

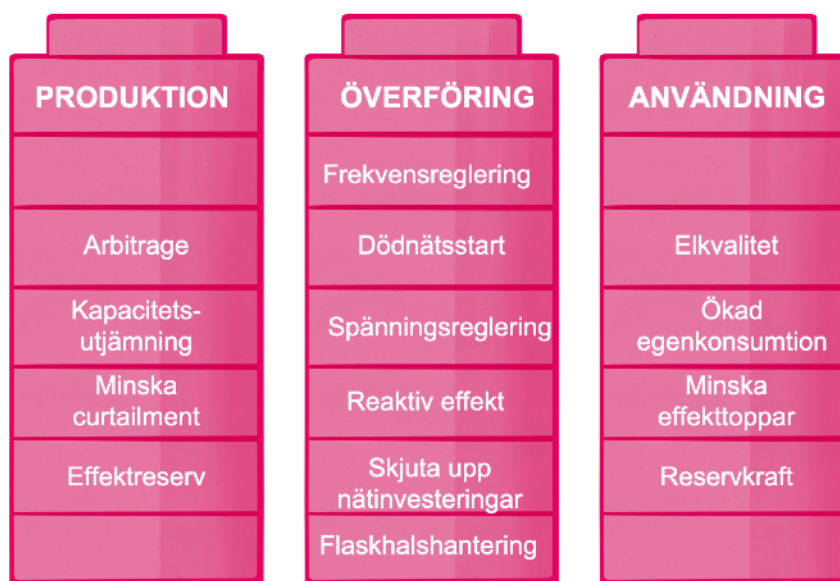
Inledning

Elsystemet befinner sig i förändring med nya typer av elanvändning och elproduktion som introduceras i snabb takt när fossil energi ska fasas ut. De senaste åren har kapacitetsbrist på regional nivå diskuterats mycket, men det är långt ifrån den enda utmaningen i dagens och framtidens elnät. Andra utmaningar som kan uppstå lokalt är exempelvis elkvalitetsproblem på grund av de nya teknikerna i systemet, brist på stöd-tjänster lokalt eller regionalt samt lokala flaskhalsar i nätet som uppstår exempelvis vid snabbbladdning av elbilar eller elbussar.

Batterilager är en flexibilitetsresurs bland många andra och kan bidra till det framtida elsystemet genom att leverera flera olika nyttor på olika nivåer. Exempel på nyttor är frekvensreglering, spänningsstöd, dödnätsstart, laststyrning, uppskjutning av nätinvestering, ökad egenanvändning av förnybar energi, kapa effekttoppar och reservkraft.

Framtidens elsystem står inför många olika utmaningar, där batterier kan vara en av lösningarna.

Batterilager kan bidra med många flera olika nyttor för olika aktörer enligt figuren.



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. En fullständig rapport från projektet finns att ladda ned via Power Circles hemsida, inklusive samtliga referenser.

Batteriers för- och nackdelar

Batterilager kan bidra med olika nyttor på olika nivåer i elnätet.

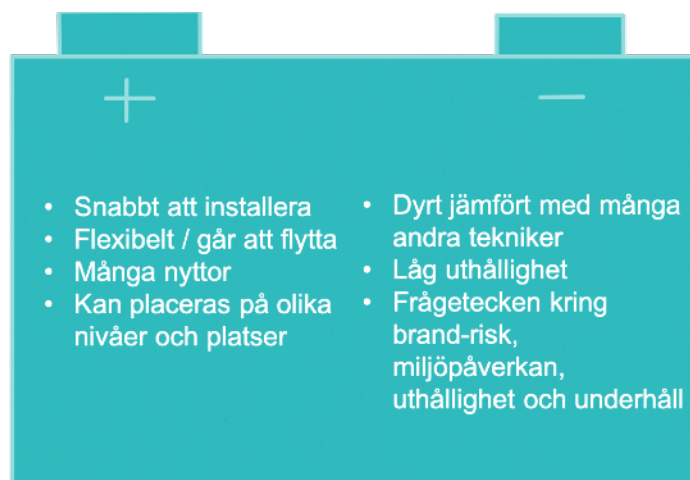
Batterilager är snabba och skalbar men har kort uthållighet.

Batterilager kan placeras på olika platser i elnätet; i transmissionssystemet, i distributionssystemet, i anslutning till produktion eller hos konsumenten. Vilken nytta batteriet bidrar till beror på placering och hur det optimeras. Enligt en tidigare studie¹ kan ett batteri ge tretton olika nyttor, och flest om det placeras innanför mätaren hos konsumenten

Batterier är en väldigt snabb resurs. 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 storlek. Den lagrade energivolymen i ett batteri är dock betydligt mindre än i exempelvis en vattenkraftsdamm, vilket betyder att uthålligheten är sämre. Batterier är därför främst en resurs för att lösa utmaningar mellan timmar snarare än dygns- eller säsongsvariationer.

Lagringskapaciteten är dock skalbar och batterier går snabbt att bygga. Exempelvis levererade Tesla en 100 MW batteripark i Australien på hundra dagar².

Jämfört med användarflexibilitet är batterier vanligtvis kostsamt eftersom en investering behöver göras. Batterier som köps av slutkunder har dock ofta ett annat primärt syfte, tex i bilar, eller solesssystem. Även dessa batterier kan dock bidra med flexibilitet till elsystemet.



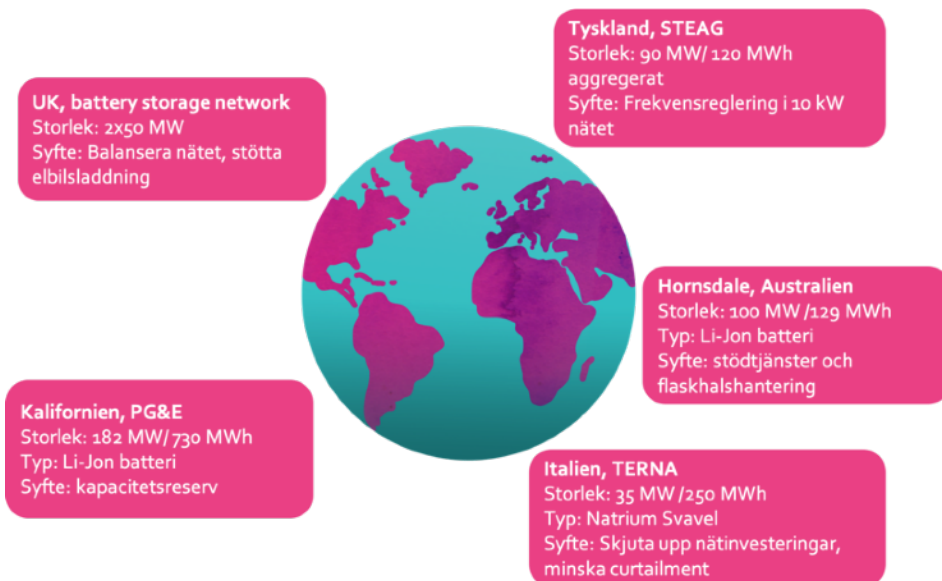
¹ Rocky Mountains Institute (2015). The economics of battery energy storage.

² DNV-GL (2018), Alternativ till förstärkningar i överföringskapacitet

Batterier i elnäten världen över

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 spill, för att bidra med stabilitet i isolerade elnät, samt för att skjuta upp investeringar i transmission och distributionsnät³.

**Globalt byggs el-
ler planeras flera
stora batteripro-
jekt i elnäten.**



Det planeras fleras stora batteriprojekt i elnätet med över 100 MW kapacitet de kommande åren. 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. Vid Hornsdale Wind Farm i Australien byggde Tesla redan 2017 världens hittills största enskilda batteripark på 100 MW/129 MWh för att bistå med flaskhalshandling och stödtjänster till elnätet i södra Australien.

Den italienska TSO:n Terna har redan byggt 38 MW/250 MWh Natrium-Svavel batterier med syfte att skjuta upp nätinvesteringar och reducera spill från förnybart. De planerar ytterligare 130 MW de kommande åren. Projektet Battery storage network, i UK 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. Batterier-na kommer att ägas av Pivot-Power, en tredjepartsaktör som driver elbilsaddning och storskaliga batterilager.

**I Tyskland bygg-
des 2016 batterier
på en total effekt
om 90 MW/120
MWh för att bi-
stå med frekvens-
reglering.**

³ IRENA (2019). Innovation landscape brief: Utility-scale batteries



Exempel på batterier installerade bakom mätaren:

Riksbyggen har installerat begagnade bussbatterier i bostadsrättsföreningen Viva i Göteborg. Örebrobostäder har utnyttjat batterier i fastigheter för att öka egenproduktion av solel och för att kunna ge frekvensreglering via Power2U.

Busladdare medförde försämrade elkvalitet utan batteri eller förstärkning.

Batterier har också installerats för att möta utmaningar med kapacitetsbrist och frekvens.

Batterier i elsystemet i Sverige

De flesta batterilager som finns i Sverige idag är placerade bakom mätaren hos en slutkund, antingen i en offentlig byggnad eller hos en större fastighetsägare. De flesta större batteriprojekt i det svenska energisystemet är också del av olika forsknings- och utvecklingsprojekt. Det finns dock några större elnätsanslutna batterilager i Sverige idag.

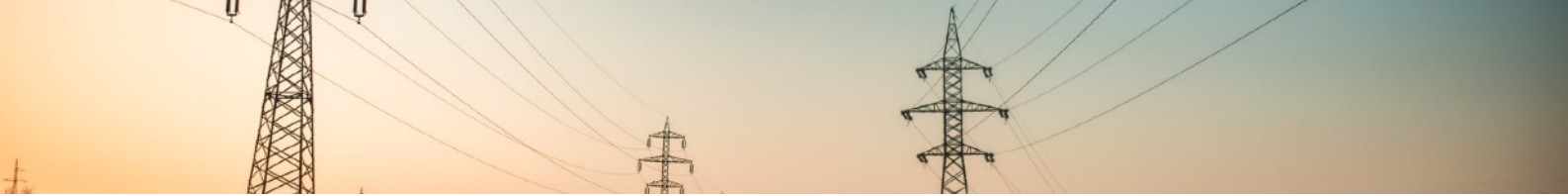
I Umeå elnät finns sedan 2016 ett Litium-Titan batteri (LTO) på 380kW/118 kWh installerat i anslutning till en bussladdare för elbussar med syfte att minska påverkan på elnätet under laddning⁴. Batteriet ägs av kommunen, men tillkom på initiativ från elnätsbolaget som ett krav för att kunna installera en bussladdaren då den riskerade att försämra elkvaliteten. Beslutet att installera batterilagret istället för att utföra omfattande ombyggnationer togs i samråd mellan kommunen och elnätsbolaget. Batteriet används idag enbart för att reglera elbussladdningen.

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. Batteriet ägs av kraftbolaget och byggdes med syfte att positionera sig och framtidssäkra inför nya krav som väntas komma på frekvensreglering från Svenska kraftnät.

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. Anledningen till att de väljer att bygga ett batterilager istället för att bygga ut elnätet är att det går fortare att lösa problemet 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. Batteriet ägs av dotterbolaget Network Solutions men har projekterats av distributionsbolaget. Batteriet är placerat i 10 kV-nätet, nära en fördelningsstation, vilket är en kompromiss mellan pris och nytta.

⁴ Eklund (2019). Utökad nytta av befintligt energilager, Examensarbete Umeå Universitet





Batterier i elsystemet i Norge

En mer ingående studie har även gjorts av situationen i Norge. Forskningsprojektet IntegER, som genomförts av det norska forskningsinstitutet Sintef i samarbete med NVE och ett antal nätföretag, har kartlagt batterilager som finns i det norska elnätet. I kartläggningen fann de 16 nätanslutna batterier över 15 kWh i Norge, där fyra ägs av nätbolag⁵.

I Norge finns 16 nätanslutna batterilager. Fyra ägs av nätbolag.

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

Skagerak Energilab

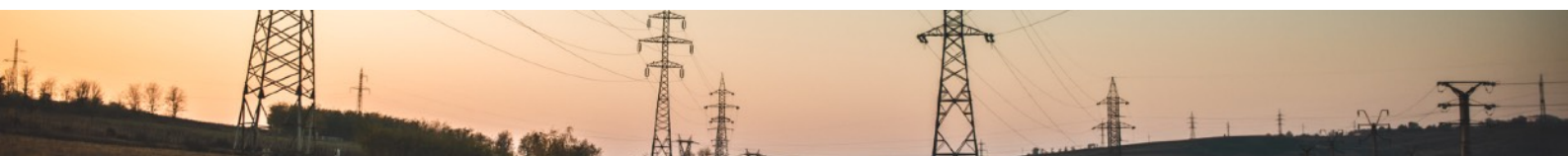
Ett exempel är Skagerak Energilab⁷ som har en solcellanläggning på 4 400 m² på Skagerak arena. Solcellerna beräknas producera ca 600 MWh per år och har en maximal produktion på 800 kW(p). Anläggningen har också ett litium-jonbatteri med lagringskapacitet på ca 1 MWh, och en maxeffekt på 800 kW. Batteriet ska användas till att lagra överskottsproduktion av solel, men också till olika tjänster som kommer både nätbolag, energibolag och slutkunder till nytta.

Bakgrunden är 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. För att få lönsamhet har de konstaterat att det behövs intäktsströmmar och nyttor för flera aktörer:

- *Elnätsbolag* – hjälp att upprätthålla spänningskvalitet, minska behovet av nätförstärkning och bidra med reaktiv effekt.
- *Kommersiell aktör* – krafthandel, frekvensstöd, sälja på flexmarknader.
- *Prosumert* – lagra överskottsproduktion, fungera som reservkraft och spara pengar på peakshaving gentemot elnätet.

För att få lönsamhet har de konstaterat att det behövs intäktsströmmar och nyttor för flera aktörer.

⁵ Sintef (2019). Project: IntegER - Integration of energy storage in the distribution grid



Stödtjänster
frekvens, spänning

Kapacitetsreserv

Integrera förnybart

Stabilitet i isolerade
elnät

Skjuta upp
investeringar

**Testar en virtuell
placering av bat-
terilagret för att
maximera nyttan**

**Effekttoppen ska
kapas med mel-
lan 14 och 53 %**

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

De problem som Skagerak Energilab⁶ 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 och hjälpte till med att hitta en lösning.

Rent fysiskt står batteriet vid en transformatorstation och ägs av elnätsbolaget då Skagerak Nett fick dispens för att äga batteriet. De fick även 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, står vid solcellerna när de används för överskottsförbrukning o.s.v.

Syftet med projektet är att testa olika modeller för ägande och placering virtuellt och undersöka var det blir mest samhällsekonomiskt lönsamt att placera det. 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.

Projektet börjar nu bli redo att köras i skarp drift. Byggsfasen har tagit ca 2 år, de skrev kontrakt i februari 2018 och solcellerna var i drift i januari 2019 och batteriet i april samma år. Sedan dess har de jobbat med att testa och kalibrera in utrustningen. De har även simulerat vissa delar innan för att kunna validera modellen med batteriet. Den förväntade effektreduktionen är mellan 14 procent och 53 procent olika månader. Den maximala effekttoppen för året minskar med 25%, från 1 046 kW till 785 kW och flyttas från augusti till september.

⁶ Skagerak Energilab (2020). [Om Skagerak Energilab - hemsida](#)

Simuleringar av framtida elnät

Batterier som lösning för tekniska driftproblem i lågspänningsnät med stor andel solel och elbilar har i den här studien simulerats för två svenska elnät (ett tätorts- och ett landsbygdsnät). Simuleringarna visar att relativt snabb hemmaladdning av elbilar (11 kW) och solel påverkar lastfaktorn i elnäten negativt. Däremot är det stor skillnad på hur den tekniska driften av de två elnäten påverkas. Landsbygdsnätet är generellt svagare och uppvisar tillfällena av underspänningar längre ut i nätet under kalla vinterdagar. Tätortsnätet är starkt och kunde uppvisa en fullgod elkvalitet även med en stor elbilsflotta.

Införandet av elbilar och solceller påverkar elnätets lastfaktor.

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

För att lösa de tekniska problemen i landsbygdsnätet krävdes ett batteri med stor dimensionering i relation till medelanvändningen i nätet då topplasten var hög och skedde under ett fåtal timmar under året. Batteriet används inte under en stor del av året vilket skapar en möjlighet att använda batteriet för stödtjänster.

I studien har "worst case" fall studerats, där ingen smart styrning inkluderats.

Tidigare studier har visat att elbilsladdning 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 smart laddning eller efterfrågefleksibilitet. 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 samhällsekonomisk optimering.

Trots det klarar tätortsnätet en hög andel elbilar och solceller.

Det är dock intressant att konstatera att tätortsnätet 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 stor installation av solel.

Nätägares syn på batterier

I studien har även en intervjustudie med nätägare genomförts för att identifiera hinder och drivkrafter när det kommer till att installera batterier i elnäten. Flera hinder kopplade till kultur och kompetensbrist internt har identifierats, samtidigt som drivkrafterna verkar vara mer person- eller situationsberoende. Nedan ses identifierade hinder:

Komplexitet
Tillförlitlighet

Kompetensbrist
Kunskapsbrist

Resurser
Finansiering

Reglering
Lagstiftning

Hur nätägare ska få betalt för att upphandla tjänster och hur tjänsten garanteras är ett stort hinder.

Det största upplevda hindret är hur nätbolagen ska få betalt för att upphandla tjänster från en tredjepartsaktör, vilket är den modell som förespråkas. 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. Detta ger låga incitament att köpa in tjänster eller testa ny teknik även om det skulle visa sig att en lösning är mer samhällsekonomiskt lönsam.

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

Organisationer som har personer med ansvar för innovation har större drivkraft.

Elnätsföretag behöver även 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.

Lärdomar från de svenska batteriprojekten är 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. Interna eldsjälar har också varit viktiga.

En annan viktig insikt hos nätbolagen är att det går långsamt att bygga ledningsnät, men fort att bygga batterier. Det handlar ibland också om att ta kontroll över situationen, och med ett batteri kan i vissa fall en akut situation lösas och nätbolaget kan stå för sitt kunderbudande.

Eldsjälar
Innovationsroll

Stöd från chefer
på alla nivåer

Ökad kunskap
internt

Akut behov av
lösningar

***Nätägare är
tvexamma både
till bilaterala av-
tal och flexibili-
tetsmarknader.***

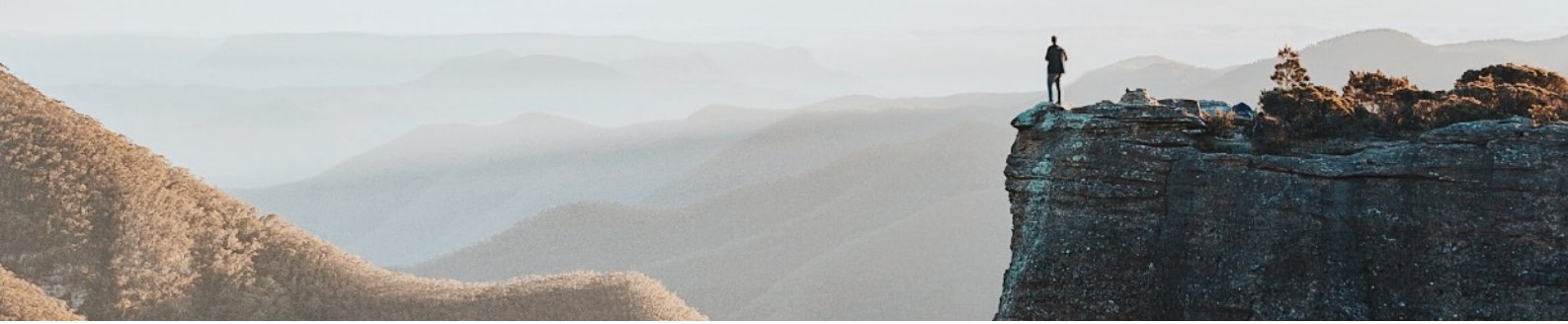
Elnätsbolag ser även utmaningar med flexibilitetsmarknader och många uttrycker osäkerhet kring hur marknaden ska kunna garantera den flexibilitet som ett elnätsbolag behöver om endast ett fåtal aktörer deltar inom ett visst geografiskt område. Ett alternativ till marknadsplatser är bilaterala avtal. Enligt en tidigare studie⁷ anser dock vissa företag att bilaterala avtal inte alltid är tillräckligt för att lösa kapacitetsproblematiken, bl.a. på grund av att det är tidskrävande att få fram avtalen. Användningen av flexibilitet kräver även både internt förändringsarbete och nya systemstöd för nätplanering, drift och uppföljning vilket kan vara svårt att driva igenom i enskilda upphandlingar.

***Mer kunskap be-
hövs för att öka
förtroendet för
nya tekniker.***

Även om det gjorts samt pågår många piloter och FoU-projekt visar denna intervjustudie att det fortfarande finns ett behov av att ta fram ny, generell kunskap, att bidrar till ökad kunskapsspridning internt i företagen samt ett behov av att öka förtroendet för de nya teknikerna. De pågående forskningsprojekten har andra huvudsakliga syften och utförs i något annat elnät som kanske inte är likvärdigt, eller i något annat land som har helt andra förutsättningar. Det är först när organisationen testar själv som kunskapen och förtroendet ökar.

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

⁷ Sahlén, Schumacher, Lindén (2019). Nätplanering med flex för ökad kapacitet



Bättre stöd till nätägare i Norge

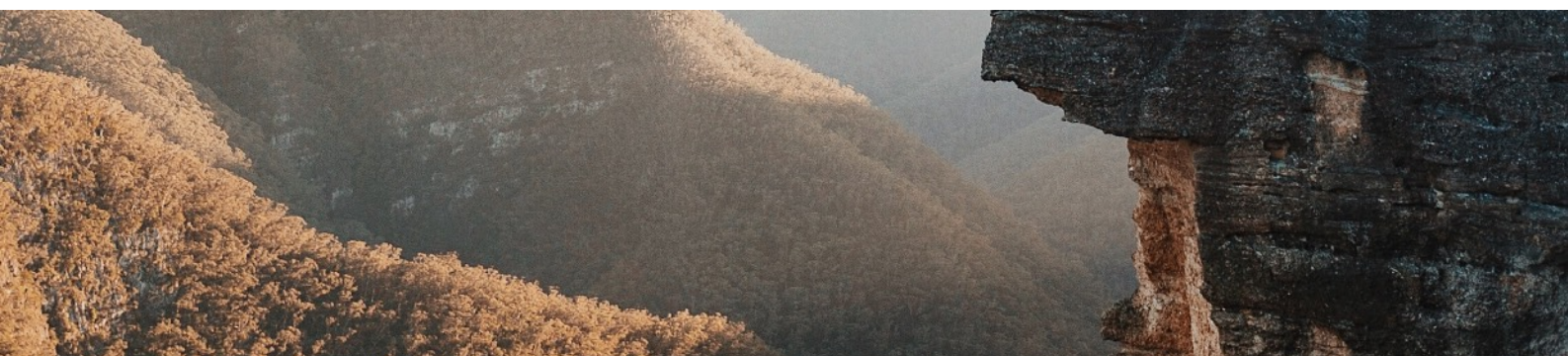
En slutsats från de norska intervjuerna är att de flesta projekt som drivs inom flexibilitet och batterilager i elnätet aldrig hade kunnat komma till stånd utan forskningsförordningen – en funktion som helt saknas i den svenska elnätsregleringen i dag.

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 har varit 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.
- NVE är inte bara med och deltar i flera stora forskningsprojekt själva; de delar även ut forskningsmedel och elnätsbolagen vittnar också om att de har en positiv inställning till FoU och är flexibla med att göra undantag och låta elnätsbolagen testa.

Den norska forskningsförordningen har varit avgörande.

Incitament till resurseffektiva investeringar, FoU i intäktsram och myndighetens tydlighet har underlättat.



Ekonomiska förutsättningar

Litiumjonbatterier står idag för 90% av installerad batterikapacitet globalt. Detta beror bland annat på att priserna drivits ned 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 för litiumjonbatterier 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 2018⁸. Enligt Rocky Mountain Institute förväntas olika batterityper kunna konkurrera prismässigt med ny gaskraft redan 2018-2024 och med existerande gaskraftverk mellan 2022-2027⁹.

Trots sjunkande priser på battericeller är ofta investeringskostnaden för stationära system hög jämfört med traditionella nätkomponenter. Kostnaden per installerad kWh hamnar i intervallet 200 till 600 \$/kWh för elnätsapplikationer. 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^{5,10,11}.

Storskaliga batterier kan dock vara lönsamma redan idag om de kan generera nyttor från flera intäktskällor, så kallad service stacking. Batterier kan bidra både till att reducera kostnaden för elnät, reducera kostnaden för kunder samt att generera intäkter på olika marknader.



2040 kan den installerade batterikapaciteten vara 150 gånger så stor som 2018.

Batterilager till elnät ligger idag på runt 200 till 600 \$/kWh.

Så kallad service stacking behövs för att batterier ska vara lönsamma i elnäten idag.

⁸ IRENA (2019). [Enabling Technologies: Innovation Landscape briefs](#)

⁹ RMI (2019). [Breakthrough Batteries: Powering the Era of Clean Electrification](#)

¹⁰ Bergstedt & Nyström (2018). Batteries vs Cables, Examensarbete vid Chalmers.

¹¹ Rosenlund & Ärnström (2016). Energilager vs Nätförstärkning, Examensarbete vid LU



Det mest lönsamma idag är att sälja frekvenstjänster.

I en norsk studie¹² visades att det kan vara mest lönsamt att använda batteriet för att buda in på frekvensregleringsmarknaden, FCR-N. Detta vid batteripriser på ca 1500 Euro/kWh, vilket är högre än dagens priser för större installationer. I samma studie 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.

Teoretisk 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 mFRR ställer krav på stora budvolymmer och en timmes uthållighet, vilket idag är dyrt att leverera. Med vissa förändringar skulle batteriers deltagande kunna underlättas¹³.

Batterilager utgör 30 % av primärregleringen i Tyskland.

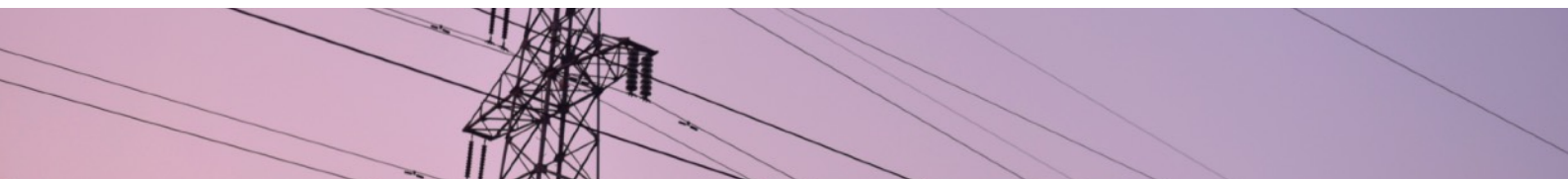
I flera andra länder används redan batterier till frekvensreglering. I Tyskland är batterilager en viktig resurs på primärregleringsmarknaden med över 200 MW batterikapacitet som förkvalificerad för att delta, vilket utgör mer än 30 % av marknaden. Även i UK används batterilager som frekvensregleringsresurs,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

Svenska kraftnät har nyss inlett försök med att låta batterier delta på FCR-D-marknaden för att öka kunskapen om LER (Limited Energy Reservoirs) och dess påverkan på kraftsystemet. Under en tvåårsperiod kommer en viss andel LER tillåts delta samtliga timmar på dygnet. Till en början är volymen 20 MW för att sedan ökas stegvis till 60 MW.

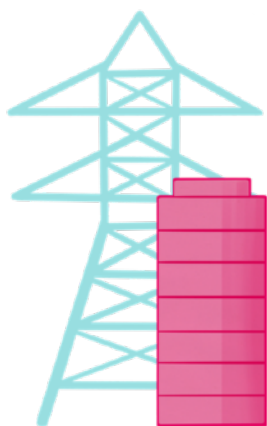
Batterier skulle också kunna delta på framtida marknader för ännu snabbare produkter, exempelvis FFR som införs i Sverige i år. Batterilager som snabbt frekvenssvar har bland annat studerats på Irland där det visades att 360 MW batterikapacitet skulle kunna ersätta 3000 MW synkrongeneratorer och säkerställa balans i elsystemet².

¹² Sintef (2019). Techno-Economic Analysis of battery storage for peak-shaving and frequency containment reserve.

¹³ Läs mer om detta i vårt faktablad: [Stödtjänster från nya tekniker](#)



Batteri eller kabel?



Batterilager är inte mer lönsamt än en kabel om nätägaren själva ska äga batteriet.

Att ersätta en nätinvestering med tjänster från batterilager som ägs av annan skulle däremot kunna bli mycket lönsamt.

Målet med detta projekt var att jämföra batterier med traditionella nät-komponenter 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 då den består av mer än bara utrustningen, dels tar en direkt jämförelse inte hänsyn till tidsaspekten och vad samhället förlorar på att utvecklingen stannar av i väntan på nätutbyggnad.

I den fallstudie som gjordes i projektet visade sig investeringskostnaden i batteriet bli väsentligt högre än kostnaden för kabeluppgraderingen. Batteriet användes dock endast under ett mycket begränsat antal timmar per år. Utnyttjandegraden var ca 5% av den totala kapaciteten i simuleringarna, vilken används för att avhjälpa spänningsproblematik i nätet under vinterhalvåret, perioden november till februari. Det betyder att batteriet har kapacitet att användas till stödtjänster resterande tid.

En grov uppskattning av vad flexibilitet får kosta för att bli intressant jämfört med en nätuppgradering gjordes för ett av fallen. Kostnaden för motsvarande nätuppgradering var ca 3,8 kr/kWh¹⁴ 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 om den i huvudsak finansieras med en annan inkomstkälla. 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, är ca 2-2,9 kr/kWh¹⁵.

Slutsatsen blir därför utifrån detta och den tidigare norska studien¹³ att ett elnätsbolag som har problem under ett mindre antal timmar per år kan skjuta upp investeringskostnaden eller helt ersätta den med att köpa batteritjänster under dessa timmar för en bråkdel av kostnaderna jämfört med att investera i ny ledning. För att detta ska användas av nätägare måste dock lagar, reglering och affärsmodeller utvecklas.

¹⁴ Beräkning enligt kostnadsuppgifter från Jämtkraft och studiens simuleringar.

¹⁵ Lazard (2018). [Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis 4.0](#), växelkurs 9,89 SEK/\$

Summering och framåtblick

Sammanfattningsvis har batterilager en stor potential att kunna bidra på olika sätt i elnätet. Detta har demonstrerats och testats i ett flertal projekt världen över, och batterilager kan på vissa marknader konkurrera.

De främsta fördelarna med batterier är en stor flexibilitet i placering, storlek och flyttbarhet samt att de har så många användningsområden. Batterilösningar går ofta också betydligt fortare att få på plats än traditionell nätutbyggnad och kan därför bidra till att säkerställa att den elektrifiering som är nödvändig för att klimatomställningen och samhällsutvecklingen inte hindras av långa tillståndsprocesser för elnät.

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. Även med en större mängd batterier i elsystemet kan fortsatta investeringar i nätinfrastrukturen behövas.

För att batterilager, nya tekniker och affärsmodeller som möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av elnätet ska få en chans att introduceras behövs förutsättningar att konkurrera på lika villkor med traditionella investeringar. Här 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.

Det internationella förnybarhetsorganet IRENA har identifierat tre nyckelfaktorer för att få till investeringar i stationära batterilager i större skala. (1) Öka lönsamheten genom att reducera investeringskostnader och öka intäktströmmar. (2) Anpassa lagstiftning och reglering. (3) Få till pilotprojekt och sprida kunskap¹⁶. Dessa faktorer stämmer väl överens med vad som framkommit i denna studie.

Det handlar inte om att ställa nya tekniker mot traditionella, utan om att se hur de kan komplettera varandra.



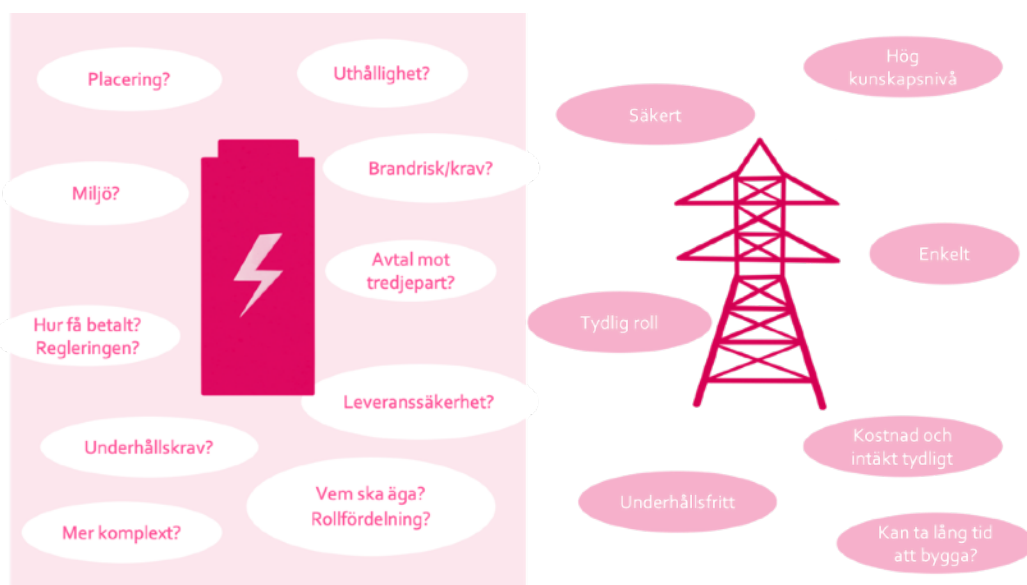
¹⁶ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Bättre affärsmodeller, avtal och marknadsplatser behövs.

Elnätsbolagen behöver få större incitament att investera i alternativa lösningar.

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 nätinvesteringar.
- 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.



Batteri vs kabel ur nätägarens perspektiv