



Stabilitet i et kraftsystem i endring

Temarapport Systemutviklingsplan 2023

Statnett

Forord

Vi står midt i en radikal ombygging av det europeiske og det norske energisystemet. Den viktigste langsiktige driveren er målet om netto nullutslipp til 2050. Utviklingen gir mye høyere kraftforbruk, som i stor grad dekkes av ny vindkraft og solkraft.

Kraftsystemet i Norge og Norden er bygget rundt egenskapene til vann- og kjernekraften. Vind- og solkraft har andre egenskaper. Vi må sørge for at kraftsystemet fungerer i perioder der mye av produksjonen kommer fra vind og sol og med få av de tradisjonelle kraftverkene i drift. Med den nye teknologien kommer det både nye utfordringer, og nye muligheter.

Vi publiserer denne rapporten om *Stabilitet i et kraftsystem i endring* som del av vår Systemutviklingsplan 2023. Rapporten presenterer de trendene vi ser, hvordan dette påvirker det norske kraftsystemet, og mulige løsninger.

Med denne rapporten ønsker vi både å dele kunnskap og informasjon, og vi håper å vekke større interesse for dette feltet i både bransjen og akademien.

Rapporten er laget av Tonje Leine Lunden, Henrik Brantsæter, Børge Lund, Eli Maria Stenseth og Magnus Gustafsson med bidrag fra flere.

Martine Moe Winsnes
Direktør, Langsiktig kraftsystemutvikling
1. november 2023



Kraftsystemet skal fungere uavhengig av hvor kraften kommer fra

For at kraftsystemet skal virke sikkert og stabilt, er det helt avhengig av tekniske egenskaper som vann- og kjernekraftverkene med synkrongeneratorer har. Disse egenskapene bidrar blant annet til å stabilisere frekvensen og til å gjøre nettet elektrisk sett stivt nok til å fungere slik det skal.

Ny fornybar kraftproduksjon har til dels andre tekniske egenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene. En viktig forskjell er at vind- og solkraft blir knyttet til nettet via kraftelektronikkomformere. For eksempel omformere i den enkelte vindmølle og solcelleanlegg på land, eller i en likestrømsforbindelse som kobler havvind til kraftsystemet på land.

Når vind- og solkraft erstatter produksjon fra vann- og kjernekraft, endrer det de tekniske egenskapene til kraftsystemet. Vi må sørge for at kraftsystemet fungerer teknisk, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.

Vi ser for oss at det kan bli aktuelt med tiltak innenfor tre hovedkategorier:

- Markedsbaserte tiltak. Det nye markedet for FFR (Fast Frequency Reserves) er et eksempel.
- Funksjonskrav til kraftverk. For eksempel krav som gjør at omformertilknyttede kraftverk får noen synkrongeneratorlignende egenskaper.
- Netttiltak. For eksempel installasjon av synkronkompensatorer eller bygging av ledninger som stiver opp nettet.

Statnett jobber med kartlegging av behov og hva som er hensiktsmessige kombinasjoner av tiltak. Vi jobber også sammen med de øvrige nordiske TSO-ene om å lage et veikart med strategier og tiltak som skal sikre fortsatt stabil drift av hele det nordiske kraftsystemet. Veikartet skal være ferdig i 2024.

Nordic Grid Development Perspective 2023 gir en mer detaljert beskrivelse av økningen i omformertilknyttet produksjon, innvirkningen på stabiliteten i kraftsystemet og hvordan de nordiske TSO-ene samarbeider om å håndtere endringene.

Kraftsystemet er i endring

Kraftsystemet i Europa, Norden og Norge er på vei mot å bli utslippsfritt. Elektrifisering gir behov for store mengder ny fornybar kraftproduksjon, og nytt nett på land og til havs. Det norske kraftsystemet er del av det nordiske synkronområdet og har HVDC-forbindelser for utveksling til Europa. Endringene vi ser ellers i Europa og Norden påvirker derfor også det norske kraftsystemet. Mange av utfordringene vi står overfor, kan og bør løses i felleskap.

I Norden har vannkraft og kjernekraft vært dominerende i produksjonsmiksen. Nå ser vi imidlertid at kraft fra vind og sol i mange timer utgjør en stadig større andel. I 2022 leverte vind og sol i løpet av én time for første gang mer en 50 % av energien i det nordiske kraftsystemet. Sammen med import på HVDC-forbindelser gjør dette at vann- og kjernekraft dekker en stadig mindre andel av forbruket i noen perioder. Når kraftproduksjonen blir mer væravhengig, vil også produksjonssammensetningen variere mer enn tidligere.

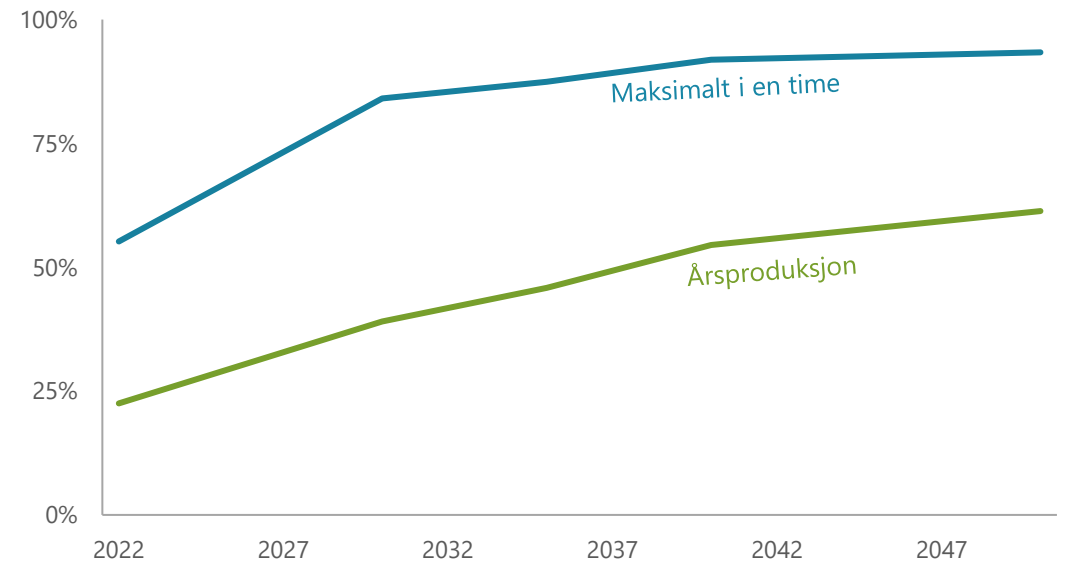
Vind og sol vil framover utgjøre betydelige mengder av produksjonen i det nordiske kraftsystemet

Med et mer værdrevet kraftsystem får vi større variasjoner i sammensetning av produksjonen over timer, dager, uker og år. Selv om vind og sol i noen timer vil dominere produksjonsmiksen, har fortsatt vann- og kjernekraft en sentral rolle i det norske og nordiske kraftsystemet. Statnett og de andre nordiske TSO-ene må derfor kunne håndtere hyppige variasjoner fra høy til lav andel vind og sol i produksjonsmiksen.

De nordiske TSO-ene har så langt ikke sett behov for å definere en øvre grense på hvor stor andel av produksjonen som kan leveres fra vind, sol og import på HVDC uten at det går på bekostning av systemstabiliteten. Et EU-finansiert forskningsprosjekt fant imidlertid, basert på systemstudier av det irske kraftsystemet, 65 % omformerbasert produksjon som en grense for hva et konvensjonelt kraftsystem kan håndtere uten at det iverksettes større tiltak [1].

Basert på anslag i Statnetts langsiktige markedsanalyse kan Norden allerede i 2030 få timer med over 80 % andel produksjon fra vind og sol. Videre anslår vi for 2040 at vind og sol vil stå for over 50 % av den årlige energiproduksjonen. Prognosene er basert på basisscenarioet i et gjennomsnittlig værår, og de reelle nivåene kan bli både høyere og lavere enn dette.

Andel vind og sol i Norden



Data er hentet fra basisscenarioet i vår Langsiktig markedsanalyse 2022 (LMA). Hvilke forutsetninger og framskrivinger som ligger til grunn for scenarioet står det mer om i LMA. Tallene baserer seg på værdata for et gjennomsnittlig værår i Norden i perioden 1988-2016.

Omformere endrer kraftsystemet

Fornybar kraftproduksjon fra sol og vind blir i dag knyttet til nettet gjennom omformere. I tillegg tas stadig flere omformere i bruk andre steder i nettet, for eksempel i HVDC-forbindelser, i batterilagringsanlegg og hos sluttbrukere i kraftkrevende industri.

Omformerbaserte anlegg har fundamentalt andre egenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene og overføringsanleggene som inntil nylig har utgjort grunnstammen i kraftsystemet. Innføringen av omformere endrer derfor egenskapene til kraftsystemet som helhet.

Sikker og stabil drift av kraftsystemet er i dag bygget på egenskapene til synkron generatorer. Det er viktig å forstå hvordan systemet påvirkes i et kraftsystem med flere omformerbaserte anlegg.

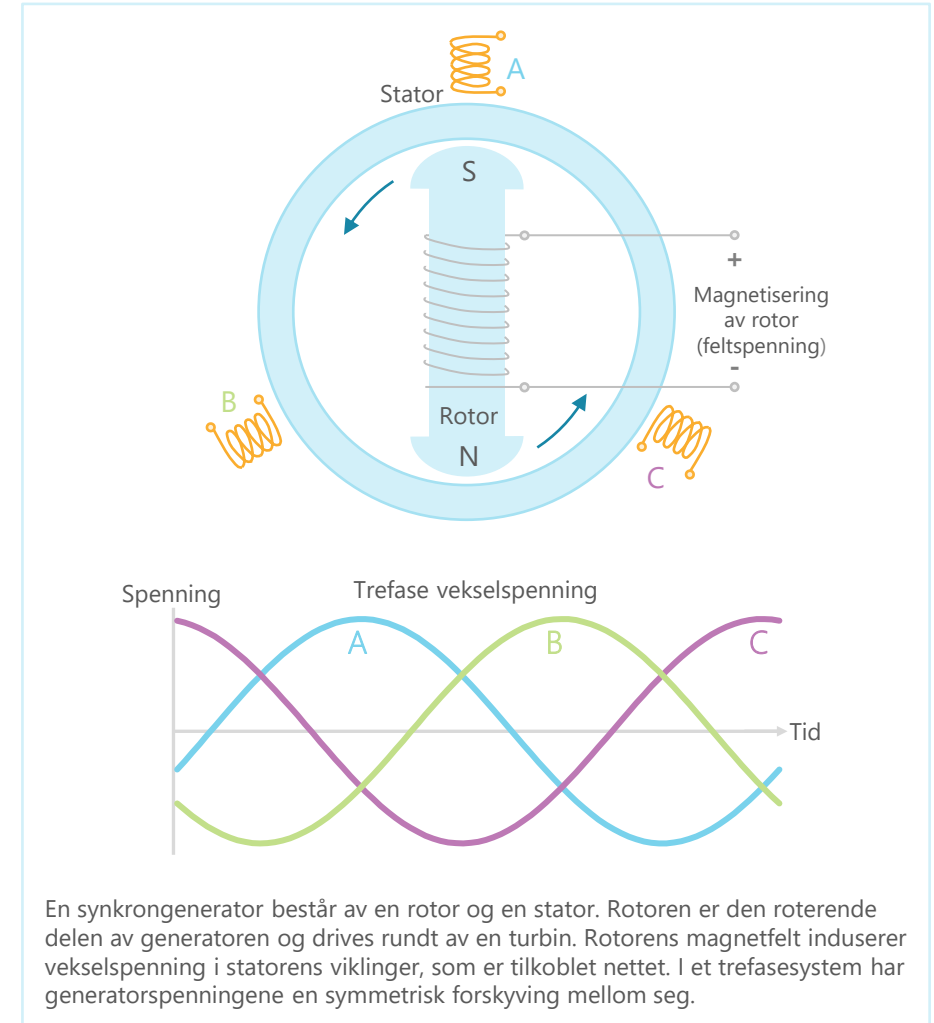
Dagens kraftsystem er bygget rundt synkrongeneratoren

Betegnelsen synkrongenerator kommer av at rotasjonshastigheten til kraftverkets roterende deler, altså rotoren og turbinen, er bundet til nettets frekvens. I Norden er frekvensen 50 Hz.

Utformingen av dagens kraftsystem er bygget på iboende egenskaper ved disse generatorene. Av disse egenskapene er inertid og systemstyrke essensielle for et stabilt og sikkert kraftsystem.

Inertid er et annet ord for tregheten som kommer av den kinetiske energien lagret i synkrongeneratorens roterende masse. Inertid bremsrer endringer i frekvens ved plutselige ubalanser mellom forbruk og produksjon. En av Statnetts kjerneoppgaver er å sørge for kontinuerlig balanse mellom forbruk og produksjon. Den umiddelbare responsen fra synkrongeneratorene er i dag sentral i den hurtige balanseringen, og fungerer som en momentan effektreserve. I et system med færre tilkoblede synkrongeneratorene blir det raskere¹ og større utslag i frekvensen når det oppstår ubalanser.

Systemstyrke beskriver systemets motstandsdyktighet mot forstyrrelser i spenningenes størrelse og sinusform, både i normal drift og etter driftsforstyrrelser [2]. Kortslutningsstrømmen som en synkrongenerator leverer til nettet ved en feil, er et mål på dens bidrag til systemstyrken. Kortslutningsstrømmen fra en synkrongenerator er på inntil 3–5 ganger maksimal stasjonær laststrøm. Evnen til å levere kortslutningsstrøm kan forklares med treghet i generatorens magnetfelt. Systemstyrke er blant annet en forutsetning for robust og stabil drift av omformerbaserte anlegg. I tillegg har dagens kraftsystem vern og kontrollsystemer som baserer seg på tilstrekkelig kortslutningsstrøm.



¹ Målbart gjennom endring i frekvens per tidsenhet, såkalt Rate of Change of Frequency (RoCoF).

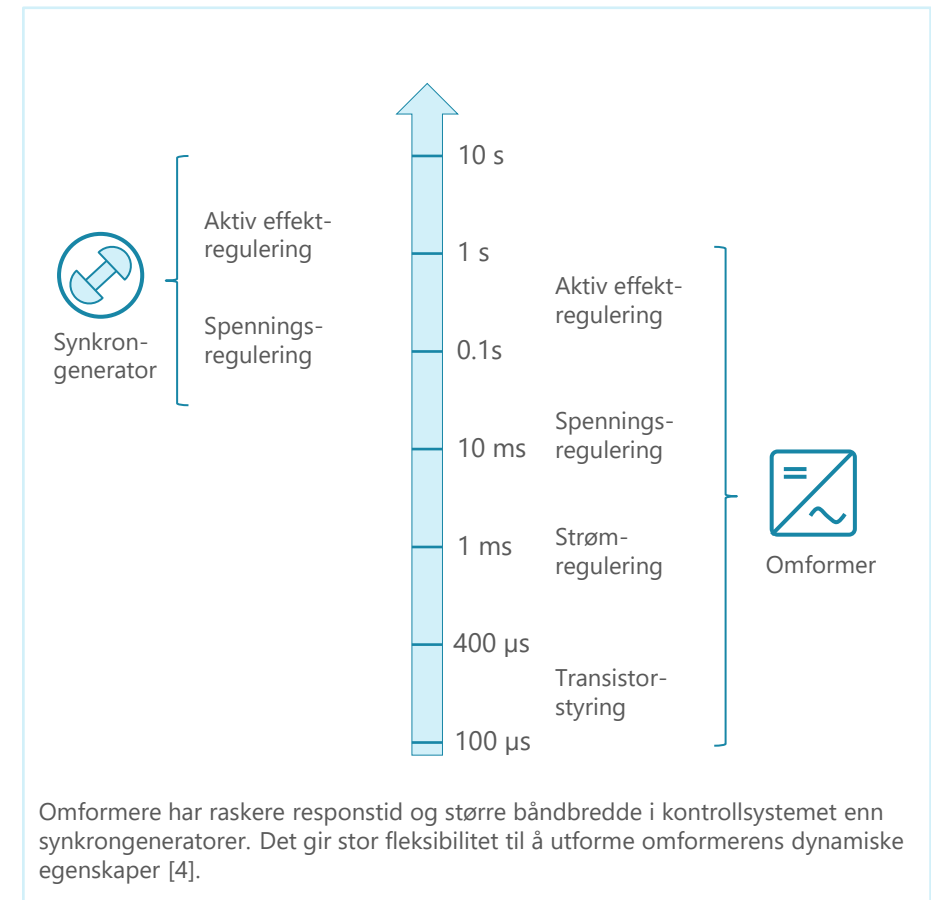
Omformere har andre egenskaper enn synkrongeneratorer

Kraftproduksjon fra energikilder som vind og sol tilknyttes kraftsystemet via kraftelektronikkomformere. I et solkraftverk er omformere nødvendig for å konvertere likestrømmen som genereres i solcellene til vekselstrøm som kan leveres ut på nettet. For vindturbiner er omformere ikke strengt påkrevd, men brukes allikevel i alle moderne vindkraftverk blant annet fordi de øker andelen av vindenergien som omdannes til elektrisk kraft.

I tillegg kommer omformere til anvendelse i kraftsystemet gjennom stadig flere HVDC-forbindelser, i batterilagringsanlegg, i FACTS¹-enheter og på forbrukssiden i kraftkrevende industri. Omformere preger derfor i stadig økende grad kraftsystemet som helhet.

Der egenskapene til en synkrongenerator i hovedsak følger av generatorens fysiske utforming, er en kraftelektronikkomformer primært styrt av kontrollsløyfer og algoritmer. En kraftelektronikkomformer bruker transistorer til å lage sinusformede strøm- og spenningskurver. Transistorene styres med digitale kontrollsystemer, som har en reaksjonstid som gir mulighet for raskere respons enn det som er mulig for synkrongeneratorer. Den korte reaksjonstiden gir stor fleksibilitet til å utforme omformerens egenskaper [3].

Omformere har imidlertid noen fysiske begrensninger som kan være til hinder for å etterligne de egenskapene til synkrongeneratoren som er verdifulle. Det er begrenset hvor mye strøm transistorene tåler, og derfor kan omformere i liten grad levere kortslutningsstrøm. Omformere kan gi en inertirespons, men det krever tilgang på et energilager som kan tilsvare den roterende massen i en synkrongenerator. For vind- og solkraftverk krever det i praksis enten integrering av batterier i anlegget², eller at deler av kraftproduksjonen strupes (tapt produksjon).



¹ FACTS, forkortelse for *Flexible AC Transmission Systems*, betegner kraftelektronikkbaserte komponenter som øker styrbarheten og overføringskapasiteten i vekselstrømnett.

² Samlokaliserte (hybride) anlegg, der batterier kombineres med enten vind eller sol bak samme tilknytningspunkt, blir stadig vanligere i andre land, deriblant i Storbritannia og USA.

Ujevn fordeling av vind, sol og HVDC i Norden

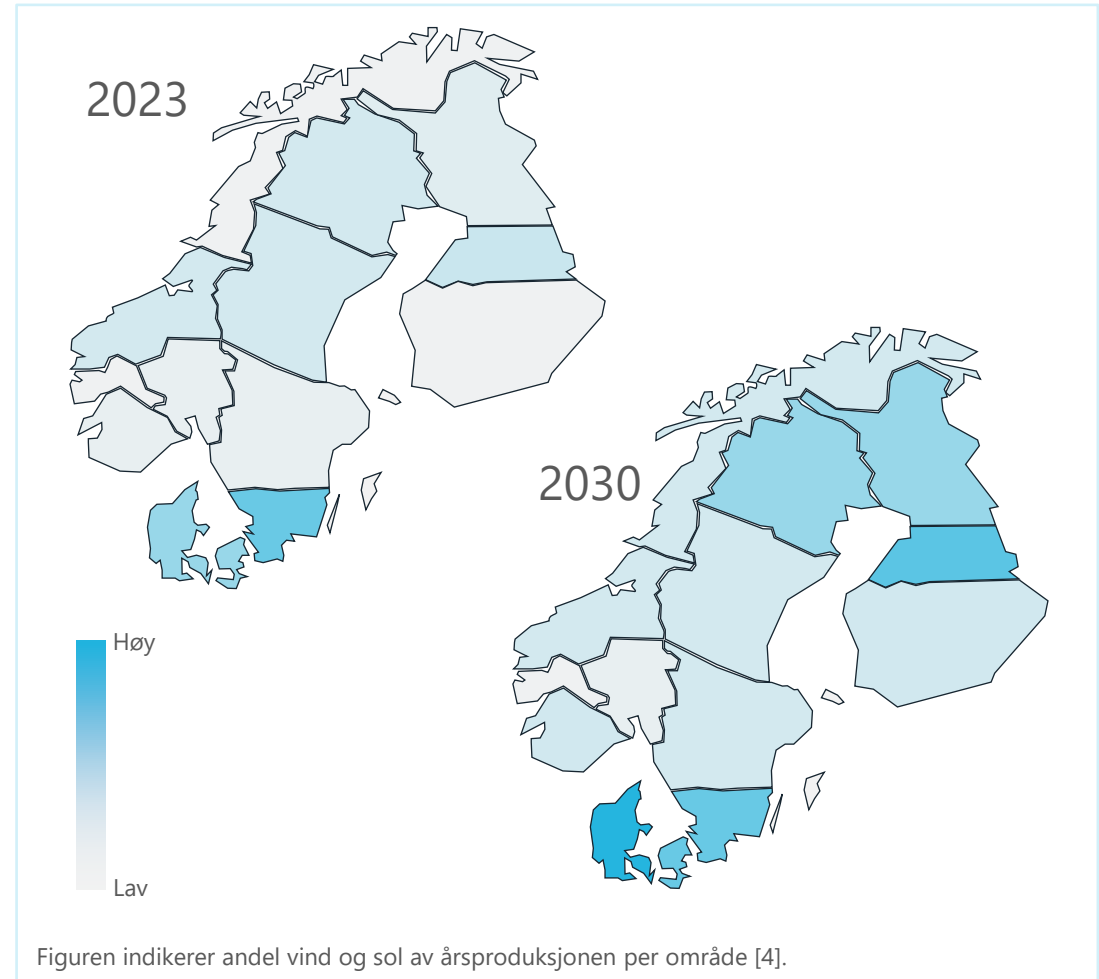
Kraftproduksjonen fra både konvensjonelle generatorer og nye fornybare kilder er ujevnt fordelt geografisk. Derfor er det ulikt behov for synkrongeneratorens egenskaper og ulik tilgang på disse egenskapene innad i Norden.

Vind og sol utgjør allerede en stor del av produksjonsmiksen i Danmark og Sør-Sverige, som vist i figuren. Vindkraft øker også raskt i midtre delen av Finland, og nord i både Sverige og Finland [4]. Forklaringer på den ujevne fordelingen inkluderer faktorer som:

- Fordelingen av vind- og solressurser
- Tilgangen på kapasitet i nettet
- Tilgang på egnede arealer
- Regulatorisk rammeverk
- Plassering av synkron produksjon

Selv om et område har lav andel sol og vind i årsproduksjonen, kan det allikevel ha perioder med lav produksjon fra synkrone generatorer. Dette kan for eksempel skje hvis det er lavt forbruk, mye vind og samtidig import på HVDC fra kontinentet.

Mangel på egenskapene som tradisjonelt har vært tilført av synkrongeneratorer oppstår først lokalt. Med større innslag av omformere forventer vi at utfordringene brer seg regionalt, på tvers av landegrenser, og etter hvert i Norden som helhet. Noen forhold må vi løse regionalt og nasjonalt, og andre må vi løse sammen med de andre nordiske TSO-ene.

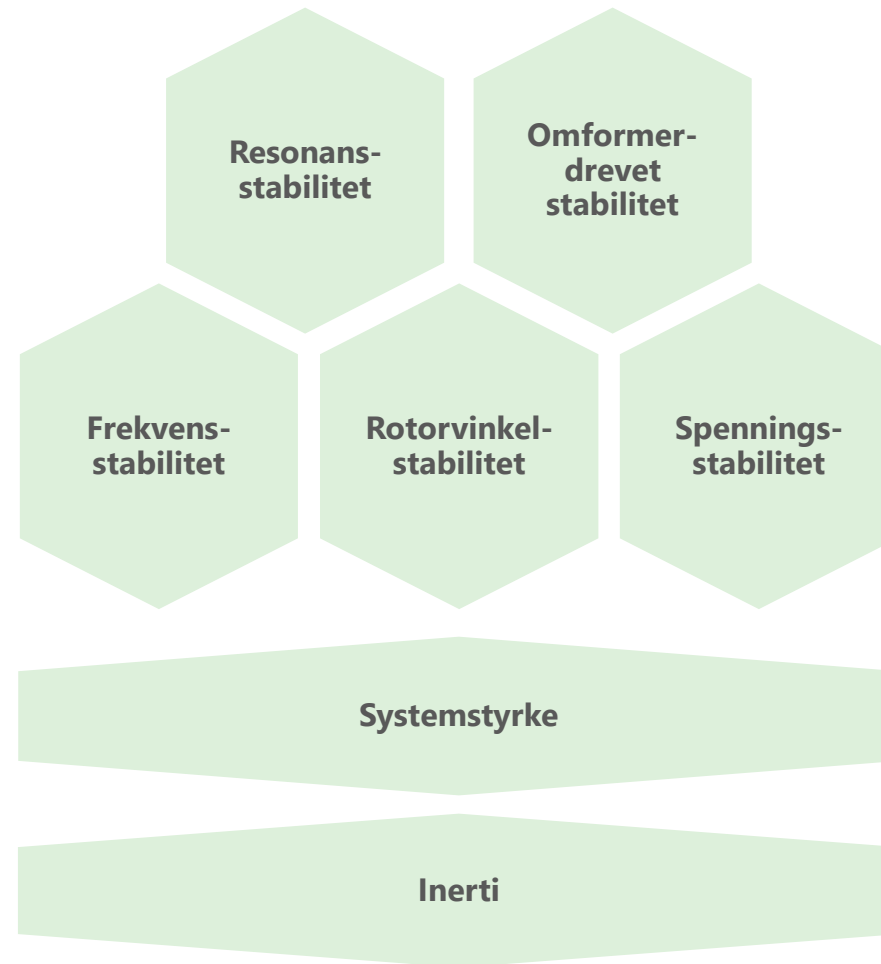


Hva gjør omformere med stabiliteten i kraftsystemet?

De store endringene i det norske og nordiske kraftsystemet utfordrer stabiliteten. Tradisjonelt har kraftsystemstabilitet blitt delt inn i tre klasser: rotorvinkel-, frekvens-, og spenningsstabilitet. Med innføringen av omformere oppstår nye stabilitetsfenomener som ikke passer inn i den tradisjonelle tredelte klassifiseringen. Derfor har bransjen definert to nye stabilitetsklasser: resonans- og omformerdrevet stabilitet.

Ofta kan flere stabilitetsfenomener opptre samtidig, og ett stabilitetsfenomen kan utløse et annet. Nye stabilitetsutfordringer og økt kompleksitet gjør at vi må vurdere eksisterende metoder og prosesser for å modellere, analysere og overvåke stabiliteten av kraftsystemet.

Økt utbredelse av omformere påvirker også andre systemforhold som i en videre forstand kan knyttes til stabiliteten i kraftsystemet. Spesielt gjelder dette kortslutningsforhold og langsomme spenningsvariasjoner.



Endringene vi står overfor påvirker de tradisjonelle stabilitetsfenomenene

Tradisjonelt har vi hatt størst fokus på frekvens-, spenning- og rotorvinkelstabilitet og vi har dermed mest kunnskap om disse. Felles for fenomenene i disse stabilitetsklassene er at de utspiller seg i en tidsskala fra millisekunder til minutter. Stadig flere omformere, endringer i nettet, og nye mønstre for kraftflyt utfordrer disse typene stabilitet.



Spenningsstabilitet er evnen til å holde stabil nok spenning ved endringer og feil i nettet. I tillegg må spenningen i hver enkelt stasjon i nettet holdes innenfor gitte grenser. Ustabilitet og for høye eller lave spenninger kan føre til frakobling av produksjon, forbruk, ledninger og andre komponenter. Dette kan igjen forårsake andre stabilitetsproblemer. Økning i forbruk, produksjon og utvekslingskapasitet kan gi andre flytmønstre enn det vi ser i dag, og dermed påvirke spenningsstabiliteten negativt. På den andre siden kan vind og sol plasseres andre steder enn vannkraften. Det kan ha positive effekter på spenningsstabiliteten.



Frekvensstabilitet er et uttrykk for systemets evne til å håndtere ubalanser mellom forbruk og produksjon. Dette gjelder både de små, kontinuerlige forbruksvariasjonene under normal drift, og større ubalanser som ved utilsiktet utkobling av et kraftverk eller en stor mengde forbruk. Frekvensavvik har konsekvenser for hele kraftsystemet ettersom frekvensen er felles innen et synkronområde. Komponenter i kraftsystemet er designet for å operere innenfor et smalt frekvensområde. Redusert inertieffekt på grunn av færre tilkoblede synkrongeneratorer gir hurtigere og større frekvensendringer.



Rotorvinkelstabilitet er evnen generatorene i kraftsystemet har til å fungere synkront sammen og gå tilbake til stabil drift etter en feil. Her kan omformere bidra enten negativt eller positivt ved at de påvirker kraftflyt og spenning under feil. Rotorvinkelstabilitet omhandler også langsomme effektpendlinger mellom grupper av generatorer i ulike deler av nettet. Slike pendlinger begrenser overføringskapasiteten enkelte steder i Norden i dag. Omformerbaserte produksjonsenheter er ikke synkront koblet til kraftsystemet og bidrar ikke direkte i slike pendlinger. Omformere kan imidlertid dempe eller forverre pendlingene.

Omformere kan skape nye stabilitetsutfordringer og redusere systemstyrken

Omformere i kraftnettet gir opphav til nye stabilitetsfenomener. Omformerdrevet stabilitet og resonansstabilitet omhandler fenomener vi vet mindre om enn de tradisjonelle stabilitetsfenomenene. De nye fenomenene er også vanskeligere å granske siden de utspiller seg i en tidsskala fra mikrosekunder til sekunder.



Omformerdrevet stabilitet er evnen omformere har til å fungere stabilt sammen med andre omformere, andre komponenter i nettet og i kraftsystemet som helhet. Kontrollsløyfer og algoritmer bestemmer hvilke egenskaper en omformer har. Reaksjonstiden i ulike kontrollsløyfer kan variere sterkt, og ustabiliteter kan derfor oppstå i et stort frekvensområde. Vi skiller mellom raske og langsomme omformerbaserte stabilitetsproblemer: Omformerbaserte stabilitetsproblemer oppstår gjennom interaksjoner mellom omformere og komponenter i nettet, eller mellom flere omformere som ligger nær hverandre.



Resonansstabilitet handler om evnen til å unngå pendlinger i kraftsystemet i frekvensområdet 5-45 Hz. Slike pendlinger kan være enten elektromekaniske eller rent elektriske. I det nordiske kraftsystemet oppstår resonansproblemer først og fremst der vindkraftverk er nært tilknyttet seriekompensert nett. Resonans kan i bestemte tilfeller skape store pendlinger i strøm og spenning som kan skade vindkraftverk og komponenter i nettet.



Kortslutningsforhold er et uttrykk for systemstyrke eller hvor stivt nettet er. Altså evnen til å holde tilnærmet ideell spenning både under normal drift og etter driftsforstyrrelser. Dette er en forutsetning for robust og stabil drift av omformerbaserte anlegg. Tilstrekkelig kortslutningsstrøm er også viktig for at vern skal utløses korrekt. Synkrongeneratorer leverer mye høyere kortslutningsstrøm enn omformerbaserte produksjonsenheter. Når andelen tilkoblet konvensjonell kraftproduksjon synker, kan det derfor bli nødvendig med endringer i vern-filosofi og innføring av tiltak for å holde systemstyrken oppe.

Dårlig stabilitet kan forsinke energiomstillingen

Vi må ha tilstrekkelig inert og systemstyrke i enhver driftssituasjon, uavhengig av hvor kraften kommer fra. Ellers kan resultatet bli dårlig spenningskvalitet, ustabil frekvens eller utilsiktede utkoblinger. I verste fall betyr det at sluttbrukere blir direkte rammet. Hvis vi ikke forstår behov og iverksetter nødvendige tiltak, kan vi bli nødt til å ta i bruk virkemidler som bremser den ønskede utviklingen av kraftsystemet.



Stabilitet er grunnleggende for forsyningsikkerheten

Dersom vi ikke sørger for tilstrekkelig stabilitet i nettet, gir det økt risiko for store og uønskede avbrudd i kraftforsyningen. I ytterste konsekvens kan vi få:

- Mørklegging
- Havari av komponenter
- Feilfunksjon i vern og kontrollsystemer

Slike hendelser har historisk inntruffet svært sjelden.



Forsyningsikkerheten har høy prioritet

For å forhindre redusert forsyningsikkerhet kan Statnett på kort og mellomlang sikt måtte anvende et begrenset sett av virkemidler for å opprettholde eller øke stabilitetsmarginene:

- Forsinket tilknytning av nye vind- og solkraftverk
- Reduserte overføringskapasiteter i nettet
- Produksjonsbegrensninger for vind- og solkraftverk
- En nedre grense for hvor mange synkrone generatorer som er i drift

Tiltak som dette medfører restriksjoner for aktører i kraftmarkedet og gir dermed mindre optimal utnyttelse av ressursene i kraftsystemet.

Vi må forstå kraftsystemets behov og iverksette tiltak

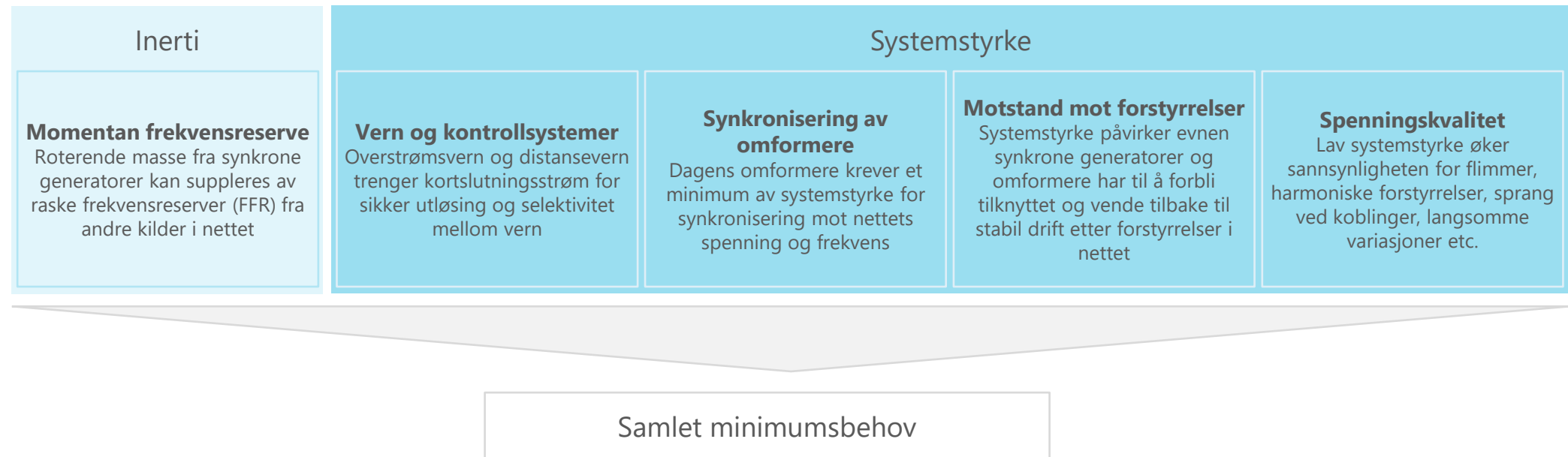
Vi må forstå framtidig behov for de egenskapene synkrongeneratoren tradisjonelt har tilført kraftsystemet. Behovene kan variere med lokale og nasjonale forhold. For eksempel kan områder med mye omformerbasert produksjon oppleve lokale ustabiliteter, mens mangel på roterende masse kan være en utfordring for systemet i sin helhet.

Basert på de identifiserte behovene gjør vi analyser for å avdekke hvilke tiltak som bør iverksettes. Eksempler kan være markedsbaserte tiltak, netttiltak eller å stille funksjonskrav til ny og eksisterende omformerbasert produksjon.

For å forstå kraftsystemets egenskaper må vi ha måleutstyr som fanger opp stabilitetsfenomenene.

Vi må identifisere framtidig behov for inertie og systemstyrke

Vi må være i forkant og se behovene som vokser fram etter hvert som andelen synkrongeneratorer i produksjonsmiksen reduseres. Figuren under skisserer noe av det som til sammen kan utgjøre et samlet minimumsbehov for inertie og systemstyrke i et velfungerende kraftsystem. Mens inertie sørger for momentan frekvensreserve, dekker systemstyrke flere ulike delbehov.



Merk at inertie i seg selv ikke er tilstrekkelig for å sikre frekvensstabilitet. Ulike typer frekvensreserver er beskrevet på [Statnetts nettsider](#) [6].

Vi må iverksette riktige tiltak til riktig tid

Tilstrekkelige framskrivninger og analyser er essensielt for å fastslå hvilke og hvilken kombinasjon av tiltak som skal implementeres. Implementering kan skje gjennom:

Markedsbaserte tiltak



Gjennom markedsløsninger kan aktører konkurrere om å levere tjenester som svarer til kraftsystemets behov.

Vi er i gang med å implementere nye krav for deltakelse i FCR¹-markedet. Vi har også et nordiske markedet for FFR² som støtter systemet i perioder med lite inert. I Storbritannia finnes tilsvarende markedsløsninger for både inert og kortslutningsstrøm.

Andre eksempler kan være å tilrettelegge for at nye teknologier kan delta i balansemarkedet, eller gjennom markedsløsninger gi insentiver for å oppgradere og drifte egnede vannkraftverk som synkronkompensatorer når de ikke produserer kraft.

Funksjonskrav



Ved å stille funksjonskrav kan vi sørge for at nye omformerbaserte kraftverk får flere synkrongeneratorlignende egenskaper.

Vi stiller allerede mange krav til omformere, deriblant evne til spenningsregulering, evne til å forbli tilknyttet nettet ved kortslutninger, og evne til frekvensregulering. Mulige framtidige krav inkluderer evne til å levere syntetisk/virtuell inert, evne til større kortslutningsbidrag, eller andre egenskaper i kategorien grid-forming³.

Netttiltak



Gjennom tiltak i nettet kan vi øke tilgangen på inert og systemstyrke, eller redusere behovet for disse egenskapene.

Installasjon av synkronkompensatorer er et eksempel på tiltak som kan tilføre både inert og systemstyrke. Et annet eksempel er forsterkning av eksisterende ledninger eller etablering av nye ledninger. Det vil først og fremst øke systemstyrken. I kategorien netttiltak inkluderer vi også muligheter for å ta i bruk nye typer vern som er mindre avhengig av kortslutningsstrøm, f. eks. differensialvern.

Vi må også tilpasse målesystemer til de nye høyfrekvente fenomenene, og ta dataene i bruk på nye måter.

¹ FCR står for Frequency Containment Reserves, og omtales også som primærreserver. ² FFR står for Fast Frequency Reserves, og omtales også som raske frekvensreserver. ³ Se egen slide om grid-forming i vedlegg.

Analyser er sentralt for å forstå utviklingen

Tradisjonelle modeller og metoder kommer til kort

I et kraftsystem basert på synkrongeneratorer, med få omformerbaserte anlegg, kan vi analysere de tradisjonelle stabilitetsfenomenene (rotorvinkel-, spenning- og frekvensstabilitet) ved bruk av et begrenset modellapparat:

- **Lastflytmodeller**, også kjent som stasjonære modeller, bruker vi til å undersøke kraftflyt og spenninger ulike steder i nettet. En forutsetning i slike beregninger er at produksjon, forbruk og koblingsbilde holdes konstant.
- **Dynamiske modeller**, også kjent som RMS-modeller, bruker vi til å undersøke transiente forløp i vektorrepresentasjonen (størrelse og vinkel) av strøm og spenning. RMS-modeller er godt egnet til å regne på elektromekaniske fenomener, som pendlinger i rotorvinkel mellom synkrone generatorer.

De nye stabilitetsfenomenene kan ikke analyseres presist med de tradisjonelle modellene. Strukturelle begrensninger i modellene, blant annet at strøm og spenning er representert med vektorer, begrenser modellenes gyldighet for høyfrekvente fenomener.

Vi har tradisjonelt brukt forholdet mellom kortslutningsytelse fra nettet og omformerytelse som et mål på systemstyrken i tilknytningspunktet.

Vi ser behov for EMT-modeller og nye metoder

Omformere har egenskaper som ikke kan representeres fullt ut i tradisjonelle dynamiske modeller. De nye stabilitetsfenomenene, dvs. omformerdrevet stabilitet og resonansstabilitet, gir behov for å utvide modellapparatet:

- **Elektromagnetiske modeller**, også kjent som EMT-modeller, gjør oss i stand til å undersøke transiente forløp med høyere tidsoppløsning enn tradisjonelle dynamiske modeller. Til forskjell fra RMS-modeller inneholder EMT-modellene en fullstendig representasjon av strøm- og spenningskurvene.

EMT-modeller krever mer informasjon og detaljert modellering av både nettanlegg og omformere. De utfyller eksisterende modellapparat, og erstatter ikke behovet for de tradisjonelle verktøyene. Effektivt bruk av modellene krever også ny og økt kompetanse hos oss i Statnett.

Med mange omformere i kraftsystemet gir kortslutningsytelsen fra nettet ikke lenger et tilstrekkelig bilde av systemstyrken. Når flere omformerbaserte anlegg er tilknyttet samme del av nettet, deler de på systemstyrken. Vi tester derfor ut nye metoder som er tatt i bruk av andre TSO-er, og undersøker nytten av disse for norske og nordiske forhold.

For å analysere og forstå framtidens kraftsystem er det essensielt at vi validerer modellene mot faktiske hendelser.

Vi forbereder oss på et kraftsystem med mer omformertilknyttet produksjon

Statnett jobber daglig med å ivareta stabiliteten i kraftsystemet. Med endringene som skjer må vi tilpasse oss slik at vi kan gjøre denne jobben også i fremtiden. Vi videreutvikler kompetansen vår og sikrer at metoder og verktøy er egnet for planlegging og drift av et kraftsystem med mange omformere.

Vi jobber sammen med de andre nordiske TSO-ene om et veikart med strategier og tiltak som skal sikre stabil drift av det nordiske kraftsystemet også i fremtiden. Veikartet skal være ferdig i 2024. Temaet er en del av Nordic Grid Development Perspective (NGDP) 2023 som de nordiske TSO-ene ga ut i oktober.

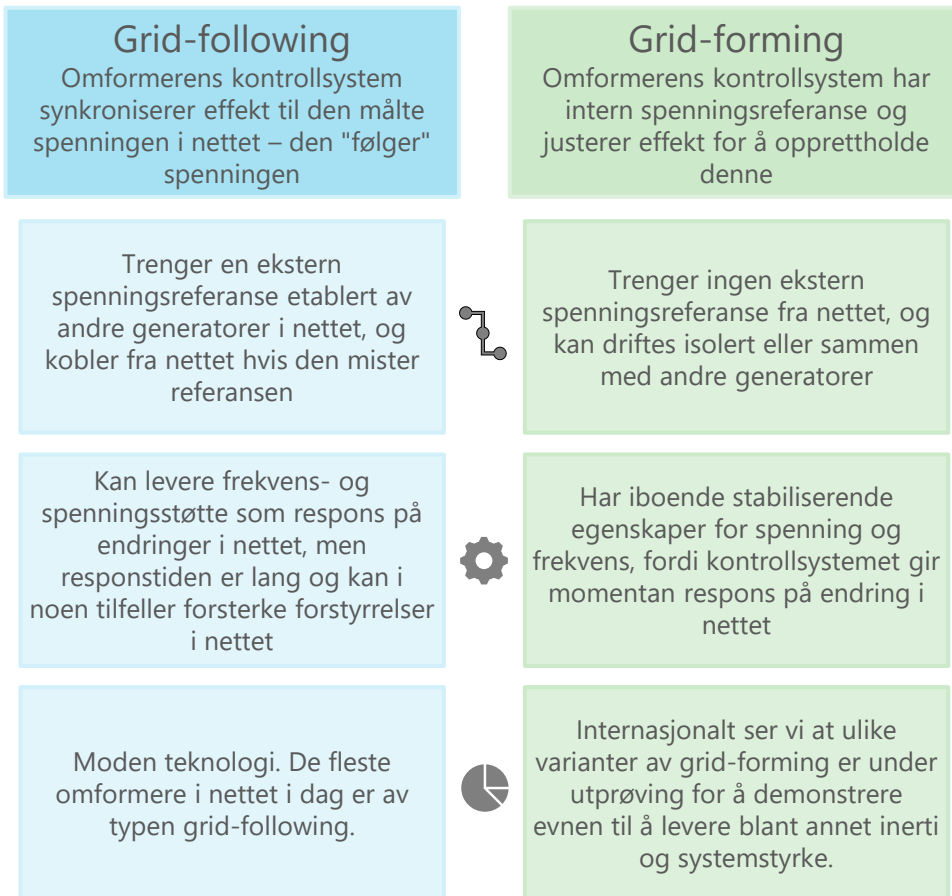
Vi deltar i europeiske forsknings- og utviklingsprosjekter i regi av blant annet ENTSO-E.

Vi følger med på og lærer av utviklingen internasjonalt. Problemstillinger rundt omformerdominerte kraftsystemer er høyaktuelle i mange land og regioner (se vedlegg) som omstiller fra fossil til fornybar kraft.



Vedlegg

Nye kontrollalgoritmer kan tilføre omformere synkrongeneratorlignende egenskaper



Tilpasset fra figur laget av AEMO [7]

Terminologien knyttet til avanserte omformere er ennå ikke godt etablert, og vi mangler gode norske oversettelser. Internasjonalt, i industri og akademia, vies det mye oppmerksomhet til *grid-forming* invertere (omformere).

Det store flertallet av omformere i kraftsystemer er per i dag er i kategorien *grid-following*. De har et kontrollsystem som synkroniserer omformerer til den eksisterende spenningen i nettet, og fra nettets perspektiv likner omformerens oppførsel en strømkilde. Slike omformere er avhengig av systemstyrke fra andre kilder i nettet for å fungere som tilsiktet.

Grid-forming omformere oppretter og følger en intern spenningsreferanse, og er ikke avhengig av målt nettspenning for synkronisering. Fra nettets perspektiv oppfører omformerer seg mer som en spenningskilde, og har egenskaper som ligner mer på en synkrongenerator. Grid-forming omformere kan også driftes isolert i systemer helt uten synkrongeneratorer [3, 7].

Grid-forming omformere er kommersielt tilgjengelig for batterilagring, HVDC og STATCOM. Både funksjonaliteten og funksjonskrav for slike anlegg er imidlertid fremdeles under utvikling. Hittil er grid-forming teknologi ikke kommersielt tilgjengelig for vindturbiner og solkraftverk [4].

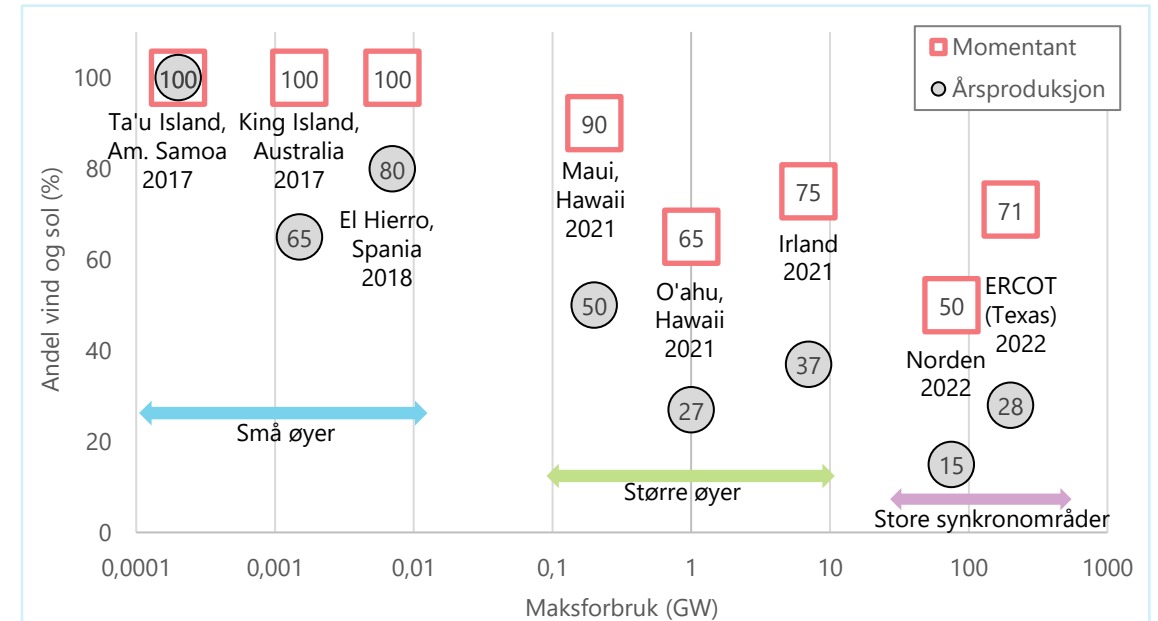
Australia ligger langt framme på implementering av grid-forming omformere i nettet. De har allerede flere batterilagingsanlegg i drift med grid-forming-teknologi, deriblant et på 30 MW og et på 150 MW, samt flere andre under oppføring [8].

Økt bruk av omformere utfordrer stabiliteten også i andre land

Elektrifisering, høyere andel produksjon fra vind og sol, flere HVDC-forbindelser og færre synkrongeneratorer preger utviklingen verden over. Utfordringene med å ivareta stabiliteten treffer hardest de landene og regionene som omstiller raskt fra fossilt til fornybart, og som samtidig har lite vannkraft, kjernekraft eller andre lavutslippskilder til synkron produksjon å lene seg på i utviklingen mot nullutslipp.

Storbritannia, Irland og Australia er eksempler på land som står midt i en omstilling av produksjonsapparatet i retning av vind, sol, vann og batterilagring. Systemoperatørene i disse landene gjennomfører tiltak for å motvirke utviklingen med fallende inertiv og systemstyrke:

- I Storbritannia har National Grid ESO gjennom *Stability Pathfinder*-prosjektet anskaffet 33,5 GWs inertiv og 15,9 GVA kortslutningsytelse fra en kombinasjon av synkronkompensatorer og batterilagingsanlegg. Tjenesteleverandørene skal etablere og drifte anleggene på langsiktige kontrakter [10].
- I Irland har EirGrid og SONI etablert (felles) nedre grense for antall store konvensjonelle termiske kraftverk tilkoblet, samt en nedre grense for inertiv¹. Videre har de planer om å anskaffe 10 GWs inertiv fra tjenesteleverandører på langsiktige kontrakter med leveranse fra 2026 [11].
- I Australia har AEMO ansvaret for å koordinere og avdekke behovet for inertiv og systemstyrke på tvers av det største synkronområdet, som strekker seg fra Queensland i nordøst til Victoria i sør. For å bøte på fallende nivåer av inertiv og systemstyrke har nettereiere på tvers av Australia nylig installert både synkronkompensatorer og grid-forming batterilagingsanlegg. AEMO peker allikevel på et stort udekket behov i årene framover [8, 12].



Maksimal momentan andel og årlig andel vind og sol som prosent av forbruk, fordelt etter systemets størrelse (maksforbruk). Tilpasset fra figur presentert av B. Kroposki, NREL [9].

Kraftsystemet på enkelte mindre øyer driftes allerede utelukkende med vind og sol i kombinasjon med energilagring. Også på noen større øyer forsyner vind og sol allerede i dag en høy andel av kraftforbruket, spesielt i kortere perioder. Store synkronområder ligger lenger bak i utviklingen.

¹ Nedre grenser er fastsatt til 8 store konvensjonelle kraftverk og 23 GWs inertiv per 2022.

Kilder

- [1] MIGRATE, "The Massive Integration of Power Electronic devices", 2019. [https://www.h2020-migrate.eu/Resources/Persistent/b955edde3162c8c5bf6696a9a936ad06e3b485db/19109 MIGRATE-Broschuere DIN-A4 Doppelseiten V8 online.pdf](https://www.h2020-migrate.eu/Resources/Persistent/b955edde3162c8c5bf6696a9a936ad06e3b485db/19109_MIGRATE-Broschuere_DIN-A4_Doppelseiten_V8_online.pdf)
- [2] AEMO, "System Strength explained", 2020. https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/system-strength-requirements/ssr/system-strength-explained.pdf
- [3] B. Kroposki et al., "Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy," i IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, nr. 2, side 61-73, mars-april 2017, doi: 10.1109/MPE.2016.2637122.
- [4] Energinet, Fingrid, Statnett, SvK. Nordic Grid Development Perspective 2023. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/ngpd-2023-25-oct.pdf>.
- [5] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended", i IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, nr. 4, side 3271-3281, juli 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [6] Statnett, "Introduksjon til reservemarkedene", <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>, Besøkt 24.10.2023
- [7] AEMO White Paper, "Application of Advanced Grid-scale Inverters in the NEM", <https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/engineering-framework/2021/application-of-advanced-grid-scale-inverters-in-the-nem.pdf>
- [8] Energy Systems Integration Group, "Australian Landscape of Grid-Forming Batteries", <https://www.esig.energy/australian-landscape-of-grid-forming-batteries/>. Besøkt 24.10.2023.
- [9] Energy Systems Integration Group, "Understanding Grid-forming Inverter Specifications", <https://www.esig.energy/event/g-pst-esig-webinar-series-understanding-grid-forming-inverter-specifications/>. Besøkt 24.10.2023
- [10] Energy Systems Integration Group's High Share of Inverter-Based Generation Task Force: "Grid-Forming Technology in Energy Systems Integration", 2022. <https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2022/03/ESIG-GFM-report-2022.pdf>
- [11] EirGrid, "Operational-Policy-Roadmap-2023-to-2030", eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Operational-Policy-Roadmap-2023-to-2030.pdf
- [12] AEMO, "System Security Planning", <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/system-security-planning>, Besøkt 24.10.2023