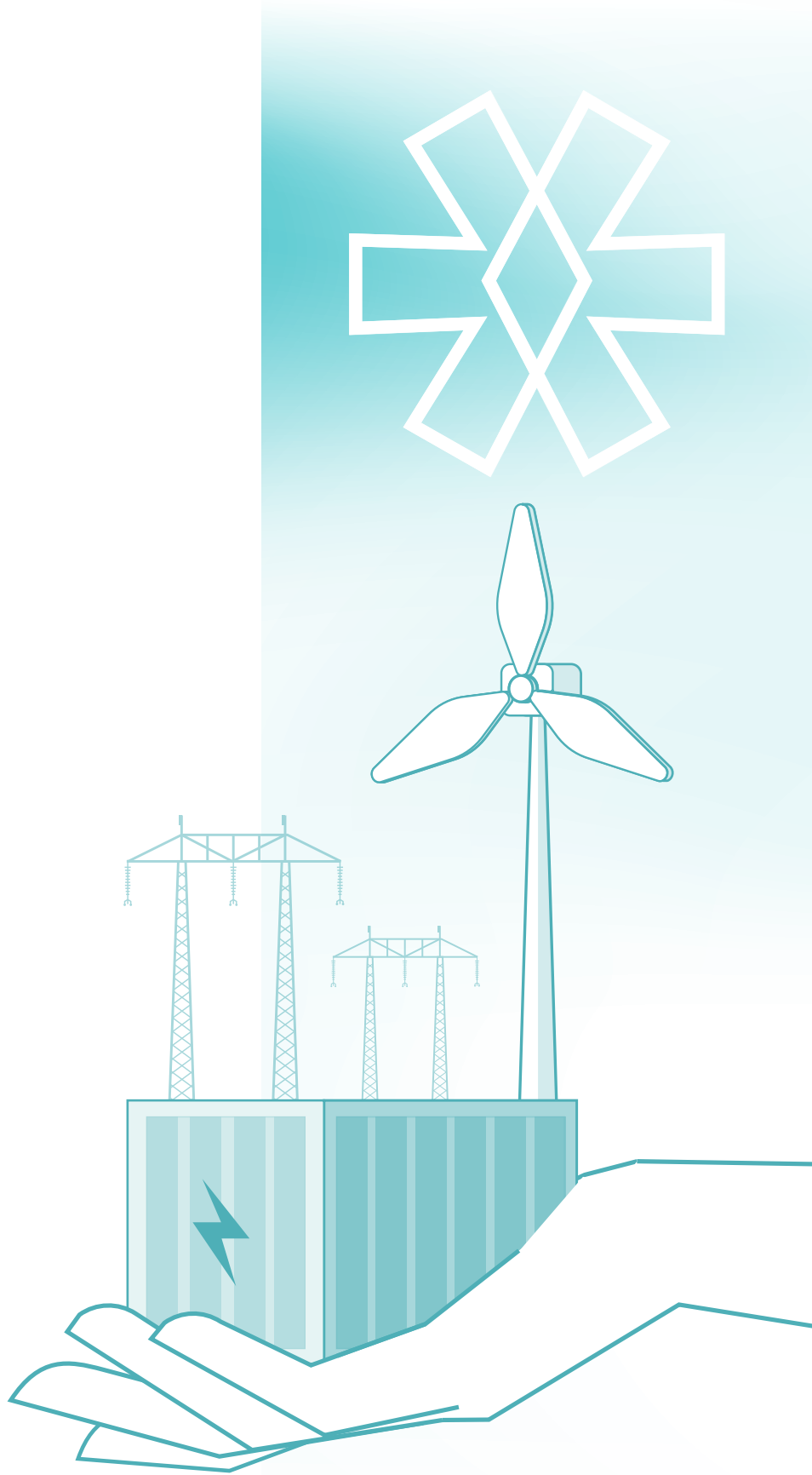




Att investera i batterilager

En handbok för inköpare och beslutsfattare

Framtagen genom projektet:



som finansierats av:



Medfinansieras av
Europeiska unionen



Eskilstuna
kommun

Med hjälp av uppdragstagaren:



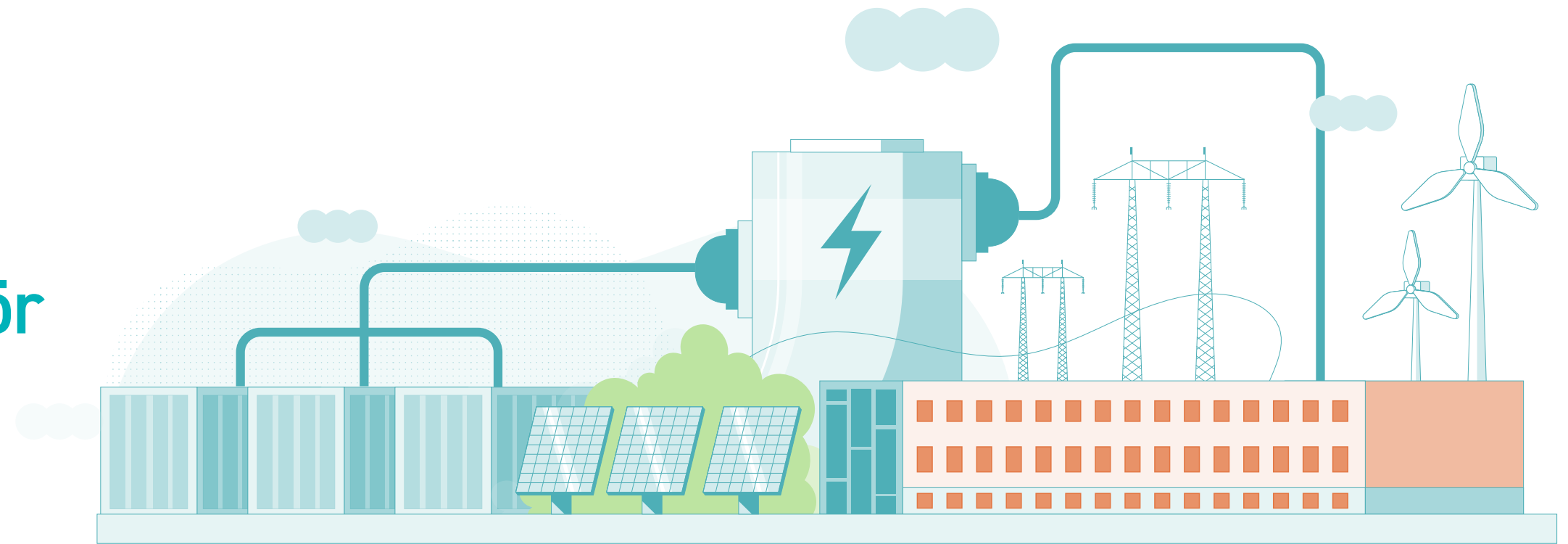
På uppdrag och i samverkan med:



Innehållsförteckning

1. Bakgrund	3	5. Dimensionering av energilagret utifrån verksamhetens behov.	38
2. Batterier	5	5.1 Battericykel	39
2.1 Litiumjonbatterier	6	5.2 Exempel på dimensionering och indikationer på ekonomiska utfall	40
2.2 Flödesbatterier	7	5.2.1 Exempel A – Industri med högspänningsanslutning	41
2.3 Natriumjon-batterier	7	5.2.3 Exempel C – BRF med värmepumpar	43
3. Att tänka på vid inköp av batterilager	9	6. Bidrag och stöd för investeringar i energilager.	45
3.3 Checklista Temperaturpåverkan	13	6.1 Investeringsstöd och program	45
4. Användningsområden för batterier	14	6.1.1 Klimatklivet och Industriklivet	45
4.1 Elnät	15	6.1.2 Energimyndighetens pilot- och demonstrationsprogram	46
4.1.1 Elnätskostnader	17	6.1.3 EU-fonder	46
4.2 Elhandel	18	6.2 Skatte- och tariffrelaterade incitament	46
4.3 Stödtjänster och balansmarknader	18	6.2.1 Skattereduktion för grön teknik	46
4.3.1 FFR (Fast Frequency Reserve)	21	6.2.2 Återbetalning av energiskatt (Skatteverket)	46
4.3.2 FCR (Frekvenshållningsreserv)	22	7. Finansiering och affärsmodeller	47
4.3.3 Elprisarbitrage day-ahead	25	7.1 Affärsalternativ	47
4.3.4 Checklista för elprisarbitrage (day-ahead)	25	7.2 Investeringsalternativ	48
4.3.5 Elprisarbitrage Intradags-handel	25	8 Praktiska aspekter	51
4.3.6 Peak Shaving – kapa effekttoppar	27	8.1 Checklista för batteriplacering	54
4.3.7 Checklista för peak shaving - effekttoppskapning	28	9. Kontraktets utformning	55
4.4 Reservkraft	29	9.1 Entreprenadavtal: Totalentreprenad	55
4.4.1 Checklista Reservkraft	30	9.2 Checklista entreprenör	55
4.4.2 Öka egenanvändning från solceller	31	9.3 Aggregatoravtal: Intäktsdelning och flexibilitetsmarknader	55
4.4.3 Checklista Ökad egenanvändning solceller	32	9.4 Checklista aggregator	55
4.4.4 Stödtjänster via en aggregator	33	10. Viktiga faktorer för inköpare/upphandlare	57
4.4.4 Checklista stödtjänster via en aggregator	36		

Varför ska jag som företagare, fastighetsägare eller ansvarig för en verksamhet lagra energi...?



Den här handboken fokuserar på lagring av el i batterier vilket också kan kombineras med annan slags energilagring, till exempel värmepump som värmer vatten med bibehållen temperatur i ackumulatortankar.

Varför ska jag som företagare, fastighetsägare eller ansvarig för en verksamhet lagra energi? Tidigare ansågs elektrisk energi utgöras av två hål i väggen. En uppfattning var att energin var oändlig och många hushåll hade direktverkande el eller olja för uppvärmning. Något som energilager var inget människor talade om. Visserligen fanns vattenkraft där energin lagrades i dammar eller till exempel svänghjul för kortvarig lagring av el. Ved är också en form av energilager som använts sedan stenåldern. Men att prata om energilagring

fanns inte på kartan. De senaste decennierna har utvecklingen gått snabbt. Fler företag och hushåll har installerat värmepumpar för vattenburen värme och ackumulatortankar som lagrar värme. Att borra för bergvärme har blivit vanligare där termisk energi lagras i berggrunden. Solenergin har utvecklats från solfångare för värme till solceller för elproduktion.

Det finns många anledningar till att anskaffa energilager. Solceller ger el när solen lyser, men inte när det är natt eller vintertid när solpanelerna är täckta av snö. Vindkraft genererar el när det är vind, men varierar kraftigt över tid. Kostnaden för elhandel varierar över dygnet och mellan säsonger samtidigt som elkunderna tvingas betala effektagifter. Värme som genereras av värmepumpar, solfångare eller

restvärme (spillvärme) från industrier eller serverhallar kan lagras i ackumulatortankar, sand eller annan termisk lagring. Även el kan omvandlas till värme som lagras på olika sätt.

Det finns även andra slags lagring av elenergi. Är det exempelvis rätt att investera i vätgaslager som ska kunna svara upp mot produktion och bortfall av sol- och vindkraft? Biogas är också en sorts energilager som idag används för bussar, lastbilar, taxi, personbilar och sjöfart. Men biogas kan även lagras i tankar för att senare generera el. En hel del verksamheter använder gasol vilket kan ersättas av biogasol som produceras av metan, samma gas som biogas. För att inte tala om pumpkraft där vatten pumpas tillbaka i vattenkraftdammar. Tekniken

utvecklas nu för att användas i gruvor där nivåskillnaden mellan mark och djupet i gruvorna medför att vatten kan pumpas upp och släppas ned genom turbiner. Beslutsfattare fokuserar på kärnkraft och i synnerhet små modulära reaktorer som anses kunna komplettera vindkraften. All den energi som används i kärnkraftverk är lagrad i jordskorpan.

Låter detta krångligt? Och vad ska jag tänka på som företagare vid val av energilager för min verksamhet?

1. Bakgrund

Förmågan att lagra energi har länge varit en grundläggande förutsättning för att kunna använda energi när och där den behövs. Batterier har gjort det möjligt att förlänga användningstiden för elektronisk utrustning, från mobiltelefoner till fordon och industriella tillämpningar. Genom lagring kan energin användas vid ett senare tillfälle än när den produceras, vilket skapar flexibilitet och ökar försörjningstryggheten.

Historiskt har olika former av energilagring utvecklats för olika behov. Termisk lagring, såsom lagring av värme i vatten, har använts sedan slutet av 1800-talet då vattenburna värmesystem introducerades. Vatten kan lagra värme betydligt längre än luft, vilket gjort tekniken effektiv och väl etablerad. Även bioenergi kan betraktas som en form av lagring där ved, flis och pellets från skogsbrukets restprodukter kan lagras och användas vid behov för att producera värme och el, vilket är vanligt i fjärrvärmesystem.

Utvecklingen av ellagring är däremot relativt ny. Batteritekniken för större skala började utvecklas först under 1900-talet, och den breda kommersialiseringen har påbörjats först under de senaste decennierna. I takt med att samhället elektrifieras inom transportsektorn, industrin och byggnader, ökar behovet av tillförlitliga och effektiva system för lagring av elenergi.

Elektrifieringen är en avgörande del av omställningen till ett fossilfritt energisystem. Genom att ersätta fossila energikällor med el från förnybara källor kan stora utsläppsminskningar uppnås. Exempelvis står den svenska stålindustrin, däribland SSAB och LKAB, för omkring tio procent av landets samlade växthusgasutsläpp. Genom att använda vätgas producerad med förnybar el i stället för kol i masugnsprocessen kan dessa utsläpp minska avsevärt.

Elektrifieringen skapar både ett behov och en möjlighet - behovet av att kunna lagra el på ett tillförlitligt sätt, och möjligheten att använda den lagrade energin för att minska klimatpåverkan samt stärka energisystemets robusthet.

Elektrifieringen är en avgörande del av omställningen till ett fossilfritt energisystem.

Energilagring kan bidra till flera samhällsnyttor. Den kan möjliggöra kostnadsbesparingar, öka driftsäkerheten och resiliensen (motståndskraften) i energisystemet samt stärka företagens hållbarhetsprofil. Under de senaste åren har även energilagringens potential att bidra till omställningen till ett mer förnybart energisystem fått ökad uppmärksamhet.

Energilagring kan ske i flera olika former, med varierande teknik och tillämpning beroende på behov och tidshorisont. De huvudsakliga kategorierna är:



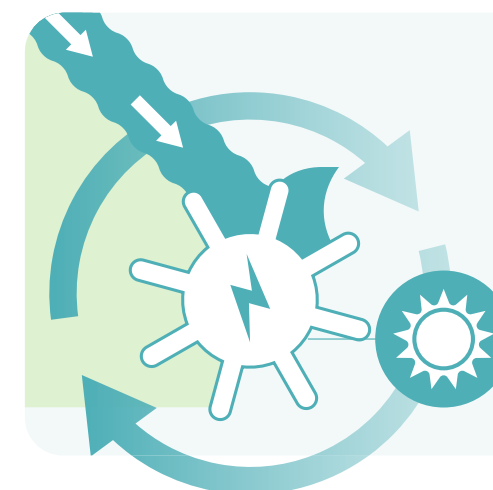
Elektrokemiska energilager

Bly-syra, Li-ion, flödesbatterier m.m



Kemisk energilager

Vätgas, metan mm



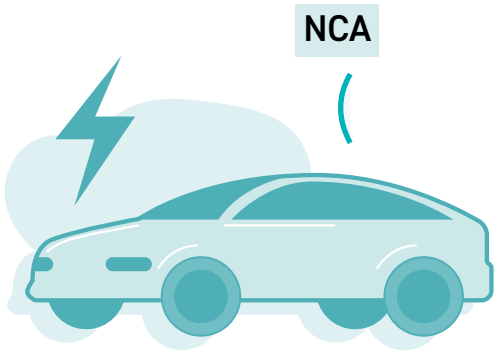
Mekanisk energilager

Svängghjul, pumpvattenkraft m.m.

2. Batterier

Denna handbok fokuserar på elektrokemiska energilager och i första hand litiumjonbatterier vilka har funnits på marknaden i flera decennier och har successivt ersatt äldre batterityper såsom bly-syra och nickel-metallhydrid (NiMH). Dessa äldre tekniker kännetecknas av lägre energitäthet, kortare livslängd, lägre verkningsgrad samt ökad risk vid hantering och drift. Trots detta används de fortfarande i vissa nischade tillämpningar, exempelvis som startbatterier i fordon, där högt strömförande egenskaper krävs och vikt samt energidensitet inte är avgörande.

Även om denna handbok huvudsakligen fokuserar på litiumjonbatterier, är merparten av resonemangen tillämpliga på elektrokemiska energilager generellt. Grundläggande aspekter såsom dimensionering av effekt och kapacitet, degradering och cykellivslängd, garantivillkor, systemintegration, säkerhetskrav samt marknads- och affärsförutsättningar är i hög grad oberoende av specifik batterikemi. Nya och framväxande tekniker, såsom natriumjonbatterier, kan komma att uppvisa vissa förbättrade egenskaper, exempelvis lägre temperaturkänslighet eller andra materialfördelar, men kommer fortsatt att omfattas av samma övergripande tekniska, ekonomiska och regulatoriska ramar som beskrivs i denna handbok.



LCO (litium-kobolt-oxid)

Hög energitäthet, ofta använd i konsumentelektronik. Lägre antal laddningscyklar (som vidare benämns cyklar), och känslig för skada.

NMC (nickel-mangan-kobolt)

Bättre balans mellan energitäthet, livslängd och säkerhet. Hög energitäthet och har varit vanligt i elfordon. Hög materialkostnad.

NCA (nickel-kobolt-aluminium)

Liknar NMC men med ännu högre energitäthet, också vanligt i elbilar.

LFP (litium-järnfosfat)

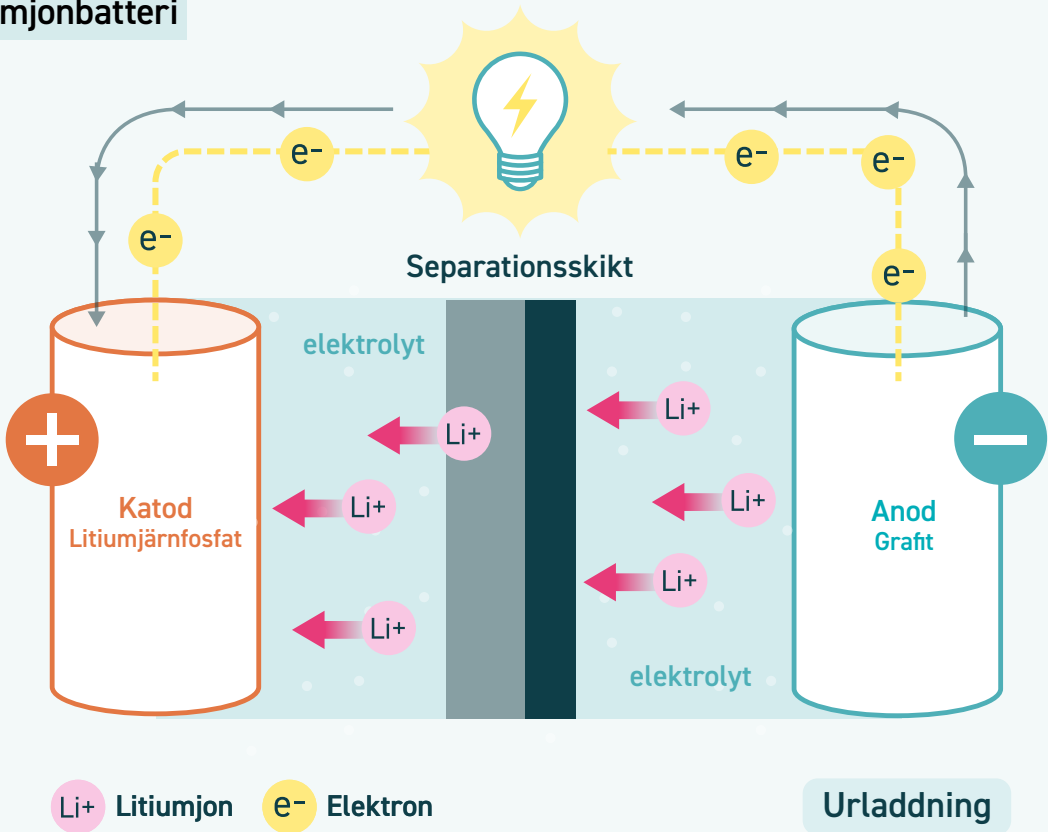
Något lägre energitäthet men mycket god termisk stabilitet, lång livslängd och kostnadseffektiva material.

2.1 Litiumjonbatterier

Utvecklingen av litiumjontekniken har möjliggjort att energi idag kan lagras på ett kompakt, lätt, energieffektivt och ekonomiskt hållbart sätt. Detta har i sin tur skapat förutsättningar för en omfattande elektrifiering inom såväl transportsektorn som fastigheter och industri.

Inom litiumjonfamiljen finns flera olika kemiska sammansättningar, var och en med sina specifika egenskaper:

Litiumjonbatteri



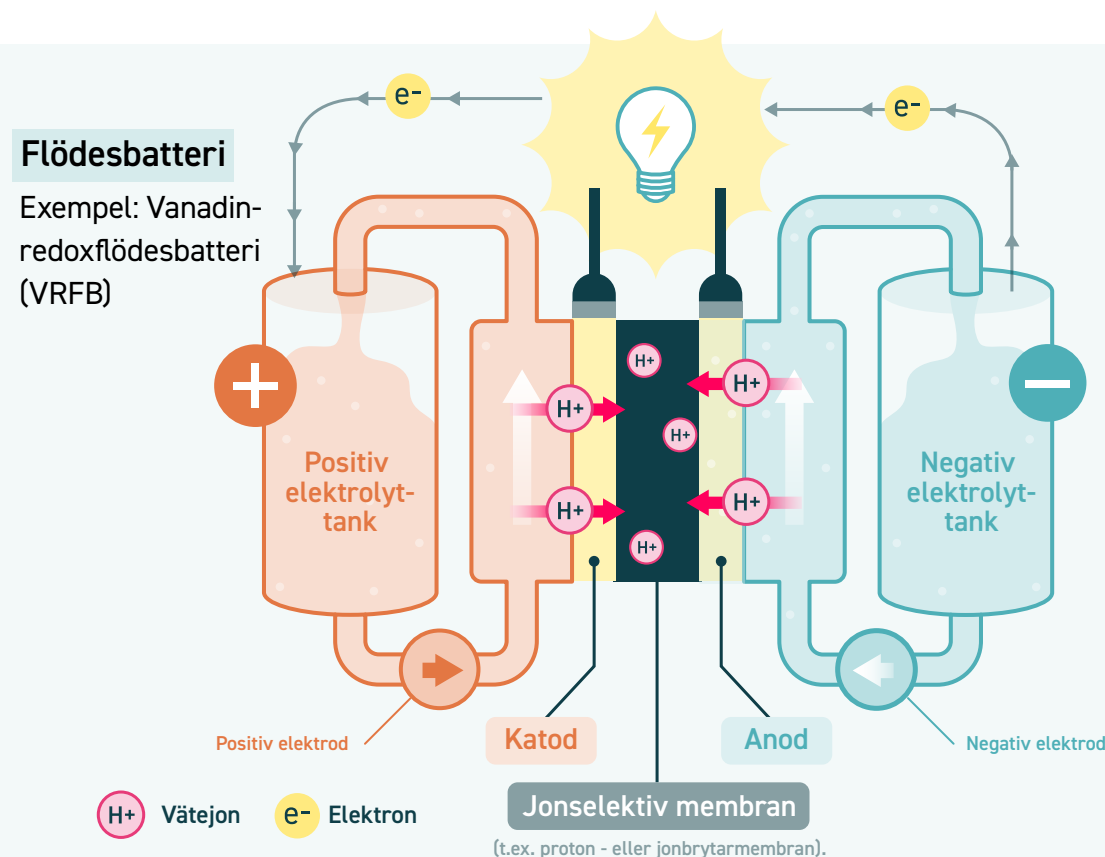
	LFP	NMC	NCA
Materialets komposition	Lithium	Lithium	Lithium
	Järn	Nickel	Nickel
	Fosfat	Mangan	Cobalt
		Cobalt	
Genomsnittlig kostnad (USD per kWh)	90 USD/kWh	130 USD/kWh	130 USD/kWh
Energitäthet (på batteripack-nivå)	160 Wh/kg	200 Wh/kg	200 Wh/kg
Rekommenderad urladdning	100 %	80–90 %	80–90 %
Antal laddcykler (tills 80 % kapacitet)	2 500	1 000	1 000

2.2 Flödesbatterier

En annan intressant teknik som uppmärksammas för storskaligt bruk är lagring med flödesbatterier. Till skillnad från litiumjonbatterier, där energin lagras i fasta elektroder (anod och katod), lagras energin i flödesbatterier direkt i den flytande elektrolyten (anolyt och katolyt). Anolyt och katolyt är kemiskt lika (brukar utgöras av ämnet vanadium) men befinner sig i olika oxidationstillstånd. Dessa

vätskor pumpas genom en gemensam cell (så kallad stack) för att generera el via potentialskillnaden.

Flödesbatterier kräver mer fysiskt utrymme än litiumjonbatterier och har högre investeringskostnad. Samtidigt erbjuder tekniken betydande skalfördelar: Lagringskapaciteten kan ökas enkelt genom att installera fler elektrolyttankar, utan att systemets effekt- eller styrsystem behöver byggas ut i samma omfattning.



2.3 Natriumjon-batterier

Prisfluktuationer på litium och litiumbaserade råmaterial har under senare år bidragit till ett ökat intresse för alternativa batterikemier. I detta sammanhang har natriumjonbatterier gått från att främst vara föremål för teknisk verifiering till att i ökande grad utvärderas

i kommersiella tillämpningar. I laboratoriemiljö har dessa batterier uppvisat livslängder som är jämförbara med litiumjonbatterier, samtidigt som de har bättre prestanda vid låga temperaturer – ett område där litiumjontekniken traditionellt har haft begränsningar. Natriumjonbatterier

kan även möjliggöra snabbare laddning under vissa förhållanden.

En viktig fördel är att natrium är betydligt mer tillgängligt än litium, vilket gör tekniken mindre beroende av strategiskt kritiska metaller. Framställning av natrium bedöms även vara mindre miljöbelastande än utvinning av litium. Det är dock värt att notera att tillgången på litium inte har varit den huvudsakliga flaskhalsen i batteriproduktionen, utan snarare den begränsade tillgången på metaller såsom kobolt och nickel.

Trots sina fördelar har natriumjonbatterier i nuläget lägre verkningsgrad jämfört med etablerade litiumjonbatterier. Samtidigt kvarstår flera andra utmaningar, såsom begränsad industriell mognad i leverantörskedjan och lägre energitäthet vilket i dagsläget begränsar tekniken till vissa tillämpningsområden. För att tekniken ska kunna konkurrera fullt ut i breda kommersiella tillämpningar behöver dessa egenskaper förbättras ytterligare.

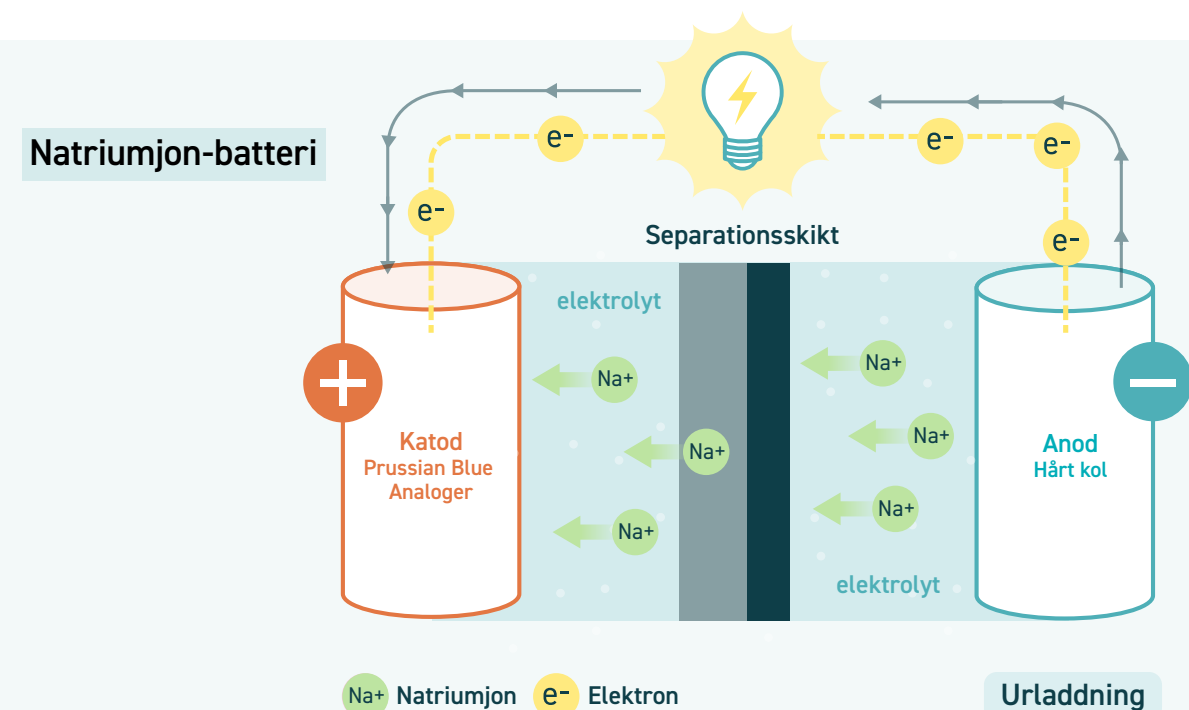
Sammantaget har natriumjontekniken stor framtida potential, särskilt för stationära energilager och applikationer där kostnad och temperaturtålighet är viktigare än exempelvis maximal energitäthet.

Vad bör användaren välja för typ av batteri?

Ett batterisystem, är i regel ett bra val om det uppfyller följande kriterier:

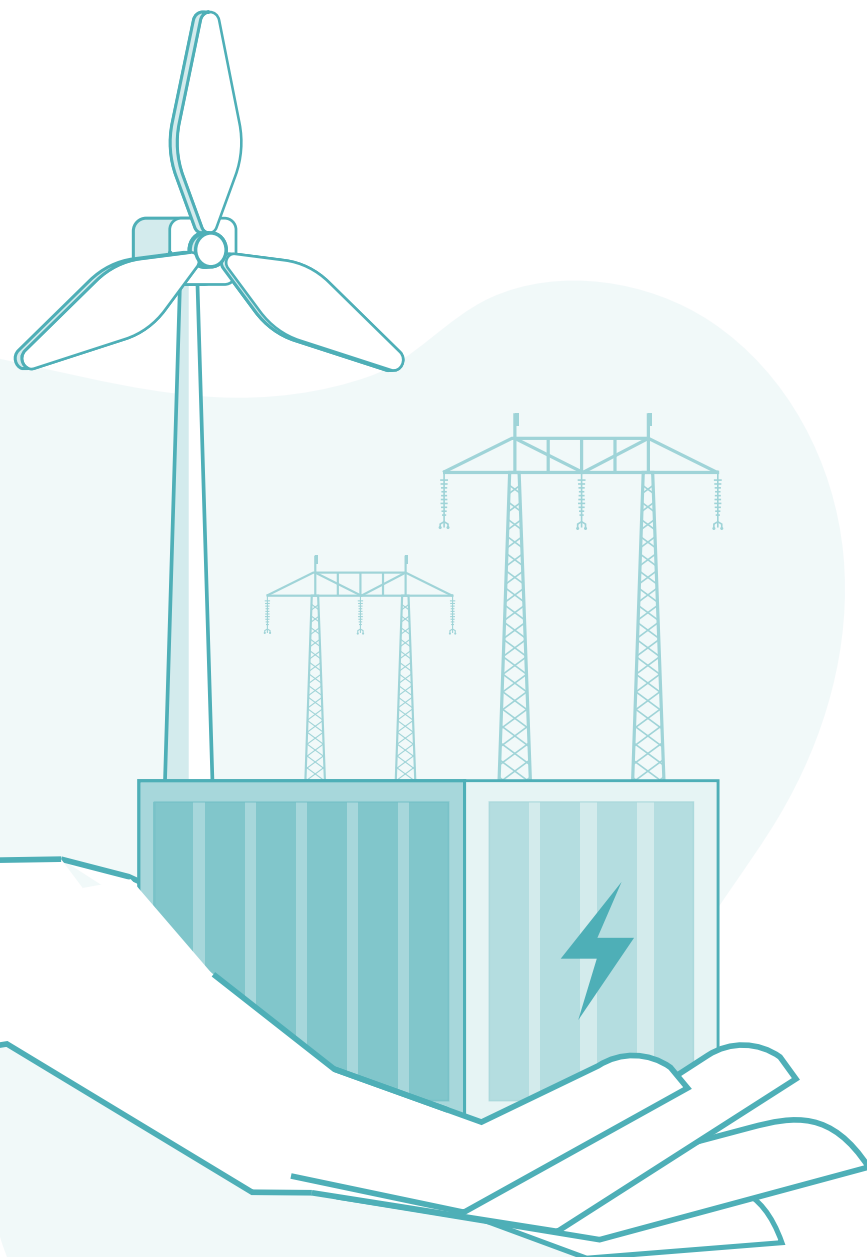
- har god cykellivslängd,
- möjliggör olika användningsområden,
- levereras av en etablerad aktör som kan erbjuda långsiktiga garantier, samt
- har en investeringskostnad som möjliggör återbetalning inom relativt kort tid.

Mer information om dessa aspekter presenteras i de följande avsnitten i handboken



3. Att tänka på vid inköp av batterilager

När verksamheten planerar att köpa in ett energilager, eller har erhållit en offert, finns det flera aspekter att ta hänsyn till, och det kan kännas svårt att fatta beslut.



3.1 Hur vet vi att batteriet håller hög kvalitet?

Batterier är system som består av flera nivåer av tillverkning och integration. Den mest grundläggande komponenten är battericellen, som tillverkas av specialiserade cellproducenter. Idag domineras den globala marknaden av kinesiska aktörer, till exempel CATL och BYD, som förser mer än hälften av alla litiumjonceller som säljs, i form av stationär lagring, elbilsbatterier med mera.

Dessa celler används sedan av olika systemintegratorer för att bygga batterimoduler och färdiga energilagringssystem.

Huvudsakliga steg kan sammanfattas som;

1. Celltillverkning av företag som CATL, BYD, EVE Energy, Samsung SDI med flera.
2. En första integrator kan ta cellerna och bygger ihop dem till batterimoduler och pack, ofta med inbyggda Battery Management Systems (BMS).
3. Andra integratorn eller systemleverantören paketerar dessa moduler till kompletta system med Energy Management Systems (EMS), kraftelektronik, värme-kylsystem och kommunikationsgränssnitt. Dessa system är ofta det som installeras direkt i fastigheter eller på industrisiter.

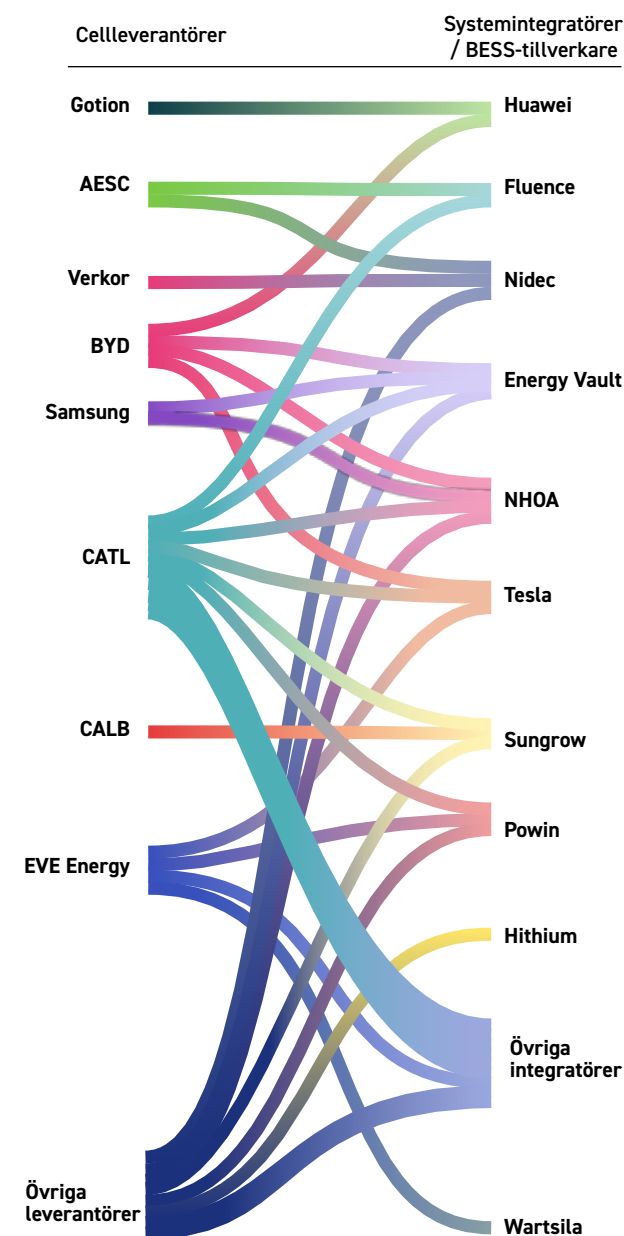


Celltillverkare som BYD eller CATL kan omfatta samtliga dessa steg, men oftast sker processen genom olika aktörer, och ibland med flera parter involverade inom samma steg.

Med andra ord säljer vanligtvis celltillverkaren, eller den första integratorn, inte direkt till slutkund, utan vidare till en andra integrator eller systemleverantör som paketerar om lösningen i sin egen design och sitt eget varumärke.

I Sverige är det entreprenören/ installatören som köper dessa batterier, och säljer vidare till slutkunden. Det innebär att slutkunden ofta köper systemet från en tredje part, som till exempel en nordisk installatör eller energitjänsteleverantör. Denna kedja skapar ibland osäkerhet kring ursprung, supportansvar och framtida kompatibilitet vid utökning eller uppdatering av systemet. Därför är det viktigt att ha tydlighet i specifikationer och avtal kring komponenternas ursprung och ansvarsområden för garanti, service, miljö, arbetsmiljö och övriga hållbarhetsaspekter.

Marknadsöversikt 2024/2025



Figur 2 <https://www.energy-storage.news/the-dynamics-of-bess-and-cell-supplier-relationships/>

Batterimarknaden påminner i många avseenden om solcellsmarknaden för 10–15 år sedan. På den tiden dominerade några stora tillverkare, men många andra försvann snabbt från marknaden när konkurrensen ökade och priserna föll. Detta lämnade vissa installatörer och kunder utan support, uppdateringar eller reservdelar, vilket i vissa fall ledde till att hela system behövde bytas ut.

Samma risk finns idag inom batterilagring. Många nya aktörer har tillkommit, särskilt inom integration och systemleverans. Därför är det strategiskt klokt att välja batterileverantörer som har etablerad närvaro och långsiktig plan i Sverige eller Norden, alternativt internationellt kända aktörer med god historik och dokumenterad support. Denna information bör kunna ges av entreprenören som tillhandahåller batterierna. Rådfråga gärna kommunens energi- och klimatrådgivare och/eller ta hjälp av en oberoende konsult.

Här är några viktiga aspekter att ta hänsyn till på batteribarknaden:



Att reservdelar finns tillgängliga om 5–10 år.



Systemet uppdateras med nya funktioner och säkerhetsrutiner.



Eftermarknadsstöd finns tillgängligt vid behov och för garantiärenden.

3.2 Temperaturpåverkan och dess betydelse

Temperatur är en av de faktorerna som påverkar ett batteris prestanda, livslängd och därmed även dess ekonomiska utfall. Även om litium-järn-fosfatbatterier (LFP) är mer termiskt stabila och robusta än många andra litiumjonkemier, påverkas de fortfarande av både låga och höga temperaturer. Hur batteriet placeras, kyls och värms har därför direkt betydelse för investeringens långsiktiga värde.

Optimalt temperaturområde

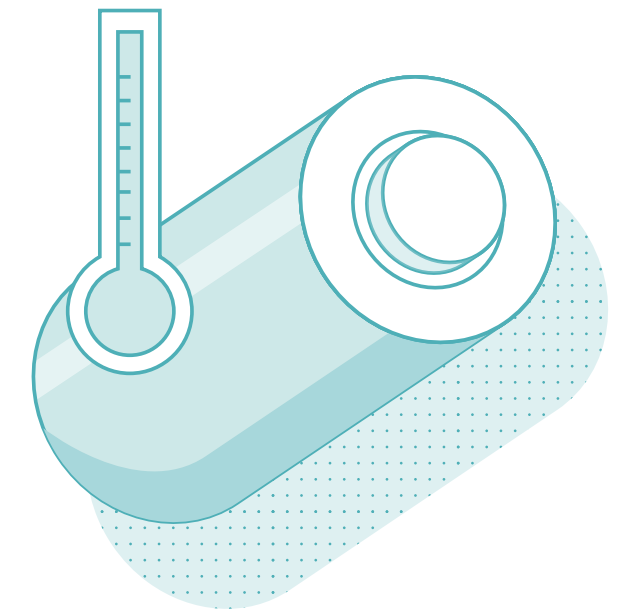
De flesta LFP-batterier är konstruerade för att arbeta optimalt inom ett temperaturintervall på cirka 15–30 °C. Inom detta område uppnås hög verkningsgrad, låg intern resistans och minimal degradering.

Höga temperaturer (över ca 35–40 °C)

Förhöjda temperaturer påskyndar de kemiska åldringsprocesserna i batteriet:

- Accelererad kalendäråldring
- Snabbare kapacitetsförlust
- Förkortad total livslängd

Även om LFP generellt har högre termisk stabilitet än exempelvis NMC, innebär långvarig drift vid höga temperaturer att batteriet når sin garanterade slutkapacitet (t.ex. 80 %) tidigare.



Låga temperaturer (0 °C och lägre)

Vid låga temperaturer minskar jonrörligheten i batteriet, vilket leder till:

- Lägre tillgänglig effekt och kapacitet
- Försämrad laddningsförmåga
- Ökad intern resistans och därmed högre förluster

Vid laddning under fryspunkten finns dessutom risk för litiumplätning på anodens yta, vilket kan orsaka permanent kapacitetsförlust. Av denna anledning begränsar eller stoppar BMS-system ofta laddning helt vid låga temperaturer. Många moderna batterisystem är också utrustade med intern uppvärmning, vilket innebär att battericellerna värms upp till en säker driftstemperatur innan laddning tillåts. Sådan uppvärmning sker på bekostnad av batteriets tillgängliga energi och därmed påverkar systemets totala verkningsgrad.

Observera att nya batteritekniker, såsom natriumjonbatterier, generellt har bättre prestanda vid låga temperaturer och kan minska flera av de begränsningar som beskrivs ovan.

3.3 Checklista Temperaturpåverkan

Utomhusinstallation

- ☐ Är batterisystemet placerat så att direkt solinstrålning minimeras, exempelvis genom nordlig orientering eller solskydd?
- ☐ Är batterikapslingen anpassad för utomhusklimat med tillräcklig isolering och aktiv/passiv temperaturreglering?
- ☐ Finns det risk för drift under 0 °C? Är systemet i så fall utrustat med intern uppvärmning eller motsvarande skyddsåtgärd?
- ☐ Är placeringen vald så att snö, is och stående vatten inte kan blockera ventilation eller kylsystem?

Inomhusinstallation

- ☐ Finns tillräcklig ventilation i rummet för att bortföra den värme som genereras vid drift, laddning och urladdning?
- ☐ Är ventilationssystemet dimensionerat även för sommardrift och full effekt?
- ☐ Kan rumstemperaturen hållas inom rekommenderat driftintervall utan att kräva kontinuerlig aktiv kylning?

Systemdesign

- ☐ Är vi medvetna om att intern uppvärmning/nedkylning förbrukar energi från batteriet och därmed påverkar tillgänglig kapacitet och verkningsgrad?
- ☐ Kan temperaturdata följas upp via övervakningssystem för långsiktig analys av degradering?

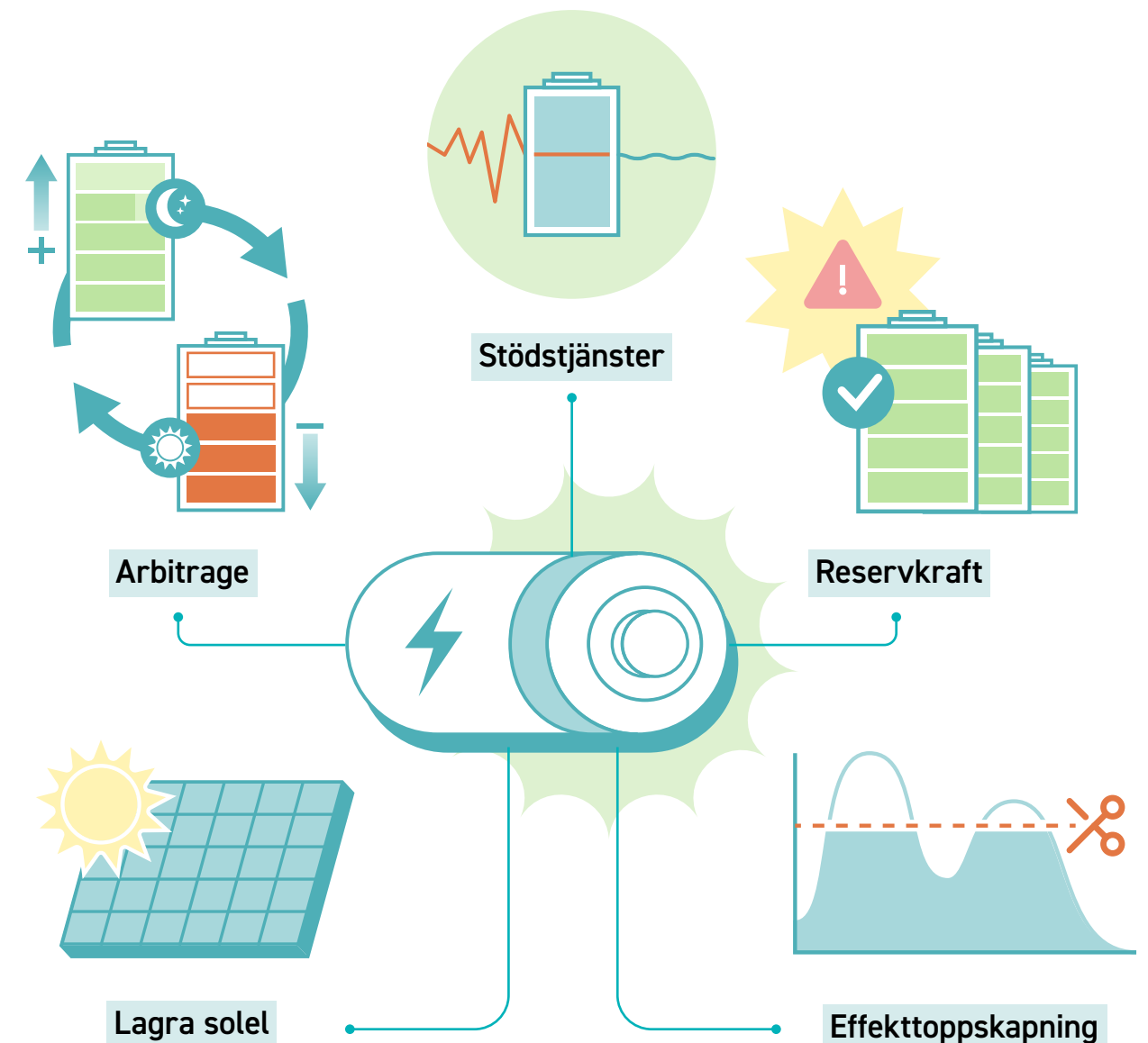
4. Användningsområden för batterier

För att förstå hur batteriet kommer att användas är det bra att känna till vilka metoder som finns idag för att använda batteriet och skapa besparingar eller intäkter.

En viktig del i detta är att förstå kostnader på vanliga elfakturor, och hur de kan se

olika ut beroende på var verksamheten finns och vilket elavtal verksamheten har. Elkostnader består huvudsakligen av elhandels- och elnätskostnader.

I följande avsnitt visas kostnader som kan förväntas för batterilager.



Syftet med lagringen (...) bör vara att använda el under timmar med höga priser, inte att sälja den.

4.1 Elnät

Elnätskostnaderna syftar till att spegla nätägarens faktiska kostnader för drift, underhåll och investeringar i elnätet. För användaren utgörs dessa kostnader i huvudsak av effektagifter och överföringsavgifter.

Kostnaderna påverkas av tre huvudkategorier:

- **Påverkbara kostnader**, såsom drift och underhåll av nätet.
- **Opåverkbara kostnader**, till exempel nätförluster samt avgifter för abonnemang till överliggande eller angränsande nät.
- **Kapitalkostnader**, som avser kostnader för utbyggnad av nätet samt avskrivning på kapitalbasen. Kapitalbasen värderas till aktuellt återanskaffningsvärde enligt byggkostnadsindex.

Elnätsföretagens intäkter regleras genom en av Energimarknadsinspektionen (Ei) fastställd intäktsram, som bestäms i fyraårsperioder. År 2026 ingår i perioden 2024–2027, där den samlade intäktsramen uppgår till cirka 326 miljarder kronor för landets 170 elnätsföretag, en ökning med omkring 100 miljarder kronor jämfört med föregående period. Denna ökning skapar ökat intresse för att hålla nätkostnaderna under kontroll för fastighetsägare.

Sedan 2018 faktureras även energiskatten av elnätsföretagen, men prissättningen fastställs av staten och ligger utanför nätföretagens kontroll.

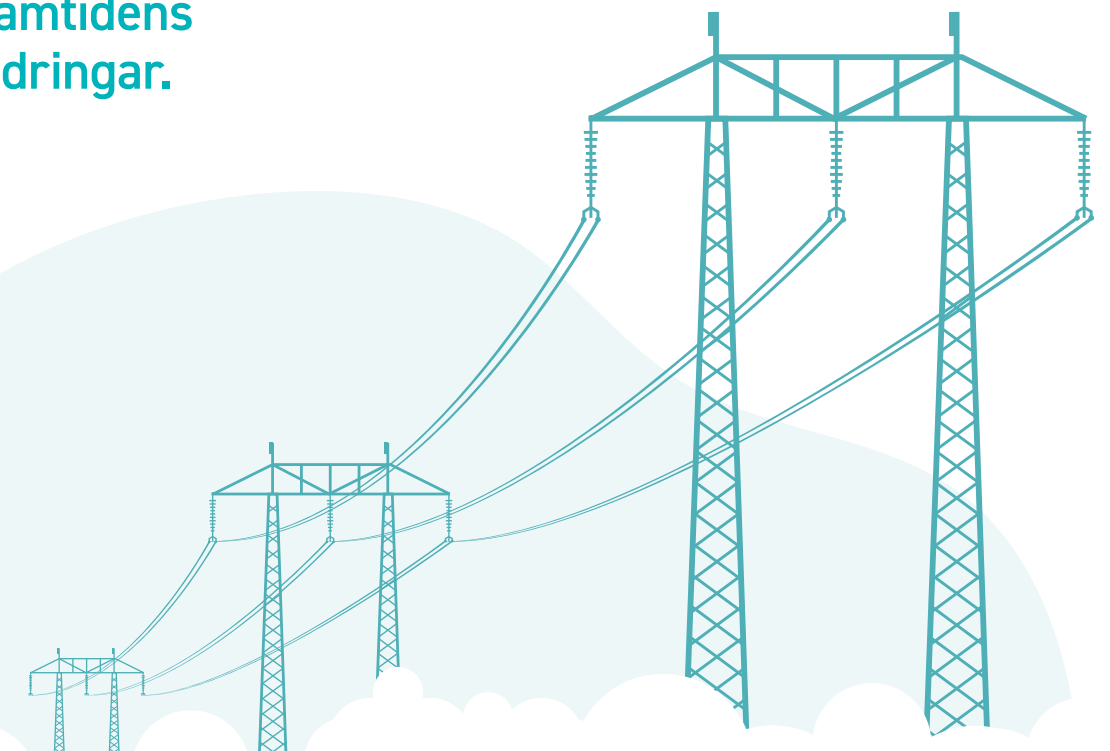
Genom att reducera mängden inköpt el kan verksamheten sänka sina elnäts- och skatteavgifter. Försäljning av överskottsel ger däremot inte motsvarande ekonomisk nytta i samtliga kostnadsposter. Det är därför vanligtvis mer fördelaktigt att använda producerad el inom fastigheten än att mata ut den på nätet. Detta är särskilt viktigt för ägare av anläggningar för egen elproduktion och energilagring. Syftet med lagringen (om elprisarbitrage kommer vara en strategi) bör vara att använda el under timmar med höga priser, inte att sälja den.

Företag kan inte fritt välja vilket elnätsområde en befintlig verksamhet tillhör, men etableringsplatsen kan anpassas utifrån elnätsförutsättningarna i området. Detta kan handla om både elnätspriser, men även möjlighet till anslutning av produktionsenheter. Observera att batterier räknas både som produktion och energianvändning (eller "förbrukning" som det ofta benämns lite felaktigt eftersom energi inte kan förbrukas, bara övergå till andra former).

Genom att förstå grundprinciperna för elnätets funktion, elanvändning och energilagringens möjligheter kan användaren skapa en stabil kunskapsgrund som är anpassningsbar till framtidens förändringar.

För en given anslutningsstorlek, exempelvis lågspänning eller högspänning, kan elnätsföretaget erbjuda olika abonnemangsformer.

I takt med att både hushåll och industri utvecklar större flexibilitet i elanvändningen, förväntas antalet abonnemangsformer öka. Flera elnätsföretag prövar redan nya modeller för prissättning och kapacitet. Syftet är att möjliggöra ekonomisk ersättning till aktörer som kan bidra till att avlasta elnätet genom anpassning av energianvändning eller produktion. Det innebär att det som beskrivs i den här handboken mycket väl kan bli inaktuellt inom några år. Men genom att förstå grundprinciperna för elnätets funktion, elanvändning och energilagringens möjligheter kan användaren skapa en stabil kunskapsgrund som är anpassningsbar till framtidens förändringar.



4.1.1 Elnätskostnader

I vissa nätområden, såsom Ellevio, Vattenfall och E.ON, kan verksamheter välja abonnemangsform och därigenom påverka både sina elnätskostnader och ekonomiska aspekter för energilagret. Skillnaden mellan abonnemangsformerna ligger främst i vilken kostnadskomponent som belastas av höglasttaxa. I vissa abonnemangtillämpas höglasttaxa på överföringsavgiften, som baseras på överförd energimängd i kilowattimmar. I andra abonnemang appliceras höglasttaxa istället på effektagiften som debiteras

utifrån den högsta timmedeleffekten i kilowatt under månaden eller genomsnittet av de högsta timmarna under en period. En resursägare som aktivt kan begränsa sin effekttopp med hjälp av energilager kan därmed uppnå större besparingar genom att välja den abonnemangsform som är anpassad till den egna lastprofilen.

I Eskilstuna finns för närvarande endast en abonnemangsform för lågspännings- respektive högspänningsanslutningar, och prisbilder för dessa framgår av tabellerna nedan.

Elnätsabonnemang lågspänning (Exkl.moms)	2025	2026
Fast Avgift	200kr/mån	200kr/mån
Månadsmax: april-oktober	66kr/kW och mån	77 kr/kW och mån
Månadsmax: november-mars	90kr/kW och mån	100 kr/kW och mån
Elöverföring (rörlig avgift)	11 öre/kWh	11 öre/kWh
Överuttag reaktiv effekt	25 kr/kVAr och mån	25 kr/kVAr och mån

Elnätsabonnemang högspänning (Exkl.moms)	2025	2026
Fast Avgift	1000kr/mån	1000kr/mån
Abonnemangsavgift	23,50kr/kW och mån	24 kr/kW och mån
Månadsmax	24kr/kW och mån	24 kr/kW och mån
Elöverföring (rörlig avgift)	6 öre/kWh	6 öre/kWh
Överuttag reaktiv effekt	25 kr/kVAr och mån	25 kr/kVAr och mån
Överinmatning reaktiv effekt	25 kr/kVAr och mån	25 kr/kVAr och mån

En batteriägare bör kontinuerligt följa utvecklingen av elnätsavgifter och bedöma om det finns förbättrade möjligheter att påverka sin elanvändning eller sina effekttoppar på ett ekonomiskt fördelaktigt sätt. De redovisade tarifferna visar exempelvis en ökning av effektagiften om ca 17% under låglastpe-

rioden (april-oktober) och ca 11% under höglastperioden (november-mars) mellan 2025 och 2026, vilket kan stärka incitament för effekttoppskapning.

Det bör noteras att sådana anpassningar kan genomföras både med och utan energilager.

4.2 Elhandel

Elhandel berör de antal kilowattimmar som köps från nätet. De vanligaste typerna är timpris, rörligt pris och fast pris. Det finns även finansiellt säkrade elhandelsavtal för större kunder.

Med kvartspris betalas spotpriset kvart för kvart, medan rörligt pris betalas för ett medelvärde av månadens, eller en grupp av timmars, spotpriser.

Fast pris innebär att kunden betalar ett förutbestämt pris per kilowattimme under en viss period.

Finansiell säkring liknar fast pris, men bygger på ett kontrakt mellan en köpare och en säljare för en viss mängd el, vanligtvis upp till 85–90 procent av en verksamhets årliga förbrukning. Den återstående delen prissäkras inte eftersom den faktiska elanvändningen varierar över tid och är svår att förutse exakt och handlas därför till spotpris.

Vilken typ av elhandelsavtal verksamheten väljer påverkar möjligheterna till elprisarbitrage (att dra nytta av elprisvariationer över dygnet). Att köpa "Ett fastprisavtal" eller teckna "finansiell säkring" medför exempelvis att verksamheten inte kan utnyttja prisvariationer (s.k. elprisarbitrage) under dygnet i samma utsträckning.

Att köpa "Ett fastprisavtal" eller teckna "finansiell säkring" medför exempelvis att verksamheten inte kan utnyttja prisvariationer (s.k. elprisarbitrage) under dygnet i samma utsträckning.

4.3 Stödtjänster och balansmarknader

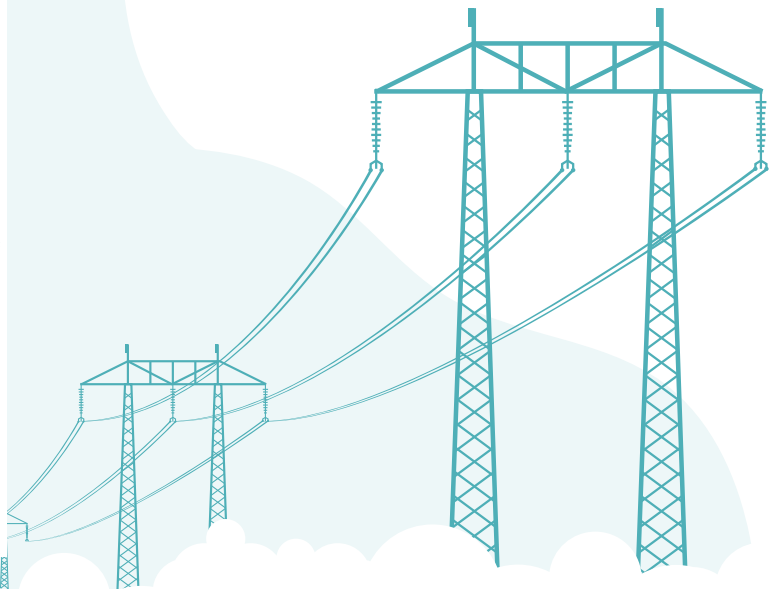
En tredje typ av kostnad (eller intäkt) som blir aktuellt är stödtjänstmarknader. Stödtjänstmarknader i Sverige är öppna marknader som samordnas av Svenska kraftnät (SvK) och syftar till att säkerställa balans och stabilitet i elsystemet. Aktörer som kan bidra med flexibilitet, såsom batterier, kan erhålla ersättning för att tillhandahålla dessa tjänster.

Under en period erbjöd vissa stödtjänster mycket höga intäkter, vilket ledde till en våg av investeringar i batterilager. Men som i alla marknader leder hög tillgång till att intäkterna sjunker. När tillgänglig batterikapacitet i Sverige började närma sig 1,2–1,5 gånger det faktiska behovet på de marknaderna batterier användes mest i, började ersättningen pressas nedåt. Detta är ett naturligt steg i en mognande marknad, där fokus skiftar från enskild tjänst till en mer flexibel användning av batteriet i flera roller.

På nästa uppslag visas en de stödtjänster som finns i Sverige idag:

Avhjälpande åtgärd	Frekvenshållningsreserver		
FFR	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N
Snabb Frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållnings-reserv -Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve - Disurbance)	Frekvenshållnings-reserv -Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve - Disurbance)	Frekvenshållnings-reserv -Normaldrift (Downward Frequency Containment Reserve-Normal)
Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering
Minsta budstorlek 0,5 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW
Aktivering Automatisk vid frekvensförändringar vid låg nivå av rota- tionsenergi.	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz
Aktiveringstid Tre alternativ för 100%: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,80 Hz)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D upp redovi- sas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshålln- ingsreserver (FCR) <i>Se krav 2 på sida 18</i>	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D ned redovi- sas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshålln- ingsreserver (FCR) <i>Se krav 2 på sida 18</i>	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-N redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållnings- reserver (FCR) <i>Se krav 1 på sida 14 samt krav 2 på sida 28</i>
Uthållighet 30 sek alternativt 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 minuter	Uthållighet Minst 20 min	Uthållighet Minst 20 min	Uthållighet 1h

Frekvensåterställningsreserver	
aFRR	mFRR
Automatisk Frekvens - Återställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvens- återställningsreserv (Downward Frequency Containment Reserve- Normal)
Upp-och/eller ne- dreglering	Upp- och/eller ne- dreglering
Minsta budstorlek 1 MW	Minsta budstorlek Kapacitets- marknad: 1 MW* Energiaktivering- smarknad: 1 MW
Aktivering Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Aktivering Automatisk akti- ivering baserad på prognostiserande obalanser för varje elområde
Aktiveringstid 100% inom 5 minuter	Aktiveringstid Full aktivering inom 12,5 minuter med en förberedelsepe- riod om 2,5 minuter och 10 minuter rampingpreiod.
Uthållighet 1h	Uthållighet 15 minuter för sche- malagda aktivering- ar och 30 min för direktaktiveringar.





Svenska kraftnät (SvK) ansvarar för driften och stabiliteten i det svenska elnätet. De köper in olika typer av stödtjänster från marknaden för att hantera frekvens, spänning och effektbalans. Nedan beskrivs de viktigaste stödtjänsterna för batterier:

4.3.1 FFR (Fast Frequency Reserve)

FFR är den snabbaste frekvensreserven i elsystemet och används vid sällsynta men allvarliga störningar, vid snabba och djupa frekvensfall, typiskt när frekvensen understiger 49,7 Hz i kombination med hög frekvensändringshastighet (RoCoF). Behovet av FFR har ökat i takt med att elsystemet får mindre tröghet när traditionella kraftverk ersätts av mer vind- och solkraft.

Tjänsten kräver mycket snabb respons, normalt inom cirka en sekund, vilket gör batterier tekniskt väl lämpade. I praktiken dock levereras FFR idag främst av större, direkt nätanslutna resurser, medan batterier i verksamheter / fastigheter (bakom mätare) förekommer i begränsad omfattning.

4.3.2 FCR (Frekvenshållningsreserv)

frekvenshållningsreserver (FCR) är stödtjänster som används för att hålla elnätets frekvens nära 50 Hz.

Det finns två huvudsakliga FCR-marknader: FCR-N (normaldrift) och FCR-D (stötningsreserver), som skiljer sig tydligt åt i hur ofta de aktiveras och vilka krav de ställer på resurserna. FCR-D marknaderna har varit särskilt attraktiva för batterier under 2023-2024, eftersom de med relativt begränsad energianvändning erbjöd höga intäkter.

FCR-N Normaldrift

Aktiveras automatiskt vid små frekvensavvikelser ($\pm 0,1$ Hz från 50 Hz). FCR-N och kräver att resursen regleras upp eller ned beroende på avvikelser. Marknaden kräver både snabb respons och kontinuerlig tillgänglighet. Priserna är ofta relativt höga, eftersom aktören måste ta höjd för ständig aktivering. Eftersom frekvensen sällan är 50,0 Hz, krävs energitillgänglighet hela tiden, som leder till högre slitage men även högre effekt- & överföringsavgifter för resurser bakom mätare.

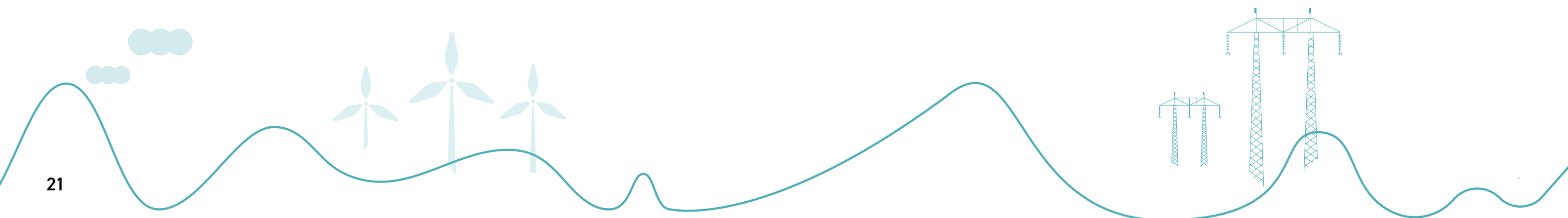
FCR-D Reserv för driftstörningar

Aktiveras vid större avvikelser ($>0,1$ Hz), oftast efter större störningar i systemet och delas upp i:

FCR-D Up – Batteriet måste kunna mata ut effekt.

FCR-D Down – Batteriet måste kunna ta emot effekt.

FCR-D Down infördes senare än FCR-D Up, efter att Svenska kraftnät identifierat ett ökat behov av nedregleringsförmåga. Detta illustrerar hur stödtjänstmarknaderna kontinuerligt utvecklas i takt med förändrade förutsättningar i elnätet.



I figur nedan illustreras kontrasten mellan behoven för FCR-N och FCR-D. FCR-N kräver i praktiken kontinuerlig aktivitet, med undantag för ett mycket smalt dödband kring 50 Hz ($\pm 0,01$ Hz). Störningsreserverna inom FCR-D endast aktiveras när frekvensen når de färgade områdena i figuren.

Av tydlighetsskäl visas endast januari 2024 i figuren. Sett över samtliga minuter under 2024 (525 600 st) förekom frekvensnivåer under 49,9 Hz (FCR-D Upp) vid ungefär 32 000 tillfällen (~ 6 %). Motsvarande förekom frekvensnivåer över 50,1 Hz (FCR-D Ned) vid cirka 40 000 tillfällen (~ 8 %).

aFRR (Automatisk frekvensåterställningsreserv)

Används i första hand för att hantera prognosfel under drifttimmen

- Aktiveras automatiskt men styrs centralt av SvK. Kräver kommunikation i realtid och snabb rampning. Med rampning menas kort tid för batteriet att öka eller minska sin effekt, det vill säga förändringshastigheten i effekt.
- Kräver större energibuffert än FCR eftersom den ofta är aktiv längre tid.
- Många batteriägare saknar ännu den tekniska integrationen eller har inte certifierats för tjänsten.

mFRR (Manual Frequency Restoration Reserve)

mFRR avlastar de automatiska stödtjänsterna som agerar som en första buffert och kan göra en tung insats för att återställa frekvensen till 50,00 Hz. Aktörer på mFRR kan få betalt för både kapacitet (mFRR CM) och energin (mFRR EAM) de erbjuder.

- Aktiveras vid större obalanser i systemet.
- Används ibland för att balansera prisområden (t.ex. när elen är billig i elområdet SE2 och dyr i SE4).
- Kräver minst aggregerad volym på 1 MW som också resulterar i att högre energimängder matas ut eller lagras vid aktivering/budgivning
- Batterier behöver därmed ha möjlighet till hög effekt och energi vid rätt tidpunkt, vilket mycket likt FCR-N kan skapa väsentliga kostnader på fastighetens elhandels och elnätskostnader, samt svårare förutsättningar för leverans då .
- mFRR-marknaden har under senaste tiden varit lönsammare än FCR- marknaden, men bakom mätaren finns ovanstående svårigheter som gör att inte alla aggregatorer erbjuder denna tjänsten.

Frekvens i elnätet (Hz) - Januari 2024



Batteriernas användningssätt.

4.3.3 Elprisarbitrage day-ahead

Elprisarbitrage innebär att köpa el när priset är lågt, lagra elen och sälja när elpriset är högt. Eskilstuna, som ligger i elområde SE3, upplever relativt höga prisskillnader jämfört med elområde SE1 och SE2.

Under första halvan av 2025 var den genomsnittliga prisskillnaden under en dag ca 1 kr/kWh (0,97 kr/kWh). År 2024 låg prisskillnaden på cirka 60 öre/kWh per dag, medan 2022 uppvisade en genomsnittlig spridning på 1,99 kr/kWh per dag.

Att ta vara på dessa prisskillnader kan låta lockande, men det bör noteras att sådan användning historiskt resulterat i relativt låg avkastning på investeringen (Return on Investment – ROI).

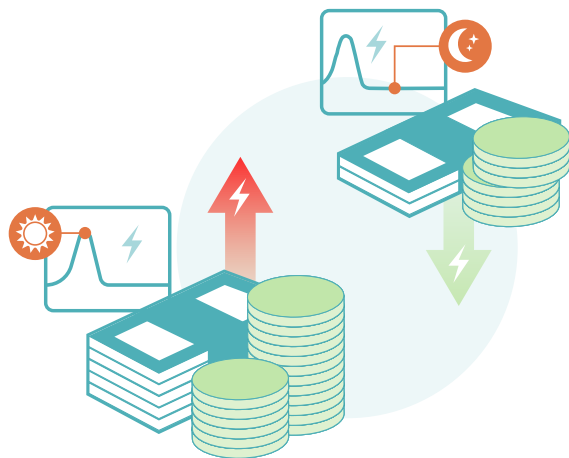
4.3.4 Checklista för elprisarbitrage (day-ahead)

Se checklistan till höger om detta uppslag.

4.3.5 Elprisarbitrage Intradags-handel

På senare tid har intradagsmarknaden börjat erbjuda allt större möjligheter för batterier. I takt med att dygnsprisvariationerna ökar kan batterier, genom aggregatorer eller balansansvariga aktörer (BRP), aktivt handla el timme för timme och dra nytta av snabba prisförändringar. Detta skapar ytterligare intäktsnivåer utöver traditionell day-ahead-handel, särskilt när systemen styrs automatiskt utifrån realtidspriser och nätförhållanden.

Intradags handel kräver aktivt styrning och skulle vara mest möjlig i större anläggningar. Förutom punkterna som nämndes ovan kräver intradags handel ytterligare aspekter som behöver vara på plats.



4.3.4 Checklista för elprisarbitrage (day-ahead)

- ☐ Har den inköpande verksamheten rörligt elpris?
- ☐ Kan batteriet/aggregator läsa av elpriset och automatiskt bestämma inköpstidpunkt?
- ☐ Kan batteriet/aggregatorn även kombinera dessa med andra kostnadsfaktorer som effekttariffer och överföringsavgifter?
- ☐ Kan det säkerställas att arbitrage görs på minskad egenanvänd el och inte genom att sälja el?
- ☐ Kan systemet ta emot och agera på realtidspris- eller marknadssignaler automatiskt?
- ☐ Är mätning och rapportering möjlig med 15-minutersupplösning eller bättre?
- ☐ Är driftstrategin anpassad för att kombinera intradagshandel med andra marknader (t.ex. FCR, effektreduktion)?
- ☐ Är villkoren för vinstdelning och avgifter tydligt reglerade i avtal med aggregatorn?

Under första halvan av 2025 var den genomsnittliga prisskillnaden under en dag ca 1 kr/kWh (0,97 kr/kWh).

År 2024 låg prisskillnaden på cirka 60 öre/kWh per dag.

2022 uppvisade en genomsnittlig spridning på 1,99 kr/kWh per dag.

Lyckas verksamheten inte minska effekttoppen, kommer verksamheten fortfarande betala för effekttoppen och även för laddningen.

4.3.6 Peak Shaving – kapa effekttoppar

II Sverige debiteras abonnemang över 63A i de flesta fall med effektagifter. Senast den 1 januari 2027 kommer alla typer av abonnemang debiteras en effektagift.

Effektagiften baseras på månadens (eller årets) högsta (eller de tre högsta) förbrukningstopparna.

Genom att programmera batteriet att minska effektuttaget från nätet under dessa toppar kan avgifter sänkas. Detta kräver noggrann styrning av laddningen för att undvika att batteriet i sig orsakar en ny topp.

Det är viktigt att följa hur många timmar som orsakar toppar och hur många av dessa som återkommer i följd, för rätt dimensionering. Lyckas verksamheten inte minska effekttoppen, kommer verksamheten fortfarande betala för effekttoppen och även för laddningen.

4.3.7 Checklista för peak shaving - effekttoppskapning

- ☐ Är effekttopparnas kostnader utredda?
Är de betydande?
- ☐ Har beräkningar gjorts för att se hur mycket effekttoppskapning kan en energilager av viss storlek lyckas med?
- ☐ Har tydliga jämförelser gjorts mellan nyttan av effekttoppskapning & andra sätt batteriet kan användas?
- ☐ Vet vi som användare att batteriet inte får misslyckas med att kapa toppen – eftersom kostnaden för laddningen ändå tillkommer.
- ☐ Är vi medvetna om att batteriet i vissa fall inte samtidigt kan skapa värde på andra sätt vid peak shaving?



4.4 Reservkraft

Reservkraft är ett attraktivt användningsområde för batterier. Många batterisystem har tillräckligt snabb reaktionstid för att fungera som UPS – (Uninterruptible Power Supply - avbrottsfri kraft) vid strömavbrott, vilket gör dem särskilt värdefulla i verksamheter med krav på hög tillgänglighet. Till skillnad från dieselaggregat kan batterier leverera el omedelbart, utan fördröjning eller mekanisk uppstartstid.

För att reservkraftsfunktionen ska kunna ske krävs dock noggrann planering. Batteriet måste ha tillräcklig effekt för att kunna försörja de laster som är kritiska under ett avbrott. För större fastigheter där batteriets effekt inte klarar av att försörja högsta effektförbrukningen i hela huset, behövs det med andra ord elcentraler som kan kopplas bort från resterande av fastighetens elsystem vid ett avbrott. Batteriet behöver även ha tillräcklig energikapacitet vid avbrottspunkt för att klara hela den önskade ö-drifftiden (när hela anläggningen körs frikopplad från elnätet), vilket innebär en begränsning i hur batteriet kan användas för andra syften.

Det är också möjligt att ha hybridlösningar, exempelvis genom att starta ett dieselaggregat efter några minuter och låta batteriet fungera som brygga.

Vid ö-drift, behöver också växelriktaren i systemet ha en off-grid funktion med "grid-forming egenskaper".

Anläggningar som inte är avsedda för ö-drift använder växelriktare som endast är avsedda att följa nätets frekvens. Ö-drift anläggningar behöver växelriktare som artificiellt kan skapa ett lokalt elnät med 3-fas. Detta är också en kostnadsdrivande faktor. Vidare krävs ofta statiska omkopplare eller särskilda övergångslösningar för sömlös övergång, vilket kan ställa ytterligare krav på både växelriktare och elcentraler.

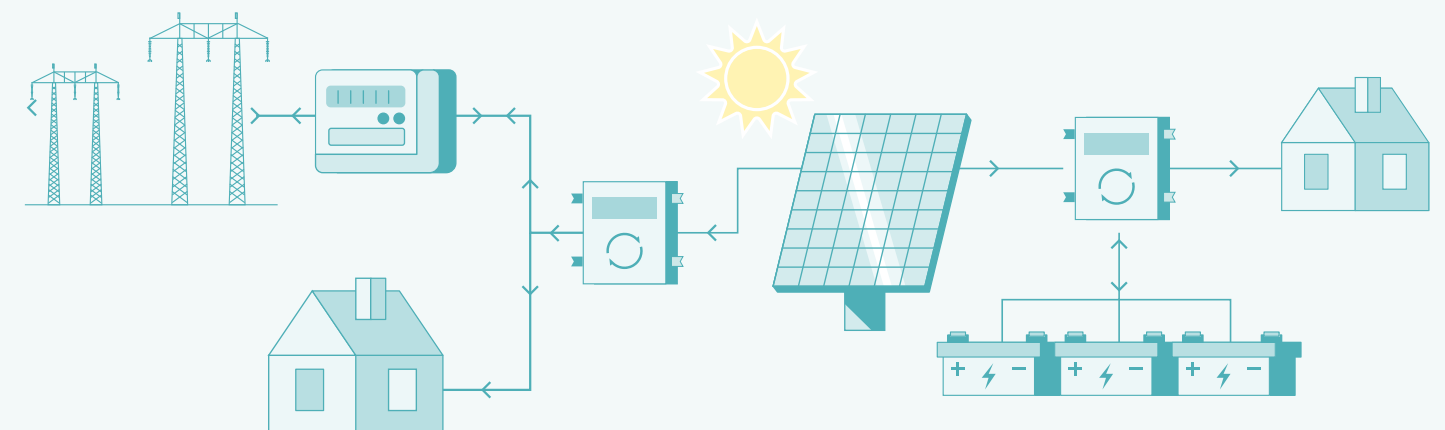
Reservkraft kan också ställa krav på att en viss energimängd hålls i beredskap, vilket kommer att minska tillgänglig kapacitet för exempelvis stödtjänster eller effekttopskapning.

Exempel

En byggnad med 1 megawatts eleffekt kan inte få nödkraft från ett batteri på 500 kilowatt om inte elsystemet är uppdelat i ställverk där den del som ska skyddas förbrukar 500 kilowatt eller mindre. Om så inte är fallet, krävs omfattande elarbeten, annars riskeras utrustning att skadas under ö-drift.

4.4.1 Checklista Reservkraft

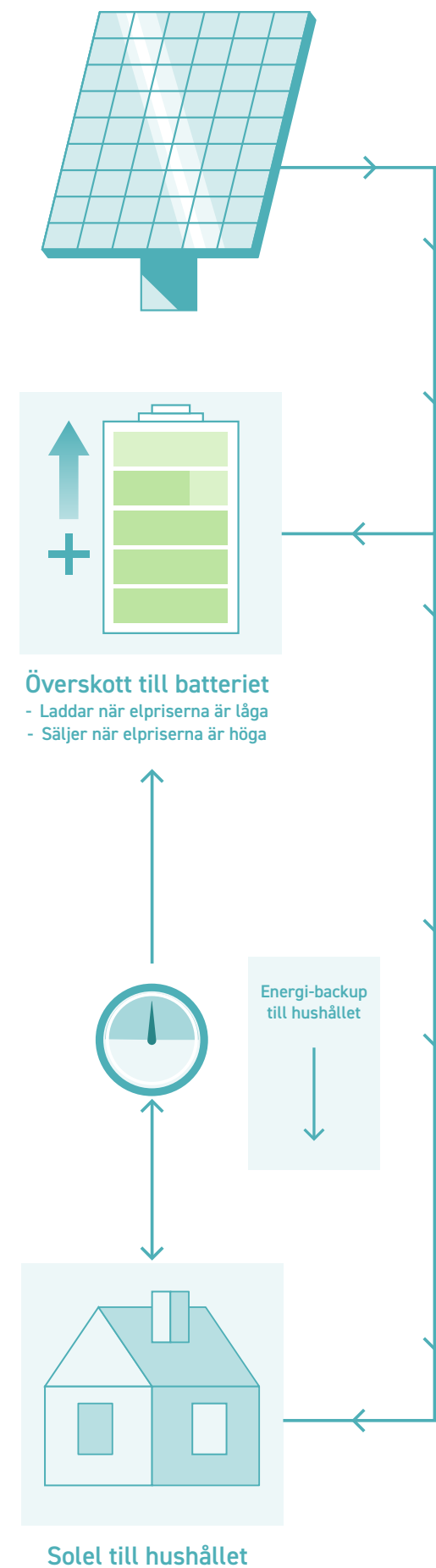
- ☐ Är elsystemets uppdelning och batteriets maxeffekt utredda?
- ☐ Vet vi hur många drifttimmar av off-grid elsystemet och batterierna kan få?
- ☐ Är prioriterade laster tydligt definierade och dokumenterade?
- ☐ Är vi medvetna om risker med spänningskvalitet och utrustningsskador?
- ☐ Är sömlös övergång till off-grid ett önskemål, och har kravbilden för detta utredd?
- ☐ Är separat jordning vid ö-drift utrett, inklusive hur jordtag, neutralpunkt och skyddsjord hanteras vid fränkoppling från elnätet?
- ☐ Är funktion för säker och tydlig fränkoppling av anläggningen från elnätet utredd, inklusive huvudbrytare/omkopplare för ö-drift?



4.4.2 Öka egenanvändning från solceller

Ett annat sätt att använda ett batteri är för att öka egenanvändningen av solen. Om EMS (Energy Management System) kan samverka med solcellsanläggningen och det finns ett överskott av el, kan detta vara en bra strategi. Solen har generellt ett lågt produktionspris (OBS inte noll!) och varje sparad (och inte såld) kilowattimme från solceller innebär också besparingar i form av undvikna skatter och nätavgifter.

Den ekonomiska nyttan av detta användningssätt är dock svår att bedöma, eftersom både solinstrålning och elanvändning varierar mellan år. Dessutom innebär egenanvändning av solen ofta att batteriet cyklas frekvent och över stora delar av sin kapacitet, vilket kan leda till ökat slitage och därmed högre livscykelkostnader som bör beaktas i kalkylen.



4.4.3 Checklista Ökad egenanvändning solceller

- ☐ Delar batteriet och solceller samma växelriktare, eller finns det kommunikation mellan batteriets och solcellernas växelriktare som möjliggör lagring under överskottstimmar?
- ☐ Genererar solelanläggningen en betydande mängd överskott av el över tid?

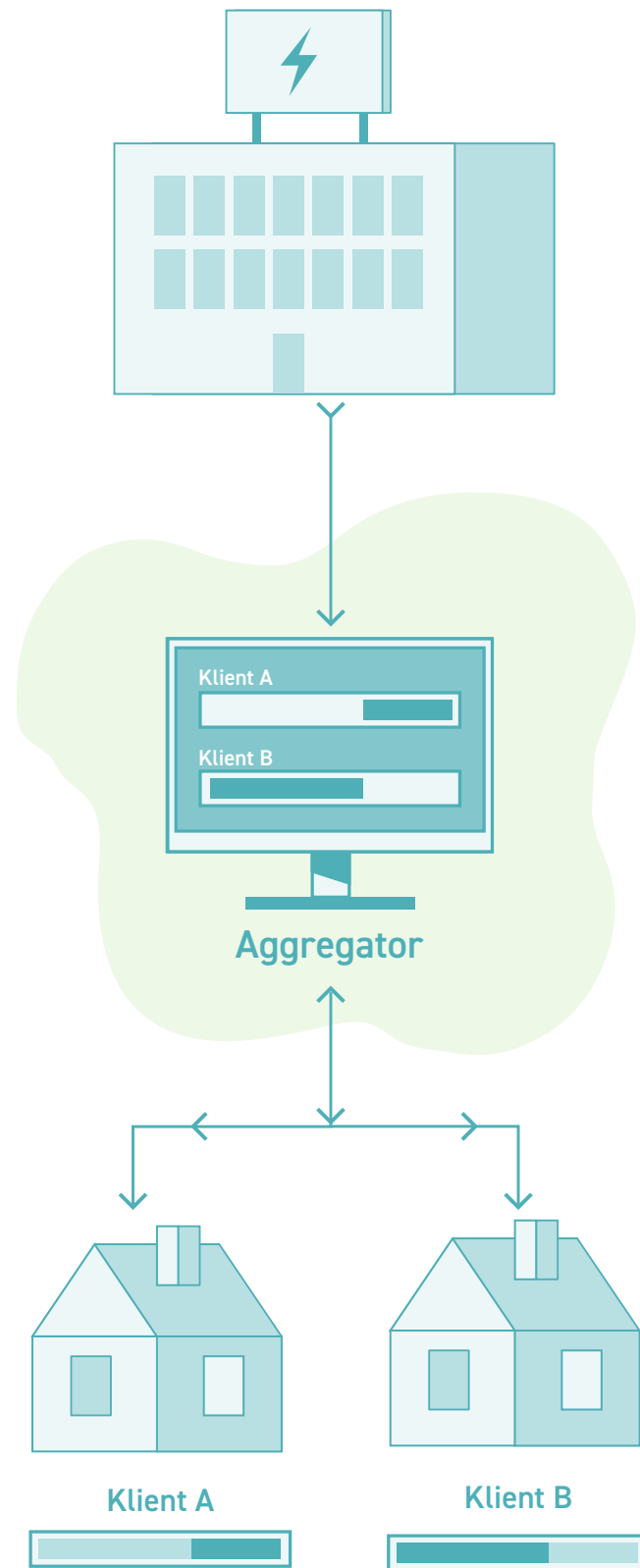
4.4.4 Stødtjänster via en aggregator

Aktörer som vill erbjuda stødtjänster, exempelvis via batterier, måste kunna lämna bud för de olika stødtjänstkategorierna och uppfylla krav på balansansvar, rapportering och styrning. Det är vanligt att detta sker via en **aggregator**, som fungerar som avtalspart och operativ mellanhand mellan batteriägaren, Svenska kraftnät och balansansvarig aktör. Aggregatorn kan även samla flera mindre resurser i gemensamma bud för att uppfylla minimikrav på effekt och tillgänglighetskrav.

Aggregatorn ansvarar för:

- Kommunikation med Svenska kraftnät (t.ex. budgivning och leverans).
- Teknisk integration och styrning av resurserna.
- Avräkning och ersättning till varje delägare/producent.

I praktiken innebär detta att aggregatorn och dess samarbetspartners (balansansvariga), fungerar som en marknads- och driftmässig mellanhand med stort inflytande över hur batteriet faktiskt används. Aggregators budstrategi, prioritering mellan marknader och operativa beslut påverkar därmed direkt både batteriets slitage och de intäkter som genereras. Batteriägaren har i



regel inte direkt tillgång till stødtjänstmarknaden, utan exponeras mot marknaden via aggregators strategi och system. Det är därmed vanligtvis inte fastighetsägaren själv som interagerar med stødtjänstmarknaden, utan via en aggregator. Detta gör att avtalen och tekniska lösningarna behöver vara tydliga, särskilt när det gäller kontroll, dataåtkomst och intäktsfördelning.

Olika aggregatorer använder olika metoder för styrning och optimering av batterier. Dessa kan baseras på fasta metoder (regelbaserad styrning), schemaläggning utifrån förväntade aktiveringar, prognosbaserade metoder, mer avancerade optimerings- och maskinlärningsmodeller eller en kombination av dessa. En mer avancerad styralgoritm innebär dock inte nödvändigtvis högre intäkter. Utfallet påverkas i hög grad av hur väl styrstrategin är anpassad till fastighetens förbrukningsmönster och nätavtal och marknadsregler samt till strategins risknivå i den portfölj eller pool där batteriet ofta ingår.

Historisk intäktsdata från aggregatorer kan ge viss vägledning om hur deras lösningar har presterat under tidigare marknadsförutsättningar. Samtidigt utgör historisk avkastning ingen garanti för framtida resultat. Även under liknande marknadsförhållanden kan olika aggregatorer prestera olika väl mellan år, beroende på förändrade budstrategier, algoritmer, portföljsammansättning och hur resurser grupperas i olika portföljer eller "pooler". Detta innebär att osäkerhet i både intäkter och driftutfall är en inneboende del av deltagande i stødtjänstmarknader via aggregator.

Även om många av dessa mekanismer ligger utanför batteriägarens direkta kontroll, är det av stor vikt att säkerställa att aggregatorn har en god förståelse för den aktuella fastigheten, dess elanvändning, nätanslutning, abonnemangsvillkor samt övriga lokala förutsättningar. Bristande förståelse för dessa förhållanden kan leda till suboptimal styrning, ökade nätkostnader eller konflikter med andra användningsområden för batteriet.

De flesta aggregatorer tar ut en ersättning i form av en procentuell andel av intäkterna från stödtjänster, där ersättningen ofta delas mellan aggregatorn och den balansansvariga aktör som aggregatorn samarbetar med. Viktig även att känna till; i dagens marknadsstruktur behöver batteriägaren även byta elhandelsbolag till den balansansvarig som aggregatorn kommer att samarbeta med.

Utöver detta kan avgifter tillkomma för tekniska moduler, mjukvarutjänster och andra funktioner, exempelvis effekttoppskapning eller optimering mot energimarknader. Dessa förändringar kan påverka både kostnadsstruktur och flexibilitet och bör därför utvärderas noggrant. Om möjligt bör villkor, avgifter och tekniska upplägg jämföras mellan flera aggregatorer innan avtal tecknas.

4.4.4 Checklista stödtjänster via en aggregator

- ☐ Är vi medvetna om de kraftigt varierande priserna?
- ☐ Förstår vi avtalsstruktur, ingående parametrar som driftsäkerhet och aggregatörens avgift?
- ☐ Har vi som användare förstått att vi kan eventuellt förlora möjligheten att använda batteriet för andra användningsområden under tiden det används för stödtjänster?
- ☐ Är min verksamhet medveten om de olika marknaderna och vad de innebär för batteriets användning och slitage?
- ☐ Har vi fått information om tidslinjen och eventuella begränsningar för att kunna leverera sådana stödtjänster till elnätet?
- ☐ Vilka marknader kan aggregatorn erbjuda deltagande i med det aktuella batterisystemet?
- ☐ Redovisar aggregatorn tydligt hur drift i dessa marknader kan påverka elanvändning och elnätskostnader (t.ex. genom ökad energiförbrukning eller effekttoppar)?

Kapacitet, mäts i kilowattimmar (kWh) och anger hur mycket energi som totalt kan lagras.

Kapacitet

Effekt

Effekt, mäts i kilowatt (kW) och beskriver hur snabbt energi kan laddas in eller tas ut ur batteriet

5. Dimensionering av energilagret utifrån verksamhetens behov.

Det är viktigt att förstå betydelsen av begreppen effekt och lagringskapacitet för att förstå detta sammanhang.

- **Effekt**, mäts i kilowatt (kW) och beskriver hur snabbt energi kan laddas in eller tas ut ur batteriet
- **Kapacitet**, mäts i kilowattimmar (kWh) och anger hur mycket energi som totalt kan lagras.

Ett vanligt begrepp inom branschen, C-rate, beskriver förhållandet mellan effekt och kapacitet. Ett batteri med 100 kWh kapacitet och som klarar 100 kW effekt har en C-rate på 1. Ett batteri med samma effekt men 200 kWh lagring har istället C-rate 0,5. Valet av C-rate bör baseras på batteriets tänkta användning:

- Vid stödtjänster som FCR eller FFR krävs ofta hög effekt men mindre energimängd – alltså hög C-rate.
- Vid stödtjänster som mFRR, och användningsområden som effektoppskapning eller elprisoptimering (arbitrage) kommer större energimängder vara nödvändiga, med andra ord lägre C-rate.

Ett sätt att hantera detta är modulära batterisystem, där batterimoduler kan tilläggas vid behov. Detta gör det möjligt att anpassa energimängden efter behov utan att byta hela systemet. Det kommer med sina svårigheter, balansering!

Det är svårt att ge en generell tumregel för dimensionering av batterier, eftersom förbrukningen de ska användas mot kan variera kraftigt mellan olika fastigheter.

Vid installation av batterier kan det vara klokt att rådfråga en konsult som kan göra oberoende kalkyler beroende på historiska förbrukningskurvor.

Det är alltid en bra idé att välja ett modulärt batterisystem, vilket innebär att lagringskapaciteten enkelt kan byggas ut vid behov i framtiden. Ett modulärt system är ett system där flera lagringsenheter kan kopplas in för att öka lagringskapaciteten i framtiden.

5.1 Battericykel

En annan viktig aspekt är att förstå att batteriet är en begränsad källa till el. Ett batteri har;

- Livslängd ("Calendar Life").
- Cykellivslängd - antal cykler ett batteri klarar av innan den börjar degradera märkbart

De flesta batterier har en garanterad livslängd på 10 år eller mer.

En battericykel är ett sätt att mäta hur många gånger ett batteri används, ungefär som att räkna hur många gånger du tömmer och fyller ett vattenglas. Efter många cykler börjar batteriet tappa sin kapacitet. Hur djupt urladdningen (så kallad Depth-of-Discharge, DoD) är, och under vilka temperaturförhållanden det sker påverkar också antal ladd- och urladdningscykler batteriet kan klara av. Ett batteri kan klara av 6 000 urladdningar på nära 100 procent. DoD kan klara över 12 000 cykler på 50 procent. Relationen är inte alltid linjär, nedan visas ett exempel som används i simuleringar.

Antal cykler som garanteras för de populära batterikemier ligger på 6000 och uppåt. Senaste åren har flera stora batteritillverkare började erbjuda garantier över 10 000 cykler. Detta innebär oftast att själva livslängden (Calendar life) kommer uppnås innan, som ofta ligger på 10 år.

Även om högre cykellivslängd än vad som garanteras ofta förväntas, är det klokt att räkna med en viss kostnad per laddningscykel i kalkylerna.

**De flesta
batterier har
en garanterad
livslängd på
10 år eller
mer.**

5.2 Exempel på dimensionering och indikationer på ekonomiska utfall

Detta kapitel syftar till att illustrera hur batterilager kan dimensioneras och användas i olika typer av anläggningar, baserat på verkliga förbrukningsmönster och tekniskt rimliga antaganden.

Analysen utgår från flera olika typer av elanvändare med varierande förbrukningsprofiler. De förbrukningsdata som används i exemplen avser helåret 2024, då dessa uppgifter varit tillgängliga i sin helhet. Marknadspriser och ersättningsnivåer baseras däremot på helårsantaganden för 2025.

För varje exempel har batteristorleken valts med hänsyn till anläggningens anslutningsstorlek samt batteristorlekar som i dagsläget är kommersiellt tillgängliga och vanligt förekommande på marknaden. Syftet är inte att identifiera ett exakt "optimalt" system, utan att visa rimliga storleksordningar och skillnader mellan olika användningsfall.

För att undvika att skapa jämförelsetal som snabbt kan bli inaktuella eller användas som direkta beslutsunderlag har inga investeringskostnader inkluderats i kapitlet. Däremot har marknadsdata analyserats för att ge en indikation på vilka typer av intäkter eller besparingar som de vanligaste användningsområdena för batterier kan generera, såsom effekttoppskapning, energi-arbitrage och deltagande i stödtjänstmarknader.

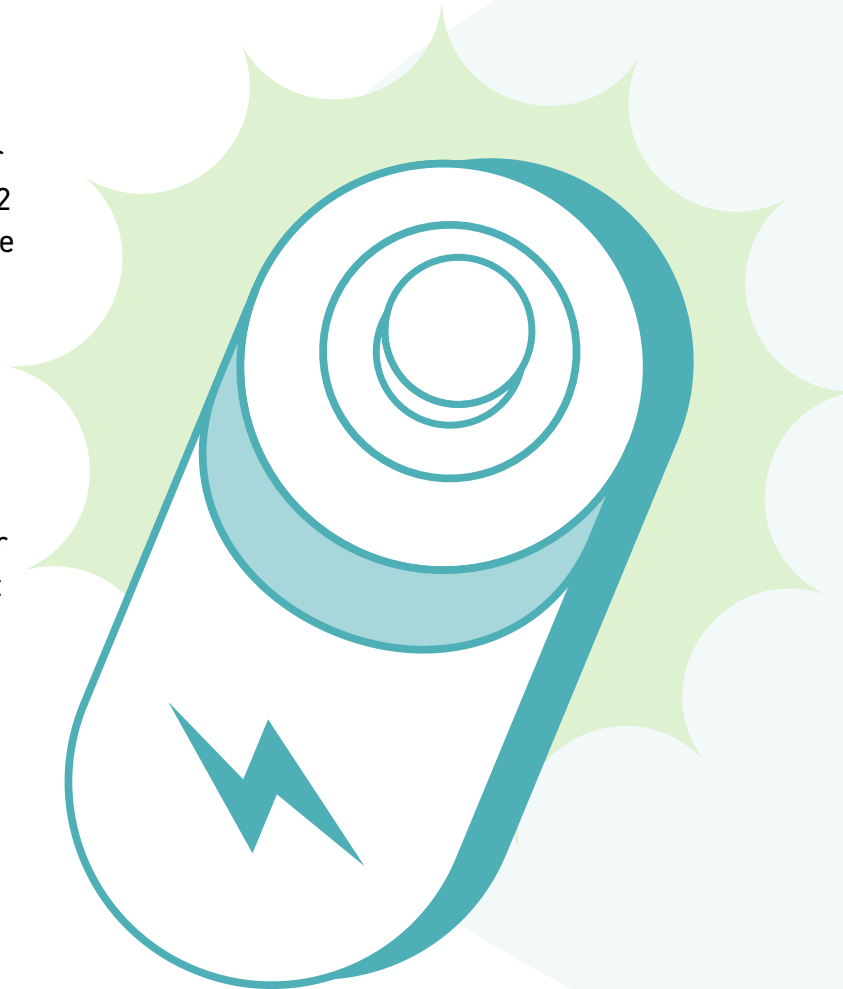
För effekttoppskapning och arbitrage redovisas resultat baserade på så kallad perfekt framförhållning. Det innebär att styrningen antas ha full kännedom om framtida last och elpriser, vilket i praktiken inte är möjligt ens med avancerade prognos- och styrsystem. Resultaten ska därför tolkas som en övre teoretisk gräns; verkliga utfall kommer att bli lägre.

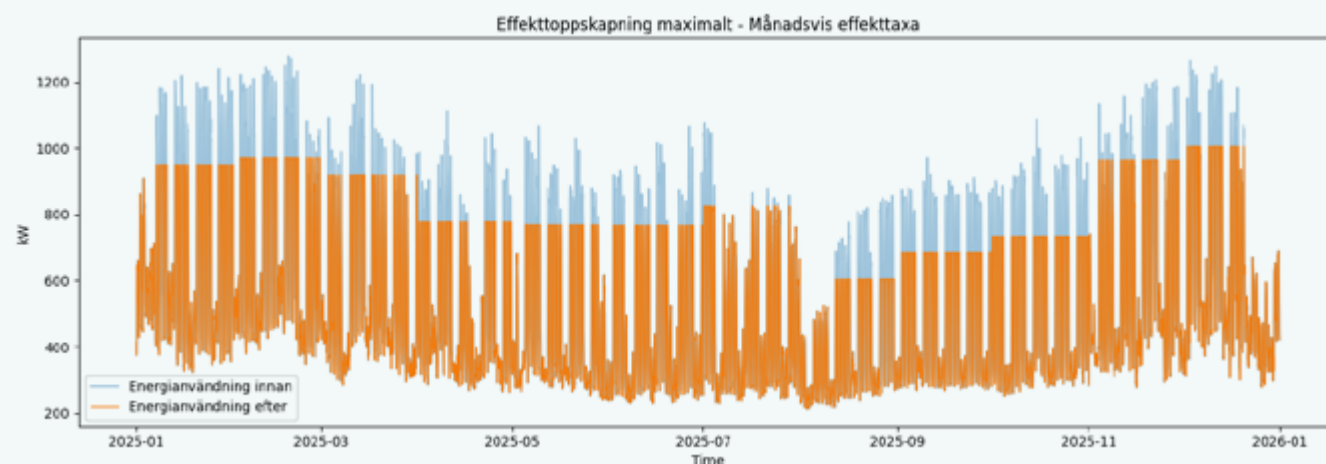
Denna metodik valdes även för att tydliggöra skillnaden mellan dessa två användningsområden och stödtjänstmarknaderna:

Även med perfekt framförhållning är de förväntade intäkterna från effekttoppskapning och arbitrage i regel avsevärt lägre än de som historiskt har varit möjliga inom stödtjänster.

Beräkningarna för stödtjänster tar särskild hänsyn till byggnadens elanvändning och anslutningens maximala effekt, samt till att undvika driftstrategier som riskerar att öka energianvändningen påtagligt på fastighetsmätaren. Marknader där sådan risk bedöms vara hög (exempelvis mFRR nedreglering) har därför prioriterats lägre i analyserna. Detta är en aspekt som bör diskuteras med / kravställas gentemot en aggregator, något som ni som läsare förhoppningsvis har med er nu efter att ha tagit del av denna handbok!

Sammantaget innebär detta att antagandena är relativt försiktiga, men det ska samtidigt understrykas att historiska intäkter aldrig är någon garanti för framtida utfall.





Genomsnittlig effekttopp av denna verksamhet är 1 120 kW.

5.2.1 Exempel A – Industri med högspänningsanslutning

En industri med ett effekttak på 1,3 megawatt installerar ett batteri med 1 megawatts effekt och 2 megawatttimmars kapacitet (0,5 C). Industrin har högspänningsabonnemang och debiteras därmed 24kr/kW och månad för högsta effekttoppen. Analysen inleds med ett scenario för maximal effektoppskapning, där batteriet används för att minska effekttuttaget så långt det är tekniskt möjligt.

Med ett relativt stort batteri som även har dubbla lagringskapacitet som sin effekt (0,5C), den maximala effektoppskapningen motsvarar i snitt 288kW (ca 25%). Ofta finns en föreställning om att stora batterier kan reducera effekttuttaget betydligt mer än vad som är realistiskt, och resultaten nedan visar att den faktiska potentialen är mer begränsad. Som beskriven i inledningen för detta kapitel, en fullständig effektoppskapning är i praktiken nästan omöjligt att uppnå, eftersom lastvariationer inte kan förutses med 100% säkerhet. I verklig drift kommer en aggregator att välja en säker

och stabil reduktionsnivå snarare än att fullt ut eliminera topparna.

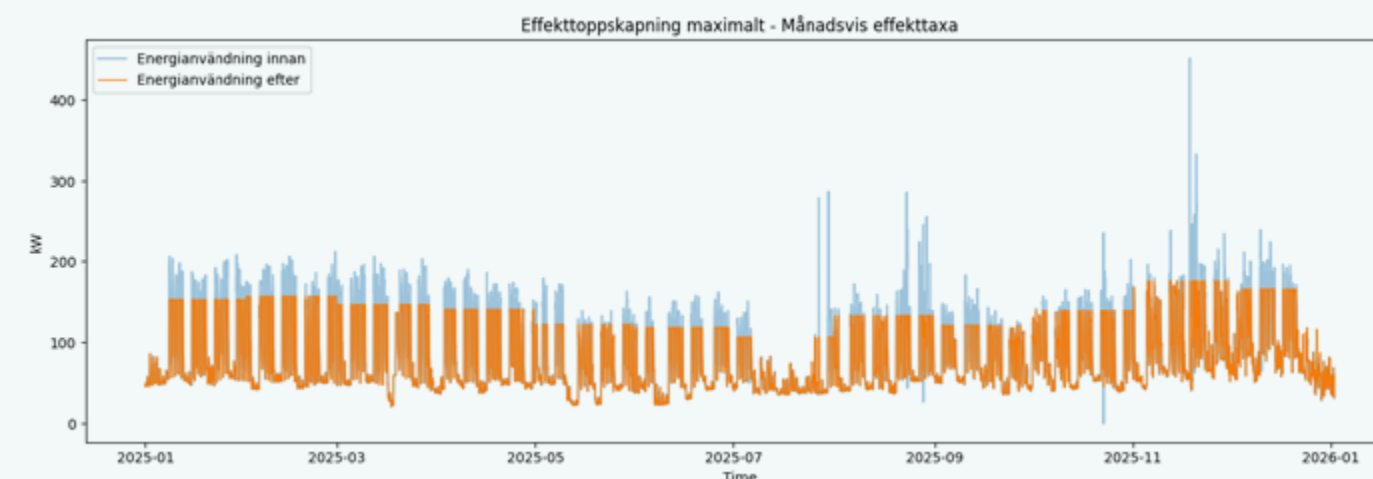
Det ekonomiska värdet av denna effektoppskapning är ca 75 000kr, men om laddningen inte sköts i lågpristimmarna kan kostnaden för att ladda upp batteriet kan uppgå till ca 65 000kr!

Här ser man också tydligt effekterna av Eskilstuna's fördelaktiga nätkostnader. Endast en timme bort i Stockholm där effektbristen speglas betydligt mer i kostnaderna, skulle samma effektoppskapning generera ca 210 000kr i besparingar.

Vi jämför i tabellen nedan hur samma batteri skulle presterat i olika användningsområden. För effektoppskapning applicerar vi "smartare" elinköp. Arbitrage beräknas baserad på spotmarknadsabonnemang. Stödtjänster i det här fallet är en blandning av FCR och mFRR marknader och tar hänsyn till byggnadens max förbrukning. I de olika kolumnerna presenteras först varje användningsområde för sig. Därefter vad som skulle kunna realiseras genom att kombinera dessa områden.

Batteriet cyklas maximalt en gång per dag.

Effektoppskapning	Arbitrage	Stödtjänster	Kombination
~45 000kr	~230 000kr	~750 000kr	~820 000kr



Genomsnittlig effekttopp: 236 kilowatt

5.2.2 Exempel B – Industri med lågspänning

En industri med 450 kilowatts effekttopp (normalnivå 280 kilowatt) installerar ett batteri. Vi utgår återigen från ungefär maximal anslutningsstorlek och tänker på en batteriinstallation på 400kW, nu 1C, dvs 400kWh.

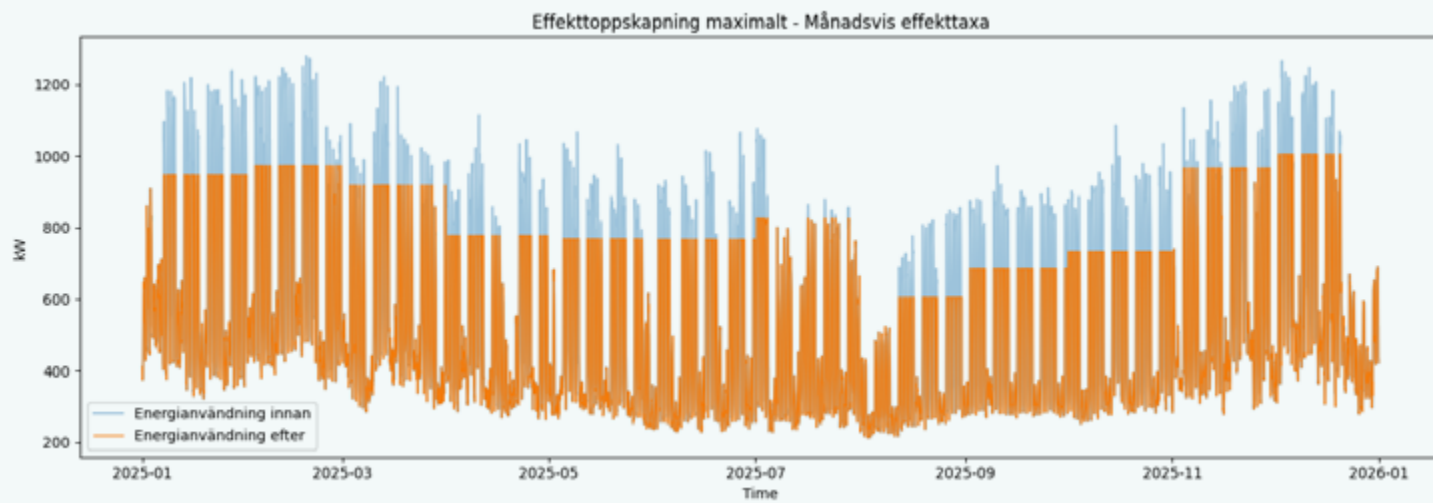
Genomsnittlig reduktion: 100 kilowatt, motsvarande cirka 42,5 procent av den genomsnittliga effekttoppen (236 kilowatt). I detta fall hade industrin en enskild effekttopp som avvek markant från normalnivån, vilket medförde att den beräknade reduktionen i förhållande till denna topp överstiger 100 procent.

Notera att denna industri redan har installerat batterier, och under de perioder de högsta effekttopparna observerats har batterierna varit i drift och testfas. Det är därför sannolikt att delar av dessa toppar orsakats av batterisystemet självt, till följd av testkörning eller driftstrategi. Detta illustrerar den risk som resursägare kan exponeras för när styrning genomförs utan full insikt i systemets påverkan på elanvändningen.

Notera också att eftersom just dessa effekttoppar mot slutet av året var kortvariga, det tillkommande simulerade batteriet kunde plana ut det innan det tömdes. Detta visar med andra ord den högre potentialen som finns för verksamheter med kortvariga (~1-2 tim/dag) effekttoppar.

Förväntad utfall för de olika användningsområden för just denna fastighet visas nedan.

Effektoppskapning	Arbitrage	Stödtjänster	Kombination
~20 000kr	~.. 000kr	~230 000kr	~.. 000kr



Genomsnittlig effekttopp var 244 kilowatt.

5.2.3 Exempel C – BRF med värmepumpar

En bostadsrättsförening (BRF) med 300 kilowatts effekttopp installerar ett batteri med 300 kilowatts effekt och i det här fallet också 300 kWh kapacitet (1C).

Genomsnittlig effekttopp var 244 kilowatt.

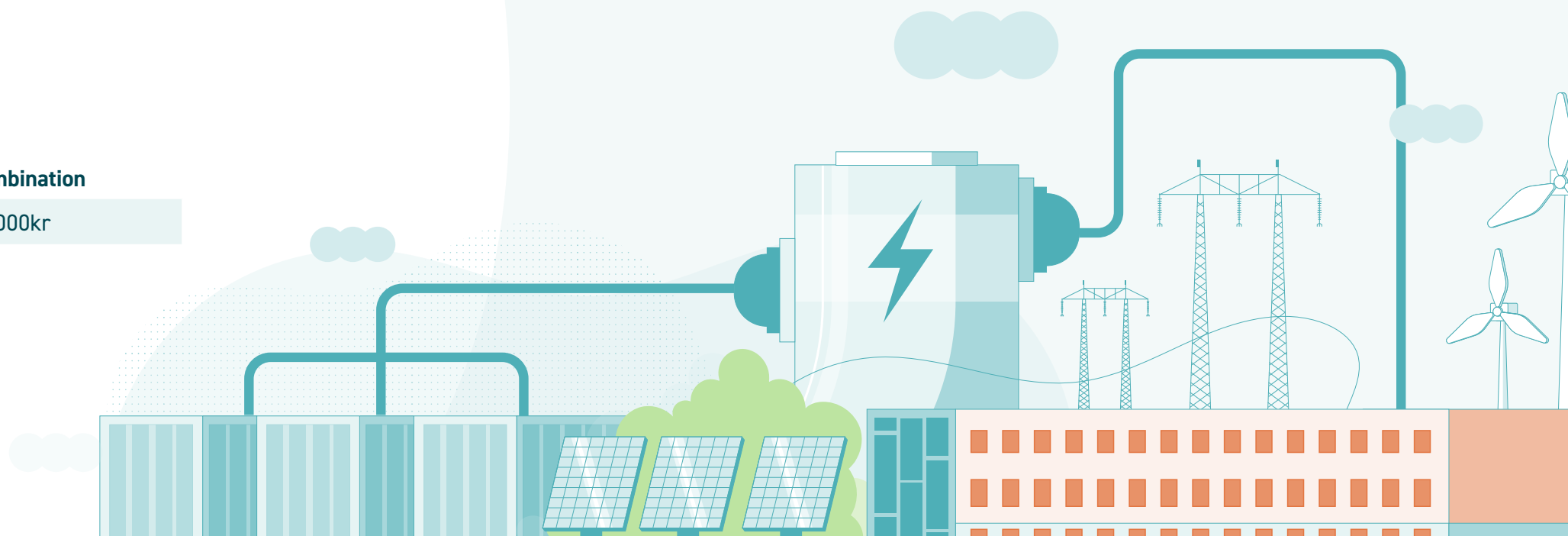
Genomsnittlig reduktion: 76 kilowatt, motsvarande cirka 31 procent av den genomsnittliga effekttoppen (244 kilowatt).

I detta fall domineras fastighetens effektuttag i hög grad av värmepumpsdrift, vilket innebär att effekttopparna ofta sammanfaller med kalla perioder och är mer utdragna än i många industriverk-samheter. Detta begränsar batteriets möjlighet att fullt ut kapa topparna, särskilt vid en C-rate om 1C där energiinnehållet motsvarar cirka en timmes drift vid märkeffekt.

Till skillnad från industriexemplen är elanvändningen i en BRF också mer styrd av komfortkrav och boendes beteende, vilket minskar flexibiliteten i driftstrategin. I praktiken innebär detta att en aggregator eller fastighetsägare behöver prioritera driftsäkerhet och temperaturkomfort framför maximal effektreduktion eller aggressiv arbitragestrategi.

Återigen visar det förväntade utfallet att stödtjänstintäkterna utgör den största andelen av det förväntade ekonomiska utfallet.

Effekttoppskapning	Arbitrage	Stödtjänster	Kombination
~.. 000kr	~.. 000kr	~.. 000kr	~.. 000kr





6. Bidrag och stöd för investeringar i energilager.

6.1 Investeringsstöd och program

Investeringar i energilagring kan stöttas av olika typer av bidrag, stöd och incitament. Dessa program är i ständig förändring beroende på politiska prioriteringar, teknikutveckling och budgetförutsättningar, men nedan följer en översikt av vanliga stödformer i Sverige.

6.1.1 Klimatklivet och Industriklivet

Både Klimatklivet och Industriklivet fokuserar på att stödja åtgärder som leder till mätbara utsläppsminskningar av växthusgaser. Ett batterilager i sig leder inte automatiskt till minskade utsläpp – det beror helt på hur det används.

För att bidra till faktiska utsläppsminskningar behöver batterilager:

Kombineras med förnybar produktion, t.ex. solceller, där batteriet möjliggör ökad egenanvändning och minskar behovet av fossilt baserad el.

Bidra till elektrifiering, till exempel fordon, industriprocesser eller värmesystem, där batteriet hjälper till att kapa effekttoppar eller minska nätbelastning.

Stärka flexibilitet i elnätet, särskilt i områden med kapacitetsbrist, vilket kan bidra till att undvika investeringar i fossil reservkraft.



För att beviljas stöd behöver projektet visa på en tydlig orsak-verkan-förhållande mellan batteriet och utsläppsminskning, ofta i kombination med andra åtgärder.

Stödnivån är normalt upp till 65 procent av investeringskostnaden för företag, föreningar eller offentliga aktörer.

6.1.2 Energimyndighetens pilot- och demonstrationsprogram

För nya eller innovativa lösningar, till exempel smart styrning av batterier, kombinationer med vätgas eller integration i lokalnätlösningar, kan stöd ges till förstudier, pilotanläggningar eller demonstrationsprojekt.

6.1.3 EU-fonder

För större eller gränsöverskridande projekt finns möjlighet att söka EU-finansiering. Det kräver ofta partnerskap och medfinansiering, men kan täcka både investering och drift i flera år. Några exempel är LIFE, Interreg och Horizon Europé

6.2 Skatte- och tariffrelaterade incitament

6.2.1 Skattereduktion för grön teknik

Privatpersoner som installerar solceller med tillhörande energilagring kan få reducerad skatt för arbets- och materialkostnaderna. Batteriet måste dock uppfylla vissa tekniska krav och användas i kombination med solel. Sök information på Skatteverket.se eftersom reglerna förändras över tid.

6.2.2 Återbetalning av energiskatt (Skatteverket)

Om ett batteri laddas med el från nätet och sedan matar tillbaka el till nätet, exempelvis för att tillhandahålla stödtjänster, kan energiskatten på den använda elen återbetalas. Detta regleras enligt 11 kap. 9 § lagen om skatt på energi (LSE). Skatteverket betraktar sådan lagring som att elen inte är "förbrukad" i traditionell mening. Återbetalningen gäller endast energiskatt, inte moms eller elnätsavgifter, och ska sökas i efterhand.

7. Finansiering och affärsmodeller

7.1 Affärsalternativ

De flesta anläggningar anslutet i en fastighet och bakom elmätaren använder sig idag av en så kallad "revenue-share"-modell. I denna modell fördelas intäkterna procentuellt där 75-90 procent av intäkterna tillfaller resursägaren och resterande tillfaller aggregatorn och balansansvarige (BRP). I denna modell har resursägaren full exponering mot marknaden och dess prissvängningar.

För att minska risken har en "Floor" eller "Cap-Floor" typavtal börjat dyka upp. Aggregatorn garanterar detta fall en lägsta intäktsnivå per månad eller år, vilket ger trygghet vid låga marknadspriser men innebär också att en större del av att uppsidan delas med aggregatorn.

En annan form där riskerna minimeras för batteriägaren är "tolling avtal", där ägaren får en fast ersättning oavsett resultat. Aggregatorn tar full marknadsrisk men också en högre del av eventuella vinster.

I dagsläget saknas ofta tillräckliga incitament för aggregatorer att optimera fastighetens egen drift, exempelvis för effekttoppskapning eller arbitrage. Fokus ligger främst på stödtjänstmarknaderna, som i nuläget också ger de högsta intäkterna. På sikt kan dock nya modeller utvecklas, exempelvis genom lokala flexibilitetsmarknader. Samtidigt som ökade kostnader för nätavgifter förväntas.

Tabellen sammanfattar olika affärsalternativ:

Avtalstyp	Tolling	Revenue-share	Floor	Floor med cap
Beskrivning	Ger garanterade och planerbara intäkter för stabila projekt-avkastningar	Ger möjlighet att fullt ut fånga uppsidan och maximera projektavkastning	Ger möjlighet till uppsida med nedåtskydd.	Ger en förutbestämd uppsida potentiell med nedåtskydd.
Transparens	Finns ej	full transparens	full transparens	full transparens
Nedåtskydd	Förutbestämd nivå	Finns ej	Förutbestämd "golv"	Förutbestämd "golv"
Uppåt potential	Finns ej	obegränsad	Förutbestämd "golv"	Förutbestämd "golv"
Riskprofil	Lägst	Högst	Låg	Låg
Optimeringsavgift	Ingår	andel av total intäkt	andel av total intäkt	instäcksdelning upp till tak



- Direktinvestering**
Full kontroll men också fullt tekniskt och ekonomiskt ansvar.
- Leasing / Battery-as-a-Service**
Betala en fast månadsavgift. Extern part ansvarar för dimensionering, drift och prestanda.
- PPA (Power Purchase Agreement)**
Köp energi eller kapacitet till ett fast pris, utan att äga eller driva anläggningen.

7.2 Investeringsalternativ

Förutom direktinvestering eller lånefinansiering finns möjlighet att genomföra investeringar genom leasingavtal eller så kallade "Energy Battery-as-a-Service"-upplägg. I dessa modeller kan intäkterna fördelas mellan resursägaren och aggregatorn enligt de affärsformer som beskrivits ovan.

Till skillnad från ett traditionellt inköp innebär dessa upplägg att resursägaren erlägger en fast månadsavgift, som kan vara något högre än motsvarande lånebetalning. Fördelen är dock att den externa finansiären tar ansvar för dimensionering och drift av anläggningen. Det är med andra ord finansiären som tar risk för entreprenadens oförutsedda kostnader och/eller oförutsedda kostnader under driftsskedet. I sådana avtal belastas inte heller företagets balansräkning av investeringen som kan möjliggöra andra investeringar. Därtill ansvarar den finansierande parten även för drift,

service och installation, vilket medför att verksamheten inte behöver bära det tekniska eller operativa ansvaret. Riskerna kopplade till kostnader, intäkter och komponentval minskar därmed.

Ett annat alternativ, som är vanligt förekommande vid storskaliga energiinvesteringar, men ännu relativt ovanligt inom energilagring, är PPA-avtal (Power Purchase Agreement). I denna modell kan el eller kapacitet från batteriet säljas till ett fast avtalat pris till fastighetsägaren, samtidigt intäkter från stödtjänster och andra flexibilitetsmarknader i många fall tillfaller anläggningsägaren och inte fastighetsägaren, om inget annat uttryckligen regleras i avtalet.

Tabellen på nästa uppslag sammanfattar olika investeringsalternativ:

Egenskap	PPA (Power Purchase Agreement)
Beskrivning	Kunden köper el eller nyttan från batteriet till ett avtalat pris under längre tid (ofta 5–15 år). Leverantören äger och driver anläggningen.
Ägande	Leverantören äger batteriet under avtalstiden.
Kundens betalning	För levererad energi eller effekt (t.ex. kr/kWh eller kr/kW).
Riskprofil (kund)	Låg – fast pris, ingen marknadsrisk
Flexibilitet	Låg–medel. Avtalet är ofta låst under flera år.
Tekniskt ansvar	Leverantören ansvarar för drift och underhåll.
Ekonomisk modell	OPEX (ingen investering för kunden).
Typisk löptid	5–15 år
Fördelar	Ingen investering, förutsägbara kostnader, låg risk.
Nackdelar	Lång bindningstid, begränsad flexibilitet, ofta begränsad uppsida.

Leasing	(Energy-as-a-Service)
Kunden hyr själva batteriet och betalar en fast månadskostnad. Driftansvar kan ligga hos kund eller leverantör.	En helhetslösning där leverantören äger, driver och optimerar systemet, och kunden betalar för prestanda eller besparing.
Kunden äger inte, men kan ibland köpa loss efter avtalsperiod.	Leverantören äger, kunden använder tjänsten.
Fast hyra per månad/år.	Fast avgift, och/eller prestationsbaserad ersättning (t.ex. andel av besparing eller tillgänglighet).
Medel – fast kostnad utan garanti för faktisk besparing eller intäkt.	Låg-medel – betalning kopplas i högre grad till levererad funktion eller nytta.
Medel. Möjlighet att justera vid kontraktsförnyelse.	Medel - hög. Tjänsten kan anpassas över tid.
Ofta delat – kan bero på kontraktet.	Leverantören ansvarar för drift och underhåll
OPEX (hyra istället för köp)	OPEX (tjänstebaserad betalning).
3–10 år	3–10 år
Enkel struktur, låg initial tröskel.	Minimal teknisk eller ekonomisk risk, flexibel lösning.
Ingen garanti för besparing eller intäkt, fortsatt affärsrisk för kunden.	Kan bli dyrare över tid p.g.a. tjänstekomponenter.

8 Praktiska aspekter



Placeringen av batteriet bör i första hand ske utomhus, om förutsättningarna tillåter det. Rekommenderat minsta avstånd till byggnaden är normalt 8 meter, men kan i vissa fall reduceras om skyddande åtgärder, exempelvis skyddsvägg, vidtas.. Det är rekommenderat att ha en dialog med försäkringsbolaget och följa deras riktlinjer.

Vid installation ska även underlagets planhet och bärförmåga verifieras så att det klarar batterisystemets vikt inklusive dynamiska laster.

En annan aspekt att ta hänsyn till är batteriets fläktar för kylning. Dessa avger värme som behöver ventileras bort samt kan i vissa fall generera betydande ljudnivåer, ibland över 70 dB. Detta bör beaktas vid val av placering, särskilt i närhet till bostäder eller arbetsmiljöer.

För övriga viktiga aspekter visas följande lista som är ett utdrag ur rapporten "Kostnadseffektiv utformning av brandskydd för batterienergilagring i byggnader" (SBUF 14268), framtagen av Bengt Dahlgren AB i samarbete med Lunds Tekniska Högskola, RISE och KTH. Rapporten syftar till att formulera tydliga funktionskrav för brandskydd som kan ge ökad säkerhet och flexibilitet jämfört med dagens ofta detaljerade men spretiga riktlinjer.

Funktionskraven i listan sammanfattar centrala säkerhetsmål som kan ligga till grund för riskbedömning, projektering och dialog med både myndigheter och försäkringsbolag.och dialog med både myndigheter och försäkringsbolag.

Utrymning och personsäkerhet

- Batterienergilagret ska placeras och utformas så att brand eller explosion inte allvarligt påverkar möjligheten till utrymning.
- Batterilagret bör inte placeras nära utrymningsvägar eller rum med stadigvarande vistelse.

Skydd mot branduppkomst

- Lagret ska skyddas mot brandorsaker genom exempelvis, battery management system (BMS) temperaturövervakning och tillräcklig ventilation.
- Batteriet ska skyddas mot mekanisk påverkan, till exempel påkörning i garage.

Skydd mot brand- och gasutveckling

- Lagret ska placeras eller avskiljas så att brand eller gaser inte snabbt sprids inom byggnaden.
- Risken för explosion ska hanteras genom placering, ventilation och/eller tryckavlastning.

Skydd mot brandspridning mellan byggnader

- Placering och/eller avskiljning ska förhindra att brand kan spridas från eller till andra byggnader.
- Explosionsrisk vid större batterier ska beaktas i avståndsbedömningen.

Räddningstjänstens insatssäkerhet

- Utrymmet ska ha tydlig skyltning med varningsinformation.
- Brandgasventilation ska kunna styras manuellt eller automatiskt.
- Likströmskomponenter ska kunna spänningsbrytas eller vara tydligt markerade.
- Det ska finnas möjlighet att hantera släckvatten för att undvika miljöskador.

Bärförmåga vid brand

- Byggnadens bärverk får inte äventyras vid eventuell explosion i batteriet. Exempel på lösningar är genom tryckavlastning, förstärkt konstruktion eller skyddsavstånd.

Egendomsskydd

- Placeringen ska minimera risken att övriga funktioner eller värdefull utrustning skadas vid brand eller släckning.
- Om batteriet är kritiskt för verksamheten bör en kontinuitetsplan finnas.

Tekniska system och tillval

- BMS-systemet bör kunna skicka larm till jourpersonal med kort inställetid.
- Gasdetektorer (exempelvis vätgas och kolmonoxid) rekommenderas i större installationer.
- Kameraövervakning och fjärravläsning kan vara motiverat.
- Handbrandsläckare för batteribrand som klarar batteriets kemi, till exempel litium, ska finnas i eller nära batterirummet.
- Batterirummet bör kunna släckas från dörröppning utan att personal behöver gå in.

8.1 Checklista för batteriplacering

- ☐ Finns lämpligt utrymme för batteriet, utomhus eller inomhus?
- ☐ Är markens eller golvet bärighet verifierad för batterisystemets vikt?
- ☐ Är underlaget tillräckligt plant för installation?
- ☐ För inomhus placering, finns tillräckligt ventilation?
- ☐ För inomhus placering, är väggarna brandklassade med minst EI60?
- ☐ För utomhus placering, är skydd mot direkt solinstrålning och överhettning säkerställt?
- ☐ Är kabeldragning in i byggnaden projekterad med hänsyn till brandskydd och elsäkerhet?
- ☐ Är vi informerade om ljudnivåer och värmeavgivning från batterisystemet?

9. Kontraktets utformning

Batteriet kommer sannolikt att upphandlas genom två separata avtal – ett entreprenadavtal med en installatör som levererar och installerar batteriet, och ett avtal med en operatör, en så kallad aggregator, som ansvarar för driften.

För båda dessa avtal är det mycket viktigt att det är tydligt vem som ansvarar för vad.

9.1 Entreprenadavtal: Totalentreprenad

Avtalet är ofta en totalentreprenad enligt ABT 06, vilket innebär att entreprenören ansvarar för projektering, installation, driftsättning och överlämning. Det är ett mer "lättamt" format för beställaren, men ställer samtidigt högre krav på att rätt saker är kravställda i upphandlingen.

9.2 Checklista entreprenör

Se nästa sida på detta uppslag.

9.3 Aggregatoravtal: Intäktsdelning och flexibilitetsmarknader

Som beskrivs i tidigare kapitel förekommer flera olika affärsmodeller, vilka kan ha stor påverkan på både intäktsnivåer, riskfördelning och batteriets driftprofil.

Vanliga fallgropar enligt tidigare erfarenheter är:

- Otydliga ansvarsområden (till exempel markbärighet, elinkoppling, bygglov).
- Dolda kostnader och avgifter.
- Missförstånd om användningsområden (UPS, stödtjänster med mera).
- Tidsförseningar utan tydliga vitesklausuler.
- Felaktig eller utebliven kommunikation med fastighetens styrsystem/varje delägare/producent.

9.4 Checklista aggregator

Se nästa sida på detta uppslag.



9.2 Checklista entreprenör

- ☐ Vem ansvarar för att undersöka markens bärighet och planhet?
- ☐ Vem ansvarar för att koppla batterierna till byggnadens energisystem?
- ☐ Vem ansvarar för att ansöka om bygglov, om det krävs?
- ☐ Är alla kostnader specificerade i avtalet?
- ☐ Vem ansvarar för kontakten med nätägaren?
- ☐ Är entreprenören informerad om vad användaren vill använda batteriet till?
- ☐ Vilka är villkoren för service och underhåll av systemet?
- ☐ Kommer entreprenören att etablera kommunikation med fastighetens styrsystem (BMS)?
- ☐ Kommer entreprenören att etablera kommunikation med eventuell solcellsanläggning i byggnaden?
- ☐ Vad är tidsplanen för installationen? Vilka villkor gäller vid eventuella förseningar i leverans eller installation?
- ☐ Erbjuder entreprenören batterier som är tillverkade inom EU?

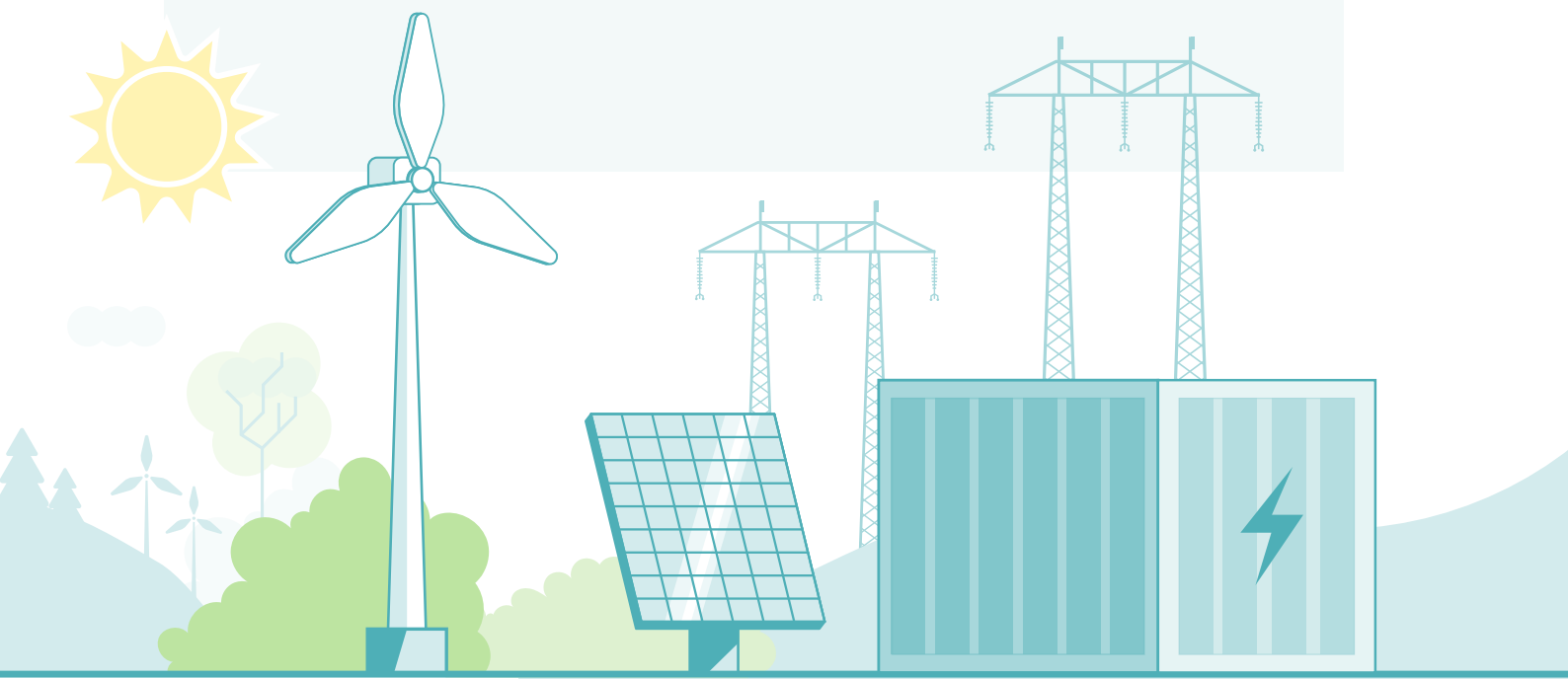
9.4 Checklista Aggregator

- ☐ Vilken andel av intäkterna tillfaller aggregatorn, och gäller detta brutto- eller nettointäkter efter energi- och nätkostnader?
- ☐ Vilken affärsmodell tillämpas (exempelvis fast ersättning, intäktsdelning eller hybridmodell)?
- ☐ Hur prioriteras batteriets användning mellan stödtjänster, effekttoppskapning och intern optimering av elanvändning?
- ☐ Har aggregatorn redovisat historisk intäktsdata specifikt för bakom-mätaren-resurser?
- ☐ Är kostnader för eventuell aggregatorhårdvara tydligt specificerade i avtalet?
- ☐ Vilka ytterligare tjänster erbjuds, exempelvis effekttoppskapning, laststyrning eller energi-arbitrage, och hur ersätts dessa?
- ☐ Är aggregators hårdvara och mjukvara interoperabel, så att byte av aggregator kan ske utan större tekniska eller ekonomiska hinder?

10. Viktiga faktorer för inköpare/upphandlare

Upphandlingsprocedur:

- Gör en behovsanalys: Vilka mål har ni med lagret (kostnad, beredskap, miljö, stödtjänster)?
- Ställ tydliga kravspecifikationer (cykellivslängd, säkerhet, certifieringar, framtida utbyggnad).
- Använd standardavtal eller konsult vid större investeringar.
- Jämför offerter – kontrollera dolda avgifter (t.ex. höga servicekostnader).
- Begär transparens kring intäkter och kostnader.
- Kräv utbildning för driftpersonal och dokumentation.
- Reglera ansvar och eventuella följdkostnader i avtal



Tack för
att du läst
handboken!



Vi hoppas att innehållet har gett dig kunskap, vägledning och inspiration i arbetet med energilösningar och flexibilitet.

Följ Energi Evolution Center på LinkedIn!

Ta del av nyheter, insikter och aktuella projekt. Scanna QR-koden eller sök efter oss på LinkedIn.



Läser du en digital PDF?
Tryck på knappen för att komma till sidan.

Till LinkedIn



Lämna gärna feedback på handboken!

Dina synpunkter hjälper oss att utveckla framtida upplagor. Scanna QR-koden eller besök vår hemsida.



Läser du en digital PDF?
Tryck på knappen för att komma till sidan.

Till formuläret



Framtagen genom projektet:



sin finansierats av:



Medfinansieras av
Europeiska unionen



Eskilstuna
kommun

Med hjälp av uppdragstagaren:



På uppdrag och i samverkan med:



ENERGY
EVOLUTION CENTER