

LOKAL ENERGILAGRING ELLER TRADITIONELLA NÄTFÖRSTÄRKNINGAR?



SLUTRAPPORT TILL ENERGIMYNDIGHETEN

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar?	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Local energy storage vs traditional investments in the electric grid	
Universitet/högskola/företag Power Circle	Avdelning/institution [Klicka här och skriv]
Adress Box 5073 102 42 STOCKHOLM	
Namn på projektledare Anna Wolf	
Namn på ev övriga projektdeltagare Joakim Widén, Claes Sandels	
Nyckelord: 5-7 st Batterilager, elnät, energisystem, solceller, elbilsladdning, aktörsanalys	

Rapportförfattare: Anna Wolf, Claes Sandels, Mahmoud Shepero

SAMMANFATTNING

Syftet med detta projekt var att bidra till ökad kunskap om batterilagers roll i ett framtida elsystem genom att utreda vilka behov av förstärkningar som nätbolagen står inför i dag och i framtida scenarier med mer solen och elbilsladdning, hur batterilager kan bidra till att lösa dessa samt hur företagens ser på ny teknik och nya affärsmodeller.

Batterilösningar har genom sin flexibilitet en stor potential att kunna lösa problem och flaskhalsar i elnätet snabbt och samhällsekonomiskt effektivt. Om de ska implementeras behöver dock reglering och lagstiftning anpassas för att möjliggöra upphandling av tjänster och bättre affärsmodeller och marknadslösningar måste komma på plats. Andra hinder som behöver överbryggas är exempelvis kompetensbrist, kunskapsbrist och kulturella hinder hos elnätsbolagen.

Resultaten från projektet visar att elnätbolagen är avvaktande till att använda nya tekniker och tjänster i elsystemet, även om en nyfikenhet finns. Batterier är mer komplexa, regelverket mer oklart och kostnaderna mer osäkra jämfört med att investera i en ny kabel. Eftersom elnätsbolagen troligtvis får svårt att äga batterier själva behöver avtal och marknadsmodeller komma på plats för att trygga leveranssäkerheten och fördela risk på ett rimligt sätt mellan aktörer. Samtidigt pekar bakgrundsstudien på att allt fler batteriprojekt genomförs runt om i världen och att nyckeln för att få projekten lönsamma är att räkna med flera intäktsströmmar, exempelvis att sälja frekvensreglering vid sidan om de nättjänster som detta projekt jämfört med. Det går inte att ställa investeringen i nya elnätskomponenter mot investeringen i ett batteri rakt av, utan jämförelsen borde istället vara mot att upphandla en tjänst från batterilagret, som då bara behöver betala en del av investeringen i batteriet. En annan fördel som varit viktig för att få batteriprojekt på plats både i Sverige och internationellt är att de kan byggas snabbare än många traditionella tekniker. På så sätt kan de bidra till att fler kunder kan anslutas även där det är trångt i näten och till att den klimatomställning som är beroende av elektrifiering i många sektorer kan ske.

Batterier som lösning för tekniska driftproblem i lågspänningsnät med stor andel solen och elbilar har simulerats för två svenska elnätcase (ett tätorts- och ett landsbygdsnät). Lastsimuleringarna visar att relativt snabb hemmaladdning av elbilar (11 kW) och solen påverkar utnyttjandegraden av elnätet negativt. Däremot är det stor skillnad på hur den tekniska driften av de två elnäten påverkas. Landsbygdsnätet är generellt svagare och uppvisar tillfällen av underspänningar längre ut i nätet under kalla vinterdagar. Tätortsnätet är starkt och kunde uppvisa en fullgod elkvalitet även med en stor elbilsflotta. För att lösa de tekniska problemen i landsbygdsnätet krävdes ett batteri med stor dimensionering i relation till medel-användningen i nätet då topplasten var så pass stor och skedde under ett fåtal timmar under

2020-04-30

POWER CIRCLE

Electricity for sustainable energy

året. Batteriet används inte under en stor del av året vilket skapar en möjlighet att använda batteriet för stödtjänster, i synnerhet under sommarhalvåret.

SUMMARY

The aim of this project was to contribute to increased knowledge of the role of battery storage might in a future electricity system by investigating what challenges the grid operators face today and in future scenarios with more solar power and electric car charging, how battery storage can help solve these issues and how companies are viewing new technology and new business models.

Because of the flexibility, battery solutions have great potential to be able to solve problems such as congestions and frequency disturbances in the grid quickly and efficiently. However, if they are to be implemented, regulations and legislation need to be adapted to make sure the grid operators are equally compensated for Opex as for Capex, which is not the case in Sweden today. Also, better business models and market solutions must be in place. Other obstacles that need to be overcome are, for example, a lack of competence and knowledge as well as culture and traditions in the grid companies.

The results from the project show that the grid companies are hesitant to use new technologies and services, even if they are interested. Batteries are more complex, the regulations more unclear and the costs more uncertain compared to investing in a new cable. Since the grid companies won't be able to own batteries themselves, market models need to be in place to ensure security of supply and distribute risk reasonably between partners. At the same time, the background study indicates that more and more battery projects are being implemented globally and that the key to getting the projects profitable is service stacking; for example, to sell frequency control alongside the network services. Thus, any comparison must be made between procuring a service from the battery storage and making an investment rather than buying a battery just for that purpose.

Batteries as a solution to problems in low-voltage grids with a large proportion of solar and electric cars have been simulated for two Swedish cases (one urban and one rural grid). The load simulations show that charging of electric cars (11 kW) and solar power has a negative effect on the utilization rate of the grid. However, there is a big difference in how the technical operation of the two power grids is affected. The rural grid is generally weaker and shows instances of under-voltage further out into the grid during cold winter days. The urban network is more robust and could show a satisfactory electricity quality even with a large electric car fleet. In order to solve the technical problems in the rural grid, a battery with a large dimension in relation to the average use of the network was required, as the peak load was so large and occurred for a few hours during the year. The battery is not used during much of the year, which creates an opportunity to use the battery for support services, especially during the summer months.

FÖRORD

Denna rapport är en del av projektet ”Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar” som drivits av Power Circle, i samarbete med Uppsala Universitet och RISE, med delfinansiering från Energimyndigheten genom forskningsprogrammet SamspEl.

Projektet har pågått i 17 månader och syftade till att undersöka hur lokala energilager i form av batterier kan bidra till att lösa problem som kan uppstå i elnätet i framtidens elsystem, till exempel på grund av småskalig produktion av solceller och laddning av elfordon, på ett kostnadseffektivt sätt jämfört med traditionella nätförstärkningar.

Projektets mål var att bidra till ökad kunskap om batterilagers roll i ett framtida elsystem genom att utreda:

- Hur batterier kan bidra till att lösa framtida utmaningar i systemet med ökad andel distribuerad produktion av solceller, laddbara fordon, mm
- I vilken utsträckning det är möjligt att ersätta eller skjuta upp nätinvesteringar med hjälp av ett batterilager, ur ett tekniskt, ekonomiskt och aktörsperspektiv.
- Vilka sekundära nyttor ett batterilager kan bidra med till systemet

Fokus i det här projektet ligger på större batterilager placerade i elnätet. När projektansökan skrevs var intresset för batterier i nätet stort hos elnätsbolagen, och utgångspunkten var i första hand att elnätsbolagen själva skulle investera i batterier som sedan skulle placeras i distributionsnäten. Denna bild har dock delvis ändrats under projektets gång, eftersom det tidigt stod klart att elnätsbolagens möjligheter att själva äga lager kommer att bli begränsade till väldigt specifika fall. Ursprungligen hade projektet också som mål att just göra en genomgång av de legala förutsättningarna för batterier i elnätet, men då parallella processer pågått hos Forum för smarta elnät samt Energimarknadsinspektionen för att utreda hur Sverige kan implementera EU:s nya direktiv *Ren Energi för alla i Europa* har denna fråga delvis blivit inaktuell. Därför beslutades, i samråd med referensgruppen samt med handläggare på Energimyndigheten, att istället utöka intervjudelen till att även inkludera frågor kring elnätsbolagens syn på nya affärsmodeller samt att göra en fallstudie av Norge.

I rapporten har vi valt att illustrera vissa synpunkter och idéer med citat ifrån intervjuer och/eller workshops. Dessa citat utgör exempel på resonemang och är inte representativa för alla som deltagit i studien, eller för Power Circles partnerföretag. De citat som publiceras uttrycker dock åsikter som det funnits stöd för hos mer än en person som på något sätt deltagit i studien.

Power Circle vill tacka alla som bidragit till denna studie i form av intervjuer, referensgrupper, workshops samt som talare och moderatorer på seminarier och på andra sätt (se bilaga för lista på deltagande personer och företag). De slutsatser som dragits och rekommendationer som givits tar dock Power Circle ensamt ansvar för, och de ska inte anses som representativa för alla deltagare i studien eller för Power Circles alla partnerföretag.

SAMMANFATTNING	1
SUMMARY	3
FÖRORD	4
BAKGRUND	7
GENOMFÖRADE	9
IDENTIFIERADE UTMANINGAR I ELNÄTET	11
Framtida utmaningar i elnätet	12
HUR SER BRANSCHAKTÖRERNA PÅ FRAMTIDA UTMANINGAR OCH NYA LÖSNINGAR?.....	15
Utmaningar med nya lösningar	15
Drivkrafter för ny teknik och nya affärsmodeller	17
BATTERILAGER I ENERGISYSTEMET	19
Batterier i elsystemet internationellt	21
Batterier i elsystemet i Sverige.....	22
Utblick Norge.....	24
Behov	25
Exempel	25
Skagerak Energilab	26
Eidsiva energi – kartläggning av flexibilitet	28
Lärdomar från befintliga projekt och piloter	29
BATTERIER I ELNÄTET - FALLSTUDIER OCH BERÄKNINGAR	32
Lastprofiler	32
Elnätsmodell	36
Trollhättan	36
Jämtkraft.....	38
Worst case scenario.....	42
Batterimodell.....	42
EKONOMISKA OCH LEGALA FÖRUTSÄTTNINGAR	45
Lönsamhet för batterilager i elsystemet.....	45

Ekonomisk analys	46
Batterier som leverantör av stödtjänster	47
Intäkter från frekvensregleringen.....	48
Legala förutsättningar för elnätsbolag att äga batterilager.....	50
Upphandling av flexibilitet.....	51
Affärsmodeller och marknader	54
Vad får flexibiliteten kosta?	57
 DISKUSSION OCH SLUTSATSER	 58
 BILAGA 1 MEDVERKANDE FÖRETAG OCH PERSONER.....	 64
Arbetsgrupp.....	64
Företag som ingått i projektet.....	64
Referensgrupp	64
Intervjupersoner.....	65
Nätbolag och konsulter:	65
Tredjepartsaktörer och leverantörer:.....	65

BAKGRUND

Riksdagen har antagit ett energipolitiskt mål om ett 100 procent förnybart elsystem till 2040, samtidigt som vi har mål om fossilfri fordonsflotta och den nya klimatlagen ställer krav på noll nettoutsläpp 2045. Många sektorer har som målsättning att minska sina utsläpp genom färdplaner mot fossilfrihet och är beroende av en ökad elektrifiering för att möjliggöra sin omställning. Sammantaget innebär detta en stor omställning för hela energisystemet, men för elsystemet i synnerhet, och en ökad belastning på elnätet.

Samtidigt har det redan börjat uppstå utmaningar med hög belastning på elnäten, framför allt i vissa regioner. Enligt en kartläggning¹ som Svenska Kraftnät gjort hade Stockholm, Malmö, Uppsala och Västerås redan 2017 bristande kapacitet i överliggande stamnät för att ansluta nya större verksamheter. Göteborg, Gävle, Umeå, Östersund och Södermanland/ Östergötland kan snart befinna sig i samma situation.

Delvis beror problemen på den samhällsutveckling som skett med växande befolkning, och etablering av nya elintensiva industrier som datacenter och batterifabriker. Stora delar av elnätet byggdes också på 1950-talet och 20 år framåt, vilket innebär att det finns stort behov av modernisering och nyinvestering. I dag saknas en samlad politisk plan för elnätens utveckling och det finns en oro i samhället för att moderniseringen av elnäten kan ta så lång tid att den riskerar att hindra elektrifiering och klimatomställning i andra sektorer, som transport och industri. Enligt rapporten "Trångt i elnäten" som Energiföretagen lät ta fram 2018 riskerar de socioekonomiska samhällskostnaderna att uppgå till 150 miljarder svenska kronor till 2030 om inte kapacitetsbristen i elnäten åtgärdas².

Det finns samtidigt också en oro för att en traditionell utbyggnad av elnäten kan bli kostsam och bidra till kraftigt ökade elpriser. Den senaste femårsperioden har elnätsavgifterna redan ökat med 27,4 % enligt 2019 års Nils Holgersson rapport³, vilket innebär att den genomsnittliga årliga ökningen är nästan dubbelt så hög som KPI.

När stora delar av elnätet byggdes under 1950-, 60-, och 70-talet var ledningar och kablar de bästa och mest kostnadseffektiva lösningarna och de utgör fortfarande den absoluta majoriteten av investeringarna hos elnätsbolagen. I många fall är kablar och ledningar ett givet alternativ, men i takt med att nya tekniker utvecklas och blir tillgängliga bör dessa också utvärderas. Flera studier, inklusive IVA:s sektorsövergripande projekt Vägval för klimatet, drar slutsatsen att en effektiv omställning av energisystemet kräver ökat fokus på variationshantering (se figur nedan), där batterilager är en av flera möjliga strategier⁴. Även rapporten

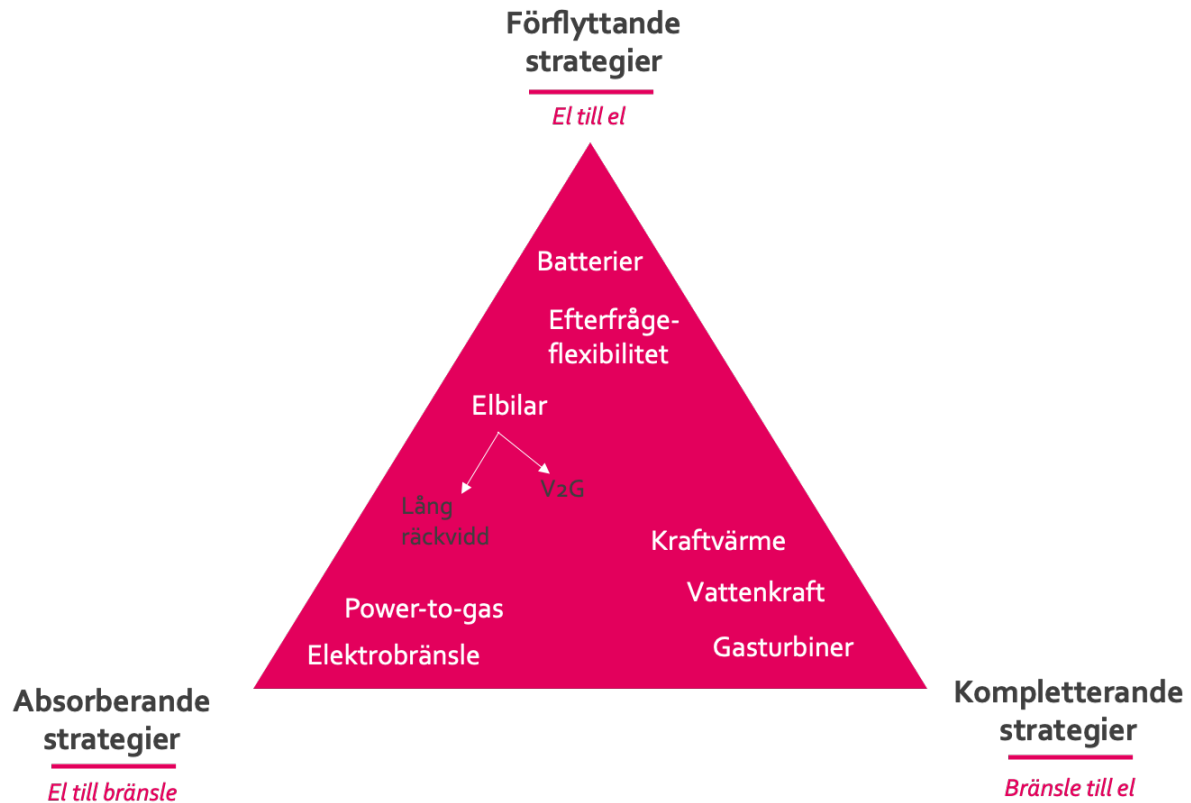
¹ Svenska kraftnät. (2017). Investerings- och finansieringsbehov för åren 2019-2022.

² Pöyry (2018) Trångt i Elnäten – Ett hinder för omställning och tillväxt?

³ <http://nilsholgersson.nu/rapporter/rapport-2019/el-2019/>

⁴ IVA (2019) Så klarar det Svenska energisystemet klimatmålen. En delrapport från IVA-projektet Vägval för Klimatet

"Trångt i Elnäten" framhåller batterilager som en möjlig lösning på att åtgärda kapacitetsbristen åtminstone tillfälligt⁵.



Batterilager som variationshanteringsåtgärd är bara en lösning bland många som kan effektivisera omställningen till ett elsystem med ett större beroende av variabla energikällor. Fritt efter Göransson mfl (2018).⁶

Förutom att bidra till variationshanteringen kan batterier också bidra till att avhjälpa andra problem i elnätet, som exempelvis spänningsstörningar, elkvalitetsproblem eller tillfälliga flaskhalsar i överföringskapacitet. Batterier har därför blivit en viktig komponent för att snabbt lösa problem i elnätet på många platser i världen och förutspås kunna bli nästa stora game changer i energisektorn även i Sverige.

⁵ Pöyry (2018) Trångt i Elnäten – Ett hinder för omställning och tillväxt?

⁶ Göransson, L. m.fl. (2018). Från timmar till årtionden – hur påverkar variationer i last och produktion. Sammansättningen av Sveriges och Europas framtida elsystem? Slutrapport Energimyndigheten, Dnr 2014-006425.

GENOMFÖRADE

Projektet har utförts i samarbete med Uppsala universitet och RISE, under ledning av Power Circle (se bilaga för samtliga deltagare i projektet). Projektet har bestått av tre huvudsakliga delar:



Projektet inleddes med en genomgång av tidigare forskning samt annan aktuell litteratur inom området. Denna genomgång användes sedan som underlag för utformandet av intervjustudie och urval av case.

Omvärldsbevakningen inkluderar även en fallstudie av Norge och har fortgått parallellt med de övriga delarna då utvecklingen på området går snabbt och nya projekt och studier lanseras hela tiden.

För att kartlägga nuvarande och kommande utmaningar, samt elnätsbolagens syn på batteriteknik och nya affärsmodeller har semistrukturerade djupintervjuer gjorts med 16 personer (se bilaga). De preliminära resultaten har sedan presenterats vid två olika tillfällen, dels för ingående företag i projektet vid ett konsortiemöte, dels på en workshop förutomstående elnätsbolag som genomfördes tillsammans med Forum för Smarta Elnät. Feedback från workshopen och från projektgruppen har använts för att utvärdera vilka av intervjuresultaten som har stöd från fler i branschen än enskilda intervjupersoner.

Tillsammans med referensgruppen valdes två fallstudier ut, med syfte att utvärdera vilket behov av nätförstärkningar som kan uppstå i framtiden i ett scenario med mer laddbara fordon och mer sol. Detta arbete utfördes av forskare vid Uppsala universitet, under ledning av Joakim Widén, och RISE, under ledning av Claes Sandels. Fyra huvudsakliga aktiviteter ingick i arbetspaketet:

- Samla in elnätsrelaterad data från distributionsnätsbolag i konsortiet
- Modellera lågspänningsnät med befintligt utvecklade metoder och verktyg
- Validera förbrukningsprofiler från de aktuella näten med en tidigare utvecklad lastprofilsmodell
- Simulera olika solel- och elfordonsrelaterade scenarier med lastprofilsmodellen för att uppskatta tekniska problem kopplade till spänning och överbelastning som kan ske i näten. Dessa data används till att utvärdera de funk-

tionella krav som ställs på batteriet för att upprätthålla en acceptabel tillförlitlighetsnivå i nätet.

Modellen som användes beskrivs närmare i aktuellt kapitel. Med hjälp av resurser med ett gediget batterikunnande inom projektgruppen identifierades sedan ett fall där den planerade förstärkningen kan ersättas av ett batterilager, och en dimensionering genomfördes för detta.

Funktionen hos batterilagret i nätet verifierades sedan med hjälp av simuleringar för de olika fallen, vilket också ger data avseende nyttjandegrad, laddning/urladdning, tillgänglighet för systemtjänster etc. Möjligheten att utnyttja batterilagret för olika syften och därmed generering av nya intäktsströmmar studerades inom ramen för scenarierna ovan.

IDENTIFIERADE UTMANINGAR I ELNÄTET

Den mest uppmärksammade utmaningen i de svenska elnäten det senaste året är tveklöst den kapacitetsbrist som uppstått i flera regioner. På längre sikt (10–15 år) kommer Svenska kraftnät att ha byggt ut och förstärkt stamnätet för att möjliggöra ytterligare anslutning i region- och lokalnät, men på kortare sikt riskerar dessa begränsningar att hota eller försena elektrifieringen och därmed omställningen av flera andra sektorer som förlitar sig på el som lösning på sina klimatutmaningar⁷. Svenska kraftnät har redan varit tvungna att säga nej till regionnätägarens önskan om utökat effektuttag i bland annat Västerås, Stockholm, Uppsala och Malmö⁸.

Flaskhalsar i stamnätet och är dock långt ifrån den enda utmaningen i dagens och framtidens elnät. Kapacitetsbrist kan också uppstå i de lokala distributionsnäten då de inte räcker till för nya etableringar eller nya laster som genererar höga effekttoppar (exempelvis snabbladdning av elbilar eller elbussar). Andra utmaningar som kan uppstå lokalt är exempelvis elkvalitetsproblem på grund av nya typer av laster eller brist på stödtjänster lokalt eller regionalt.

Orsaker

- Förtätningar/ urbanisering
- Solceller
- Nya etableringar
- Elbilsladdning
- Avveckling av lokal produktion
- Svagt/gammalt elnät

Problem

- Spänningskvalitet (tex spänningsfall långt ut i elnäten)
- Övertoner
- Överlastade transformatorer
- Effektbrist (mot överliggande nät)
- Nätkapacitetsbrist (inom nätet)

Utmaningarna är olika beroende på om vi befinner oss i landsbygds- city- eller tätortsnät, samt var i landet

Bland de elnätsbolag som deltagit i referensgrupp, workshops och intervjustudie inom ramen för detta projekt har flera olika typer av utmaningar och orsaker till dessa identifierats. Se faktaruta ovan, där de i fetstil är de händelser som nämnts av flest elnätsbolag. Sammanfattningsvis kan dock sägas att variationen är stor kring vilken som är den huvudsakliga utmaningen just nu och i nära framtid. Det varierar både med geografisk lokalisering och med vilken typ av nät som huvudsakligen hanteras (landsbygd, tätort eller city).

⁷ IVA (2020) Vägval för klimatet, slutrapport

⁸ Ny Teknik 14/3 2019

Många utmaningar kretsar kring nya etableringar och förtätningar. De flesta nätbolag som deltagit i studien anser att en dialog med kommunen och stadsplanerare är väsentlig för att få till bra lokaliseringar, men det varierar hur väl den dialogen fungerar idag.

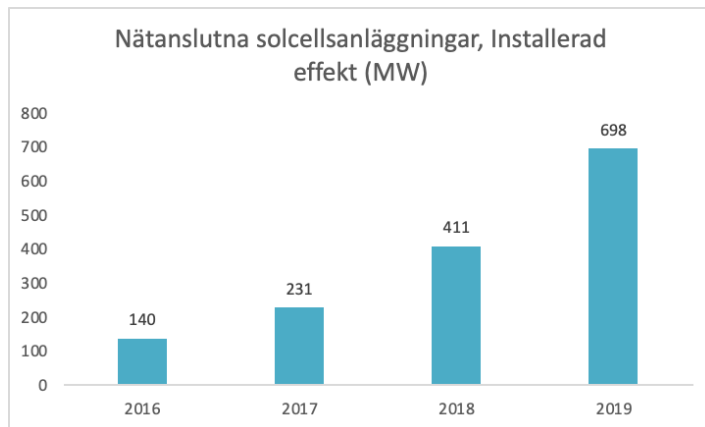
Inga av de deltagande företagen har fått stora problem med elbilsladdning ännu, men de flesta är oroliga för vad som kan hända om slutkonsumenter får ladda fritt. Smart styrning är en förutsättning för att det ska fungera enligt de tillfrågade. Flera intervjupersoner ser också en trend mot att man börjar ta höjd för högre effekter vid ombyggnationer och nybyggnationer istället för att "effekteffektivisera". Fokus ligger fortfarande på energieffektivitet.

Eftersom det finns olika utmaningar i framtidens elsystem finns det också olika behov av lösningar. Behoven kan variera i tidsskala, liksom potentialen hos lösningarna. Ett behov kan uppstå under enstaka timmar eller veckor, eller vara ett mer konstant problem som kräver en långvarig lösning, vilket ställer helt olika krav på åtgärderna. Behoven kan också uppstå på olika nivåer i systemet, allt ifrån lokalt i delar av ett distributionsnät till flaskhalsar i stamnätet.

Framtida utmaningar i elnätet

Samtidigt som elnätet redan idag står inför behov av upprustning och kapacitetsbegränsningar ska det i framtiden kunna hantera både ökad elektrifiering, en högre andel variabel elproduktion och utmaningar med nya typer av laster som kan skapa effekttoppar så väl som elkvalitetsproblem lokalt. Två utmaningar som analyserats i denna studie är ökad introduktion av elbilar och lokal produktion av sol.

Antalet nätanslutna solcellsanläggningar steg med nästan 19 000 under 2019 och uppgick därmed till totalt 44 000 nätanslutna anläggningar i hela Sverige. Den installerade effekten ökade även med ca 70 procent förra året och uppgår nu till 698 MW enligt statistik från Energimyndigheten⁹. Enligt Energimyndighetens senaste korttidsprognos väntas solen öka från 0,3 TWh 2018 till 1,3 TWh 2022¹⁰.



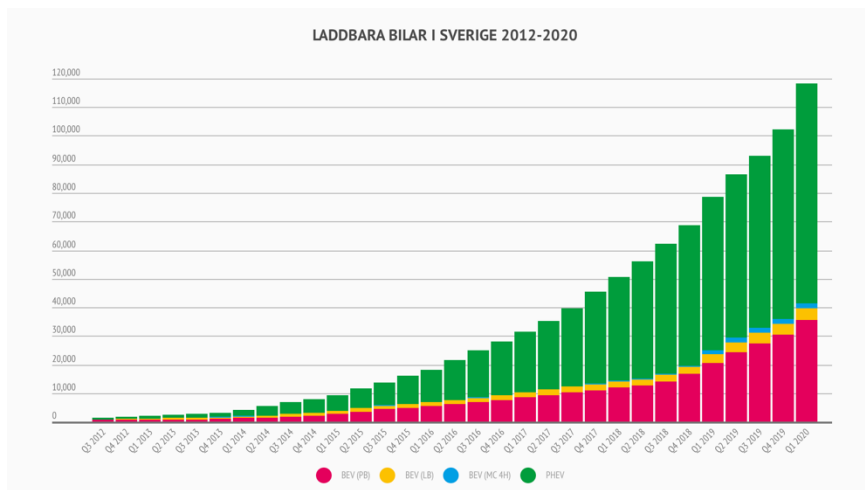
Även om den nationella produktionen av sol fortfarande är blygsam är potentialen stor. Enligt en framtidsstudie som Energimyndigheten har gjort kan produktionen uppgå till så mycket som 25 TWh till 2040 med rätt styrmedel, vilket skulle innebära 25-30 GW installerad

⁹ Energimyndigheten (2020) <http://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/natanslutna-solcellsanlaggningar/>

¹⁰ Energimyndigheten (2019), Korttidsprognos sommaren 2019, Energianvändning och energitillförsel 2018-2022 ER 2019:16

kapacitet, motsvarande 5 miljoner mindre takanläggningar (5kW) eller 350 000 anläggningar på 70 kW. Med tanke på att det visat sig att redan enstaka större takanläggningar kan ställa till med problem i vissa lokala nät behövs forskning som undersöker hur dessa problem kan åtgärdas.

Tidigare simuleringsstudier av forskare vid Uppsala universitet, i samarbete med nätbolaget Herrljunga Elektriska, har visat att omfattande solexproduktion skulle få stora konsekvenser för eldistributionsnätet^{11,12,13}. När andelen solex i Herrljungas elnät på årsbasis motsvarar 10 % av elanvändningen börjar enstaka kunders spänning påverkas och vid 30 % solex på årsbasis berörs ungefär en sjättedel av lågspänningsnäten och fler än 3 % av kunderna. Det finns flera åtgärder som är kostnadseffektiva än nätförstärkning för att komma till rätta med dessa problem, men för solandelar över 30 % är batterilager i kombination med begränsad inmatning av solex i nätet den enda tekniskt möjliga lösningen enligt de tidigare studierna vid Uppsala universitet.



Även andelen laddbara bilar har ökat kraftigt de senaste åren i Sverige (se figuren till vänster). Det finns redan över 100 000 laddbara fordon, och enligt Power Circles prognos kan vi nå 2,5 miljoner laddbara fordon redan 2030¹⁴. Enligt en studie som gjorts inom NEPP skulle ett framtida scenario med 3,8 miljoner elbilar i Sverige (60 % av fordonsflottan) ge en ökning av elbehovet med

ungefär 11 TWh och en tillgänglig batterikapacitet som uppgår till ca 114 GW (givet ett antagande om 30 kWh per batteri)¹⁵.

Då personbilsflottan står parkerad mer än 95% av tiden behöver detta ökade effektbehov inte utgöra ett problem för elnätet ifall laddningen sprids ut jämnt över tiden, eller fokuseras till timmar då lasten i övrigt är låg i systemet. Lokala problem med effekttoppar vid laddning av

¹¹ Joakim Widén, David Lingfors, Rasmus Luthander, Anders Mannikoff, Joakim Munkhammar, Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät, Slutrapport till Energimyndigheten för projekt 40864-1, 2017.

¹² Rasmus Luthander, David Lingfors, Joakim Widén, Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage, Solar Energy 155 (2017) 1319-1325. Germany, October 24-25, 2017.

¹³ Rasmus Luthander, Mahmoud Shepero, Joakim Munkhammar, Joakim Widén, Photovoltaics and opportunistic electric vehicle charging in a Swedish distribution grid, Proceedings of the 7th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Berlin,

¹⁴ Se senaste prognos på www.elbilsstatistik.se

¹⁵ NEPP 2019 *Energisystemet i en ny tid*. E. L. Bo Rydén, Kjerstin Ledvig, Håkan Sköldberg

elbilar har dock redan börjat uppstå^{16,17} och riskerar att öka om smart styrning och/eller andra flexibilitetsresurser inte utnyttjas för att fördela lasten jämnare. En tidigare studie som utförts under ledning av Power Circle visar att problem vid anslutning av laddinfrastruktur främst uppstår på kvartersnivå och att nätförstärkningar är den främsta åtgärden idag för att avhjälpa kapacitetsbrist¹⁸.

¹⁶ Cleverdal et al.; (2018) Laddinfrastruktur för elfordon - Undersökning av befintligt elnät i Borsökna, Eskilstuna, Mälardalen University

¹⁷ Eriksson; (2018) Elbilens påverkan på elnätet vid hemmaladdning och tekniker för effekttopsreduktion – en fallstudie på två av Sala-Heby Energis lågspänningsnät, Uppsala Universitet

¹⁸ Wäneus och Östergren; (2019) Elnätets beredskap inför en mycket storskalig utbyggnad av laddinfrastruktur i Sverige, Examensarbete Power Circle/ Uppsala universitet

HUR SER BRANSCHAKTÖRERNA PÅ FRAMTIDA UTMANINGAR OCH NYA LÖSNINGAR?

"Det finns en nyfikenhet, men man prioriterar de dagliga lösningar. Om man håller på på utvecklingsstadiet så måste man sedan övertyga resten av organisationen. Man är inte direkt skeptisk till den nya tekniken, men det funkar väldigt tillförlitligt med den "dumma" tekniken. Det blir lite en driftssäkerhetsfråga."

Bland de personer som deltagit i denna studie finns generellt en insikt om utmaningar som kommer framöver, men få elnätsbolag har börjat agera för att hitta alternativa lösningar. Det är också få som konkret har räknat på scenarier för tex elbilsaddning och solceller och vad detta innebär för deras lokalnät.

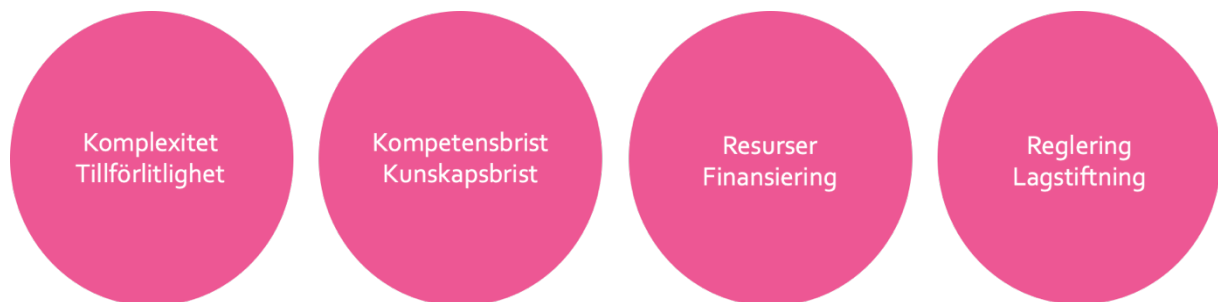
Det finns generellt ett intresse för ny teknik, men den dagliga driften prioriteras och där finns inte utrymme för nya projekt. Det finns också en viss misstro mot ny teknik och huruvida den kommer att fungera som utlovat i alla tänkbara situationer.

"I näten vill vi ha så lite krångel som möjligt"

Utmaningar med nya lösningar

Utmaningar med nya tekniker är kompetensförsörjning, tillförlitlighet, kostnad, osäkerhet i hur regleringen ger ersättning, tid och resurser för att starta nya projekt, konkurrens med mer akuta investeringar, cybersäkerhet och säkerhetslagstiftning generellt. Utmaningarna kan summeras i nedanstående kategorier¹⁹

"Det kan vara så att man måste lösa problem snabbt, då kan det bli att man drar ny kabel för det är enklast och finns på lager."



Kunskap och intresse om nya tekniker och nya utmaningar varierar kraftigt mellan olika delar av organisationen, något som både teknikleverantörer, konsulter och nätbolagsanställda vittnar om. Generellt är nätplanerare och montörer mer skeptiska medan det högre upp i organisationen finns ett större intresse för ny teknik och en större oro för framtida utmaningar och förändringar.

¹⁹ I studien har vi i första hand frågat om företagets syn på batterilager, men även hur de ser på nya tekniker i elnätet i allmänhet då många representanter saknat tillräcklig kunskap och erfarenhet för att kunna besvara frågan om batterier.

De som jobbar med drift brinner ofta för ett robust nät som är driftsäkert som inte är beroende av kommunikation. Det måste vara stabilt och långsiktigt. Flera intervjupersoner nämner att kommunikationen till någon "ny, smart pryl" måste kunna haverera utan att hela elnätet går ned.

"Vi vill jobba med så robusta nät som möjligt. Om allt ska balanseras med ett styrsystem är det som att köra ett JAS – det provar man många gånger innan man lanserar produkten. I elnätet kan man inte pröva sig fram, det måste bara fungera och allt förändras så snabbt..."

"Traditionell nätplanering utgår ofta ifrån worst case scenario. Man jobbar med hängslen och livrem. Det beror delvis på att man inte haft tillgång till data, men nu uppstår problemet att systemverktyg för dimensionering baseras på det gamla sättet att räkna. Vi måste komma bort från Velanders formel."

Nätplanering sker alltid med fokus på worst case scenario. Inget får falla och de måste klara även de svåraste situationerna. Om de ska förlita sig på exempelvis kundflexibilitet anser vissa intervjupersoner att det måste innebära att kunden säkrar ned, annars måste de ändå räkna på ett worst case scenario utifrån den formel de

använder. Samma syn gäller nya tekniker – vad händer när det inte är normaldrift? Utrustningen måste fungera även då och intervjupersonerna menar att forskningen ofta inte tar hänsyn till detta.

En utmaning handlar om traditioner och vana. Flera intervjupersoner vittnar om att de verkar i en traditionstyngd bransch och att elnätsbolagen har en tendens att göra som de alltid gjort eftersom det är enkelt och skapar trygghet och kontroll och de vet att de kommer att få tackning för sina investeringar genom regleringen.

"Ett hinder är kulturellt – vi köper och bygger våra egna anläggningar, de har vi kontroll över."

Flera elnätsbolag tycker det är svårt med kompetensförsörjningen – de skulle behöva hitta it-ingenjörer som kan elnät eller elätsingenjörer som kan it, men de personerna finns inte idag. Det är mer komplext att jobba med nya tekniker än vad som krävs av nätplanerare idag. En annan fråga är också risken för kompetensmässig inlåsningseffekt. De som tar beslut kan vara rädda att deras egen expertis blir obsolet om ny teknik tar över.

Ett ytterligare problem är att finansiera FoU. Enligt den svenska modellen ska det finansieras med forskningspengar, men det är en svår väg för många bolag. Det är också bara forskningsprojekt som finansieras, vilket leder till pilotstudier i bästa fall. Men det finns inga pengar för att implementera nya teknik i den dagliga verksamheten och skala upp. Det är inte bara utrustning i fält som kostar – det kostar också att ta in ny kompetens och nya system centralt och det finns inget sätt att få ersättning för detta idag.

"Ei säger "det finns forskningspengar att söka" men det kommer bara piloter ut ur det. Hur ska vi skala upp det?"

En tidigare undersökning som Power Circle genomförde 2017²⁰ bekräftar att det finns ett stort behov av att demonstrera och verifiera nya tekniker i det svenska elsystemet för att företagen ska våga investera, eftersom branschen av tradition är relativt risk-aversiv och dessutom har haft svårt att hitta finansiering för utvecklingsprojekt och demonstrationer.

Flera deltagare i den här studien nämner också att det finns en osäkerhet i hur och när de ska agera för att ta höjd för framtida problem i elnätet och vad som är samhällsekonomiskt lönsamt på längre sikt.

"Vad är samhällsekonomiskt på längre sikt? Vi behöver lösningar tills SvK byggt ut, vad händer sen med aktörer som investerar i dessa lösningar? Kommer vi behöva all kapacitet år 2028?"

Drivkrafter för ny teknik och nya affärsmodeller



Från intervjustudien har även ett antal drivkrafter för ny teknik och nya affärsmodeller identifierats, dessa kan grupperas i fyra kategorier.

Den första drivkraften är att det finns någon person som är intresserad av att driva utvecklingsprojekt. Detta kan vara en "eldsjäl" som har ett personligt intresse, eller en person i organisationen som har rollen att driva innovationsprojekt, åtminstone som en del av sin tjänst.

För att få igenom utvecklingsprojekt trycker intervjupersonerna också på vikten av att få med hela organisationen. Initiativ måste komma ifrån ledningen, men det räcker inte alltid. Det finns fall där nya initiativ och projekt haft stöd av VD/ledningsgrupp men blivit stoppade av mellanchefer på olika nivåer.

"Elnäts VD:n är väldigt inne på nya tekniker och är sugen på att testa batterilager. Känns tryggt att ha stöttning uppifrån. Det är en stor successfaktor."

²⁰ Power Circle (2017) Elnätets roll i framtidens elsystem, Slutrapport till Energimyndigheten för projekt "Kunskapshöjande Aktiviteter för Nya Nättekniker, 2.0"

"Vi ser en helt annan attityd hos bolag som prövat tekniken. De är skeptiska innan de själva har testat..."

Eftersom kunskapsbrist internt är ett stort hinder är motsatsen också en drivkraft. Flera intervjupersoner anser att en nyckelfaktor för att kunna driva projekt är att de har fått ta del av någon typ av pilotprojekt eller studie för att på så sätt kunna höja kunskapsnivån internt.

Detta har sedan gjort att intresset ökat för även annan ny teknik.

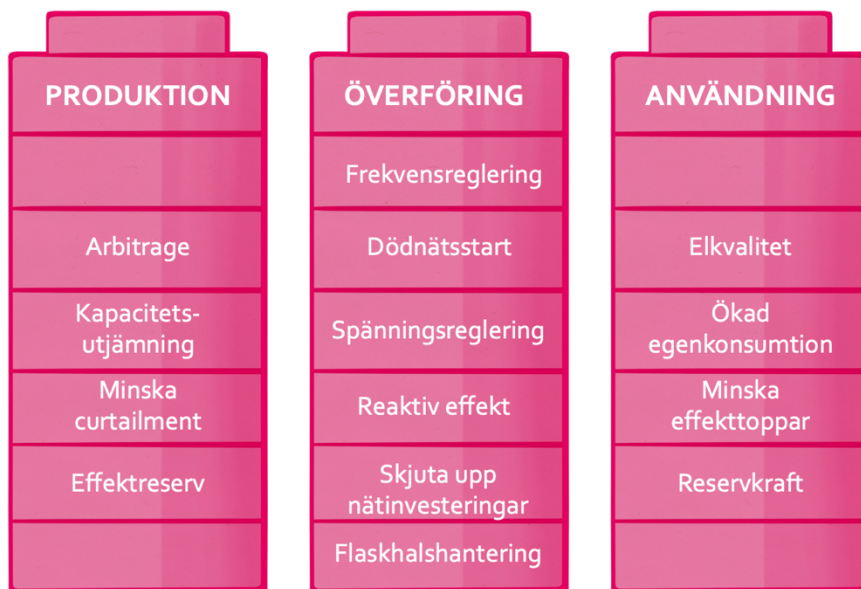
Den sista drivkraften är ett akut behov av lösningar. Eftersom elnätbolag traditionellt sett är riskaversiva och hela tiden arbetar för att minska avbrott och avbrottstider som ett av sina skarpaste mål finns små incitament att experimentera med nya tekniker om inte ett stort behov finns av att göra något. Flera intervjupersoner och workshopdeltagare påpekar att systemet hittills fungerat "för bra" för att de har kunnat motivera att genomföra projekt som kanske är kostsamma eller leder till en ökad risk för avbrott eller andra problem, samtidigt som det finns en risk med att vänta för länge och komma efter i utvecklingen.

"Det behöver uppstå en kris - det är det som är pudelns kärna - hur proaktiv ska man vara? På vilken nivå? Det är svårt att lösa problem som inte har kommit ännu samtidigt som ledtiderna är långa."

Detta bekräftar resultat från en tidigare undersökning som genomförts av Power Circle, som konstaterade att det finns en frustration och osäkerhet i branschen kring vad som behöver göras för att framtidssäkra elnäten och minska risken för felaktiga investeringar.

BATTERILAGER I ENERGISYSTEMET

Batterilager är en flexibilitetsresurs bland många andra och kan bidra till det framtida energisystemet genom att leverera flera olika nyttor på olika nivåer i systemet (se exempel nedan).



Förutom det akuta behovet av att lösa lokala flaskhalsar och andra utmaningar i elnätet kommer behovet av stödtjänster i energisystemet att växa i framtiden och flexibilitet har utpekats av många som en nyckelfaktor för att minska systemkostnaderna för ett framtida energisystem baserat på mer variabla energikällor. Batterilager kan placeras i transmissions-systemet, i distributionssystemet, i anslutning till produktion eller hos konsumenten. Vilken nytta batteriet bidrar till för en viss aktör, eller för systemet, beror på var i elnätet det placeras och hur dess drift optimeras. Enligt en tidigare studie gjord av Rocky Mountains Institut (RMI) kan ett batteri bidra till 13 olika nyttor för elnätets intressenter²¹. Exempel på nyttor är frekvensreglering, spänningsstöd, arbitrage, dödnätsstart, laststyrning, uppskjutning av nät-investering, ökad egenanvändning av småskalig förnybar energi, kapa effekttoppar och reservkraft. Enligt samma studie bidrar ett batteri placerat innanför mätaren hos konsumenten till flest nyttor för elsystemet. Svårigheten när lönsamhet för energilager ska beräknas är att dessa nyttor kan komma fler aktörer till del än enbart den som investerar i energilagret.

Batterier är en väldigt snabb resurs som svarar betydligt snabbare än vad vattenkraften gör idag. Reaktionstider på 0,1 sekunder har uppnåtts och jämfört med synkrona anläggningar kan de öka sin produktion snabbare när de väl aktiveras. Högsta effekt kan nås inom 0,2 sekunder och upprätthållas från minuter till timmar beroende på batteriets storlek²². Även om den lagrade energivolymen i ett batteri betydligt mindre än i exempelvis en vattenkraftsdamm har

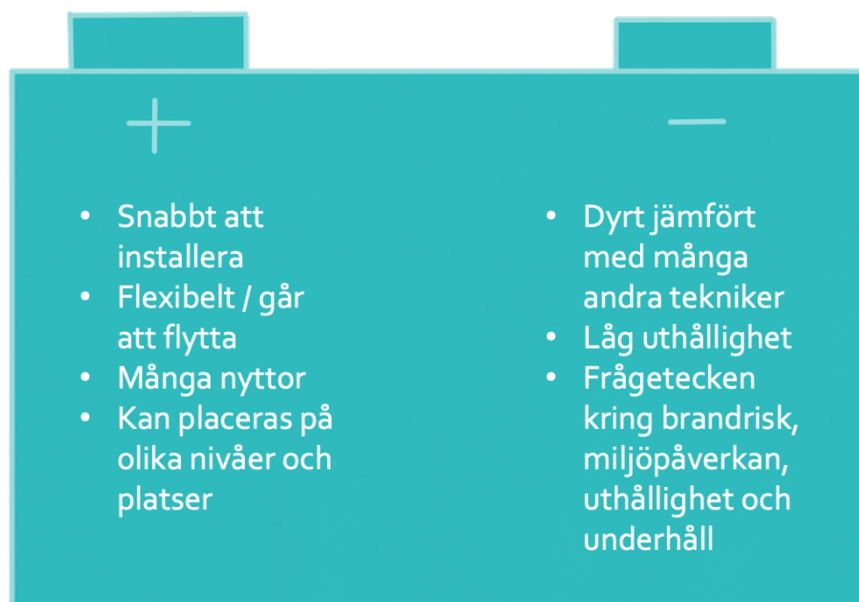
²¹ RMI. (2015). *The economics of battery energy storage*. Rocky Mountains Institute.

²² Everoze (2017), Batteries: Beyond the spin. The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland.

batterier tekniskt sett en stor potential att bidra med flexibilitet till elsystemet och fördelen är att de kan placeras lokalt där problem uppstår.

Batterier levereras i moduler och lagringskapaciteten är därmed skalbar och kan installeras på olika nivåer på i systemet. Ett framtida system kan ha många mindre batterier bakom mätaren hos slutkund, större moduler i distributionsnätet, i anslutning till vind- eller solkraftparker, eller direkt anslutna till stamnät eller regionnät. Batterier som köps av slutkunder är ofta inte primärt avsedda för att leverera nytta till elsystemet utan sitter kanske inbyggda i bilar, är del av en back-up lösning eller är optimerade för att spara mer av kundens egen solelproduktion.

Jämfört med användarflexibilitet är batterier vanligtvis kostsamma eftersom en ytterligare investering behöver göras. De har också låg uthållighet jämfört med andra flexibla resurser, som vattenkraft, och är en resurs för att lösa variationer som uppstår mellan olika timmar snarare än dygns- eller säsongsvariationer. Trots dessa nackdelar har intresset för stationära batterilager i elsystemet ökat kraftigt de senaste åren och med sjunkande kostnader kan de redan i dag vara lönsamma för många tillämpningar. Några fördelar med batterilager är att de är flexibla resurser med många användningsområden, att de är skalbara och kan placeras på olika nivåer i systemet samt att de kan flyttas efter behov. En stor fördel med batterier är också att det går snabbt att bygga. Till exempel levererade Tesla en 100 MW batteripark i Australien på bara hundra dagar.²³



De för- och nackdelar med batterier i elnätet som identifierats av deltagarna i intervjustudie och workshops inom ramen för detta projekt kan sammanfattas i ovanstående figur.

²³ DNV-GL (2018), Alternativ till förstärkningar i överföringskapacitet

Batterier i elsystemet internationellt

Globalt fanns 10 GW stationär batterikapacitet installerad i energisystemet 2017. Huvudsakligen används storskaliga batterier globalt för stödtjänster (som frekvensreglering och spänningshållning, som kapacitetsreserv, för att integrera förnybar produktion och minska curtailment, för att bidra med stabilitet i isolerade elnät, samt för att skjuta upp investeringar i transmission och distributionsnät.²⁴

Globalt planeras fleras stora batteriprojekt i elnätet med över 100 MW kapacitet de kommande åren, och ett antal av dessa har redan börjat installeras eller står färdiga. I Kalifornien planeras flera större projekt, bland annat ett på 300 MW/2270 MWh och ett på 182 MW/730 MWh, varav det senare fått bygglov och förväntas påbörjas under året^{25,26}.

Vid Hornsdale Wind Farm i Australien byggde Tesla redan 2017 världens hittills största enskilda batteripark på 100 MW/129 MWh för att bistå med flaskhalshantering och stödtjänster till elnätet i södra Australien²⁷.

Den italienska TSO:n Terna har redan byggt 38 MW/250 MWh Natrium-Svavel batterier med syfte att skjuta upp nätinvesteringar och reducera curtailment från förnybart²⁸. De planerar ytterligare 130 MW de kommande åren²⁹.

I Tyskland byggde elproducenten STEAG 2016 batterier på sex siter i 10 kW nätet med en sammanlagd effekt på 90 MW/120 MWh, aggregerat, för att bistå med frekvensreglering.³⁰

Projektet Battery storage network, i UK³¹ som enligt planen kommer att byggas i år består av 100 MW (2x50 MW) litium jon batterier och kommer att bidra till att balansera nätet och stötta elbilsaddning. Batterierna kommer att ägas av Pivot-Power, en tredjepartsaktör som driver elbilsaddning och storskaliga batterilager.

Stödtjänster
frekvens, spänning

Kapacitetsreserv

Integrera förnybart

Stabilitet i isolerade
elnätSkjuta upp
investeringar

²⁴ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dabi

²⁵ <https://ieefa.org/aes-breaks-ground-on-largest-battery-storage-unit-in-the-u-s/>

²⁶ <https://www.energy-storage.news/news/pges-182.5mw-730mwh-battery-complex-secures-planning-go-ahead>

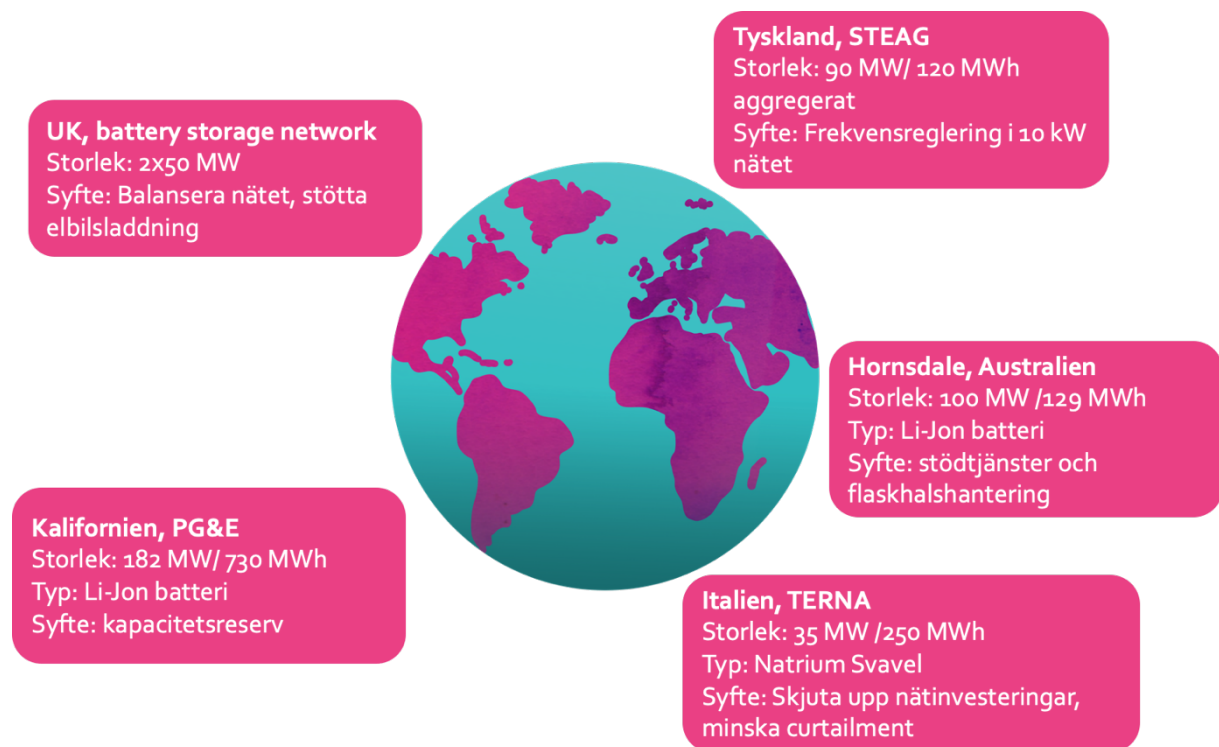
²⁷ <https://hornsdalepowerreserve.com.au/overview/>

²⁸ <https://www.terna.it/en/electric-system/system-innovation/pilot-storage-projects>

²⁹ <https://energystorageforum.com/news/terna-develop-130-mw-storage-systems>

³⁰ <http://www.steag-grossbatterie-system.com/index.html>

³¹ <https://www.pivot-power.co.uk/pivot-power-an-edf-renewables-company-places-order-with-wartsila-for-100mw-of-energy-storage-in-uk/>



Batterier i elsystemet i Sverige

De flesta batterilager som finns i Sverige idag är placerade bakom mätaren hos en slutkund, i en offentlig byggnad eller hos en större fastighetsägare. Exempelvis har Riksbyggen installerat begagnade bussbatterier i bostadsrättsföreningen Viva i Göteborg³². Örebrobostäder har deltagit i projekt CODES där de utnyttjat batterier i fastigheter för att öka egenproduktion av sol³³ och kunna delta på frekvensregleringsmarknaden genom aggregatorn Power2U³⁴. De flesta större batteriprojekt i det svenska energisystemet är en del av olika forsknings- och utvecklingsprojekt och har delvis finansierats med någon typ av forskningsmedel. Det finns dock några större elnätsanslutna batterilager i Sverige idag, som har som huvudsyfte att ge stöd till elnätet på olika sätt.

I Umeå elnät finns sedan 2016 ett Litium-Titan batteri (LTO) på 380kW/118 kWh installerat i anslutning till en bussladdare för elbussar med syfte att minska påverkan på elnätet under laddning³⁵. Batteriet ägs av kommunen, men tillkom på initiativ från elnätsbolaget som ett krav för att kunna installera en bussladdare på den aktuella platsen då den visade sig att den höga laddströmmen annars medförde risk för försämrade elkvalitet. Beslutet att installera batterilagret istället för att utföra omfattande ombyggnationer togs i samråd mellan kom-

³² <https://www.riksbyggen.se/globalassets/1-riksbyggen/6-om-oss/3.-hallbarhetsarbete/Lagring-av-el-i-begagnade-bussbatterier-i-Brf-Viva.pdf>

³³ <https://www.nyteknik.se/energi/hyreshusens-batterilager-ska-hjalpa-elnetet-6886855>

³⁴ <https://www.power2u.se/nyheter/the-energy-market-landscape-is-changing-fundamentally-2>

³⁵ Eklund, 2019 Utökad nytta av befintligt energilager, Examensarbete Umeå Universitet

munen och elnätbolaget. Kommunen äger batteriet och det används i dagsläget enbart för att reglera elbussladdningen.³⁶

Vid vattenkraftverket Forshuvud installerade Fortum ett batterilager med 5 MW/6,2MWh kapacitet 2019 med syfte att jämna ut frekvensen från vattenkraftverket och kunna behålla den turbintyp som används.³⁷ Batteriet ägs av kraftbolaget och byggdes med syfte att positionera sig och framtidssäkra inför nya krav som väntas komma på frekvensreglering från Svenska kraftnät³⁸. Kostnaden för batteriparken var 3 miljoner euro, vilket motsvarar nära 31 miljoner kronor³⁹.

Vattenfall bygger under 2020 ett elnätsintegrerat litium-jonbatteri på 5 MW/20 MWh som ska bidra till att lösa kapacitetsbristen i Uppsala samt kunna användas för frekvensreglering^{40,41}. Anledningen till att de väljer att bygga ett batterilager istället för att bygga ut elnätet är att det går fortare att lösa problemet på det sättet än genom att bygga elnät och att det är mer flexibelt. Det ger dessutom Vattenfall större kontroll över situationen eftersom flaskhalsen finns hos Svenska Kraftnät och de kan inte styra över den utbyggnaden. Utan batteriet riskerar de att få neka kunder anslutning, vilket de vill undvika. Skulle nätkapacitetsproblemet lösas på annat sätt kan batterilagret flyttas och göra nytta någon annan stans. Batteriprojektet är ett innovationsprojekt och ett syfte är att Vattenfall vill lära sig hur den här typen av lösning fungerar på de olika marknader som finns och hur det tekniskt fungerar i elnätet. Batteriet ägs av dotterbolaget Network Solutions men har projekterats av distributionsbolaget. Batteriet kan styras av driftoperatören, eller via tidsstyrning efter prognos. I förlängningen är målet att styra optimeringen utifrån mätvärden från Scada-systemet för att optimera driften. Batteriet kommer även att kunna delta på flexibilitetsmarknader i framtiden, med start i CoordiNet i vinter. Batteriet är placerat i 10 kV-nätet, nära en fördelningsstation, vilket är en kompromiss mellan pris och nytta.

Drivkrafter för projektet är dels insikten att det går långsamt att bygga ledningsnät, men fort att bygga batterier. Det handlar också om att ta kontroll över situationen med ett batteri och lösa en akut situation och kunna stå för sitt kunderbudande. Vattenfall vill titta på nya marknader och ny teknik för att lösa problemet istället för att säga nej till kunder som vill ansluta. Projektet är ett innovationsprojekt, som haft stöd från koncernnivå och en modig VD som vågar testa. En ytterligare faktor är att det finns en projektledare som har som roll att arbeta med innovationsprojekt för elnätet.

³⁶ Ibid.

³⁷ <https://www.fortum.se/om-oss/hallbarhet/investeringar-i-vattenkraft/var-unika-batterilosning-vid-forshuvuds-kraftverk>

³⁸ <https://www.nyteknik.se/premium/svensk-premiar-for-batterier-i-elnetet-6939330>

³⁹ Ibid.

⁴⁰ <https://www.vattenfalleldistribution.se/batterilager-uppsala>

⁴¹ Personlig kommunikation, Arne Berlin, projektledare Vattenfall. All information i detta stycke kommer från denna källa om inte annat anges.

Utblick Norge

Norge är i många avseenden mycket likt Sverige, gällande klimat och geografi samt tillgången till vattenkraft. Vissa skillnader föreligger dock, som den höga grad av elektrifiering Norge har uppnått. Norge är ett av de länder i världen som har högst elförbrukning per capita⁴², och de använder i stor utsträckning el till uppvärmning. Norge har också en jämförelsevis hög implementeringsgrad för elbilar. Den största skillnaden kanske ligger i den höga andelen vattenkraft i energisystemet. Totalt är den norska elproduktionen ca 140 TWh per år, varav 96% är vattenkraft⁴³.

I Norge finns det ca 120 elnätbolag som regleras av NVE⁴⁴, som är en motsvarighet till både Ei och Energimyndigheten i Sverige. I dag är nätbolagens årliga intäktsramar baserade på 40 procent av bolagets egna kostnader och 60 procent av en kostnadsnorm som NVE beräknar. Kostnadsnormen motsvarar kostnaderna för ett fiktivt nätbolag som utför samma uppgifter som det aktuella nätbolaget, och som kan anses vara genomsnittligt effektivt. Detta leder till att det finns ett incitament att vara mer effektiv än andra elnätbolag då detta gör att de faktiska kostnaderna hamnar under normen. Samtidigt pressas normen nedåt när nya, mer effektiva lösningar kommer in i systemet och en fiktiv konkurrenssituation uppstår således mellan nätbolagen där nätbolag som är mer effektiva i sitt resursutnyttjande får en högre avkastning på investeringar än andra, vilket motiverar företagen att utreda alternativ⁴⁵. NVE har föreslagit att höja normdelen till 70% för att ytterligare motivera elnätbolagen att vara effektiva⁴⁶. De har också föreslagit en justering av sättet som normen beräknas eftersom det idag styr för mycket mot kapitaltunga investeringar. Även kostnaderna för FoU är mer förmånligt integrerat i nätregleringen i Norge än i Sverige, då bolagen får ta med FoU kostnader på upp till 0,3 % av avkastningsunderlaget i intäktsramen, under förutsättning att projekten är förhandsgodkända av reglermyndigheten.

Även för transmissionsnätet är det mycket mer fokus på att både investera och drifta samhällsekonomiskt effektivt i Norge. När Statnett bygger nya ledningar måste de utreda alternativ till nätinvesteringar och visa vad som är samhällsekonomiskt mest effektivt⁴⁷. De har också gjort en utredning som undersökt hur andra alternativ till elnätinvesteringar, som exempelvis förbrukarflexibilitet, ska värderas ekonomiskt på ett rättvist sätt jämfört med traditionella investeringar⁴⁸.

⁴² https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_electricity_consumption

⁴³ <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/#kraftbalansen>

⁴⁴ Läs mer om regleringen på NVEs hemsida. NVE är både Ei och Energimyndigheten här i Norge. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-me-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>

⁴⁵ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/>

⁴⁶ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/nyheter-og-horinger-okonomisk-regulering/nve-foreslar-a-styrke-nettselskapenes-insentiver-til-a-vaere-kostnadseffektive/>

⁴⁷ <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/veileder.pdf>

⁴⁸ Rapport 2018/03 for Statnett och Enova, Bidrag til en strategi for alternativer til nett

De norska elnätsbolag som äger batterier i dag har fått tillstånd från NVE för att drifva dem⁴⁹. NVE uppmuntrar nätbolagen att testa vilken funktion batterier i elnätet kan ha under de kommande åren, och de har möjlighet att finansiera detta med hjälp av forskningsförordningen. Enligt en rapport⁵⁰ som konsultbolaget DNV-GL gjort på uppdrag av NVE är det viktigt att elnätsbolagen kan få göra tester och piloter med batterier i elnätet i nuläget eftersom marknaden för tredjepartsaktörer som erbjuder batteritjänster är begränsad. Deras rekommendation är dock att elnätsbolagen inte ska få äga batterier i framtiden, med undantag för reservkraft till nätkomponenter och back-up kapacitet⁵¹. Detta för att säkerställa teknikneutralitet i konkurrensen med exempelvis användarflexibilitet, som kan vara mer effektivt, och undvika rollsammanblandning. Dock fastställer rapporten att även elnätsregleringen i Norge uppmuntrar investeringar snarare än köp av tjänster, om kostnaderna i övrigt är lika. Samtidigt kan batterier vara ett mycket användbart och ekonomiskt fördelaktigt alternativ till traditionella investeringar i nätförstärkning.

Behov

Prosumenter, elektrifiering och vissa svaga nät som har bristande spänningskvalitet skapar redan idag problem i det norska elnätet, och problemen väntas öka i takt med elektrifieringen av fordonsflottan, där Norge är i framkant⁵². Helt elektriska bilar stod för 30% av nybilsförsäljningen i Norge 2018 och problem har börjat uppstå på grund av elbilsladdningen i vissa områden⁵³. NVE har gjort en studie för att undersöka ett scenario med 1,5 miljoner elbilar i det norska elnätet, och kommit fram till att även om medeleffekten är låg kan problem uppstå i vissa områden om många laddar samtidigt. Särskilt förutser man utmaningar med spänningskvalitet i svaga elnät.⁵⁴

Samtidigt har effektförbrukningen ökat med 33% sedan 1990 i Norge, där det högsta effektbehovet uppstår kalla vinterdagar⁵⁵. Norge påverkas också av närliggande länder och den gemensamma elmarknaden Nordpool, varför flexibilitet blivit en viktig fråga i Norge. Den norska TSO:n, Statnett, har gjort en utredning som förutspår ett ökat behov av flexibilitet i det europeiska och nordiska elsystemet mellan 2030 och 2040.⁵⁶

Exempel

I Norge har ett projekt, IntegER, genomförts av det norska forskningsinstitutet Sintef i samarbete med NVE och ett antal nätföretag för att studera batterier i elnätet. Inom studien har

⁴⁹ <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/batterier-stromnettet/>

⁵⁰ DNV-GL 2018, NVE Rapport nr 2-2018, Batterier i distribusjonsnettet

⁵¹ <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/bor-nettselskapene-fa-cie-batterier/>

⁵² <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/batterier-stromnettet/>

⁵³ <https://www.tu.no/artikler/nettet-overbelastes-lamper-blinker-og-sikringer-ryker-elbilen-pekes-ut-som-syndebukk/408789>

⁵⁴ NVE Rapport nr 74-2016 Hva betyr elbiler for strømnettet?

⁵⁵ <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/effektuttak/?ref=mainmenu>

⁵⁶ Statnett 2018 analyserapport. Flexibilitet i det nordiske kraftmarkedet, 2018-2040

en kartläggning gjorts av batterilager som finns i det norska elnätet. I kartläggningen fann de 16 nätanslutna batterier över 15 kWh i Norge.⁵⁷

Batterierna ägs av privata företag, energi- och nätbolag, kommuner, trafikverket och ett färjerederi. Minst fem av batterierna har fått stöd av Enova. I IntegER-projektet ingår fyra batterier som ägs av nätbolag, Batteri pluskunde och Skarpnes, samt Skagerak Energilab (se kapitlet nedan) samt ytterligare ett som inte installerats ännu. Utöver dessa ingår ett kundägt batteri i studien⁵⁸.

De nätbolag som deltar i studien har haft olika drivkrafter till att installera batterier, där några har verkliga problem som behöver åtgärdas och andra mer har sett det som ett tillfälle att få göra tester. De nätbolag som äger batterier har fått tillstånd att äga och drifta dessa av NVE, samt har fått stöd via forskningsförordningen i den norska regleringen⁵⁹.

Inom projektet IntegER har även en studie⁶⁰ gjorts för att studera lönsamheten för olika batteriapplikationer i Norge. Det mest lönsamma, enligt beräkningarna, är att använda batteriet för att buda in på frekvensregleringsmarknaden, FCR-N. Detta kan vara lönsamt redan vid batteripriser på ca 1500 Euro/kWh, vilket är högre än dagens priser för större installationer. I studien studerades också en ägarmodell där en tredjepartsaktör antogs äga batteriet och använda det i huvudsak till att buda in på FCR-N, men där ett antal timmar per år reserverades för att sälja tjänster till ett nätbolag som behövde förstärkning under ett fåtal timmar per år. Denna modell visade sig vara mycket lönsam samhällsekonomiskt, då det uppskattade timvärdet på utebliven inkomst från FCR-N, inklusive förluster i batteriet, var 0,83 cent. Detta kan jämföras med en investeringskostnad på ca 30 000 – 60 000 EUR/km för motsvarande kabeluppgradering. Om kabeln är lång och uppgraderingen enbart utnyttjas under ett begränsat antal timmar per år blir det snabbt lönsammare att köpa flexibilitet från en batteriaktör under dessa timmar. Modellen med tredjepartsägar och sälja tjänster till ett nätbolag har dock inte testats i praktiken ännu i Norge⁶¹.

Skagerak Energilab

Ett intressant exempel är Skagerak Energilab. Projektet består av en solcelleanläggning på 4 400 m², och maximal produktion på 800 kW(p) på Skagerak arena. Anläggningen har också ett litium-jonbatteri med lagringskapacitet på ca 1 MWh, och en maxeffekt på 800 kW⁶². Batteriet ska nyttjas till att lagra överskottsproduktion av solel, men också till olika tjänster som kommer både nätbolag, energibolag och slutkunder till nytta⁶³. Solcellerna kommer att

⁵⁷ <https://www.sintef.no/en/projects/integer-integration-of-energy-storage-in-the-distribution-grid/>

⁵⁸ Intervju med Kersti Berg, Sintef, projektledare för IntegER, den 4/11 2019

⁵⁹ Ibid.

⁶⁰ Ahčin, Berg, Petersen 2019 Techno-economic analysis of battery storage for peak shaving and frequency containment reserve. Proceedings of 16:th European Energy Market Conference

⁶¹ Intervju med Kersti Berg, Sintef, projektledare för IntegER, 4/11 2019

⁶² <https://www.skagerakenergilab.no/>

⁶³ <https://www.skageraknett.no/prosjekter/skagerak-energilab-tester-solceller-og-energilagring-article846-1550.html>

producera ca 600 MWh per år. Total kostnad för projektet är ca 30 miljoner norska kronor, inklusive både solceller, batteri, styrning och kringkostnader.

Bakgrunden är, förutom att bygga en testanläggning för demonstration av nya tekniker och smarta nätprojekt, att arenans effektförbrukning tiodubblas under 2-3 timmar när det är match. Ett energilager som kan leverera 400-600 kW under 2-3 timmar kan kompensera för det ökade effektbehovet, samt användas för att lagra solenergi under andra timmar. Projektet har finansiering från Enova, och samarbetspartners är Skagerak Energi AS, ABB, Kontorbygg AS och Odds Ballklubb. Idén till projektet kom ursprungligen från när Odds Ballklubb, som har sp, mål att bli Norges grönaste bollklubb, ville skaffa solceller på taket på arenan. Elnätsbolaget konstaterade att det var möjligt, men att det inte skulle ge så mycket positiva effekter för elnätet utan ett batteri i anslutning. Kostnaden för batteriet var dock för hög för att vare sig Bollklubben eller elnätsbolaget kunde ta på sig den inom ramen för den ordinarie verksamheten, och på så sätt uppstod idén till ett forskningsprojekt⁶⁴. För att få lönsamhet i ett liknande batteriprojekt har de inom projektet konstaterat att det behövs intäcksströmmar och nyttor för flera aktörer:

- Elnätsbolaget – hjälp att upprätthålla spänningskvalitet, nätförstärkning och reaktiv effekt.
- Kommersiell aktör – krafthandel, frekvensstöd, sälja på flexmarknader
- Prosumer - lagra överskottsproduktion, fungera som reservkraft (idag har de diesel-aggregat på arenan som reserv) samt tjäna på peakshaving gentemot elnätet.

Ingen av aktörerna kan ensam försvara ett batteri ekonomiskt i dagsläget, utan de måste få ihop fler tjänster från flera aktörer för att det ska gå ihop ekonomiskt. Den funktion de tror att det går att få bäst lönsamhet för är att använda batteriet som ett virtuellt kraftverk och handla på frekvensmarknaden.

De problem som de har stött på i projektet rör främst reglering och lagstiftning. Om fler aktörer är inblandade, vem ska då äga batteriet, var ska det stå och vilken mätare ska användas? I Norge ska dock regleringen främja samhällsekonomisk effektivitet, och NVE var positiva till projektet vilket gjorde att de arbetade hårt för en lösning. Det krävdes trots detta långa diskussioner för att hitta en kompromiss. I slutändan löstes problemet genom att Skagerak Nett fick dispens från en paragraf som säger att produktion och förbrukning ska avräknas där den används i nätet och kan därför flytta runt batteriet virtuellt för att testa olika lösningar. Nu kan de avräkna som om batteriet står hos kunden när det används för att kapa toppar, när de använder för överskottsproduktion kan det avräknas som om det står vid solcellerna o.s.v.

⁶⁴ Intervju med projektägare på Skagerak Nett, Stig Simonsen, den 11/11 2019. All information om Skagerak energilab kommer ifrån denna källa om inte annat anges

Enligt elnätsbolagets representant skulle projektet inte ha kunnat genomföras om de haft en regleringsmyndighet som varit mindre positiv och inte heller utan forskningsförordningen som ger dem möjlighet att lägga en del av intäktsramen på FoU. De hade dock önskat att NVE varit ännu mer snabbfotade och att regleringen styrde mindre mot capex för att få incitament till fler likande projekt.

Rent fysiskt står batteriet vid en transformatorstation och ägs av elnätsbolaget, som fått dispens att äga och drifva i fem år. Syftet med projektet är dock att testa olika modeller för ägande och placering virtuellt och undersöka var det blir mest samhällsekonomiskt lönsamt att placera det. Projekteringsfasen startade redan 2015, men byggfasen har tagit ca 2 år. De skrev kontrakt i februari 2018 och solcellerna var i drift i januari 2019, batteriet i april. Sedan har man jobbat med att testa och kalibrera in utrustningen. Det som tog längst tid var att få tillstånd från NVE för att göra projektet.

Till en början testas de olika funktionerna isolerat, först som frekvensstöd och då är det nätbolaget som "äger" batteriet. Sen kommer andra funktioner med andra "ägare" att testas. Enligt elnätsbolaget själva har de inga starka åsikter om vem som bör äga batteriet, men de konstaterar att de har en tradition av ägande inom branschen och att det krävs en omställning för att det ska bli lika naturligt att köpa tjänster.

De har simulerat vissa delar innan för att kunna validera modellen sedan med batteriet. Den förväntade effektreduktionen är mellan 14 procent och 53 procent olika månader. Maximal effekttopp för året minskar med 25%, från 1 046 kW till 785 kW med installationen, och flyttas från augusti till september.⁶⁵

Eidsiva energi – kartläggning av flexibilitet

Det norska elnätsbolaget Eidsiva energi har gjort en kartläggning av framtida behov och tillgänglighet för flexibilitet i sitt nätområde⁶⁶. Projektet har godkänts som FoU projekt av reglermyndigheten enligt kriterierna för att få avräkna kostnaden intäktsramen⁶⁷. Projektet har fokuserat på fyra områden: variabel produktion och hög förbrukning i vissa nät, mikrogrids istället för reinvestering i nät med få kunder, alternativ till överlastade transformatorer och olika lösningar för att hantera stora spänningsfall.

Resultaten från Eidsivas undersökning visar att förbrukarflexibilitet och batterier är lönsammare än traditionella investeringar redan idag i flera av de studerade fallen för överlastade transformatorer, även om byte av transformator oftast är billigare. Om batterier ska kunna konkurrera krävs att de även används till andra ändamål.

⁶⁵ Enova, Konseptutredning Skagerak energilab, slutrapport

⁶⁶ Presentation av Ingrid Nytun Christie, Eidsiva Nett, 14 maj 2019 på Framtidens Flexibilitetsmarked, Oslo

⁶⁷ <https://beta.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/finansieringsordning-for-fou/godkjente-prosjekter/>

För stora spänningsfall är det traditionella alternativet att uppgradera nätet, och här visar det sig att batterier redan idag är lönsammare i en majoritet av fallen, följt av förbrukarflexibilitet som är lönsammast i näst flest fel.

I fallet med variabel produktion och hög förbrukning är batterier en möjlig lösning, men är idag dyrt jämfört med alternativen då det handlar om höga effekter. Här ses istället bilaterala avtal med kunder för att minska förbrukningen som en kostnadseffektiv lösning.

För att användarflexibilitet ska vara ett alternativ för elnätsbolaget menar Eidsiva att den måste vara tillgänglig, långsiktig och säker. Även batterier måste testas i praktiken enligt bolaget, och Eidsiva kommer att bygga på den analys de gjort med ett nytt projekt där de testar batterier och förbrukarflexibilitet i praktiken⁶⁸. Batterier både i elnätet och bakom mätaren hos kunden kommer att testas med motivet att hantera underspänningar och överlaster i ett lågspänningsnät. Drivkraften bakom båda projekten, enligt Eidsiva, är dels utmaningar med elkvalitet i svaga nät men även den FoU-ram som finns i den norska regleringen och som gör det lönsamt för elnätsbolagen att bedriva forskningsprojekt⁶⁹.

Lärdomar från befintliga projekt och piloter

Sammanfattningsvis är lärdomarna från de svenska batteriprojekt som presenterats ovan att de flesta har tillkommit som en del av större forskningsprojekt med extern finansiering eller med egna innovationspengar. Ett behov av att snabbt lösa ett konkret problem har varit en drivkraft liksom stöd från koncernen och att det finns någon person eller avdelning inom koncernen som har som roll att driva innovationsprojekt. Projekten har initierats av elnätsbolaget i två fall och av en kraftproducent i ett fall.

Paralleller kan också dras till andra projekt som syftar till att bidra med flexibilitet till elnätet. Av 7 svenska flexibilitetsprojekt som Sweco studerat på uppdrag av Forum för smarta elnät⁷⁰ var nätoperatören initierande i tre fall och delvis initierande i ytterligare två. Andra aktörer som bidragit till att projekt initierats är aggregator, kommun, innovationsföretag, teknikleverantör och fastighetsägare. Det enda batteriprojekt som studerades i Sweco-rapporten initierades av ett fastighetsbolag. Studien lyfte också Uppsala som ett intressant exempel på framgång, där kommunen samlat aktörer och drivit på tillsammans med teknikleverantörer och elnätsbolaget samt med visst stöd av forskningsprojekt.

Bland de personer som deltagit i detta projekt som intervjupersoner, i rundabordssamtal och på workshops går åsikterna isär något gällande behovet av fler piloter för att demonstrera

⁶⁸ Intervju med Alf Tunheim, Eidsiva, den 28 november 2019

⁶⁹ Ibid.

⁷⁰ Sahlén, Schumacher, Lindén (2019) Nätplanering med flex för ökad kapacitet, en rapport till Forum för smarta elnät

batteritekniken i det svenska elnätet. Vissa menar att vi redan har många pilotprojekt och att tekniken är mer eller mindre mogen och det därför snarare är steget mellan forskning och implementering som behöver utvecklas.

Andra menar att piloter och forskningsprojekt uppfyller ett viktigt syfte genom att de bidrar till att bygga kunskap och skapa förtroende inom organisationerna, något som är viktigt då det annars saknas resurser till det. Ett annat argument för ytterligare piloter är att det finns stora skillnader i förutsättningar mellan små och stora företag samt mellan olika typer av elnät. Det är med andra ord inte säkert att något som visat sig fungera i ett elnät kommer att göra det i ett annat.

Även teknikleverantörerna vittnar om behov av att driva tester och piloter då deras erfarenhet ofta är att de möts med viss skepsis trots befintlig forskning, men där samma personer ofta kan visa stor entusiasm efter att själva ha fått testa tekniken och sett med egna ögon att den fungerar.

Från studien av Norge konstaterades att det finns några viktiga skillnader mellan den svenska och den norska regleringsmodellen som gjort att det varit lättare att driva FoU-projekt med batterilager i grannlandet.

- Den norska regleringen ger större incitament till samhällsekonomiskt effektiva investeringar genom att skapa en konkurrensliknande situation mellan elnätsbolagen där de får en del av sin kostnadsnorm baserad på ett liknande, "medeleffektivt", företag.
- Till den norska elnätsregleringen är det kopplat en forskningsförordning, där 0,3% av intäktsramen får användas till FoU-projekt under förutsättning att dessa är godkända av regleringsmyndigheten, NVE
- Det är tydligare vad som gäller angående batterilager i elnätet, där NVE klargjort att elnätsbolagen inte kommer att få äga batterier på sikt, men att de kan få dispens under en övergångsperiod för att testa funktionerna.

Utöver dessa skillnader kan det anses att den norska regleringsmyndigheten, som också fungerar som energimyndighet, har en mer öppen och proaktiv inställning till forskning, utveckling och nya tekniker än i många andra länder, inklusive i Sverige. En fördel är också att myndigheten själva hanterar forskningsanslag och utlysningar. NVE är inte bara med och deltar i flera stora forskningsprojekt själva; elnätsbolagen vittnar också om att de har en positiv inställning till FoU och är flexibla med att göra undantag och låta elnätsbolagen testa. En av intervjupersonerna jämförde själv med kollegor i Tyskland som hävdade att de aldrig hade fått tillstånd till att genomföra liknande tester som det norska bolaget gjorde i sitt projekt.

2020-04-30

POWER CIRCLE

Electricity for sustainable energy

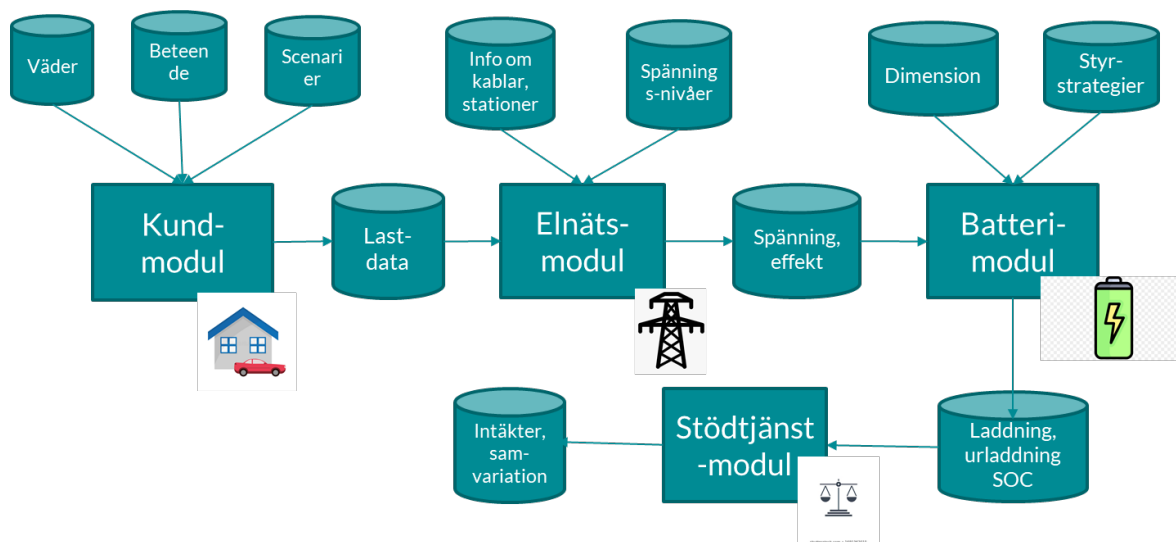
En slutsats från de norska intervjuerna är att de flesta projekt som drivs inom flexibilitet och batterilager i elnätet aldrig hade kunnat komma till stånd utan forskningsförordningen – en funktion som helt saknas i den svenska elnätsregleringen i dag.

BATTERIER I ELNÄTET - FALLSTUDIER OCH BERÄKNINGAR

Huvudsyftet med simuleringarna var att göra kvantitativa analyser av hur effektivt batterilösningar kan lösa teknoekonomiska problem i elnät med stor andel solel och elbilar.

Modellen består av fyra delmoduler: 1) kund, 2) elnät, 3) batteri, samt 4) stödtjänster (se bild nedan). Modulerna beskriver olika viktiga aspekter som behöver tas i beaktning när en batterilösning i elnät ska utvärderas. Varje delmodell tar in indata, gör beräkningar, och matar utdata som sedan används i nästa delmodell. Exempelvis simuleras kundlast med beteendedata från slutanvändardagböcker, väderdata, samt antaganden om hur många av kunderna som har elbilar etc. Utdata från delmodellen blir beräknad lastdata för varje kund som sedan stoppas in i elnätsmodellen, där man får ut effektflöden och spänningsvärden för olika noder av kraftsystemet.

De respektive delmodellerna beskrivs i mer detalj i separata kapitel nedan.



En schematisk bild över modellstrukturen., Modellen består av fyra moduler och har ett ömsom beroende av varandra.

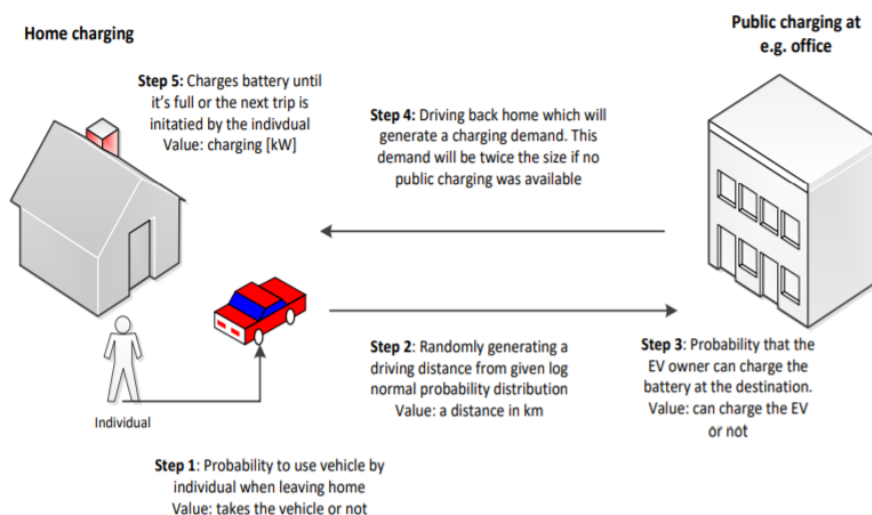
Lastprofiler

Lastprofilerna i småhus simulerades med en botten-upp simuleringsmodell som är beskriven i Sandels (2014)⁷¹. Lastmodellen består av tre separata moduler: (i) slutanvändarnas beteende (simuleras med Markovkedjor), (ii) apparat och varmvattenanvändning som huvudsakligen drivs av beteende och (iii) uppvärmning/kylning som främst påverkas av väder och byggnadsfysik. Modellen har utökats med laddning av elfordon samt solelproduktion. Dessa två moduler kan återspegla framtida användningsmönster där transportsektorn är elektrifierad och småskalig produktion är vanligare.

⁷¹ Sandels 2014, Claes Sandels, Joakim Widén, Lars Nordström, Forecasting household consumer electricity load profiles with a combined physical and behavioral approach, Applied Energy, 2014

Denna lastmodell gör det möjligt att simulera lastprofiler på en lastnivå för en person i en byggnad, en grupp individer i en byggnad (t.ex. ett hushåll) eller en aggregering av byggnader. Varje individ har ett stokastiskt belägningsbeteende som i sin tur kommer att korrelera med en energianvändning av apparater och varmvatten, tillsammans med behov av att värma, kyla och ventilation. Dessa parametrar kan beräknas för en grupp hushåll och byggnader. Allting i modellen är parametersatt så att man kan avspejla godtyckliga användarfall, såsom byggnadens fysik, typ av värmesystem, antalet individer i hushållet, energieffektivitet på apparater, körmönster för elbil, storlek på elbilsladdare, storlek på solpanel, etc. Data för utomhustemperaturer och solstrålning samlas in för att kunna simulera lasten för ett geografiskt område. Modellen kan spotta ut lastnivåer ner på en minuts upplösning.

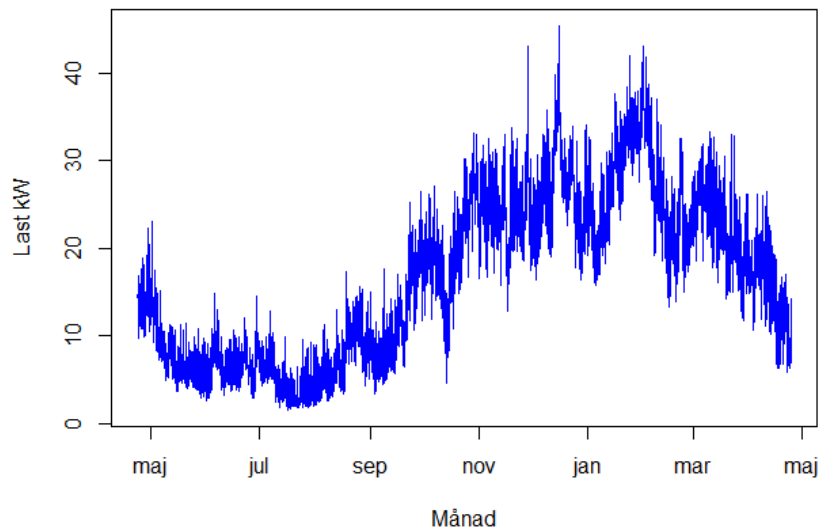
En förenklad modell för användning av elfordon och laddning av batteriet har utvecklats. Modellen är strukturerad som ett antal steg, där varje steg representerar en distinkt process som kommer att påverka EV-användning och laddningskravet hemma. Processen är visualiserad i figuren nedan.



Det är dock viktigt att betona att dessa framtida scenarier inte innehåller någon möjlighet till styrd laddning eller utnyttjande av kundflexibilitet och därför i sig är att betrakta som en typ av värsta fall. Detta gjordes då elnätsbolagen ofta vill se hur nya tekniker fungerar i ett värsta fall, men det påverkar naturligtvis dimensioneringen av batterier och kabelförstärkningar.

För att utvärdera lastmodellen så har lastdata samlats in från två olika lågspänningsnät i Sverige: Jämtkraft och Trollhättan Energi. I dessa nät finns främst villakunder. I figuren nedan presenteras den aggregerade lasten för de nio kunderna i Jämtkraft nät på timbasis.

Som synes i figuren så har lasten en tydlig säsongsmässiga variation med högre förbrukning under vintern p.g.a. elanvändning för värmebehov. Denna lastprofil är typisk för småhuskunder.

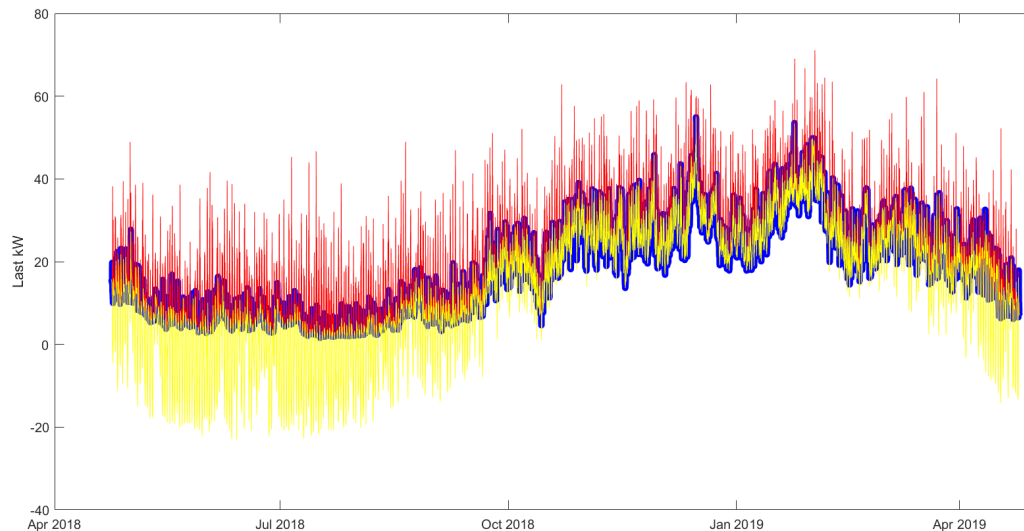


Med denna lastprofil som grund så lägger vi på scenarier för solel och elbilar för att studera hur lasten förändras, samt hur viktiga nyckeltal för nätägaren påverkas. Dessa tre scenarier studeras:

1. Alla kunder har elbil (20 kWh-batteri) med långsamladdare hemma (11 kW)
2. Alla kunder har en större soleanläggning på 5 kW
3. Alla kunder har både elbil med långsamladdare och en mindre soleanläggning

Körmönster har samlats in från trafikverket, samt solstrålningsdata för Östersund från SMHI för tidsperioden.

I figuren nedan visas de nya aggregerade lastprofilerna för samtliga tre scenarier, samt profilen för basfallet som referens. Dessa profiler har genererats med den simuleringsmetodik som har beskrivits ovan.



Aggregerade lastprofiler för Jämtkraftnätet för olika scenarier. Blå kurvan: basfallet, Röda kurvan: Alla kunder har elbil med 11 kW-laddare, Gula kurvan: alla har soleanläggning på 5 kW.

Som synes ökar elbilsladdningen dygnstopplasterna över hela året. Solelsproduktionen ger ett elöverskott (negativ last) under sommarhalvåret. Dessa tidsserier kan översättas i nyckeltal som ger indikation på hur de påverkar en nätägars verksamhet. Dessa nyckeltal är lastfaktor, minimal-last och maximal-last. Lastfaktorn är ration mellan medellast och maxlast över en given tidsperiod, vilket indikerar utnyttjandegraden av elnätet. Desto högre lastfaktor för nätägare desto bättre. Minimumlasten är den lägsta registrerade förbrukningen under året. Den ger en indikation på eventuella problem med spänning som kan dyka upp i synnerhet landsbygdsnät. Maximum-förbrukning ger en indikation på hur nätet behöver dimensioneras för att hantera högre effektflöden i nätet.

I tabellen nedan sammanställs resultaten för nyckeltalen för de olika scenarierna samt basfallet som referens.

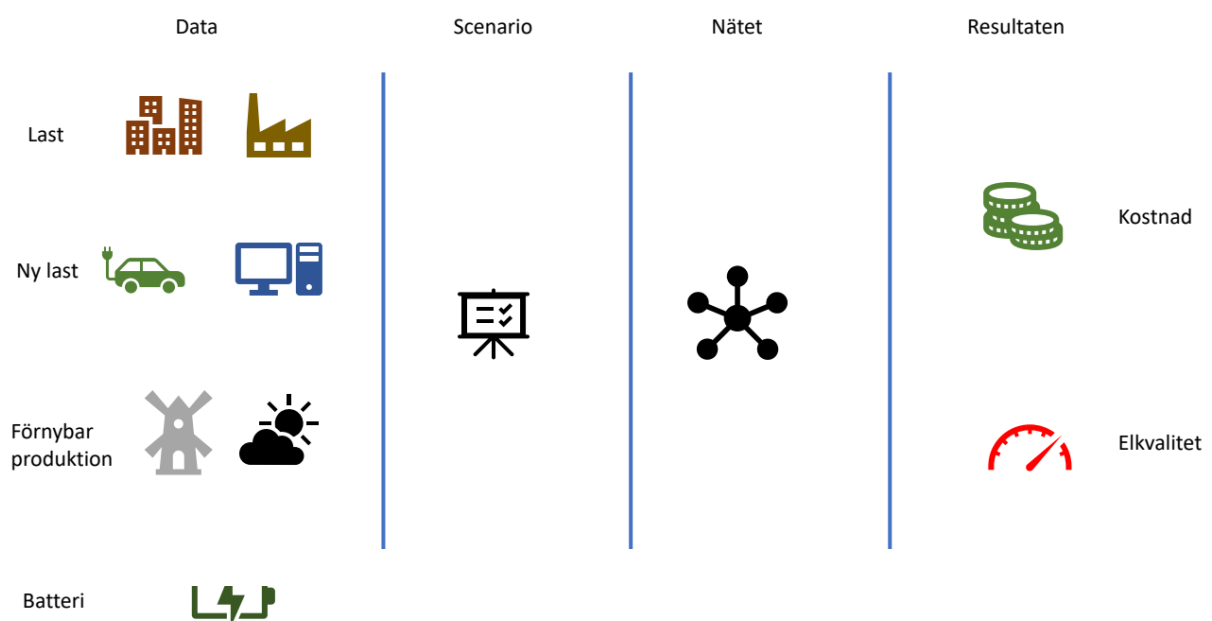
Scenario	Lastfaktor	Min	Max
Basfallet	54,9%	1,5 kW	54,9 kW
Elbilar	29,7%	1,5 kW	71,8 kW
Solel	26,1%	-23,2 kW	54,8 kW
Elbilar + solel	24,7%	-21,8 kW	70,65 kW

Lastfaktorn försämras i samtliga scenerier jämfört med basfallet. Elbilar ökar maxförbrukning, samt solel minskar minförbrukning, samtidigt som den inte påverkar maxförbrukning. Dvs maxbelastningen sker vid ett tillfälle då solelproduktionen är noll. Återigen är det dock viktigt att betona att dessa scenarier helt saknar smart styrning av elbilsladdning eller anpassning av kundens lastanvändning till produktion av solel.

Elnätsmodell

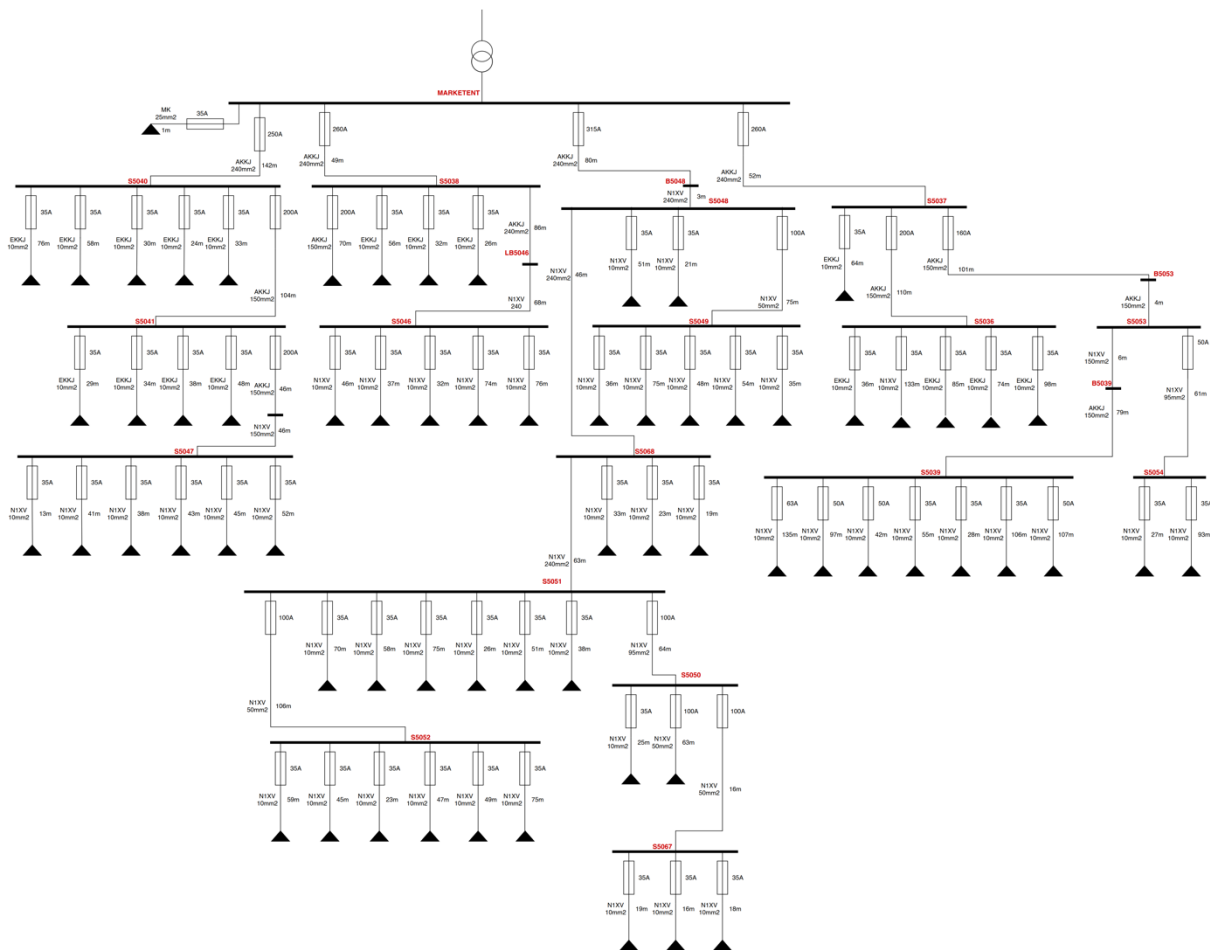
Två elnät simulerades i projektet. Ett nät, från Jämtkraft, representerade ett villaområde i landsbygd, medan det andra, från Trollhättan, representerade ett tätbebyggt villaområde. För varje nät simulerades de olika scenarier som presenterats ovan i lastprofilsmodellen.

I figuren nedan presenteras de modellkomponenter som används för att simulera näten. Resultaten från simuleringarna visar påverkan av framtida anslutningar av elbilar och solceller på nätets elkvalitet. Investeringskostnad för nätförstärkning och alternativ batterikostnad beräknades också i det fall nätförstärkning behövdes.



Trollhättan

Trollhättans nät representerar ett tätbebyggt område och har 66 kunder anslutna. Alla kablar i nätet var relativt sett grövre än Jämtkraftsnätets kablar. Kunden längst ut i nätet var ansluten 390 m från transformatorn. Figuren nedan visar ett diagram över nätstrukturen.

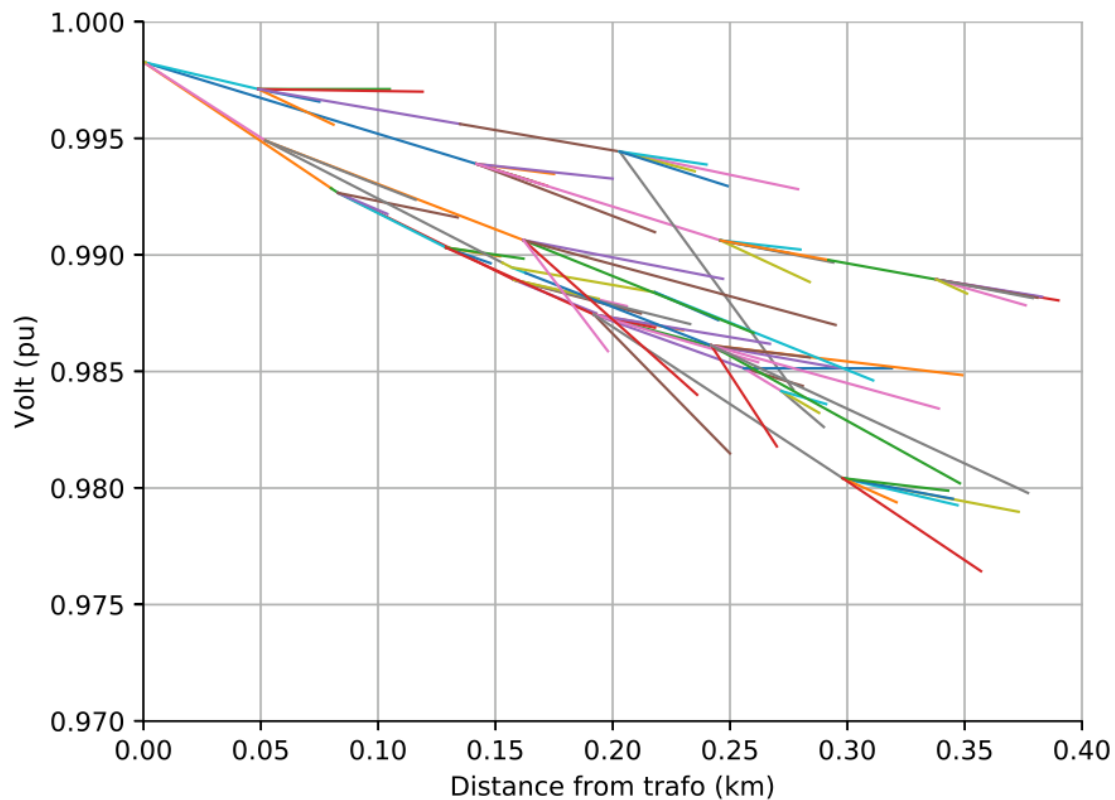


Trollhättans nät var tillräckligt starkt under alla scenarier, se tabellen nedan. Den högsta spänningen ökade med 2% när solceller installerades. Nätförlusterna var låga under alla simuleringsfall, som högst 1,5% av levererad energi. Dessutom var den högsta belastningen i transformatorn lägre än 50% av transformatorns märkeffekt under samtliga scenarier. Spänningen varierade mellan +0,02 pu och -0,055 pu i alla scenarier. Solceller ledde inte till överspänning i nätet, medan elbilar ledde till ett litet spänningsfall, 0,5% jämfört med nuvarande last. Det tyder på att nätet var ganska starkt i nuläget. Underspänning (spänning lägre än 0,90 pu) uppträder alltså aldrig i nätet.

Elkvalitetsresultat för Trollhättans nät.

	Nuvarande last	Last + solcell	Last + elbil	Last + solcell + elbil
Nätförluster (%)	1%	1,4%	1,3%	1,5%
Trafo hög last (%)	40	40	44	44
Högsta spänning (pu)	1,00	1,02	1,0	1,02
Lägsta spänning (pu)	0,95	0,95	0,945	0,945
Underspänningstimmar	-	-	-	-

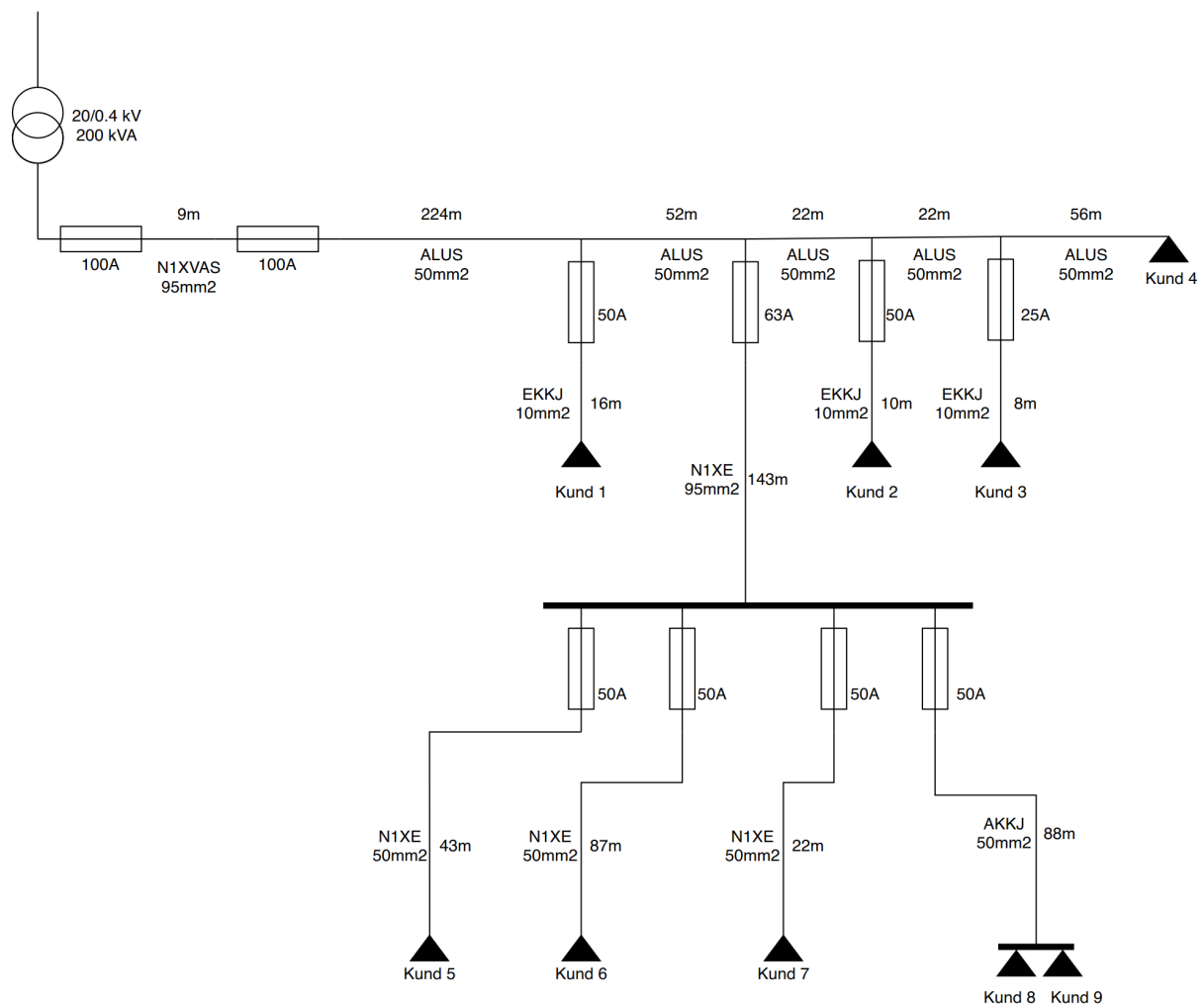
Spänningsprofil i en slumpmässigt vald timme visas i figuren nedan. Spänningsprofilen åskådliggör spänningsfallet i varje kabel i nätet.



Spänningsprofil i Trollhättans nät i en slumpmässigt vald timme.

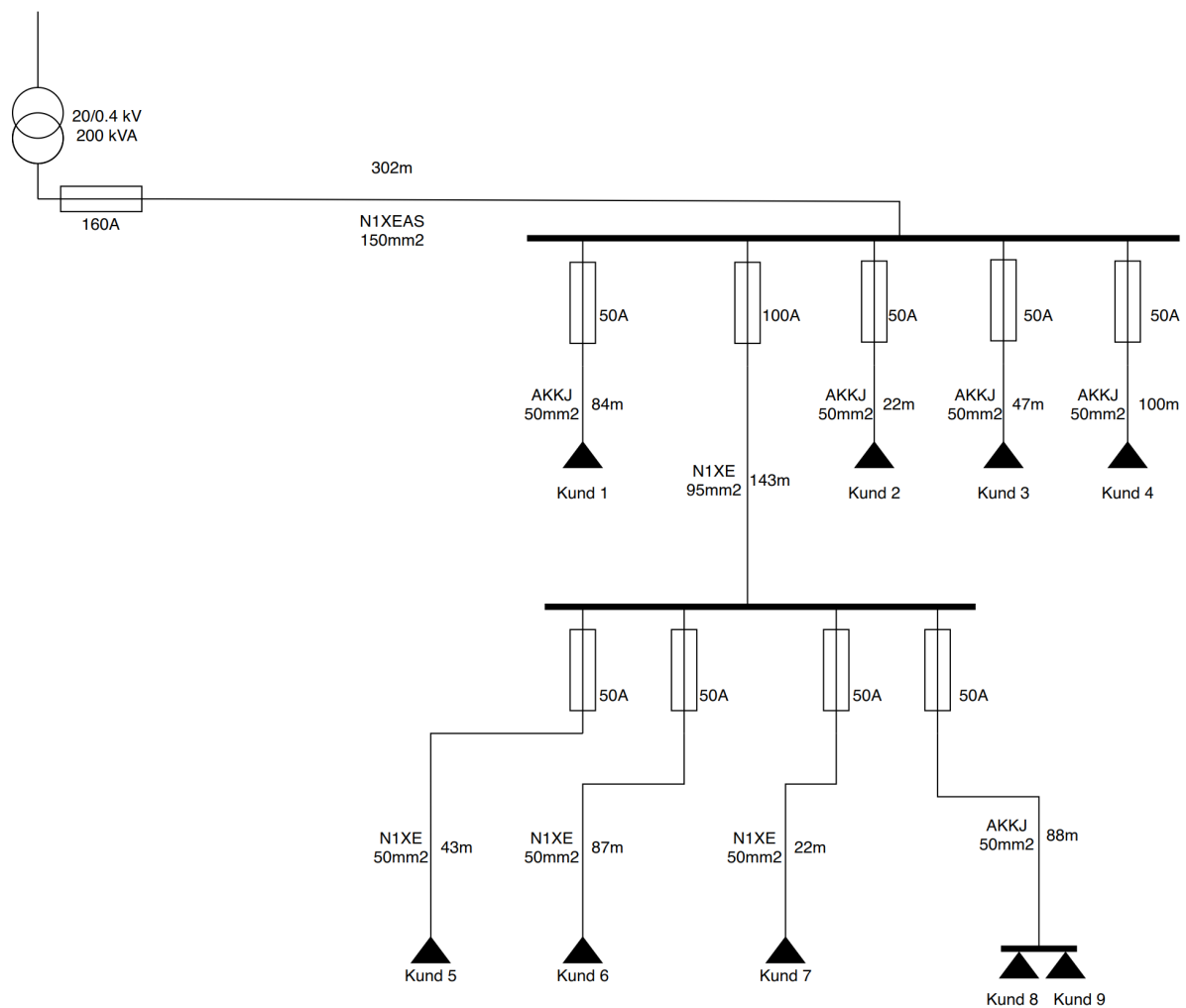
Jämtkraft

Jämtkrafts nät består av 9 kunder, och det representerar ett villaområde på landsbygden. Kablarna i nätet var relativt mindre än kablarna i Trollhättans nät. Kunden längst ut i nätet var ansluten 516 m från transformatorn. Nedanstående figur visar ett diagram över nätstrukturen.



Nättdiagram över Jämtkrafts gamla nät.

Nätet hade redan spänningsproblem med nuvarande last. Därför byggdes det om under projektiden. Det nya nätet visas i figuren nedan. Som synes byggdes hela den övre delen av nätet om. Totalt byggdes nätet ut med 550 m kablar och 420 m kablar revs ner.



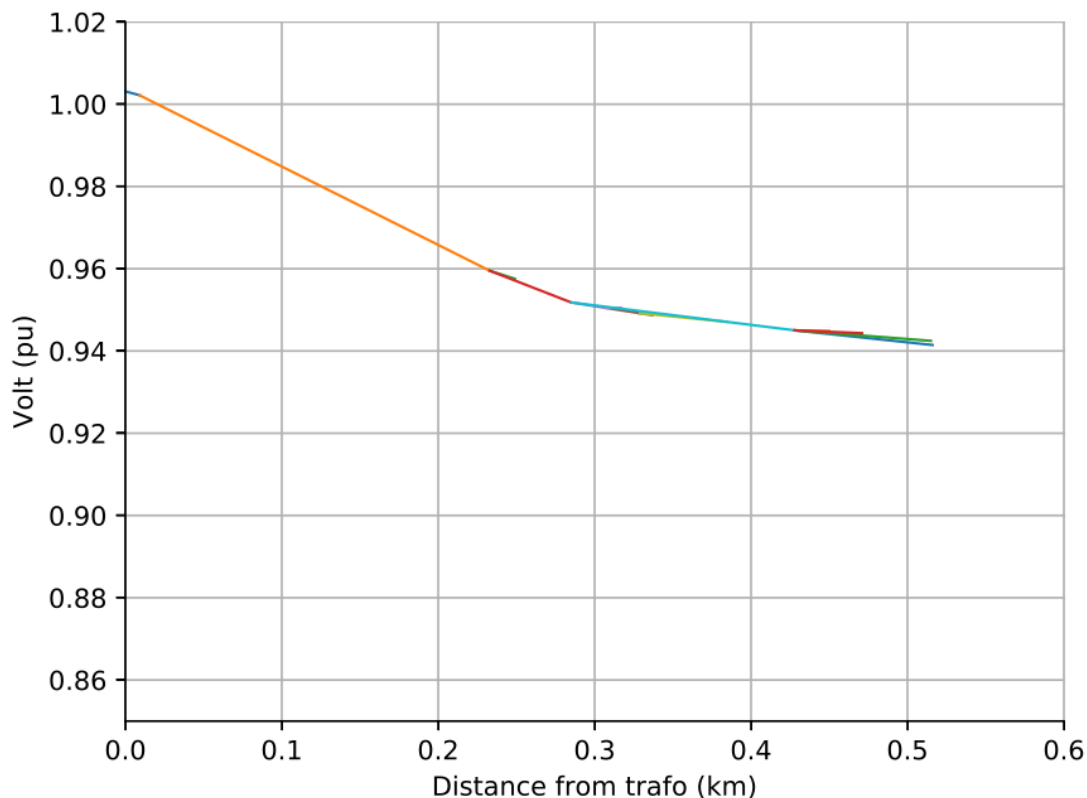
Nättdiagram över Jämtkrafts nya nät.

Tabellen nedan visar elkvalitetsresultat under alla simulerade scenarier. Lägsta spänning i nätet var 0,94 pu i nuvarande situation och elbilsscenariot minskade den med 5%. Spänningen i nätet var lägre än 0,90 pu bara en timme under året. Samtidigt ökade transformatorns högsta last med 43%. Nätförlusterna var lägre än 4% av levererad energi i alla scenarier. Den högsta spänningen ökade med 0,03 pu när solceller installerades.

Elkvalitetsresultat för Jämtkrafts gamla nät.

	Nuvarande last	Last + solcell	Last + elbil	Last + solcell + elbil
Nätförluster (%)	3%	3,6%	3,5%	3,9%
Trafo hög last (kVA)	51	51	73	73
Högsta spänning (pu)	1,00	1,03	1,00	1,03
Lägsta spänning (pu)	0,94	0,94	0,89	0,89
Underspänningstimmar	-	-	1	1

Spänningsprofilen i Jämtkrafts gamla nät visas i nästa figur. Figuren visar att det är ett fåtal kablar som står för det mesta av spänningsfallet i nätet. Den ursprungliga ALUS 50 mm²-kabeln, 224 m lång, var undermåligt dimensionerad för nätet. På grund av det byggdes hela den övre delen av nätet om under projekttiden (jämför figurerna för nya och gamla nätet).



Spänningsprofil i Jämtkrafts gamla nät en slumpmässig vald timme.

Resultaten för det nya nätet presenteras i nedanstående tabell. Generellt förbättrade ombyggnaden elkvaliteten i nätet. Ny lägsta spänning blev 0,95 pu, dvs. en förbättring på 6%. Dessutom halverades nätförlusterna till under 2% av levererad energi.

Elkvalitetsresultat för Jämtkrafts nya nät.

	Nuvarande last	Last + solcell	Last + elbil	Last + solcell + elbil
Nätförluster (%)	1,3%	1,6%	1,5%	1,7%
Trafo hög last (kVA)	49	49	70	70
Högsta spänning (pu)	1,00	1,02	1,0	1,02
Lägsta spänning (pu)	0,97	0,97	0,95	0,95
Underspänningstimmar	-	-	-	-

Worst case scenario

Tillsammans med referensgruppen beslutades att även ett "worst case scenario" skulle tas fram. Detta scenario simulerar lasten under två dagar en så kallad 10 års vinter. Resultaten för scenariot i alla nät visas i tabellen nedan.

Elkvalitetresultat för det värsta 2 dagarsscenarioet för alla näten.

	Trollhättans nät	Jämtkrafts gamla nät	Jämtkrafts nya nät
Nätförluster (%)	3,3%	8,7%	3,5%
Trafo hög last (kVA)	1072 (134%)	147	108
Högsta spänning (pu)	1,05	1,00	1.00
Lägsta spänning (pu)	0,899	0,81	0.93
Underspänningstimmar	2	56	-

I Trollhättans nät var transformatorn 34% överbelastad. Dessutom skedde underspänning i 2 knutpunktstimmar (sammanlagt antal timmar med underspänning summerat över alla berörda kunders knutpunkter) i nätet.

I Jämtkrafts gamla nät var förlusterna nästan 9%. Spänningskvalitet var också ett problem. Lägsta spänning var 0,81 och underspänning förekom i 56 knutpunktstimmar under två dagar.

Jämtkrafts nätombyggnad ledde till en märkbar förbättring (0,12 pu) i spänningskvalitet i det här scenariot. Dessutom halverades förlusterna i nätet. Det visar att ombyggnaden förstärkte nätet för framtidens last i det värsta scenariot och att nätet klarade det värsta scenariots last utan problem.

Batterimodell

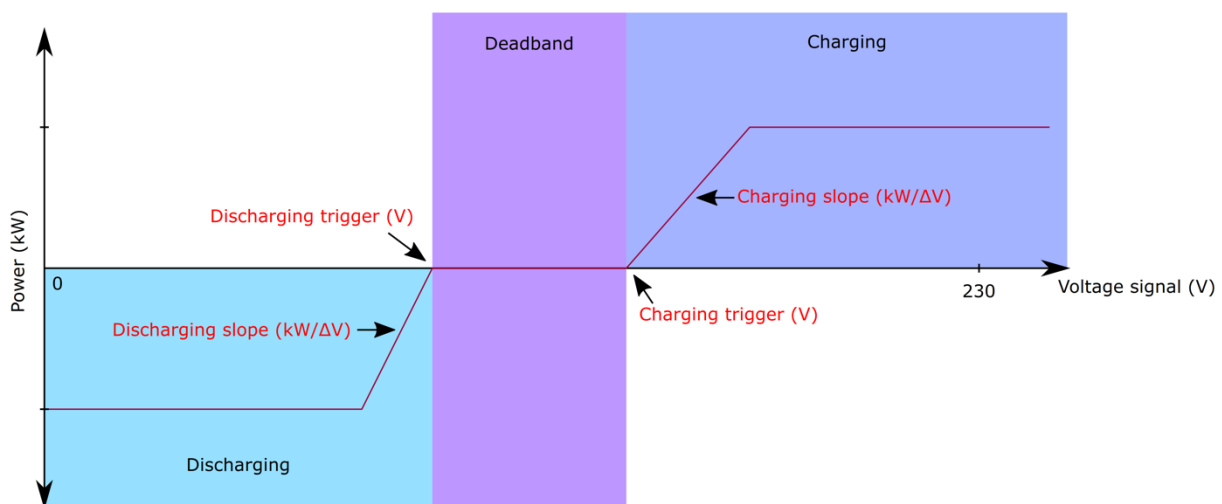
Syftet med batterisimuleringarna var att hindra nätets lägsta spänning att underskrida 0,95 pu. I Trollhättans nät var spänningen mindre än 0,95 pu under 14 knutpunktstimmar (sammanlagt antal timmar med underspänning summerat över alla berörda knutpunkter). I Jämtkrafts gamla nät understeg spänningen 0,95 pu under 2981 knutpunktstimmar. I det nya nätet var spänningen som lägst 0,95 pu.

I alla föregående simuleringar användes timupplösning då detta var upplösningen hos last-datat. Spänningskvalitet bör egentligen beräknas med 10 min medelvärden, då medelvärdet över 10 min måste vara mellan 1,10 pu och 0,90 pu. För att kompensera för detta använde vi en snävare gräns för spänningsfall vid batterisimuleringarna. Enbart fallet med elbilar simulerades med batterier. Anledningen till det är att fallen med solelproduktion inte ledde till någon överspänning i näten.

Eftersom batteriernas huvudsyfte i simuleringarna var att motverka spänningsfall i näten antogs att batterierna bara skickar ström nedströms i näten. Dessutom antogs att batterierna

var en nätkomponent och inte en kundägd komponent. Därför placerades batterierna inte vid kundens anslutningspunkt utan ute i nätet. Antagandet är alltså att det är fysiskt möjligt att placera ett batteri där, dvs. att det är möjligt att ansluta ett kabelskåp med batteri var som helst i näten. Batteriet placerades efter kabeln med högst spänningsfall, eftersom batteriet då kan minska spänningsfallet i den specifika kabeln. I bästa fall kan batteriet ersätta kabeln; då är strömmen i kabeln 0 A. I det fallet är spänningen före och efter kabeln lika.

Batteristyrning skedde baserat på en spänningssignal från den punkt som har den lägsta spänningen. I Jämtkrafts gamla nät var en sådan signal tillräcklig för styrningsalgoritmen. En spänningssignal räckte inte i Trollhättans nät för att lösa spänningsproblem för alla kunder i nätet. Anledning till det var att det fanns flera kunder (i slutet av en radial) som hade spänningsproblem. Spänningen hos var och en av dessa kunder var lägre än 0,95 pu vid respektive kunds toppeffekt. Detta inträffade alltså inte samtidigt för alla dessa kunder. På grund av det antogs att spänningssignalen representerade den lägsta spänningen hos alla dess kunder, dvs. den lägsta spänningen hos flera kunder, inte bara en kund.



Ett diagram som visar hur batteristyrning reagerar på spänningssignal.

Figuren ovan visar hur styrningsalgoritmen reagerar på spänningssignalen. Batteriet laddar när spänningen överstiger en tröskelspänning, och laddar ur när spänningen understiger ett annat tröskelvärde. Laddnings- och urladdningseffekt är baserad på värden för lutningen ($\text{kW}/\Delta V$). Detta ger 4 värden som bör optimeras för batteristyrning, markerade med röd färg i figuren ovan. Dessa värden optimerades med en "trial and error"-metod.

Ett NorthVolt-batteri valdes för simuleringarna. Parametrarna för batteriet redovisas i tabellen nedan.

Batteriparametrar som användes i simuleringen ⁷².

Parameter	Värde
Kapacitet	94 kWh
Toppeffekt	94 kW
Laddning och urladdning effektivitet	90%

Styralgoritmens parametrar samt antal batterier som behövdes i Trollhättans nät och Jämtkrafts gamla nät visas i tabellerna nedan.

Parametrar för styralgoritm som användes i Trollhättans nät.

Parameter	Värde
Antal batterier	1
Tröskelnivå för laddning	221 V (0,96 pu)
Tröskelnivå för urladdning	218 V (0,95 pu)
Lutning för laddning	3,13 kW/ Δ V
Lutning för urladdning	52,22 kW/ Δ V

Parametrar för styralgoritmen som användes i Jämtkrafts gamla nät.

Parameter	Värde
Antal batterier	3
Tröskelnivå för laddning	221 V (0,96 pu)
Tröskelnivå för urladdning	218 V (0,95 pu)
Lutning för laddning	5,13 kW/ Δ V
Lutning för urladdning	11,28 kW/ Δ V

I Jämtkrafts nät behövdes tre batterier för att för att säkerställa att batteriet inte står tomt flera dagar i rad, dvs. för att säkerställa att batteriet är tillgängligt för spänningsreglering under hela simuleringstiden. Lutningen för urladdning varierade mellan Trollhättans nät och Jämtkrafts gamla nät på grund av dels antalet timmar som batteriet behövdes, dels effekten som behövdes under de timmarna.

⁷² NorthVolt Badass Voltpack INR21/70 Energy batteri, <https://northvolt.com/solutions>

EKONOMISKA OCH LEGALA FÖRUTSÄTTNINGAR

Lönsamhet för batterilager i elsystemet

Litiumjonbatterier står idag för 90% av installerad batterikapacitet globalt⁷³. Detta beror bland annat på att priserna drivits ned på grund av den forskning och utveckling som skett inom fordonsbranschen och elektronikbranschen. Det finns dock även andra tekniker, exempelvis NiMH, som lämpar sig för stationära installationer där inte samma utrymmesbegränsningar finns som i fordon och elektronik. Batterikostnaderna har sjunkit med 85% mellan 2010 och 2018, och enligt Bloomberg New Energy Finance kan 150 gånger så stor batterikapacitet förväntas vara installerad 2040 jämfört med 2018⁷⁴. Enligt Rocky Mountain Institute förväntas olika batterityper kunna konkurrera prismässigt med ny gaskraft mellan 2018-2024 och med existerande gaskraftverk redan 2022-2027⁷⁵.

Trots sjunkande priser på battericeller är ofta investeringskostnaden för stationära system hög jämfört med traditionella nätkomponenter. Förutom battericellerna tillkommer styrsystem och elektronik samt byggnad och brandsäkerhetsutrustning mm. Att bedöma lönsamhet och nytta för ett batteriprojekt kan därför vara komplicerat, inte minst på grund av att det finns många olika potentiella nyttor för olika aktörer. Investeringskostnaden jämfört med en annan komponent är bara en del. Det är också möjligt att minska nätkostnader och förluster genom att batteriet levererar nättjänster, som tex spänningsstöd.

I andra fall kan lönsamheten komma från minskad kostnad för el, antingen genom ökad konsumtion av egenproducerad el eller genom att kapa lasttoppar. Ett batteri kan också minska behovet och därmed kostnaden för nödströmslösningar som dieselgeneratorer.

Ett tredje område där ett batteri kan vara lönsamt är genom att generera direkta intäkter eller vinster. Detta kan ske på kraftmarknaden, dvs då batteriet laddas med billig el och säljer med vinst när elpriserna är högre. Eller så kan batteriägaren få betalt för att tillhandahålla andra tjänster eller handla på andra marknader. Ett exempel på detta är om batteriet används för frekvensstöd på balansmarknaden.

De fåtal studier som gjorts i Sverige idag visar att batterier oftast inte är lönsamma enbart för att ersätta nätinvesteringar med dagens priser, men att de kan väntas bli konkurrenskraftiga inom tio år för vissa typer av investeringar^{76,77,78}.

⁷³ <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Enabling-Technologies>

⁷⁴ <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>

⁷⁵ Tyson, Madeline, Charlie Bloch. Breakthrough Batteries: Powering the Era of Clean Electrification. Rocky Mountain Institute, 2019. <http://www.rmi.org/breakthrough-batteries>

⁷⁶ Eklund, 2019 Utökad nytta av befintligt energilager, Examensarbete Umeå Universitet

⁷⁷ Rosenlund & Ärnström 2016, Energilager vs Nätförstärkning, Examensarbete Lunds Universitet

⁷⁸ Bergstedt & Nyström, 2018, Batteries vs Cables, Examensarbete Chalmers

Studier visar att storskaliga batterier kan vara lönsamma redan idag om de kan generera nytta från flera intäktskällor, så kallad service stacking. I en norsk studie som gjordes av SINTEF⁷⁹ visades att det kan vara mest lönsamt att använda batteriet för att buda in på frekvensregleringsmarknaden, FCR-N. Detta kan vara lönsamt redan vid batteripriser på ca 1500 Euro/kWh, vilket är högre än dagens priser för större installationer. Denna modell kräver att batterierna faktiskt kan delta på balansmarknaderna, vilket i sin tur beror på batteriets storlek, eftersom det finns minimigränser för marknadens bud.



I den norska studien utvärderades också en ägarmodell där en tredjepartsaktör antogs äga batteriet och använda det i huvudsak till att buda in på FCR-N, men där ett antal timmar per år reserverades för att sälja tjänster till ett nätbolag som behövde förstärkning under en begränsad period. Denna modell visade sig vara mycket lönsam samhällsekonomiskt, då det uppskattade timvärdet på utebliven inkomst från FCR-N, inklusive förluster i batteriet, var 0,83 cent; att jämföra med en investeringskostnad på ca 30 000 – 60 000 EUR/km för en kabeluppgradering. Ett elnätbolag som har problem under ett mindre antal timmar per år kan alltså skjuta upp investeringskostnaden eller helt ersätta den med att köpa batteritjänster under dessa timmar för en bråkdel av kostnaderna för att investera i ny ledning.

Ekonomisk analys

Data gällande batterikostnader för olika kemier och tillämpningar har samlats in från ett antal olika referenser. Denna data har sammanställts i tabellen nedan. Kostnaden per installerad kWh hamnar i intervallet \$/kWh 200 till \$/kWh 600 för elnätsapplikationer. Notera att kostnaden för ett batteri i grova drag kan delas upp i energi (batteriets kemi) och effekt (ex. växelriktare och styrutrustning). Relationen mellan energi och effekt ger ett batteris C-tal, dvs batteriets uthållighet för maximal kapacitet. Exempelvis om C-talet är 0,5, så har batteriet dubbelt så stor energilagringsskapacitet som effekt. Det här talet påverkar batteriet totala kostnad eftersom det kan öka belastning och åldring av batteriet. Hur ofta och hur mycket batteriet cyklas påverkar och batteriets kostnad. Ett batteri förväntas klara ett visst antal cykler av Depth of Discharge (DOD), exempelvis 1000 sådana cykler som batteritillverkaren kan garantera.

Prismodeller för energilager är komplicerade eftersom det skiljer mycket mellan olika teknologier, systembalansering, installationskostnader och overheadkostnader. Batterilagret som valts för att avhjälpa spänningsproblematik i simuleringsdelen av denna studie är

⁷⁹ Achin, B, Berg K, Petersen I. Techno-Economic Analysis of battery storage for peak-shaving and frequency containment reserve. Sintef 2019

282kWh/73kW. Kostnaden för ett 4-h batteri som kan användas nättapplikationer kostar ca 380\$/kWh, där 209\$/kWh av kostnaden är batteripaket och 171\$/kWh är overhead, installation och systemkostnader. Enligt en policyrapport från EU⁸⁰ kan relationen mellan priset för €/kWh och €/kW kan approximeras till 2,3:1. Med dessa antaganden skulle batterikostnaden för installationen i denna studie uppgå till ca 1,7MSEK⁸¹.

Applikation	Kostnad energi Euro per kWh ⁸²	Kostnad effekt Euro per kW	# cykler per år 80% DOD	Specifikation (MW/MWh/h)	Systemgaranti/ livslängd (år)
Distribution ⁸³	207 - 410	0 – 64	25	10MW/60 MWh (6h)	20 år
Industri stand- ⁸⁴ alone system	211 – 486	2 – 197	350	1 MW/2 MWh (2h)	10 år
Distribution ⁸⁵	500 - 650		350		10 år (garanterar 5000 djupcykler)
Distribution ⁸⁶	454	-		60 MW/120 MWh (2 h)	
Distribution ⁸⁷	601			60 MW/60 MWh (1 h)	

Batterier som leverantör av stödtjänster

Som konstaterats ovan är ett viktigt sätt att få lönsamhet i befintliga batteriprojekt som drivs runt om i världen är att handla på olika marknader för stödtjänster. Teoretiskt sett kan batterier leverera till de svenska marknaderna redan i dag, men med dagens utformning av marknaderna är de snabbare produkterna att föredra. Detta eftersom mFRR⁸⁸ ställer krav på stora budvolymen och en timmes uthållighet, vilket idag är dyrt att leverera. De reserver som efterfrågar bud på 0,1 MW är lättare att uppfylla med mindre mängd resurser.

På sikt skulle många batterier som aggregeras samman kunna bidra även till mFRR. Men ännu hellre skulle marknaderna utvecklas så att budvolymen inte behövde vara lika stor eller tidsfönstret att leverera i så långt. Dessutom måste batteriet i varje bud idag definieras som *antingen* förbrukning eller produktion, vilket begränsar möjligheten att delta med det som mest behövs. Med vissa förändringar skulle batteriers deltagande kunna underlättas.

⁸⁰ Tsiropoulos Ioannis, Tarvydas Dalius, Lebedeva Natalia, (2018) Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications, Publications Office of the European Union

⁸¹ Beräkningen enligt: $(282 \cdot 380 + 73 \cdot 380 \cdot 2,3) \cdot 10 = 1,7 \text{ MSEK}$.

⁸² Originaldata är i US dollar i Lazardrapporten. Konverterat till Euro med en rate på att 1 US dollar = 0,91 Euro (datum: 2019-11-27) för att kunna jämföra med Lazards siffror.

⁸³ Lazard 2019 – Lazard's leveled cost of storage analysis, lazard, 2019

⁸⁴ Ibid.

⁸⁵ Ölund 2019, intervju med Christian Ölund, Nilar

⁸⁶ Ran Fu 2018, Ran Fu, Timothy Remo, and Robert Margolis, U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark, NREL, 2018

⁸⁷ Ibid.

⁸⁸ manual Frequency Restoration Reserve. Läs mer om budstorlekar och de olika produkterna för stödtjänster här: <http://www.powercircle.org/stodtjanster.pdf>

I flera andra länder används redan batterier till frekvensreglering. I Tyskland är batterilager en viktig resurs på primärregleringsmarknaden med över 200 MW batterikapacitet som förkvalificerad för att delta, vilket utgör mer än 30 % av marknaden^{89,90}. Även i UK används batterilager som frekvensregleringsresurs, bland annat genom den 22 MW batteripark som Vattenfall byggd på uppdrag National Grid⁹¹.

I Sverige inleder Svenska kraftnät nu försök med att låta batterier delta på FCR-D-marknaden under fler timmar än vad som tidigare varit möjligt, för att öka kunskapen om LER (Limited Energy Reservoirs) och dess påverkan på kraftsystemet som helhet samt att öka antalet leverantörer av FCR-D och därmed likviditeten på marknaden⁹². Under en tvåårsperiod kommer en viss andel LER tillåts delta samtliga timmar på dygnet. Till en början kommer den volymen vara 20 MW för att sedan ökas stegvis till 60 MW⁹³.

Batterier skulle också kunna delta på framtida⁹⁴ marknader för ännu snabbare produkter, exempelvis FFR som införs i Sverige i år. Batterilager som snabbt frekvenssvar har bland annat studerats på Irland där det visades att 360 MW batterikapacitet skulle kunna ersätta 3000 MW synkrongeneratorer och säkerställa balans i elsystemet⁹⁵. FFR-marknaden som introduceras i år är dock inte optimalt utformad då avrop endast sker två gånger i veckan, något som gör att det svårt att delta med resurser som har kort planeringshorisont. För att öka möjligheten för alla tänkbara batteriinstallationer att delta skulle avrop behöva ske närmre drifttimmen.

Intäkter från frekvensregleringen

Frekvenskvalitet är ett mått på elsystemets förmåga att behålla normal operation vid växlande produktion- och konsumtionsmönster. Den nominella frekvensen i det nordiska elsystemet är 50 Hz, och dess normala operationsområde är inom 49.9 – 50.1 Hz. Frekvenskvalitet mäts med indexet "minutes outside the normal operating band" (MoNB), dvs hur ofta elsystemet är utanför normaldriftområdet. De nordiska TSOerna har satt ett mål på 10 000 min/år för det nordiska kraftsystemet enligt Regional Group Nordic (RGN). Trenden är att MoNB ökar de senaste åren, vilket indikerar att kraftsystemet opererar utanför sina designparametrar.

Balanshållningen i framtiden ställer ökade krav på systemtjänster och generell prestanda för kraftsystemet. De olika produkterna som hanterar obalanser agerar inom olika tidsintervall; FCR hanterar plötslig obalans (5-30 sek), aFRR hanterar opredikterad obalans (2 min), vilken återställer FCR och mFRR hanterar predikterad obalans (15 min), vilken återställer aFRR. En

⁸⁹ Renewable energy world (2016) Technical Report · December 2016 DOI: 10.13140/RG.2.2.12338.61129

⁹⁰ <https://www.energy-storage.news/news/german-storage-system-proves-batteries-profitable-without-subsidy>

⁹¹ <https://group.vattenfall.com/uk/what-we-do/our-projects/battery-pyc>

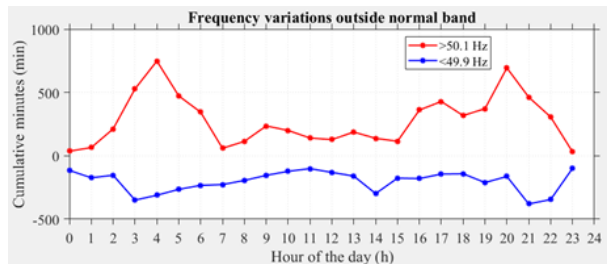
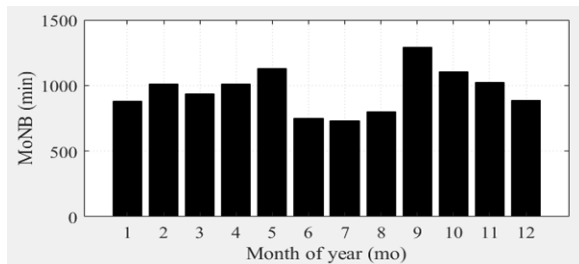
⁹² <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/elmarknad-allmant/2020/pilot-for-okad-leverans-av-stodtjanster-fran-energilagrar/>

⁹³ SvK (2020) Information om stödtjänster från energilagrar. Ärendenummer SVK/33

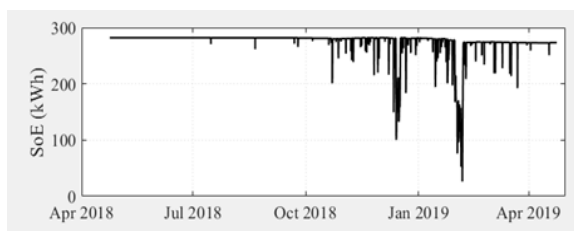
⁹⁴ <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/implementation-av-reserven-ffr/>

⁹⁵ Everoze (2017), Batteries: Beyond the spin. The dawning era of digital inertia on the Island of Ireland.

systemtjänst som är lämplig för ett batterilager är FCR, eftersom den hanterar effekt och även den nyligen introducerade FFR, som ställer krav på en snabb aktiveringstid för resursen (0.7-1.3 sek). För att frekvensreglera är det intressant att undersöka när och hur ofta elsystemet erfar över-/underfrekvenser, för att veta när en resurs kan komma att aktiveras på frekvensmarknaden. Detta överskådliggörs med hjälp av MoNB månadsvis och när på dagen över-/underfrekvensevents uppstår under året utslaget på 24 h.



Figuren ovan till vänster illustrerar MoNB för ett år månadsvis och ger en översiktsbild över hur frekvenskvaliteten förändras på årsbasis. Figuren ovan till höger illustrerar aggregerade över-/underfrekvensevents under ett år utslaget på 24 h. Resultaten från figuren till höger indikerar ett mönster i lastvariansen i elsystemet, där variationerna inträffar under en längre tid vid stora lastförändringar dvs tidigt på morgonen och sent på eftermiddagen/kvällen.



Figuren till vänster beskriver batteriets laddningsinnehåll under året för simulationen i Jämtkraft-nätet.

Batterilagret är 282kWh/73kW och utnyttjandegraden för batteriet är ca 5% av den totala kapaciteten, vilken används för att avhjälpa spänningsproblematik i nätet under vinterhalvåret, perioden november till februari. Det betyder att batteriet kan användas till stöd-tjänster under resterande tid. Under sommaren kan batteriet agera på underfrekvensfall och uppreglera (ladda ur batteriet), dock givet Figur ovan hade batterilagret endast kunnat agera på uppreglering (FCR-D). Med vetskapen om att batteriet endast används under vinterhalvåret för att avhjälpa spänningsproblematik kan batteriet också ligga på halva laddningsinnehållet under sommaren och potentiellt agera både på över-/underfrekvenser, vilket möjliggör alternativa värdeströmmar som FCR-N.

Eftersom FCR-systemtjänster i Norden anskaffas genom pay-as-bid auktioner finns inget marknadspris, istället publicerar Svenska kraftnät det viktade medelvärde som betalats till resurser som levererade tjänsterna för varje timme. Från januari 2016 till april 2019 var snittpriset för FCR-N ca 29 €/MW, samt ett lägre snitt för FCR-D på ca 11 €/MW⁹⁶. Notera att för FCR-N betyder 1 MW kapacitet upp- och nedreglering, medan FCR-D är endast uppreglering. Från nätsimuleringen skulle batteriet finnas tillgängligt för stöd-tjänster mer än 90%

⁹⁶ Swedish FCR-prices, RISE, 2019 Whitepaper

av året sett till laddningsinnehåll, dock är estimeringar av värdeströmmarna från stödtjänster komplicerade eftersom de är beroende av styrstrategi, degradering/cykling samt ekonomiska parametrar. Batterier är kapitaltunga investeringar, vilket gör att kostnaderna påverkas av räntor. Detta i kombination med varierande intäktsströmmar från stödtjänster och olika inblandade aktörer påverkar batteriinvesteringens övergripande risk.

Legala förutsättningar för elnätsbolag att äga batterilager

Många frågor när det kommer till att implementera ny teknik är beroende av vem som ska göra investeringen. Direkt ägande av batterier kan gynna elnätsbolag eftersom detta ger full kontroll och säkerhet om leveransen av batteritjänster utan att behöva gå igenom komplexa avtal med tjänsteleverantörer. Dagens incitamentsreglering uppmuntrar också investeringar snarare än inköp av tjänster.

Ett viktigt argument mot att tillåta ett elnätsföretag att äga batterier är att det kan främja installation och användning av egna batterier att framför andra flexibilitetslösningar, även när andra lösningar är bättre⁹⁷. Oro för teknikneutralitet motiverar därför att batterier bör ägas av tredjepart, liksom användarflexibilitet också ägs, administreras och erbjuds genom tredjepart. Liknande argument är risken för dubbelsubventionering och misstankar om rollsammansblandning.

Enligt de nuvarande skrivningarna i EU:s förslag inom Ren energi för alla i Europa (se figur nedan) föreslås att elnätsföretag inte ska få äga energilager, annat än om det är nödvändigt för säker nätdrift och ingen annan aktör, efter en öppen upphandling lämnat bud⁹⁸. Avsikten i direktivet är att elnätsföretag istället för att äga och driva lager ska upphandla tjänster för flexibilitet, men med aktuella formuleringar finns möjligheter till undantag.

⁹⁷ DNV-GL 2018, NVE Rapport nr 2-2018, Batterier i distributionsnätet

⁹⁸ ” Med helt integrerade nätkomponenter avses nätkomponenter som är integrerade i överförings- eller distributionssystemet, däribland lagringsanläggningar, och som används uteslutande för att säkerställa säker och tillförlitlig drift av överförings- eller distributionssystemet, och inte för balansering eller hantering av överbelastning” (Enligt artikel 2, punkt 51, Ei R2020:02)

Förslaget i Ren Energi, med Ei:s tilläggsförslag

- Förbud för DSO att äga, utveckla, driva, förvalta energilagringssystem
 - Energilagring definieras i ellagen
- Medlemsstaterna får tillåta sådana som är helt integrerade elnätskomponenter
 - Integrerade elnätskomponenter definieras i ellagen
- Medlemsstaterna får tillåta om
 - Ingen annan aktör har "medgetts rätt" eller visat sig villig till rimlig kostnad eller rimlig tid efter anbudsförfarande
 - Anläggningen krävs för säker drift och att anläggningen inte används för att köpa och sälja el, och
 - Tillsynsmyndigheten bedömt behovet, granskat anbudsförfrandandet och godkänt
- Om ett undantag beviljas kommer dock Ei med jämna mellanrum undersöka intresset från andra parter att investera i energilagringssystem. Om sådant intresse och tillgänglighet finns ska DSO:n fasa ut verksamheten kring energilagringssystemet inom 18 månader, och har i detta fall rätt till en ersättning som motsvarar restvärdet i den ursprungliga investeringen.

Under 2019 gav även regeringen Ei i uppdrag⁹⁹ att utreda hur direktivet ska implementeras i svensk lagstiftning. Uppdraget redovisades i slutet av februari och förslagen är på remiss till 5 juni och ska enligt planen träda i kraft 1 januari 2021.¹⁰⁰

Direktiven i Ren energi, och Ei:s förslag på implementering av dessa, innebär att det i praktiken kan bli svårt för elnätbolag att energilager, annat än i vissa väldigt specifika undantag och då med ett användningsområde som är begränsat endast till att säkra nätdriften. I Ei:s förslag finns dock en öppning för undantag, utöver de som ingår i själva förslaget. Detta på grund av att det är osäkert huruvida det finns en tillräckligt väl fungerande marknad för energilagringssystemet ännu. Dock är det möjligt att risken för att anläggningen måste fasas ut med 18 månaders varsel gör även detta oattraktivt.

Upphandling av flexibilitet

Antaget att det blir svårt för elnätbolag att äga energilager i framtiden måste de istället upphandla en flexibilitetstjänst av en annan aktör som äger batterilagret eller aggregerar flexibilitet från flera lager. Idag ger dock intäktsregleringen små eller inga incitament för elnätbolagen att upphandla flexibilitetstjänster istället för att göra traditionella investeringar.

⁹⁹ I2019/01668/E Uppdrag att utreda vissa genomförandefrågor gällande det omarbetade förnybarhetsdirektivet https://www.ei.se/Documents/Regeringsuppdrag/2019/2019_102050.pdf

¹⁰⁰ Ei R2020:02 Ren energi in om EU – Ett genomförande av fem rättsakter

Nuvarande reglermodell ger nätföretagen avkastning och avskrivning för de nätinvesteringar som de genomför men endast kostnadstäckning för de löpande kostnaderna. De löpande *opåverkbara* kostnaderna ersätts i sin helhet och de löpande *påverkbara* kostnaderna har ett effektiviseringskrav. Det är därför mer lönsamt för nätföretagen att investera i anläggningar som genererar kapitalkostnader, än att vidta åtgärder i nätverksamheten som medför löpande kostnader, för att uppnå samma effekt. De finns också en risk med nya tekniker att kostnader flyttas från opåverkbara till påverkbara och därmed belastas med effektiviseringskrav.

Enligt de elnätsbolag som deltagit i denna studie behöver de kunna få samma ersättning för alternativa lösningar som för nätinvesteringar för att få incitament till att utreda den samhälls-ekonomiskt bästa investeringen istället för att enbart bygga nät.

Ett steg i rätt riktning är det förslag på lagändring som lämnades in av Ei i februari¹⁰¹. Lagändringen syftar till att göra det möjligt att införa ett incitament i reglermodellen som styr mot andra lösningar än traditionella nätinvesteringar när sådana lösningar är mer kostnadseffektiva på sikt. Incitamentet ska enligt Ei:s förslag vara teknik- och lösningsneutralt och styra mot den lösning som är mest kostnadseffektiv på sikt oavsett om lösningen är en traditionell nätinvestering eller en alternativ lösning såsom en smart elnätstjänst. Förhoppningen är att ska balansera dagens tydliga styrning mot investeringar till att även styra mot alternativa lösningar när dessa är mer kostnadseffektiva på lång sikt. Avsikten är att förslaget ska införas till nästkommande reglerperiod (2024-2027).

Det finns dock en rädsla hos många branschaktörer att förslagen, om de införs alls, tidigast implementeras till reglerperioden som börjar 2028. En tydlig frustration finns hos de bolag som är intresserade av att testa alternativ till nätutbyggnad men som upplever att det i nuläget saknas incitament samt att arbetet med att förändra elnätsregleringen går för långsamt. Andra aktörer betonar samtidigt vikten av långsiktighet och förutsägbarhet och vikten att balansera dessa mot behovet av omställning.

”Just nu står vi bara och stampar. För att det verkligen ska ta fart måste man gå mot en totexreglering, men problemet är NU. Om åtta år har de onödiga näten redan byggts.”

Från intervjustudien kan slutsatsen också dras att det är få som har övervägt möjligheten att upphandla tjänster på nätplanerarnivå. Vissa nätplanerare ser utmaningar med att lita på användarflexibilitet eftersom de alltid räknar på worst-case-scenario.

¹⁰¹ Ei (2020) PM2020:01 Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet

”Om man ska förlita sig på kundflexibilitet eller batterier hos slutkund måste det innebära att kunden säkrar ned, annars måste man ändå räkna på att alla använder max.”

Det finns stora skillnader i hur intervjupersonerna ser på möjligheten att upphandla flexibilitets-tjänster i olika delar av organisationerna, där vissa är mer nyfikna och vissa mer skeptiska. Långsiktighet och förtroende är utmaningar som nämns när ett elnätbolag står inför valet att upphandla en tjänst eller göra en egen investering. Bland de elnät-

bolag som intervjuats inom ramen för denna studie nämner flertalet en oro kring hur de ska kunna lita på att flexibilitet som upphandlas verkligen finns när den behövs. En annan svårighet är långsiktigheten. Flera intervjupersoner nämner utmaningar med att teckna avtal som är längre än 4 år på grund av reglerperiodens längd. Detta skapar osäkerheter både för den som ska göra investeringen i ett batterilager för att förse elnätet med flexibilitet, men även för elnätbolaget som kan behöva längre tid än så för att hinna genomföra nödvändiga förstärkningar ifall tjänsten inte längre finns kvar efter avtalsperiodens slut.

”Generellt är man försiktig med att blanda in nya aktörer – det är många år bort... Om batteriet går sönder måste man ha ett avtal som säger att man har nytt på plats inom 4 timmar, typ.”

Samma problem gäller laststyrningsavtal. Enligt en annan studie¹⁰² är det inte tydligt i ellagen hur elnätbolaget ska hantera en kund som har gått in på ett laststyrningsavtal och sedan vill byta till ett vanligt avtal eller om en ny kund som inte är intresserad av att vara flexibel tar över anslutningen. Om elnätbolaget planerar nätinvesteringar med antagandet att ett par stora kunder är flexibla kan det leda till stora konsekvenser om de inte längre vill vara det. För att denna lösning ska kunna utgöra ett komplement till konventionell nätinvestering måste elnätbolaget kunna lita på att resursen finns under den tid det tar att förstärka nätet.

Det är idag inte heller är tillåtet för en elnätkund att avtala om lägre leveranskvalitet även om de skulle vilja på grund av att de har egen reservkraft eller lager.

De huvudsakliga utmaningarna som måste överbryggas för att få nätbolagen att upphandla flexibilitetstjänster från tex batterilager som hittats i denna studie är:

- Svårt att ge bort ansvaret, traditionstyngd bransch
- Oklarheter kring hur kontrakt ska skrivas och hur risker ska fördelas
- Utbud – hittills finns ingen marknad
- Tillförlitlighet och förtroende för tredjepartsaktör/marknad
- Osäkerhet i hur man får ersättning i intäktsregleringen

¹⁰² Sahlén, Schumacher, Lindén (2019) Nätplanering med flex för ökad kapacitet, en rapport till Forum för smarta elnät

Affärsmodeller och marknader

De flesta batterier som finns installerade i det svenska elsystemet idag är kundägda och placerade bakom mätaren. För en slutkund finns idag i princip inga incitament att bidra till elnätets stabilitet och på det sättet bidra med flexibilitet. För att en mindre slutkund ska kunna bidra med batterikapacitet för att avlasta lokalnätet krävs troligen någon form av aggregator då budstorleken på de flesta marknader, både befintliga och kommande, är för stor för att en mindre kund ska kunna agera.

I flera länder har aggregatorsrollen redan börjat få en betydelsefull plats i energisystemet, och aggregatorer har börjat etablera sig även i Sverige. I Tyskland har kraven på reglermarknader redan öppnats upp så att mindre bud behövs under kortare tider för att möjliggöra aggregering av exempelvis batterier. Redan 2015 genomfördes ett test där 65 aggregerade hushållsbatterier med sammanlagt 1300 kW förkvalificerades för att kunna buda in på frekvensmarknaden¹⁰³. Andra projekt har följt efter dem och idag erbjuds tjänsten kommersiellt av aggregatorer som Sonnen¹⁰⁴ och Next Kraftwerke¹⁰⁵. Även i Storbritannien har marknaden växt för aggregatorer som exempelvis KiwiPower¹⁰⁶.

För större installationer kan bilaterala avtal slutas direkt mellan batteriaktören och elnätsbolaget. De flexibilitetsprojekt som kommit till stånd hittills i Sverige med syfte att avhjälpa kapacitetsbrist eller andra utmaningar i distributionsnätet har skett genom bilaterala avtal. Enligt en studie som Sweco utfört på uppdrag av Forum för Smarta elnät¹⁰⁷ anser vissa av företagen dock att bilaterala avtal inte alltid är tillräckligt för att lösa kapacitetsproblematiken, eftersom det endast är ett begränsat antal aktörer som kan bidra, samt att det är tidskrävande att få fram avtalen. Sweco fann även att användningen av flexibilitet kräver både internt förändringsarbete och nya systemstöd för nätplanering, drift och uppföljning vilket kan vara svårt att driva igenom i enskilda upphandlingar.

Även flera av de elnätsbolag som deltog på rundabordssamtal om flexibilitet inom ramen för detta projekt ansåg att det finns svårigheter med bilaterala avtal, särskilt om de vill handla med många små aktörer.

Dagens marknad för batterier och batteritjänster har få spelare och låg likviditet, vilket kan vara ett hinder för att få elnätsföretag att köpa batteritjänster av tredjepartsaktörer. Om elnätsföretagen då inte får äga batterier kan det uppstå ett moment 22 eftersom det blir svårt att bygga upp en marknad för tjänster innan elnätsbolagen ser ett behov av dessa, vilket de

¹⁰³ <https://energystorageexchange.org/projects/1537>

¹⁰⁴ <https://sonnen.de/sonnencommunity/>

¹⁰⁵ <https://www.next-kraftwerke.de/>

¹⁰⁶ <https://www.kiwipowered.com/>

¹⁰⁷ Sahlén, Schumacher, Lindén (2019) Nätplanering med flex för ökad kapacitet, en rapport till Forum för smarta elnät

inte kommer att göra utan att testa och samla erfarenhet först¹⁰⁸. Ett annat dilemma är att de flesta batteriprojekt tillkommit antingen som FoU-projekt med statligt stöd, eller med egna innovationspengar inom företagen. Det är därför svårt för dem att agera på rättvisa villkor på en marknadsplats.

Forum för smarta elnät ansåg i sin slutrapport om roller och ansvar för energisystemet att nya och befintliga marknader för flexibilitet behöver utvecklas och koordineras¹⁰⁹. Det pågår för närvarande två försök med flexibilitetsmarknader i Sverige, CoordiNet¹¹⁰ där demonstration av lokala marknadsplatser för effektivare användning av elnätet kommer att genomföras på fyra områden i Sverige: Uppland, Gotland, Skåne och Västernorrland/Jämtlands län, samt Switch i där demonstration genomförs i Skåne¹¹¹. Hittills har dock inga batteriaktörer deltagit på de svenska marknadsplatserna.

NODES driver sedan 2018 en öppen marknadsplats där flexibilitetsägare, balansansvariga och nätoperatörer kan verka tillsammans i Norge, Tyskland och UK. Målet är att skapa en oberoende marknadsplats där de flexibla lasterna kan matchas mot en geografisk plats och få ett pris, vilket möjliggör för nätägaren att handla upp lokal flexibilitet för att lösa problem med flaskhalsar i nätet. All tillgänglig flexibilitet taggas med en geografisk plats, Grid Location (GL) och kan sedan aggregeras av en flexibilitetsaktör, som kan vara en aggregator, en balansansvarig eller ett mikronät. Köparen, dvs DSO:n eller TSO:n väljer själva inom vilket geografiskt område de vill ha sina erbjudanden. För det första praktiska fallet i Norge definierades tex alla mätare under en 132/22kV transformator som en GL.

Flexibiliteten kan handlas under olika tidsperioder, antingen som en tillgänglig kapacitet eller som en aktiveringsprodukt. Tillgänglighetsprodukter ger nätoperatören möjlighet att säkra flexibel kapacitet under en viss tidsperiod medan aktiveringsprodukter kan handlas upp närmare den faktiska leveransen och leder till en ökning eller minskning av el på användarsidan. NODES fungerar också som en länk till andra marknader, i det fall marknadsvärdet för flexibiliteten är högre globalt än lokalt under vissa tider.

NODES har etablerat sig på fem platser hittills, en i Tyskland, en i UK och tre i Norge¹¹². I ett av de norska fallen har elnätsbolaget Agder Energi nett lyckats skjuta upp en nätinvestering på 4,5 M Euro, genom att handla upp flexibilitet under en överlastad 132/22kV transformatorstation. De första installationerna har dock skett på platser där det finns någon typ av back-up lösning och flexibiliteten därmed inte är systemkritisk. Två av projektsiterna i Norge har batterilager som en del av lösningen, Smart Senja¹¹³ och Norflex¹¹⁴. Inom Nodes behandlas

¹⁰⁸ DNV-GL 2018, NVE Rapport nr 2-2018, Batterier i distributionsnätet

¹⁰⁹ Forum för smarta elnät (2019), Roller och ansvar för flexibilitet, slutrapport

¹¹⁰ <https://www.vattenfallledistribution.se/vart-arbete/kapacitetsutmaningen/projekt-coordinet/>

¹¹¹ <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/switch.html#om-projektet>

¹¹² Intervju med Hallstein Hagen, NODES, 4/12 2019

¹¹³ <https://smartsenja.no/>

¹¹⁴ <https://www.ae.no/var-virksomhet/fornyelse/norflex-prosjektet/>

batterierna som en flexibilitetsresurs, och batteriresurserna håller just nu på att integreras i marknaden för att komma in i budgivningen senare i år¹¹⁵.

Enligt de samtal som förts med elnätsbolag inom ramen för denna studie finns vissa utmaningar med flexibilitetsmarknader. Många uttrycker osäkerhet kring hur marknaden ska kunna garantera den flexibilitet som ett elnätsbolag behöver ifall endast ett fåtal aktörer deltar inom ett visst geografiskt område. Den aktör som tillhandahåller flexibilitet vill givetvis se till att maximera sin vinst, vilket skapar

"Spännande – men vad händer om vi ändå hamnar där trots marknadsplatsen? Om vi handlat upp men det ändå blir avbrott? Ei har ju fortfarande krav på oss. Vi tar en risk genom att gå in i marknadsplatsen istället för att bygga ut elnätet."

en oro hos elnätsbolagen att en monopol- eller oligopolsituation kan uppkomma där priserna blir orimligt höga i en krissituation, eller där flexibiliteten helt enkelt inte finns där när elnätsbolaget behöver den.

"Vi måste göra detta i rätt ordning – tänker att det är så komplext så man jobbar bara med elnätsområden, man glömmer lokalnätsbolagen. Vi måste jobba underifrån – gå från lokalt, till regionnät till nationellt."

En oro finns också hos flera elnätsbolag att flexibilitetsmarknaderna leder till en top-down approach där man optimerar det övergripande systemet först, och riskerar att bortse från konsekvenserna i lokalnätet.

En förutsättning för en lyckad marknadsplats är att det finns aktörer som är beredda att investera i större flexibilitetsresurser, som exempelvis ett energilager i en viss del av lokalnätet. Det kan finnas en svårighet i att motivera aktörer att vilja ta den investeringen om syftet enbart är lösa kapacitetsproblem i lokalnäten som uppstår vid mycket begränsade tillfällen.

Därför är det avgörande för ägare av flexibilitetsresurser att de kan buda in på centrala marknadsplatser då ingen efterfrågan finns i lokalnätet eller betalningsviljan där är låg och det är en modell som fungerat bra internationellt. Här riskerar en konflikt att uppstå där elnätsbolagen efterfrågar trygghet och garanterad leverans medan ägaren av resursen vill ha så stor frihet som möjligt för att maximera sin lönsamhet. Inom CoordiNet har man kommit överens om en turordning där man först bjuder in på lokalnätets dagen före-marknad, sedan regionnätets dagen föremarknad, sedan lokalnätets intradag-marknad, sedan regionnätets i intradag-marknad och sedan Svk:s mFRR-marknad¹¹⁶. Internationella erfarenheter visar att det är mer framgångsrikt när dessa marknader samverkar.

Vad får flexibiliteten kosta?

¹¹⁵ Information från Hallstein Hagen, Nodes, per E-post 22/4 2020

¹¹⁶Sahlén, Schumacher, Lindén (2019) Nätplanering med flex för ökad kapacitet, en rapport till Forum för smarta elnät
Flexibilitet för ökad kapacitet och effektiv nätdrift; en rapport till Forum för smarta elnät

Eftersom det troligtvis inte blir lönsamt att jämföra en investeringskostnad i ett batteri rakt av mot en kabeluppgradering, är det istället intressant att se vad flexibiliteten får kosta. För Jämtkraftfallet kostade den nätinvestering som gjordes för att lösa problemet jämförelsevis ca 0,3MSEK, inklusive arbete med nerkabling och förstärkning av nätet, material och jobb, beräknat utifrån en EBR P2 kalkyl.¹¹⁷ Utslaget på 40 års avskrivningstid med 2% kalkylränta skulle detta innebära en investeringskostnad på 10 966 kr/år. Det är svårt att jämföra denna siffra mot kostnaden för batterilagret eftersom det även kan användas till andra tjänster. Totalt laddades 2907 kWh ur batteriet per år i simuleringen, vilket ger en genomsnittlig kostnad på 3,8 kr/kWh för den tid som nätinvesteringen utnyttjas, vilket med andra ord är det pris som en flexibilitetsleverantör måste kunna garantera att ligga under om det teoretiskt ska vara lönsamt för elnätsbolaget att istället handla upp flexibilitet i just detta fall.

Som jämförelse kan nämnas att kostnaden för ett batterilager utslaget på antal kWh som totalt kan cyklas i batteriet, den så kallade LCOST, eller Levelized cost of storage, som är ca 2-2,9 kr/kWh¹¹⁸, eller det maximala priset på FCR-marknaderna som förra året var 1,3 kr/kWh den högsta timmen. Officiella siffror har ännu inte kommit från de försök med flexibilitetsmarknader som genomförts i Sverige, men en indikation är att snittpriset var ca 0,2 kr/kWh i Uppland och 1,7 kr/kWh i Skåne samtidigt som det maximala budpriset var 4 kr/kWh¹¹⁹.

¹¹⁷ Daniel Köbi, Jämtkraft, personlig kommunikation

¹¹⁸ Enligt Lazard, beräknat på växelkurs 9,89 SEK/\$ Enligt Lazard, <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf> beräknat på växelkurs 9,89 SEK/\$

¹¹⁹ Presentation, Christoffer Isendahl, Affärsutvecklare E.ON, Presentation om Flexmarknader den 16 april 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=y4rZQ9qf4bk&t=339s>

DISKUSSION OCH SLUTSATSER

Genom de elnätbolag som deltagit i referensgrupp, workshops och intervjustudie inom ramen för detta projekt har flera olika typer av utmaningar i elnätet och orsaker till dessa identifierats. Variationen är stor kring vilken som är den huvudsakliga utmaningen just nu och i nära framtid beroende på geografisk lokalisering och typ av nät. På flera plaster har större solcellsinstallationer redan börjat orsaka störningar. Inga av de deltagande företagen har ännu sett några större effekter av elbilsaddning i nätet, men det finns en oro för att elektrifieringen kan skapa problem.

De framtida scenarier som simulerades i denna studie fokuserade på ökad solelproduktion och elbilsintegration hos slutkunder, och båda teknikerna hade en negativ påverkan på utnyttjandegrad av elnätet för elnätsägarna. Tidigare studier har visat att elbilsaddning och solelproduktion delvis korrelerar i tid, vilket gör att det finns fördelar med att kombinera dem. I denna studie var detta dock inte fallet, utan det sämsta scenariot ur elnätssynpunkt var det som innehöll båda teknikerna. Det är dock viktigt att betona att de fall som studeras är att betrakta som worst case scenarios, då ingen hänsyn tagits till möjligheter till laststyrning, samordning med kundflexibilitet eller smart laddning. De batterier som krävdes för att klara situationen blir därför onödigt stora i denna analys och vidare studier behövs för att utvärdera hur batterilager kan samverka med kundflexibilitet och andra åtgärder för att nå en samhälls-ekonomisk optimering.

Det är intressant att konstatera att tätorts nätet trots detta klarade av en hög introduktion av elbilar utan behov av åtgärder. För att få fram en situation då batterilösning krävdes behövde en relativt snabb hemmaladdning av elbilar kombineras med en hög penetration av solel.

Målet med detta projekt var att jämföra batterier med traditionella nätkomponenter ur olika perspektiv. När projektet startades fanns en ambition att räkna på en ekonomisk utvärdering för att jämföra en batteriinvestering med en investering i mer traditionella nätkomponenter. Att jämföra dessa två direkt mot varandra har dock visat sig svårt och inte så givande. Dels är kostnaden för investeringar i traditionella tekniker väldigt olika från fall till fall och beror på mycket mer än kostnaden för själva utrustningen. Även om det går att ta fram ett pris för meter för en viss typ av kabelinstallation säger det väldigt lite om kostnaden för en hel projektering. Det är exempelvis betydligt mer kostsamt att gräva ned kabel i en stadsmiljö än på landsbygden, och det kan vara svårt att få tillstånd. En annan skillnad är också om det handlar om en helt ny installation som behöver göras, eller om en befintlig komponent behöver bytas ut. En direkt jämförelse tar heller inte hänsyn till tidsaspekten och vad samhället förlorar på att utvecklingen stannar av i väntan på elnätsutbyggnad.

I den fallstudie som gjordes inom ramen för detta projekt visade sig investeringskostnaden i batteriet bli väsentligt högre än kostnaden för kabeluppgraderingen. Batteriet användes dock endast under ett mycket begränsat antal timmar per år vilket gör det möjligt att finansiera en

investering genom andra intäktskällor, som exempelvis att handla på olika marknader. Detta är dock svårt för elnätsbolagen att kunna utnyttja då de inte får påverka marknaden.

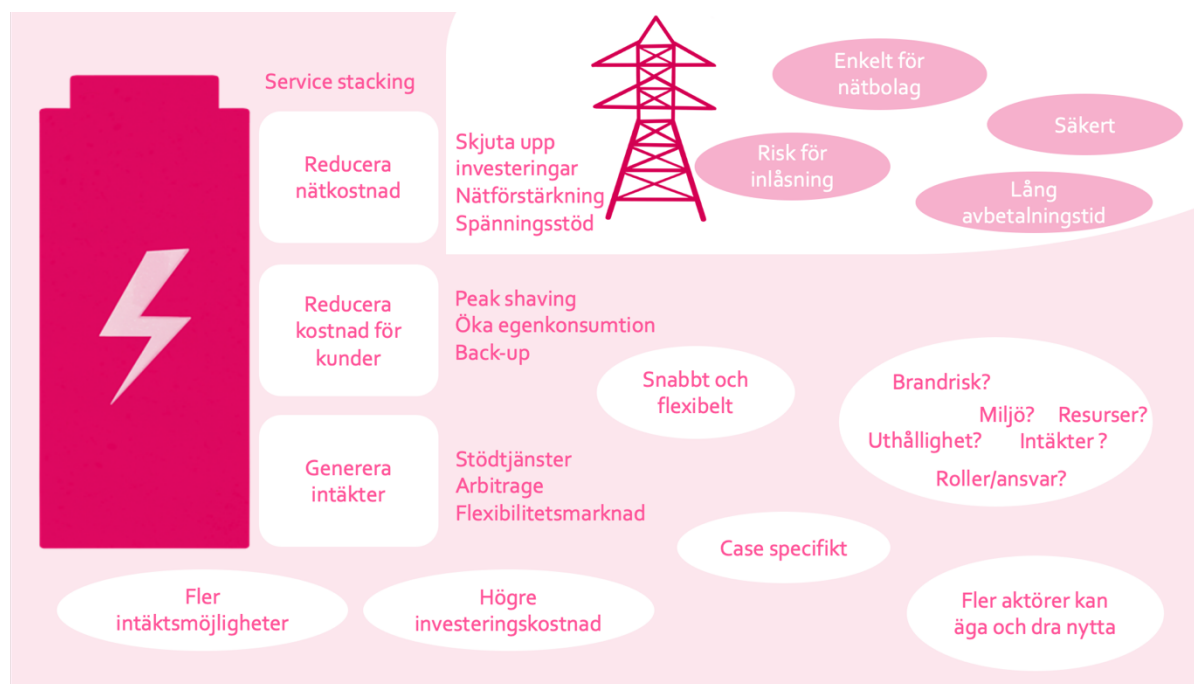
Med nuvarande och kommande lagstiftning och reglering kommer det dessutom att bli svårt för elnätsbolag att själva äga ett batterilager, annat än i undantagsfall. Tjänster måste därför upphandlas av en tredjepartsaktör eller på en marknad. Då blir frågan istället hur mycket den levererade flexibiliteten får kosta. I en tidigare studie från Norge konstaterades att det blev samhällsekonomiskt lönsamt med en ägarmodell där en tredjepartsaktör antogs äga batteriet och använda det i huvudsak till att buda in på FCR-N, och där ett antal timmar per år reserverades för att sälja tjänster till ett nätbolag som behövde förstärkning. Ett elnätsbolag som har problem under ett mindre antal timmar per år kan enligt denna studie skjuta upp investeringskostnaden eller helt ersätta den med att köpa batteritjänster under dessa timmar för en bråkdel av kostnaderna för att investera i ny ledning.

Även andra studier från internationella exempel visar just att så kallad service stacking är en förutsättning för att få lönsamhet i en batteriinvestering. Det bekräftas även av denna studie, genom att det visats att batteriet har en tillgänglighet för andra tjänster under större delar av året. Utnyttjandegraden för batterilagret var ca 5% av den totala kapaciteten för case-simuleringarna, vilken används för att avhjälpa spänningsproblematik i nätet under vinterhalvåret, perioden november till februari. Det betyder att batteriet kan användas till stödtjänster resterande tid, speciellt under sommarhalvåret. Denna studie syftade dock primärt till att analysera avhjälpning av flaskhalsar och spänningsproblematik i distributionsnätet. Att uppskatta intäkter från stödtjänster är komplext eftersom analysen är beroende av parametrar som exempelvis SoC, styrstrategier och degradering/cykling. Prisen på de nya och kommande marknaderna är heller inte fastställd. En sådan analys låg därför utanför ramen för denna studie och ytterligare forskning behövs på området.

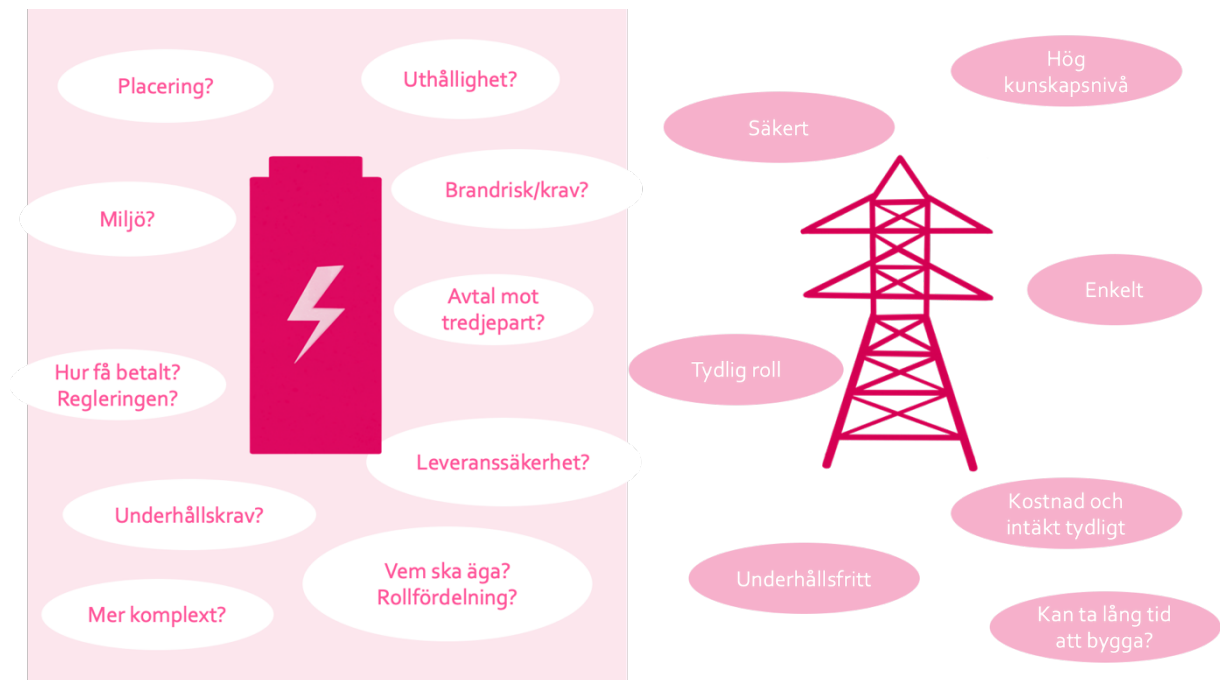
En grov uppskattning av vad flexibilitet får kosta för att bli intressant jämfört med en nät-uppgradering gjordes dock för ett av fallen. Kostnaden för motsvarande nätuppgradering var ca 3,8 kr/kWh om den slogs ut på antalet använda timmar per år, vilket indikerar att det skulle kunna bli betydligt billigare att köpa en flexibilitetstjänst från en marknad eller ett externt batterilager som i huvudsak finansieras med en annan inkomstkälla. Slutsatsen blir därför att det främst är intressant att ersätta en nätinvestering med att upphandla en tjänst från ett batterilager då det endast är ett fåtal timmar per år som problemen uppstår. För att detta ska bli möjligt måste ägande och affärsmodeller komma till som säkerställer att elnätsbolaget kan få del av batteriets kapacitet vid behov, samtidigt som ägaren till batteriet kan utnyttja detta till att även generera andra intäkter.

Fokus i detta projekt har varit på batterilager som är lokaliserade i elnätet, men detta innebär att en del av de möjliga intäktskällorna i nedanstående figur faller bort eller blir svåra att tillgodose, nämligen de som kommer från att reducera kostnad för kunder. Fler studier behövs

för att utvärdera hur ett batteri placerat bakom mätaren hos en kund skulle kunna bidra till att lösa problem som uppstår i elnätet, då det även visat sig att många av de problem som kan uppstå i elnätet i framtidens elsystem faktiskt uppstår hos kunden; exempelvis elkvalitetsproblem och lasttoppar till följd av ökad solelsproduktion eller elbilsaddning.



I ovanstående figur summeras hur jämförelsen mellan batteri eller traditionella nätinvesteringar kan ske utifrån slutsatserna i detta projekt. Den stora fördelen med batterier är många användningsområden och en stor flexibilitet i placering, storlek och flyttbarhet. Batterilösningar går ofta också betydligt fortare att få till än traditionell nätutbyggnad och kan därför bidra till att säkerställa att den elektrifiering som är nödvändig för att klimatomställningen och samhällsutvecklingen ska kunna fortgå inte blir försenad på grund av långdragna tillståndsprocesser för elnätsutbyggnad. Batterier kan också användas för att skjuta upp nätinvesteringar, exempelvis om det är osäkert vilken kapacitet som behövs efter en exploatering och var den behövs. Elnätskomponenter är traditionellt långsiktiga investeringar som ska hålla i 40 år, och det kan vara svårt att veta hur framtiden ser ut med nya tekniker och nya områden som utvecklas i snabb takt.



Utifrån elnätsbolagens perspektiv har ovanstående skillnader mellan att investera i ett batterilager /upphandla en batteritjänst eller investera i traditionella nätkomponenter uppmärksamats i denna studie. Sammanfattningsvis kan konstateras att det finns fler frågetecken på batterisidan. Dessa handlar bland annat om kunskapsbrist gällande frågor som rör miljö, brandsäkerhet, resurser, uthållighet, underhållsbehov osv. Det största hindret rör dock troligen hur nätbolagen ska få betalt för att upphandla tjänster från en tredjepartsaktör, vilket är den modell som blir mest samhällsekonomiskt effektiv. Idag får de avkastning på kapitaltunga investeringar, men får endast kostnadstäckning för inköpta tjänster. Dessutom tillkommer en risk om de ska förlita sig på en annan aktör, vare sig detta sker via en marknad eller bilaterala avtal. Avbrott är mycket kostsamt för elnätsbolagen och de är därför av tradition en riskaversiv bransch. Om de då dessutom vet att de får garanterad avkastning för att göra en egen investering, och det inte finns några krav eller något sätt att öka lönsamheten genom att köpa in tjänster eller testa ny teknik finns inte något incitament kvar för nätbolagen att göra detta, även om det skulle visa sig att en batterilösning är mer samhällsekonomiskt lönsam. Ur elnätsbolagens perspektiv är traditionella komponenter en trygg, säker lösning som de har kunskap om och vet hur de ska få betalt för.

Det internationella förnybarhetsorganet IRENA har identifierat tre nyckelfaktorer för att få till investeringar i stationära batterilager i större skala¹²⁰

- Öka lönsamheten genom att reducera investeringskostnader och öka intäktsströmmar
- Anpassa lagstiftning och reglering
- Få till pilotprojekt och sprida kunskap

¹²⁰ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Dessa faktorer stämmer väl överens med vad som framkommit i denna studie. Ytterligare frågor som identifierats som intressanta att utreda vidare i detta projekt är affärsmodeller, ägarskap, avtal och marknader.

För att ett elnätsbolag ska välja att köpa in en tjänst från en tredjepartsaktör eller marknad behöver några saker åtgärdas:

- Det måste gå att få samma ersättning som för en egen investering, vilket innebär att regleringen behöver ge avkastning även på andra kostnader än på kapitalinvesteringar.
- Alternativt behöver elnätsbolagen få andra incitament till att minska sina totala kostnader, exempelvis genom benchmark mot andra i branschen i likhet med den norska modellen, eller genom att ställa krav på att utreda alternativ till nät-investeringar.
- Avtal måste finnas som säkerställer att risken och kostnaden för eventuella avbrott på grund av bristande leveranser hanteras och fördelas på ett acceptabelt sätt för alla aktörer.
- För att öka möjligheten att generera intäkter för en batteriägare behöver batterier få större möjligheter att delta på olika marknader för stödtjänster.

Frågan om vem som ska äga batterilager och var dessa ska placeras behöver utredas vidare i kommande studier. En möjlighet är att batterier placeras innanför mätaren hos kunder, vilket teoretiskt ger fler möjligheter att utnyttja olika tjänster. Dock behöver dessa tjänster aggregeras via någon typ av tredjepartsaktör för att kunna komma marknaden till godo. För elnätsbolag som ingår i en större koncern finns också möjligheten att ägandet finns kvar i koncernen, exempelvis på handelssidan eller i produktionsbolag. Ytterligare en möjlighet är att ett helt utomstående företag äger batteriet, vilket ställer andra krav på kontrakt och riskhantering. Det är också en lösning som elnätsbolagen traditionellt sett inte är vana att hantera, och kommer därför kräva viss kunskapshöjande verksamhet eller deltagande i piloter och FoU-projekt för att bygga förtroende.

Flera hinder kopplade till kultur och kompetensbrist internt identifierades också i detta projekt, samtidigt som en drivkraft var att delta i projekt och öka kunskapsnivåerna. Elnätsföretagen behöver bygga upp kunskap och kompetens internt, vilket ibland är en utmaning då det saknas resurser för detta om de inte kan delta i piloter eller FoU-projekt, samt att det kan vara svårt att hitta personal som kan både den traditionella och den nya tekniken. Från det norska fallet drogs slutsatsen att FoU-förordningen var en avgörande faktor för samtliga studerade case, medan de svenska elnätsbolagen inte har någon möjlighet alls att finansiera forskning och utveckling. Slutsatsen av detta blir att vi även i Sverige behöver starkare incitament för elnätsbolagen att delta i just FoU-projekt. En möjlighet till detta är att införa en liknande förordning, eller en dedikerad fond som elnätsbolagen kan söka pengar ur. Den

svenska Energimarknadsinspektionen har inte några egna forskningsmedel att dela ut, vilket skulle innebära ett tätare samarbete mellan myndigheterna, alternativt att även Ei tilldelas forskningsmedel.

Sammanfattningsvis har batterilager en stor potential att kunna bidra på olika sätt i elnätet. Det är dock viktigt att inse att det inte alltid handlar om att ställa nya tekniker mot traditionella elnätskomponenter, utan att se hur de kan komplettera varandra. För att nya tekniker och affärsmodeller som möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av elnätet ska få en chans att konkurrera på lika villkor med traditionella behövs både mer fokus på FoU, en modernare reglering och lagstiftning som uppmuntrar effektivisering samt modiga personer som tar ansvar för att driva samhällsutvecklingen i en hållbar riktning; både inom myndigheter och bransch.

Bilaga 1 medverkande företag och personer

Arbetsgrupp

Anna Wolf	Power Circle
Claes Sandels	Rise
Joakim Widén	Uppsala Universitet
Mahmoud Shepero	Uppsala Universitet

Företag som ingått i projektet

Northvolt
Trollhättan Energi
E.ON
Mälarenergi
RISE
Jämtkraft
Krafttringen
Vattenfall
Ellevio
Nilar
Ferroamp
GE
Göteborg Energi
Holtab
Ngenic
Nilsson Energy
Umeå Energi
Öresundskraft
Netcontrol

Referensgrupp

Anton Ekeström	Northvolt
Robin Ruth	Trollhättan Energi
Charlotta Klintberg	E.ON
Lars Olsson	Seniorit AB
Helena Olssén	Mälarenergi
Johan Söderbom	RISE
Daniel Köbi	Jämtkraft
Håkan Skarrie	Krafttringen

Arne Berlin	Vattenfall
Isbi Felix	Ellevio
Christian Öhlund	Nilar

Intervjupersoner

Nätbolag och konsulter:

Tomas Wall, Styrelsesdamot div energibolag, konsult
Lars Olsson, fd VD Falbygds energi, konsult
Johan Öhrnberg, Leveransledare Teknik, Distribution, Infrastruktur, Umeå Energi
Arne Berlin, Affärsutvecklare, Vattenfall
Rickard Norin, Strategiskt affärsutvecklare, Öresundskraft
Pierre Andersson elnätsstrateg, långtidsplanering, Öresundskraft
Magnus Gunnarsson, framtid, långtidsplanering, Öresundskraft
Jenny Edler, Nätplanerare, Jämtkraft
Anders Malmqvist, Nätplanerare Mälarenergi
Robin Ruth, elnätschef, Trollhättan Energi
Daniel Leonardsson, Nätplanerare Ellevio

Tredjepartsaktörer och leverantörer:

Catarina Naucér, Fortum
Björn Berg, NGenic
Joel Mars-Bodell, Power2U
Christian Öhlund, Nilar
Anton Ekeström, Northvolt