

Batterier i kraftmarkedet

Batterier får en stadig større rolle i kraftsystemet i Europa. Veksten i installert batterikapasitet har tidligere vært dominert av småskala batterisystemer hos forbrukere, men vi ser nå en dreining mot frittstående anlegg som deltar aktivt i kraftmarkedet. Så langt har reservemarkedene vært de viktigste for batteriers deltakelse i markedet, men deltakelsen øker i hele kraftmarkedet. Framover venter vi at batterier vil spille en sentral rolle i å bidra med kortsiktig fleksibilitet i et stadig mer væravhengig europeisk kraftmarked.

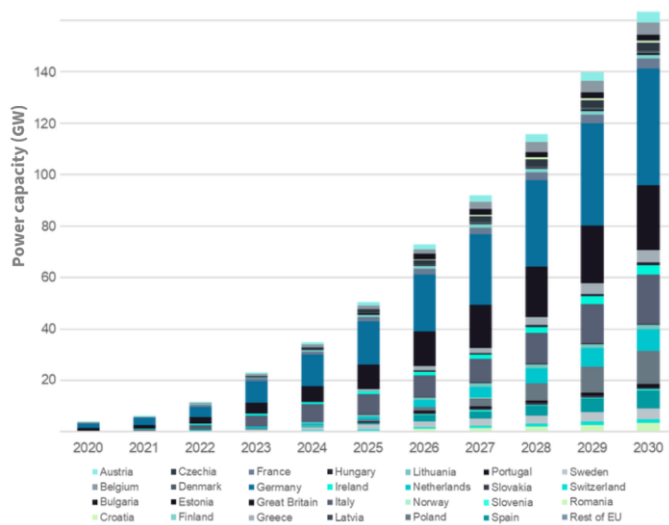
ØKENDE INNPASS AV BATTERIER I EUROPA

De siste årene har batterier i økende grad gjort sitt innpass i Europa – drevet av rask teknologi- og kostnadsutvikling (se også faktaarket *Batterier – utvikling i teknologi og kostnader*), samt et økende behov for fleksibilitet. Bare i 2024 ble det installert om lag 11 GW ny batterikapasitet i Europa, med om lag 22 GWh lagringskapasitet.^[1] Selv med den betydelige veksten vi har sett de siste få årene, venter vi at veksten vil bli enda større i årene som kommer. Fra en total installert batterikapasitet i Europa på om lag 35 GW i 2024, anslår enkelte prognoser at batterikapasiteten vil kunne overstige 160 GW i 2030.^[1] Figur 1 viser den raske veksten i effekt-kapasitet fra batterier i Europa siden 2020, og illustrerer én mulig utvikling fram mot 2030.

Vi ser et skifte i veksten mot større, frittstående batterier

Til nå har Tyskland vært det ledende markedet for batterier – i stor grad dominert av småskala batterisystemer hos forbrukere (se *Faktaboks 1*) – og Tyskland har i dag mer enn 30 prosent av den samlede installerte batterikapasiteten i Europa. Vi ser nå også en betydelig vekst i andre land, spesielt i Italia, Storbritannia, Østerrike og Sverige. Sammen med Tyskland står disse landene i dag for nesten 80 prosent av

den installerte batterikapasiteten i Europa. De siste årene har vi sett en omfattende etablering av frittstående kommersielle batterier (på engelsk *utility scale* eller *grid scale*) i land som Sverige, Storbritannia og Tyskland. Framover venter vi at slike batterier vil ta en økende andel av veksten.



Figur 1. Historisk vekst i installert batterikapasitet i Europa i perioden 2020-2025 fordelt på land, samt én mulig utviklingsbane fram mot 2030. Kilde: EMMES 9.5 (2025)^[1] *

NVE har ansvar for å forvalte landets vann- og energiresurser, utvikle samfunnets evne til å håndtere flom- og skredfare og varsle om naturfare. NVE har hovedkontor i Oslo og regionkontor i Narvik, Trondheim, Hamar, Førde og Tønsberg. I tillegg har vi senter for fjellskredovervåking i Stranda og Kåfjord.

NVE hovedkontor
Middelthunsgt. 29
Postboks 5091, Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95
nve@nve.no

Faktaarket er skrevet av
Kevin Johnsen, Mikkel Heiene og Åsa Grytli Tveten, med bidrag fra flere.

Faktaarket bygger på et internt kunnskapsgrunnlag, med bidrag også fra Jarand Hole, Alexander Kellerer, Erlend Kringlebotten, Jo Arne Hansen Marvik, Jonas Mathisen, Teodor Almåsstø Syrstad, Mikal-André Tvedt, Annemarie Kristine Valnes med flere.

Til nå har reservemarkedene vært de viktigste for batterier. Kraftmarkedet består av flere markeder (se Faktaboks 2), og kommersielle batterier kan tilby ulike typer fleksibilitets-tjenester i de ulike markedene. Batteriers deltakelse i det europeiske kraftmarkedet har til nå primært vært i form av å tilby kapasitet i reservemarkedene, der batterier har vært i stor vekst de siste årene. I Tyskland økte batterikapasiteten godkjent for primærreserver (FCR) og automatisk balansering (aFRR) med nær hhv. 400 MW og 500 MW i perioden 2020-2025.^[2] I Storbritannia ble bruken av batterier til balansering nær firedoblet mellom 2023 og 2024 – med mer enn 500 GWh opp- og utlading i 2024. Veksten kom blant annet som følge av lanseringen av Open Balancing Platform i 2023, som tilrettelegger for økt bruk av batterier til balansering.^[3]

Den samme trenden har vi også sett i Norden. I Sverige – som ligger fremst blant de nordiske landene i installert batterikapasitet – har den tidlige veksten i batterier i stor grad vært drevet fram av inntjening i reservemarkedene. I perioden 2020-2025 økte batterikapasiteten godkjent for deltakelse i reservemarkedet i Sverige fra nær null til over 600 MW.^[4] Også i de andre nordiske landene har vi sett en økning i batterikapasitet i reservemarkedene de siste årene.

Arbitrasje blir en stadig viktigere inntektskilde for batterier
Etter hvert som batterikapasiteten i reservemarkedene øker, viser erfaringer fra flere land at markedene når en metning, og lønnsomheten går ned. For å sikre lønnsomheten til sine anlegg, tilbyr gjerne eiere av kommersielle batterier tjenester i flere markeder, enten samtidig eller på ulike tidspunkter av året/døgnet. Dette kalles gjerne *verdistabling*, eller *value stacking*.

De siste årene har arbitrasje – å utnytte prisforskjeller i kraftmarkedet – blitt en stadig viktigere inntektskilde for batterier. Utviklingen i Storbritannia illustrerer dette: De siste få årene har batteriers inntektskilder blitt mer varierte, og arbitrasje har stått for en økende andel av inntektene.^[5] I 2020 kom 17 prosent av de samlede inntektene fra batterier i Storbritannia fra arbitrasje. I 2025 hadde andelen økt til 65 prosent.^[6] Også i resten av Europa ser vi at arbitrasje blir stadig viktigere, og at batterier i økende grad deltar i kraftmarkedet gjennom kjøp og salg av kraft.

BATTERIER I KRAFTMARKEDET I NORGE

I Norge har transportsektoren så langt vært den klart dominerende sektoren for batterier (se også faktaarket *Batterier – utvikling i teknologi og kostnader*). I dag er det ingen norske frittstående kommersielle batterianlegg av betydelig størrelse, og batteriers deltakelse i kraftmarkedet har til nå vært lavere enn i landene rundt oss. Dette skyldes i stor grad den regulerbare vannkraften i Norge, som bidrar med kortsiktig fleksibilitet i kraftmarkedet, og til lavere svingninger i kraftprisen. De økonomiske insentivene til å

SMÅSKALA BATTERISYSTEMER HOS FORBRUKER

Den store veksten i batterier i Tyskland har i stor grad kommet i form av små batterisystemer installert bak målepunktet hos forbrukerne, ofte i kombinasjon med solanlegg. I løpet av 2025 nådde antall husholdningsbatterier i Tyskland 2 millioner. Disse anleggene benyttes blant annet til lastutjevning og økt egenforbruk av solkraft hos forbruker.

Slike småskala anlegg opererer i liten grad som aktive aktører som tilbyr fleksibilitetstjenester direkte i kraftmarkedet. Likevel kan slike anlegg bidra til å øke fleksibiliteten i kraftmarkedet. Ved å tilpasse lading og utlading etter solkraftproduksjon, eller som respons på prissignaler (ofte kalt *implisitt fleksibilitet*) – for eksempel tariffer eller svingninger i strømpriser – tilfører slike batterier fleksibilitet til kraftmarkedet i form av jevnere last eller økt etterspørselssensitivitet.



Bilde 1. Balkongkraftverk i Berlin. I Tyskland har det blitt stadig vanligere at forbrukere installerer kombinerte solcelle- og batterianlegg for å øke egenforbruket av solkraft.
Foto: Olav A. Øvrebø / Energi og klima

Faktaboks 1

investere i batterier for å levere fleksibilitet har derfor så langt vært lavere i Norge enn i andre land.

Vi venter flere kommersielle batterier også i Norge

Vi forventer likevel økende deltakelse fra batterier også i kraftmarkedet i Norge framover – drevet av fallende batterikostnader, regulatoriske endringer, samt økende lønnsomhet, blant annet som følge av økt prisvariasjon. I løpet av høsten 2025 har det blitt annonsert planer om flere større batterianlegg i Norge – det største på 400 MW. Fra andre land har vi sett at utbyggingen av frittstående kommersielle batterianlegg har gått raskt når den først er kommet i gang. Utbyggingen av slike batterier vil derfor trolig også vokse i Norge framover.

Norges store antall elbiler utgjør et betydelig potensial

Det store antallet batterier i den norske transportsektoren, utgjør et betydelig fleksibilitetspotensial. Vi ser i dag en økende deltakelse fra transportsektoren i kraftmarkedet – både indirekte, gjennom flytting av lading til lavprisperioder, og direkte, gjennom deltakelse i markedene. Markedsdeltagelsen kan både være i form av større enkelt-ladeanlegg, eller i form av en *aggregator* – som samler flere små laster og opererer i markedet på vegne av disse

Vehicle-to-grid eller vehicle-to-buildings – der strøm fra elektriske kjøretøy leveres direkte til hhv. nettet eller bygg – har også potensiale til å kunne bidra med fleksibilitet i kraftmarkedet i framtiden. Teknologien er lite utbredt i dag, men testes i flere pilotprosjekter, og vil kunne spille en større rolle ved elektrifisering av større andeler av transportsektoren, både i Norge og i resten av Europa.^[7]



Bilde 2. Isbillen Power Reserve ble satt i drift våren 2025 i Ångermanland i Sverige. Anlegget er Nordens største enkeltstående batteriløsning, med en effekt- og lagringskapasitet på 94 MW / 94 MWh. Foto: Neoen

BATTERIERS DELTAKELSE I KRAFTMARKEDET

Kraftmarkedet er det viktigste verktøyet vi har for å sikre balansen og effektiv ressursbruk i kraftsystemet.^[11] Kraftmarkedet omtales gjerne som ett marked, men består i realiteten av flere markeder – der batterier kan tilby ulike typer tjenester i de ulike markedene.

Døgnmarkedet pågår dagen før driftsperioden, og er det største markedet for kjøp og salg av kraft. I døgnmarkedet kan batterier utnytte forskjellene i pris i løpet av døgnet eller mellom flere døgn, såkalt *arbitrasje*.

Intradagmarkedet pågår fram til én time før driftsperioden, og gir aktørene mulighet til å rette opp ubalanser fra døgnmarkedet. I intradagmarkedet kan batterier tilby eventuell kapasitet som ikke fikk tilslag i døgnmarkedet.

Reservemarkedene er Statnetts (Norges systemoperatør) viktigste verktøy for å sikre den momentane balansen og riktig frekvens i kraftsystemet. Det finnes flere ulike typer reserver, med ulik tidshorisont, varighet og tekniske krav. I selve driftsperioden aktiverer Statnett ulike balansetjenester (opp- eller nedregulering). Batterier kan tilby et stort spekter av balanseprodukter i reservemarkedene.

I tillegg til kraftmarkedet kan **lokale fleksibilitetsmarkeder** bidra til å håndtere lokale kapasitets- og nettutfordringer. I dag tilbys nettselskapet fra batterier i stor grad direkte til nettselskapet, men på sikt kan fleksibilitetsmarkeder bli viktige verktøy for anskaffelse av slike tjenester. I faktaarket *Batterier i kraftnettet* beskriver vi nærmere ulike virkemåter batterier kan ha i planleggingen og driften av kraftnettet.

Faktaboks 2

BATTERIERS ROLLE I FRAMTIDAS KRAFTMARKED

Både den pågående og den ventede veksten i batterikapasitet peker mot at batterier vil komme til å spille en sentral rolle i det framtidige europeiske kraftsystemet. Under beskriver vi ulike måter batterier vil kunne påvirke kraftmarkedet framover, i form av arbitrasje i *døgnmarkedet* – det største markedet for kjøp og salg av kraft.

Batterier kan gi lavere pristopper, og mer stabile priser

Den europeiske energiomstillingen resulterer i et kraftsystem som «svinger mer», med større variasjon i både produksjon og forbruk. Dette gjenspeiles i mer variable kraftpriser, og flere høy- og lavpristimer. Gjennom lading i lavprisperioder og utlading i høyprisperioder, kan batterier bidra til å redusere den kortsiktige prisvariasjonen og gi færre ekstreme pristopper og -bunner. Dette reflekteres i NVEs siste langsiktige kraftmarkedsanalyse: I Tyskland i 2050 finner vi at batterier demper pristoppene og hever -bunnene i hhv. 60 og 20 prosent av tiden.^[8] Tross stor usikkerhet, illustrerer dette den sentrale rollen vi venter at batterier vil kunne få i prisdannelsen i Europa framover. *Faktaboks 3* gir en forenklet beskrivelse av hvordan batterier kan påvirke prisdannelsen i døgnmarkedet.

Batterier kan bedre lønnsomheten for vind- og solkraft

Ved økende andeler vind- og solkraft, kan mangel på fleksibilitet gi utfordringer med overproduksjon, avkorting og priskollaps i perioder med mye vind- og/eller solkraftproduksjon. Dette omtales ofte som *kannibaliseringseffekten*, og gjør at lønnsomheten for disse produksjonsteknologiene reduseres ved økende markedsandeler.^[8] Ved lading i overskuddsperioder kan batterier bidra til å motvirke avkorting og priskollaps, og slik gi bedret utnyttelse av, og økt lønnsomhet for, disse teknologiene.

Kort varighet begrenser batteriers rolle i energiomstillingen

Den begrensede varigheten for dagens batterianlegg (typisk 1-12 timer) utgjør imidlertid en betydelig barriere for evnen til å sikre kraftforsyningen i langvarige perioder med lite sol- og vindkraft (ofte omtalt som *dunkelflaute*). I Europa utenfor Norden er det få fleksibilitetsteknologier som har tilstrekkelig volum eller lønnsomhet til å kunne erstatte behovet for tilgjengelig regulierbar produksjonskapasitet. Dette reflekteres også i vår siste langsiktige kraftmarkedsanalyse, der vi venter at gasskraft fortsatt vil spille en sentral rolle i å sikre forsyningen i det europeiske kraftsystemet helt fram mot 2050.^[8]

Endrede rammevilkår kan drive fram flere langtidslagre

Framover vil både teknologiske, markedsmessige og politiske endringer kunne drive fram flere langtidslagre i kraftmarkedet (se også faktaarket *Batterier – utvikling i teknologi og kostnader*). De siste årene har vi sett eksempler på slike endringer blant annet i Italia og Storbritannia. I Italia ble det i 2025 auksjonert ut kontrakter for fleksibilitet gjennom energilagring i sør og på øyene, og kjøpt inn 10 GWh

batterikapasitet.^[9] Våren 2025 ble en ny støtteordning innført i Storbritannia med mål om å stimulere til investeringer i langtidslagre (8 timer eller mer). Hoveddelen av søknadene var tradisjonelle frittstående batterier, men også andre teknologier var representert. Tildelingen er ventet avklart innen sommeren 2026.^[10]

Veksten i batterier i Europa påvirker også Norge

Kraftmarkedet i Norge vil også i økende grad påvirkes – ikke bare av nasjonal vekst, men også av den raske veksten i batterier i resten av Europa. Det norske kraftsystemet er tett integrert med resten av Norden og Europa, både gjennom felles markeds løsninger og fysisk gjennom mellomlandsforbindelser. Økende andeler batterier i kraftmarkedene i tilgrensende land som Sverige, Tyskland og Storbritannia, vil derfor også virke inn på kraftmarkedet i Norge og prisdannelsen her.

Utviklingen i resten av Europa viser hvor vi er på vei

Den pågående raske utviklingen vi ser i batterier i våre naboland og andre markeder i Europa, forteller oss noe om hvor vi er på vei, og viser oss hvor raskt veksten i batterier kan skyte fart i et marked når teknologien først har etablert seg. Tross stor usikkerhet knyttet til hvor stor den framtidige veksten faktisk vil bli – både i Norge, Norden og Europa – peker dagens utvikling og de framtidige trendene tydelig mot at batterier vil spille en sentral rolle i det stadig mer værvhengige europeiske kraftmarkedet.

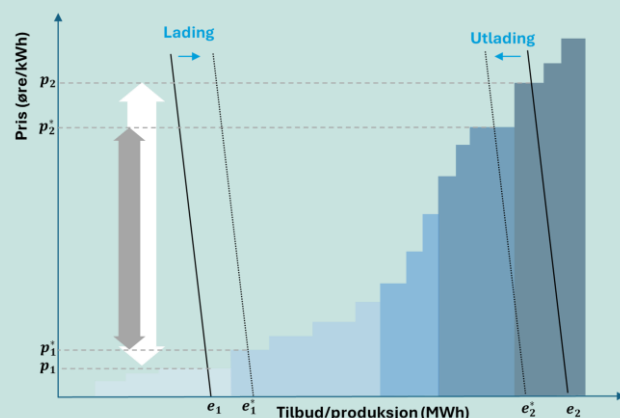


Bilde 3. Tysklands største hybride sol- og batterianlegg Zerbst ble satt i drift høsten 2025 i Sachsen-Anhalt. Anlegget består av et 46 MW solkraftverk, og et 16 MW batterianlegg med 57 MWh lagringskapasitet. Foto: Statkraft

HVORDAN PÅVIRKER BATTERIER STRØMPRISENE?

I døgnet markedet fastsettes kraftprisen for hvert kvarter av døgnet gjennom *marginalprising*. For hvert tidssteg (15 min) stables alle produksjonsbud etter økende pris til en *aggregert tilbudskurve* (se Figur 2 under). Her vil typisk vind- og solkraft, med lave produksjonskostnader, plasseres lengst til venstre i kurven, mens dyrere produksjon, som gasskraft, vil plasseres mot høyre. Kraftprisen (p) i hvert tidssteg settes lik kostnaden for det dyreste produksjonsbudet som trengs for å dekke etterspørselen (e). Etterspørselen vil variere over døgnet (illustrert ved lav (e_1) og høy (e_2) etterspørsel). I markeder med mye værvhengig produksjon kan også tilbudskurven variere mye over døgnet (ikke illustrert her). Dette kan gi betydelig prisvariasjon over døgnet (hvit pil).

Batterier kan utnytte seg av denne prisvariasjonen ved å kjøpe kraft (lade) ved lave priser og selge kraft (lade ut) ved høye priser. Forenklet kan dette vises som en forskyvning i etterspørselen (e_1^* og e_2^*), som resulterer i mindre ekstreme prisbunner (p_1^*) og -topper (p_2^*), og redusert prisvariasjon (grå pil). Den resulterende endringen i gjennomsnittspris vil avhenge av flere ulike faktorer, som formen på tilbudskurven og handel mellom områder. I dette eksemplet vil pristoppen reduseres mer enn bunnen vil løftes, men dette kan variere i ulike markeder, og endre seg over tid.



Figur 2. Forenklet illustrasjon av hvordan batterier kan påvirke prissettelsen i døgnet markedet.

Faktaboks 3

Kilder:

1. EMMES 9.5 - November 2025, Energy Storage Europe, 2025.
2. "aFRR explained: Germany's biggest ancillary services opportunity", Modo Energy, september 2025.
3. 2025 Annual Balancing Costs Report - June 2025, NESO, 2025.
4. Batteries in the Nordic reserve markets - April 2025, Energinet, Fingrid, Statnett og SvK. 2025.
5. "Riding the Battery Storage Revenue Rollercoaster", Cornwall Insight, april 2025.
6. "Benchmarking European battery revenue with Top-Bottom (TB) spreads", Modo Energy, september 2025.
7. Et eksempel på forskningsprosjekt som utforsker V2G som fleksibilitetskilde er NeX2G er: "Nettbalansering fra store parkeringsanlegg og næringsbygg - NeX2G", NMBU.
8. Les mer om NVEs syn på utviklingen i kraftmarkedet i Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025. Energiomstilling i urolige tider, NVE, 2025.
9. "Italy's 'exceptionally competitive' first MACSE energy storage auction concludes, procuring 10GWh", Energy Storage News, oktober 2025.
10. "Long Duration Electricity Storage (LDES) cap and floor financial model and handbook", OFGEM, oktober 2025.
11. Lær mer om kraftsystemet og kraftmarkedet her: "Slik fungerer kraftmarkedet", NVE, august 2022.

* Figur 1 er hentet fra [1], med små tilpasninger gjort av NVE.