/nyheter/nya-enerighushallningskrav-i-bbr>

Bilaga 1: Beskrivningar av simuleringar för lasttoppsreducering

Only for peak-reduction

Input:

- Hourly load
- pMaxWanted, is the maximum peak power wanted



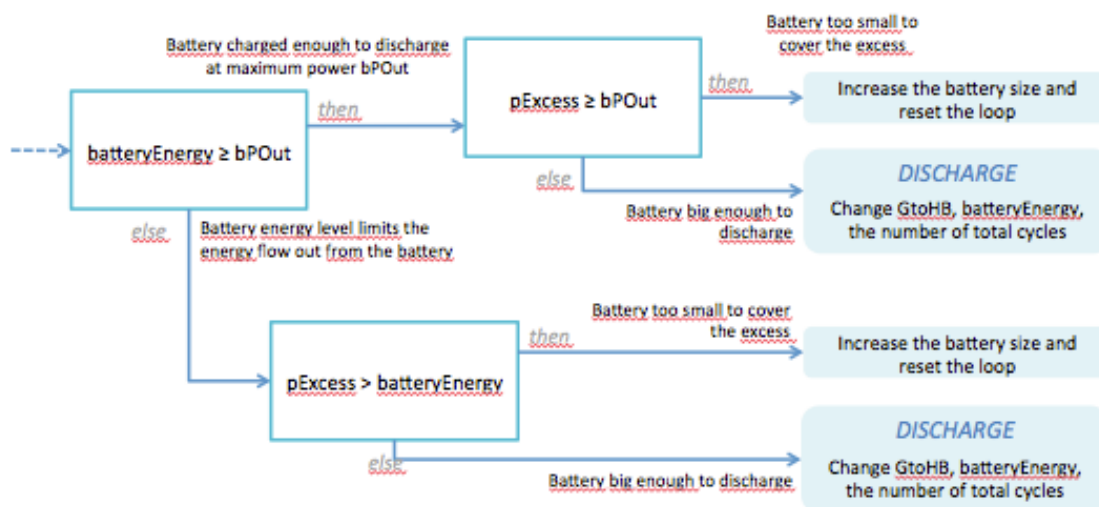
Charging process:

- batteryEnergy gives the energy battery level status
- bE is the maximum energy the battery can store

Discharging strategy

Terminology:

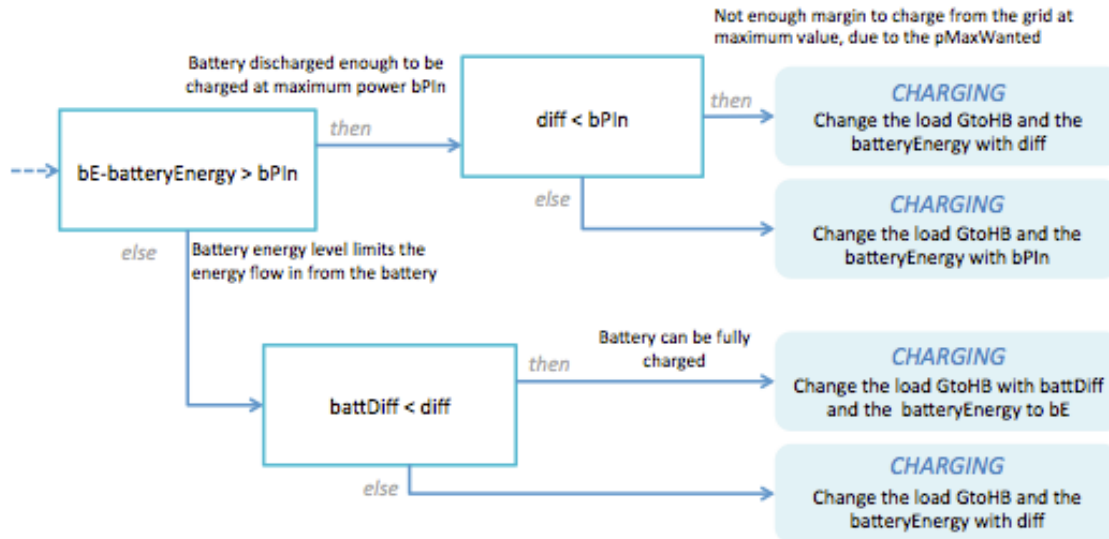
- batteryEnergy gives the energy battery level status
- bPOut is the maximum power output the battery can discharge
- pExcess is the excess power over the threshold, pMaxWanted, at the actual timestep
- GtoHB is the net hourly consumption from the grid to house and battery



Charging strategy from grid

Terminology:

- batteryEnergy gives the energy battery level status
- bE is the maximum energy the battery can store
- bPIn is the maximum power input the battery can charge
- diff = pMaxWanted – GtoHB, the energy which can be taken from the grid before reaching the limit wanted
- battDiff = bE – batteryEnergy, the remaining energy necessary to fully charge the battery

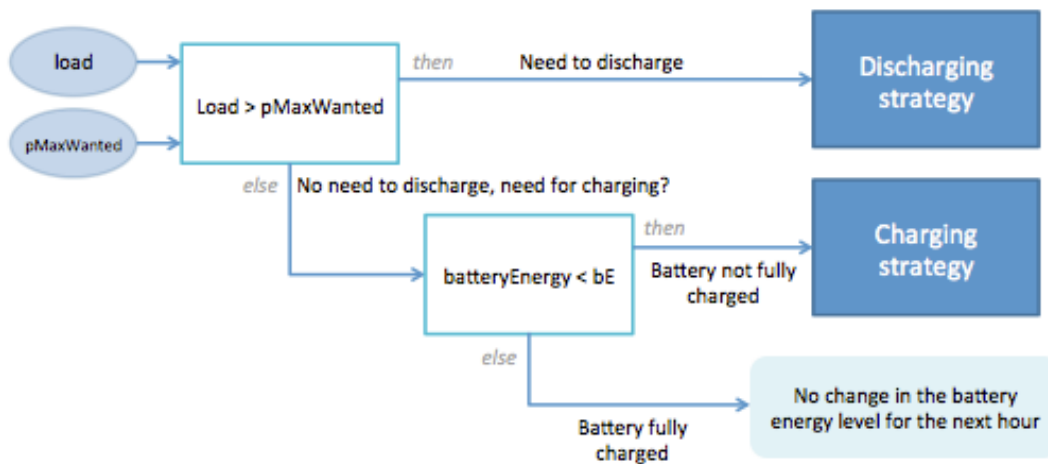


Bilaga 2: Beskrivningar av simuleringar för lasttoppsreducering samt ökad egenanvändning av PV

PV self-consumption and peak-shaving

Input:

- Hourly load reduced by the production of PV
- pMaxWanted, is the maximum peak power wanted



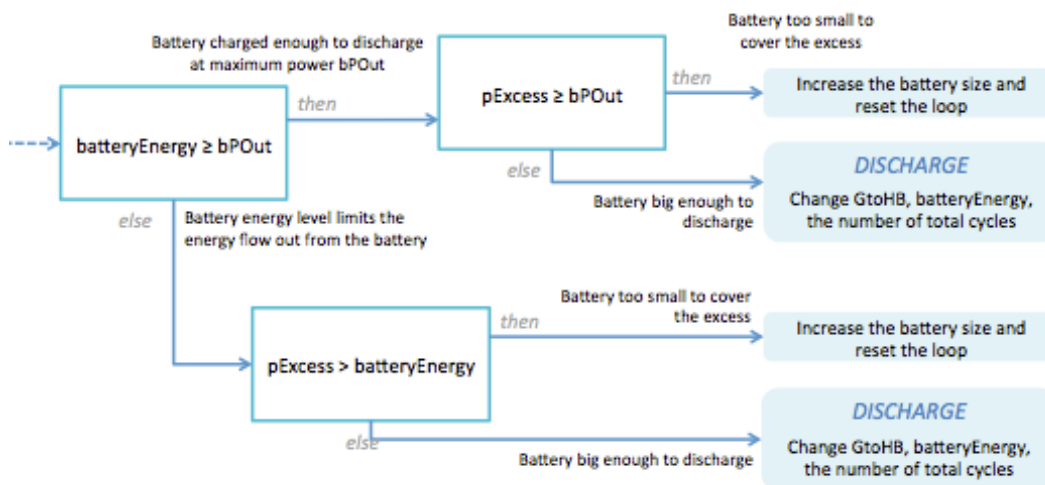
Charging process:

- batteryEnergy gives the energy battery level status
- bE is the maximum energy the battery can store

Discharging strategy

Terminology:

- batteryEnergy gives the energy battery level status
- bPOut is the maximum power output the battery can discharge
- pExcess is the excess power over the threshold, pMaxWanted, at the actual timestep
- GtoHB is the net hourly consumption from the grid to house and battery



Charging

The charging strategy is based on a daily schedule, which divides the days in two charging periods:

- **Between 6pm and 5am :**

Charging from the grid and PV overproduction, if any

Charging
strategy from grid/
PV

- **Between 5am and 6pm :**

Charging only from the overproduction

Charging
strategy
From PV
overproduction only

Bilaga 3: Besparingsberäkning BRF vid 40 % lasttoppsreduktion mha batteri (Exempel: Fastighet A)

Ingångsvärden

Fastighet A

- A: Antal lägenheter: 18
- B: Nuvarande lasttopp: 18,4 kWh/h
- C: Nuvarande säkringsnivå: 44 kW (63 Amp)
-

Övriga ingångsvärden

- D: Batteristorlek som krävs för 40 % lasttoppsreduktion i Fastighet A enl Arshads beräkningar: 23 kWh
- E: Batterisystempris år 2016: 4900 kr/kWh
- F: Batterisystempris år 2026: 1800 kr/kWh
- G: Säkringsnivåer och priser hos Mälarenergi
 - G1) 16A (11kW) 120 kr
 - G2) 20A (14 kW) 142 kr
 - G3) 25A (17kW) 174 kr
 - G4) 35A (24 kW) 240 kr
 - G5) 50A (35 kW) 348 kr
 - G6) 63A (44 kW) 464 kr
- H: Fast pris lägenhet: 73,75 kr/månad

Beräkningar

- i: Ny lasttopp efter 40 % lasttoppsreduktion: $0,6 \cdot B = 11 \text{ kWh/h}$
- Detta ger möjlig säkring vid 3-fas, 400 volt: $i \cdot 400 \cdot \sqrt{3} = 15,9 \text{ Amp}$
 - Formel vid 3-fas $P=UI \cdot \sqrt{3}$
- Ny möjlig säkringsnivå: 16 Amp
- J: Månatlig besparing på säkringsabonnemang: $G6-G1 = 344 \text{ kr/månad}$
- K: Månatlig besparing på alla lägenheternas fasta kostnad: $H \cdot A = 1327,5 \text{ kr/månad}$
- L: Summa årlig besparing: $12 \cdot (J+K) = 20\,058 \text{ kr (L)}$
- M: Investering i batterisystem år 2016: $D \cdot E = 112\,700 \text{ kr (M)}$
- N: Ränta vid 10 års rak avbetalning, Ei:s kalkylränta vid 4,55 %:
 - År 1: $M \cdot 0,0455$
 - År 2: $M \cdot (9/10) \cdot 0,0455$
 - År 3: $M \cdot (8/10) \cdot 0,0455$
 - osv
 - Summa räntekostnader: 28 203 kr (N)
- Avbetalningstid: $(M+N)/L = 7,0 \text{ år}$

Bilaga 4: Besparingsberäkningar villor (exempel: Villa med värmepump)

Ingångsvärden

Villa med värmepump

- A: Nuvarande lasttopp: 11,1 kWh/h
- B: Batteristorlek som krävs för 40 % lasttoppsreducering i Villa med värmepump enligt projektets simuleringar: 9 kWh

Sollentuna Energi effekttariff:

- C: Fast pris: 1500 kr/år
- D: Pris 7 månader april-okt: 43,50 kr/kWh (baserad på genomsnittet av ett hushålls tre högsta effektuttag (mellan kl 07-19) varje månad)
- E: Pris 5 månader nov-mars: 87 kr/kWh (baserad på genomsnittet av ett hushålls tre högsta effektuttag (mellan kl 07-19) varje månad)

Övriga ingångsvärden

- F: Batterisystempris år 2016: 4900 kr/kWh
- G: Batterisystempris år 2026: 1800 kr/kWh

Beräkningar

- H: Ny lasttopp efter 40 % lasttoppsreducering: $0,6 * A = 6,66$ kWh/h
- I: Tidigare årlig kostnad för elnät: $C + A(7 * D + 5 * E) = 9708,50$ kr
 - Antagande: genomsnittet av Villan med värmepumps tre högsta effektuttag är lika med den högsta
- J: Ny årlig kostnad för elnät: $C + H(7 * D + 5 * E) = 6425,07$ kr
 - Antagande: genomsnittet av Villan med värmepumps tre högsta effektuttag är lika med den högsta
- K: Årlig besparing: $I - J = 3283,40$ kr
- L: Investering i batterisystem år 2016: $B * F = 44\ 100$ kr
- M: Ränta vid 10 års rak avbetalning, E_i 's kalkylränta vid 4,55 %:
 - År 1: $L * 0,0455$
 - År 2: $L * (9/10) * 0,0455$
 - År 3: $L * (8/10) * 0,0455$
 - osv
 - Summa räntekostnader: 11 036 kr
- Avbetalningstid: $(L + M) / K = 16,8$ år

Bilaga 5: Besparingsberäkning för överliggande elnät

Ingångsvärden

E.ONs regionnätpriser:

- A: Helår 56 kr/kW och år
- B: Tillägg vintermånad 130 kr/kW och år
- C: Överuttag helår 112 kr/kW och år
- D: Överuttag tillägg 195 kr/kW och år

Från fastighetsdatan:

- E: Snitt topplaster i fastigheterna A, B, C: 24,9 kWh/h
- F: Snitt antal lägenheter i fastigheterna A, B, C: 27 st
- G: Antal lägenheter i Mälarenergis elnät: 52 300
- H: Antal småhus i Mälarenergis elnät:

Beräkningar

- I: Lasttopp per lägenhet: $E/F = 0,92$ kWh/h
- J: Effektminskning i effekt per lägenhet, mha batteri som kapar lasttoppen med 40%: $0,4 * I = 0,37$ kWh/h

Om 10 % av lägenheterna har batterier som minskar effekttoppen med 40 %:

- K: Total effektminskning: $0,1 * G * J = 1929,3$ kWh/h
- L: Besparing på avgift för överuttag: $K * (A+B+C) = 574 928$ kr
 - Antagande 1: Hela K effekttopp går över abonnemanget mot regionnät
 - Antagande 2: Överträdelse har skett två gånger samma år, med medelvärdet över abonnemanget, dvs. straffavgift utgår

Om 20 % av lägenheterna har batterier som minskar effekttoppen med 40 %:

- M: Total effektminskning: $0,2 * G * J = 3858,6$ kWh/h
- N: Besparing på avgift för överuttag: $K * (A+B+C) = 1 149 856$ kr
 - Antagande 1: Hela K effekttopp går över abonnemanget mot regionnät
 - Antagande 2: Överträdelse har skett två gånger samma år, med medelvärdet över abonnemanget, dvs. straffavgift utgår

Om 30 % av lägenheterna har batterier som minskar effekttoppen med 40 %:

- O: Total effektminskning: $0,2 * G * J = 5787,9$ kWh/h
- P: Besparing på avgift för överuttag: $K * (A+B+C) = 1 724 784$ kr
 - Antagande 1: Hela K effekttopp går över abonnemanget mot regionnät
 - Antagande 2: Överträdelse har skett två gånger samma år, med medelvärdet över abonnemanget, dvs. straffavgift utgår