

Tiltaksplan

Systemdrifts- og markedsutvikling
2022-2025

Desember 2021



Innledning

Det skjer store endringer i det fysiske kraftsystemet med flere kabler, mer masket nett, mer uregulerbar produksjon og nytt forbruk. Videre er det økte muligheter knyttet til bruk av ny teknologi, blant annet til utnyttelse av forbruksfleksibilitet. Endelig innføres det nytt, detaljert regelverk som påvirker utøvelsen av systemansvaret. På denne bakgrunn skal Statnett gjennomføre de mest omfattende endringene av markeds- og systemdriftsløsninger siden dereguleringen av kraftsektoren. Denne tiltaksplanen gir en kortfattet og systematisk oversikt over pågående tiltak og status for disse.

Motivasjonen for disse endringene er beskrevet i Statnetts System- og markedsutviklingsplan (SMUP) som finnes på våre nettsider. En ny versjon ble publisert i desember 2021.

Tiltakene i planen forventes å bidra til betydelig økt samfunnsøkonomisk nytte for Norge og Norden. Sentralt i så måte er utvikling av effektive energimarkeds- og handelsløsninger som finere tidsoppløsning og ny metode for kapasitetsallokering, og ny nordisk balanseringsmodell.

Tiltakene vil blant annet bidra til:

- Bedre utnyttelse av overføringskapasiteten.
- At norske aktører får tilgang til 15 minutters markeder i Europa og får mulighet til å selge sin fleksibilitet i reservemarkeder med høyere verdi

For ytterligere informasjon vises til rapporten [Verdier i systemdrifts- og markedsutvikling 2019](#).

Utviklingen skjer i tett samarbeid i bransjen

Endringene i kraftsystemet og nye drifts- og markedsløsninger berører hele kraftbransjen. Det er behov for en betydelig og koordinert innsats fra TSOer, regulatorer og øvrige aktører i bransjen.

Bransjens innspill er viktige for å oppnå effektive løsninger og realistiske endringsprosesser. Bransjeaktører deltar i utviklingen av nye systemdrifts- og markedsløsninger gjennom ulike referansegrupper både på nasjonalt og nordisk nivå. Statnett gjennomfører høringer ved nye løsninger og endringer av praksis i systemdriften, og vi arrangerer også egne høringsmøter.

Plan for arrangementer og møter finnes på [www.statnett.no/dialog og samarbeid med bransjen](http://www.statnett.no/dialog-og-samarbeid-med-bransjen).

Planen kan bli justert

Vi tilstreber å gi bransjen god informasjon og velger å presentere planer ut fra det vi nå ser og forventer, men vi vil understreke at det kan bli endringer. En del av de nye løsningene og prosessene vi utvikler er helt annerledes enn det vi har i dag, og vi utelukker derfor ikke at det underveis kan dukke opp nye behov som vil utløse re-planlegging. Videre skal nye løsninger i stor grad behandles og godkjennes av regulatorene, og erfaringer har vist at det kan være ulike vurderinger og tidkrevende prosesser. Og selv om et detaljert europeisk regelverk er vedtatt, kommer det også nye initiativer fra EU som vil kunne påvirke både løsninger og fremdrift. Andre TSOers handlinger vil også kunne påvirke Statnetts tiltaksplan.

Av disse grunnene velger vi å oppdatere tiltaksplanen hyppig.

Planens struktur

Tiltaksplanen, som er omfattende og ambisiøs, beskriver endringer av systemdrifts- og markedsløsninger innenfor fire innsatsområder. Områdene er justert siden forrige utgave av tiltaksplanen og er nå i tråd med inndelingen som brukes i den nye SMUPen:

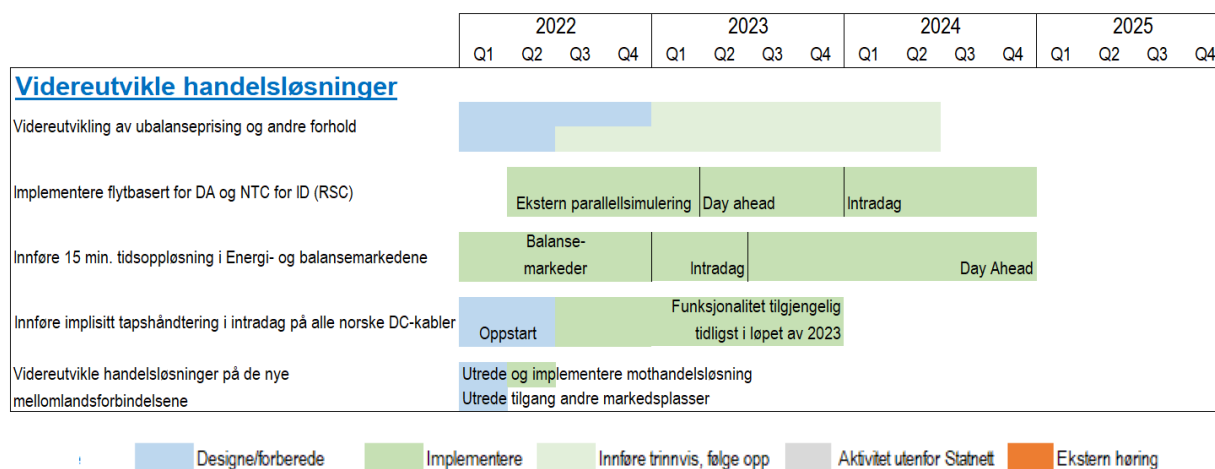
- Videreutvikle handelsløsninger
- Effektiv bruk av fleksibilitet
- Automatisere systemdriften
- Bedre driftskoordinering

I tiltaksbeskrivelsene i planen er NBM-programmet beskrevet som flere tiltak. Finere tidsoppløsning og ny nordisk ubalanseavregning beskrives under *Videreutvikle handelsløsninger*. Kapasitetsmarkedene for automatiske og manuelle frekvensreguleringsreserver (aFRR og mFRR) er beskrevet nærmere under *Effektiv bruk av fleksibilitet*, mens aktiveringsmarkedene for de samme reservene er beskrevet under *Automatisere systemdriften*. Tiltak knyttet til automatisering av selve balanseringsprosessen er også beskrevet under dette innsatsområdet.

Havvind er satsningsområde innen Statnetts systemdrifts- og markedsutvikling, men fordi vi ikke har konkrete tiltak enda, omtales ikke dette i tiltaksplanen.

Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger

I dette kapitlet presenteres tiltak som skal bidra til å videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger. Tiltakene gjennomføres i et internasjonalt samarbeid. Følgende figur illustrerer gjeldende fremdriftsplaner:



Ny nordisk ubalanseavregning, herunder én-pris modell

Tiltaket omfatter:

Vi skal utvikle en ny nordisk ubalanseavregning, herunder nye harmoniserte regler for ubalanseoppgjøret hensyntatt vedtatt felles europeisk metodikk for harmonisering av ubalanseoppgjør. I første omgang innebærer det en overgang fra dagens oppgjørsmødel til en løsning med én posisjon og én pris.

I tillegg er det flere andre forhold som vil påvirke ubalanseoppgjøret fremover, for eksempel håndtering av flere priser for aktivert balanseenergi når vi får et aktiveringsmarked for aFRR og flere priser for mFRR. Vi vil også vurdere endringer knyttet til for eksempel prising i avregningsperioder uten dominerende retning, og andre sentrale designelementer. Tiltaket inngår som en del av arbeidet med ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Harmoniserte regler for ubalanseoppgjøret er nødvendig for å møte fremtidige endringer i balansemarkedene, og for å være innenfor rammene gitt av forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL). Harmonisering av ubalanseoppgjøret vil bidra til likere vilkår for de balanseansvarlige (BRPene) i Europa, men det er fremdeles et nasjonalt handlingsrom.

Et viktig kriterium for en effektiv balansering er klare prissignaler i ubalanseoppgjøret som bidrar til riktige incentiver for aktørene til å redusere sine ubalanser. Effektive prisingsprinsipper i balansemarkedene bidrar til effektiv konkurranse.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Beregning av posisjon og prising vil bli endret og vil påvirke markedsaktørene, særlig balanseansvarlige aktører.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene, som en del av NBM.

Dialog med bransjen er sentralt, og ivaretas i hovedsak gjennom nasjonale og nordisk referansegrupper i NBM-programmet, men også gjennom flere arenaer (slik som Kundeforum for balanseavregning) og egne møter for interesserte aktører når nødvendig. NBMs hjemmeside er en viktig kanal for informasjonsspredning.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Den første store milepælen var å implementere én posisjon og én-pris per 1.11.2021.

Videre fremover vil vi nå jobbe med å lage en utviklingsplan for ubalanseprising og oppgjør i tilknytning til de videre milepælene som ventes i NBM-programmet.

Status og hendt siden sist:

- 1. november 2021 ble én posisjon og én-pris implementert i Norden.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Vurdering av videre utviklingsplan for ubalanseprising og oppgjør i Norden. Det vil i utgangspunktet skje i tilknytning til øvrige milepæler i NBM, særlig 15 min avregningsperiode, og tilknytning europeiske balanseplattformer (MARI og PICASSO).

Relevante linker:

<https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/single-price-model/>
<https://nordicbalancingmodel.net/single-price-single-position-implemented-on-1-november-in-the-nordic-countries/>
https://nordicbalancingmodel.net/wp-content/uploads/2020/10/Single-Price_Common-Market-Design.pdf

Ny metode for kapasitetsfastsettelse i Norden

Tiltaket omfatter:

Vi skal innføre flytbasert markedskobling (Flow based market coupling, FBMC), videre omtalt som "flytbasert", som er en ny måte å fordele tilgjengelig nettkapasitet i energimarkedene på, der markedsklareringen tar hensyn til nettets fysiske egenskaper.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Flytbasert gir større samsvar mellom markedsflyt og fysisk flyt, og dermed redusert usikkerhet i systemdriften. Dette gjør at den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og effektiv måte i markedet slik at flere handelsmuligheter gjøres tilgjengelig. FBMC legger dermed til rette for økt samfunnsøkonomisk overskudd i Norden, noe som også fremgår av gjennomførte analyser.

Forordning om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM) stiller krav om at alle de europeiske kapasitetsberegningsregionene skal utvikle og implementere flytbasert som ordinær markedsløsning for spot- og intradagmarkedet. Det gjøres kun unntak dersom det kan vises at en løsning basert på koordinert NTC (Net transfer capacities) gir minst like stor samfunnsøkonomisk verdi som flytbasert.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene i kraftbransjen må forholde seg til en ny type informasjon om markedskapasitet, i form av såkalte PTDF-matriser, som vil bli gjort tilgjengelig for aktørene. PTDF står for power transfer distribution factors, og PTDF-matrisene viser hvor kraften vil flyte i nettet ved produksjon og forbruk i de ulike budområdene, samt hvor stor flyt som samlet aksepteres på kritiske elementer i nettet.

Aktørene vil stå overfor flere handelsmuligheter enn i dag, og budgivingen vil bestemme hvilke handler som blir prioritert innenfor de relevante nettbegrensningene. Det samfunnsøkonomiske overskuddet vil øke, og det er forventet at en større del av dette vil tilfalle aktørene i form av produsent- og konsumentoverskudd.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene samt nordisk Regional Security Coordinator, RSC.

Den foreslåtte nordiske flytbasert-metoden er godkjent av de nordiske regulatorne (NRAene).

Den nordiske RSCen utvikler nå et IT-system som skal benyttes i flytbasert kapasitets-beregning. Når metoden er implementert, vil markedskapasitetene beregnes av den nordiske RSCen basert på input fra TSOene. Det er imidlertid TSOene som godkjenner de endelige kapasitetene før de gis til markedet.

Bransjen involveres gjennom en nordisk stakeholdergruppe samt et åpent årlig arrangement for bransjen. I tillegg har Statnett en nasjonal referansegruppe.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Metodeforslaget for døgnetmarkedet og intradag ble endelig godkjent av regulatorne i juli 2018. Det er siden gjennomført noen endringer i forslaget, og den siste endringen ble godkjent i oktober 2020.

For døgnetmarkedet planlegger vi å sette flytbasert i drift tidlig i 2023. Før flytbasert settes i drift, skal løsningen testes i 12 måneder. Under testperioden vil vi simulere flytbasert kapasitetsfastsettelse parallelt med det ordinære markedet, og markedsresultater fra disse testene vil fortløpende bli publisert.

Intradagmarkedet vil i starten motta kapasiteter per budområdegrense som i dag (NTC). Flytbasert i intradagmarkedet vil komme senere når XBID-plattformen er klar til å håndtere dette.

Koordinert nordisk metode for langsiktig kapasitetsberegning skal iht. plan være implementert 12 måneder etter at ny kapasitetsberegning metode er implementert i døgnet. Den langsiktige kapasitetsberegningen skal tjene to formål, å gi en prognose for forventet kapasitet for nærmeste måned og nærmeste år, samt som grunnlag for å kunne utstede transmisjonsrettigheter. Det siste elementet er per i dag ikke relevant for Norge. De nordiske TSOene vil først benytte en NTC-metode (basert på flytbasertberegninger), men dette vil senere bli erstattet av flytbasert.

Status og hendt siden sist:

- Den nordiske RSCen arbeider nå med å ferdigstille en felles nordisk IT-plattform, inkludert datautveksling og operative prosesser mellom TSOer, RSC og NEMOer for flytbasert kapasitetsberegning.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Oppstart av ekstern parallellsimulering av flytbasert.

Relevante linker:

www.statnett.no/prosjekter_og_tiltak/flytbasert_markedskobling/
<https://nordic-rsc.net/>

15 minutters tidsoppløsning i energi- og balansemarkeder

Tiltaket omfatter:

Vi skal innføre 15 minutters tidsoppløsning i energi- og balansemerkene i Norden, med 15 minutters avregningsperiode. Dette er en vesentlig endring fra dagens timesoppløsning. Tiltaket inngår som en del av det nordiske arbeidet med ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

I tillegg skal vi foreslå nye regler for ramping av HVDC-forbindelsene som skal gjelde etter at vi får innført 15 minutters tidsoppløsning.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Mer uforutsigbar kraftproduksjon og økt mellomlandskapasitet medfører økte effektubalanser innenfor timen. For å opprettholde driftssikkerheten er det derfor behov for nye effektive løsninger for å redusere/håndtere ubalansene. Finere tidsoppløsning i energimarkedene er et viktig tiltak i så måte. Forordningen om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) krever at ubalanser skal avregnes per kvarter.

Med finere tidsoppløsning får vi en effektiv nordisk harmonisert løsning for å redusere ubalansene innenfor driftstimen, og omfanget av mindre effektive nasjonale særordninger vil reduseres.

Finere tidsoppløsning i energimarkedene gir samfunnsøkonomiske gevinster ved at mindre reserver aktiveres og frigjøres til alternativ anvendelse samt at verdien av norsk fleksibilitet vil øke.

Store og raske flytendringer på mellomlandsforbindelsene bidrar isolert sett til økte ubalanser i kraftsystemet. Med gjeldende rampingregler vil det med økt mellomlandskapasitet ta mange timer å endre kraftflyten fra full import til full eksport. Finere tidsoppløsning i energimarkedene legger til rette for å kunne endre kraftflyten på HVDC-forbindelsene gjennom hele timen (kontinuerlig ramping), i stedet for som i dag 20 minutter rundt timeskift. Med kontinuerlig ramping vil vi kunne øke volumet som kan endres fra en time til den neste uten at ubalansene øker. For å ivareta driftssikkerheten vil det fortsatt være nødvendig å ha begrensninger på hvor store og raske flytendringer som kan tillates.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

15 minutters avregningsperiode vil eksponere markedsaktørene for ubalanser innenfor timen. Aktørene vil gis mulighet for å handle seg i balanse i hver 15 minutters periode.

Med 15 minutters oppløsning i day-ahead og intradag må markedsaktørene legge inn bud på 15 minutter. Det forventes at det vil bli en mellomfase med timesoppløsning i day-ahead og kvartersoppløsning i intradag og reservemarkedene.

Nordiske aktører får mulighet til å handle balansekraft med resten av Europa når vi har gått over til 15 minutters avregningsperiode og knyttet oss til de europeiske plattformene MARI og PICASSO.

Omlagging til handel på kvarter krever at aktørene gjør en omlagging i sine IT-systemer, samt tilpasser/endrer målere og innsamlingssystemer.

Gjennomføring av tiltaket:

Innføring av 15 minutters avregningsperiode gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og inngår som en del av NBM. Samtidig omlegging i de nordiske landene er viktig for å unngå oppsplitting av markedene. RME samarbeider med andre nordiske regulatorer for å få til en samtidig overgang. Elhub og eSett er sentrale i implementering av 15 minutters avregningsperiode.

Kraftbørsene i Europa er forpliktet til å sørge for handel med samme tidsoppløsning som avregningsperioden, både i day-ahead og intradag markedet. Vi samarbeider med børsene for å sikre at det vil være mulig å handle med 15 minutters oppløsning i intradagmarkedet ved innføring av 15 minutters avregningsperiode. Som en del av dette felles prosjektet med børsene, vil Norden også ta i bruk den nye, europeiske intradagauksjonen. Det vil være auksjoner kl. 15 D og kl. 22 D-1 og kl. 10 i selve driftsdøgnet.

Vi har dialog med bransjen både i nordisk og nasjonal regi. Det er etablert referansegrupper med deltakere fra bransjen både på nordisk og nasjonalt nivå.

Innføringen vil skje gjennom endring av forskrifter. Det er avgjørende at disse forskriftsendringene kommer tilstrekkelig tidlig til at aktørene får tid til å tilpasse seg.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) krever at ubalanser skal avregnes per kvarter fra desember 2020. De nordiske TSOene har imidlertid søkt og fått innvilget en utsettelse frem til 22. mai 2023. En forutsetning for å gå over til 15 minutters avregningsperiode er innføringen av den nye nordiske balanseringsmodellen med automatisert mFRR-marked.

Ettersom EBGL også er implementert i norsk rett, har Statnett sendt søknad om utsettelse frem til 22. mai 2023. RME har allerede gjennomført forskriftsendringer som stiller nye krav til måling for å gå over til 15 minutters avregningsperiode.

De nordiske TSOene vil utvikle nye rampingrestriksjoner på HVDC-forbindelser tilpasset 15-minutters tidsoppløsning i perioden Q3 2021-Q2 2022.

Status og hendt siden sist:

- Regulator i de andre nordiske landene har alle innvilget søknad om midlertidig dispensasjon fra kravet om overgang til 15 minutters tidsoppløsning. Etter at EBGL er implementert i norsk rett, har også Statnett sendt formell søknad til RME.
- Nordisk prosjekt med TSOer og børser for overgang til 15 minutters tidsoppløsning i energimarkedene er etablert.
- Dialog med bransjen: Møter med nordisk og nasjonal stakeholdergruppe er avholdt.
- Det er tatt investeringsbeslutning i eSett og beslutning om å oppgradere IT-infrastruktur i Elhub

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Både eSett og Elhub vil ferdigstille mye av utviklingen neste år. Trolig vil Elhub åpne for å sende 15 minutters verdier mot slutten av året.
- Oppfølging nordisk/nasjonal implementering av 15 minutters avregningsperiode.
- Forslag til nye rampingrestriksjoner sendes på høring
- Det jobbes parallelt med innføring av 15 minutters tidsoppløsning i intradag og day-ahead markedet samt tilknytning til ny intradagauksjon.

Relevante linker:**Innføre implisitt tapshåndtering i Intradag på alle norske HVDC-forbindelser****Tiltaket omfatter:**

Statnett arbeider for at markedsklareringen skal ta hensyn til overføringstapene som oppstår ved handel med kraft over HVDC-forbindelsene. Såkalt implisitt tapshåndtering vil medføre at handel med kraft over en HVDC-forbindelse forutsetter at verdien av handelen (prisforskjellen) er minst like stor som kostnaden ved energitapet i kablen.

Vi har allerede innført implisitt tapshåndtering i døgnmarkedet for Skagerrakkablene, NorNed og Nordlink, samt i den separate spotauksjonen for NSL, og arbeider nå med innføring av implisitt tapshåndtering også i intradagmarkedet. Tapsfunksjonaliteten er allerede tilgjengelig i Euphemia-algoritmen, som skal benyttes ved intradag-auksjoner, men må fortsatt utvikles for kontinuerlig

handel i XBID. Dette er et felles europeisk tiltak der Statnett deltar. Arbeidet med å implementere funksjonaliteten i XBID ventes å starte i løpet av første halvdel av 2022. Arbeidet er dermed fortsatt ikke prosjektert, men det er ventet at funksjonaliteten tidligst vil bli tilgjengelig i løpet av 2023.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Ved å ta hensyn til tapene i markedsalgoritmen, som for våre HVDC-forbindelser er 3-5% av overført volum ved full last, oppnås en mer samfunnsøkonomisk effektiv handelsløsning. Tiltaket vil også bidra til en ikke ubetydelig energieffektivisering, da 2-4 % tap på alle eksisterende og planlagte kabler ut fra Norge vil kunne gi et energitap på over 100-200 MWh/h. Å inkludere tap i markedsalgoritmen blir enda viktigere etter hvert som flere HVDC-forbindelser installeres.

De nordiske TSOene har i samarbeid gjennomført en analyse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å hensynta tap i markedsalgoritmen på alle HVDC-forbindelser i Norden til kontinentet. Analysen er basert på 16 måneder med markedssimuleringer i den europeiske markedsalgoritmen "Euphemia" med regulære markedsbud. Simuleringene indikerer at implisitt tapshåndtering på alle nordiske HVDC-forbindelser kan gi en betydelig samfunnsøkonomisk gevinst.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

For aktørene i bransjen vil implisitt tapshåndtering først og fremst merkes gjennom prisvirkninger, siden flyt på HVDC-forbindelser forutsetter at verdien av handel er større enn kostnaden ved energitap.

Kostnaden ved elektriske tap på HVDC-forbindelser vil bli håndtert direkte i markedsklareringen, og TSOene vil ikke lenger kjøpe energi for å dekke disse tapene. Dette reduserer TSOenes kostnader som aktørene dekker gjennom nettariffen.

Gjennomføring av tiltaket:

De europeiske TSOene, inkludert Statnett, samarbeider om å innføre tapsfunksjonalitet for kontinuerlig handel i XBID. Implisitt tapshåndtering er innført i døgnet markedet for Skagerrakforbindelsene, NorNed og NordLink, samt den separate spotauksjonen for NSL.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Det arbeides med en plan for implementering av tapsfunksjonalitet i XBID. De europeiske TSOene har designet en løsning, og det jobbes nå opp mot leverandørsiden for å implementere denne. Det ventes at løsningen tidligst vil bli tilgjengelig i løpet av 2023.

Status og hendt siden sist:

- Implementering av implisitte tap for Skagerrak forbindelsen i døgnet markedet er nå implementert.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Planlegge implementering av implisitte tap i XBID sammen med leverandør og de øvrige europeiske TSOene.

Relevante linker:

<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/loss-functionality/>

Videreutvikle handelsløsninger på de nye mellomlandsforbindelsene

Tiltaket omfatter:

NordLink er nå i normal drift og følger implementeringen av felles løsninger innenfor det europeiske energimarkedet. På sikt kan det være aktuelt å også jobbe med mothandelsløsninger på NordLink.

For North Sea Link, NSL, er følgende tiltak aktuelle:

- Implementering av mothandelsløsning
- Utrede muligheten for å gi andre markedsplasser tilgang til kapasiteten på NSL
- Oppfølging av arbeidet med løs volumkobling mellom Storbritannia og EU
- Intradagauksjoner

Mål og bakgrunn for tiltaket:

NSL er satt i drift med kun en spotauksjon day-ahead som bestemmer flyten på forbindelsen for neste døgn. Det er i øyeblikket ingen andre virkemidler for systemoperatørene til å endre/reducere flyten på forbindelsen dersom driftssituasjonen skulle endre seg fram mot driftstimen, med mindre det oppstår en så alvorlig situasjon at en av systemoperatørene erklærer "Emergency State". Den britiske systemoperatøren er tydelig på at de har behov for å kunne endre flyten på forbindelsen også i

normale situasjoner, blant annet på grunn av utfordringer med systemstabilitet. Det jobbes derfor for å få etablert en mothandelsløsning på forbindelsen.

RME har bedt Statnett om å utrede muligheten for å åpne opp for flere markedsplasser i NSL-auksjonen. Statnett er nå i gang med denne utredningen, og den vil bli oversendt RME innen 15. februar 2022.

Handelsavtalen mellom Storbritannia og EU av 31.12.2020 stiller krav om å implementere en såkalt løs volumkobling mellom Storbritannia og tilkoblede budområder i EU. Norge er ikke omfattet av denne avtalen, men Statnetts vurdering er at det på en senere tidspunkt kan være aktuelt for NSL å delta i denne løsningen, hvis det åpnes opp for det. Statnett deltar derfor i utviklingen av løsningen sammen med de øvrige europeiske TSOene som har en grense mot Storbritannia.

Statnett ønsker å få etablert intradagauksjoner på NSL, men det er foreløpig ikke besluttet når det kan etableres. Dette må sees i sammenheng med mulige endringer i spotauksjonen for NSL og også det europeiske prosjektet med å få etablert intradagauksjoner.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

På grunn av Brexit er det usikkerhet rundt den videre utviklingen av handelsløsningen mellom Norge og Storbritannia. Det gjelder både for spotauksjonen og også når det kan etableres en løsning for intradaghandel.

Gjennomføring av tiltaket:

Implementering av mothandelsløsning ligger innenfor resterende arbeid i NSL-prosjektet, og forventes implementert i første halvår 2022. Det foreligger ingen detaljert plan for øvrige tiltak.

Tidsplan og sentrale milepæler:

En utredning av muligheten for å gi andre markedsplasser tilgang til kapasiteten på NSL vil bli gjennomført innen 15.02.2022 iht. bestilling fra RME.

Status og hendt siden sist:

NSL gikk i prøvedrift 1. oktober 2021. I løpet av testfasen er det blitt oppdaget en feil i strømretteranlegget på britisk side, og kapasiteten vil være ca 700 MW inntil feilen er rettet. Denne kapasitetsreduksjonen opprettholdes til 14. februar 2022. Etter dette kan kapasiteten på forbindelsen gradvis økes til full kapasitet på 1400 MW. Som en konsekvens av de korrigerende tiltakene som er iverksatt, vil prøvedrift sannsynligvis fortsette inn i andre kvartal 2022.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

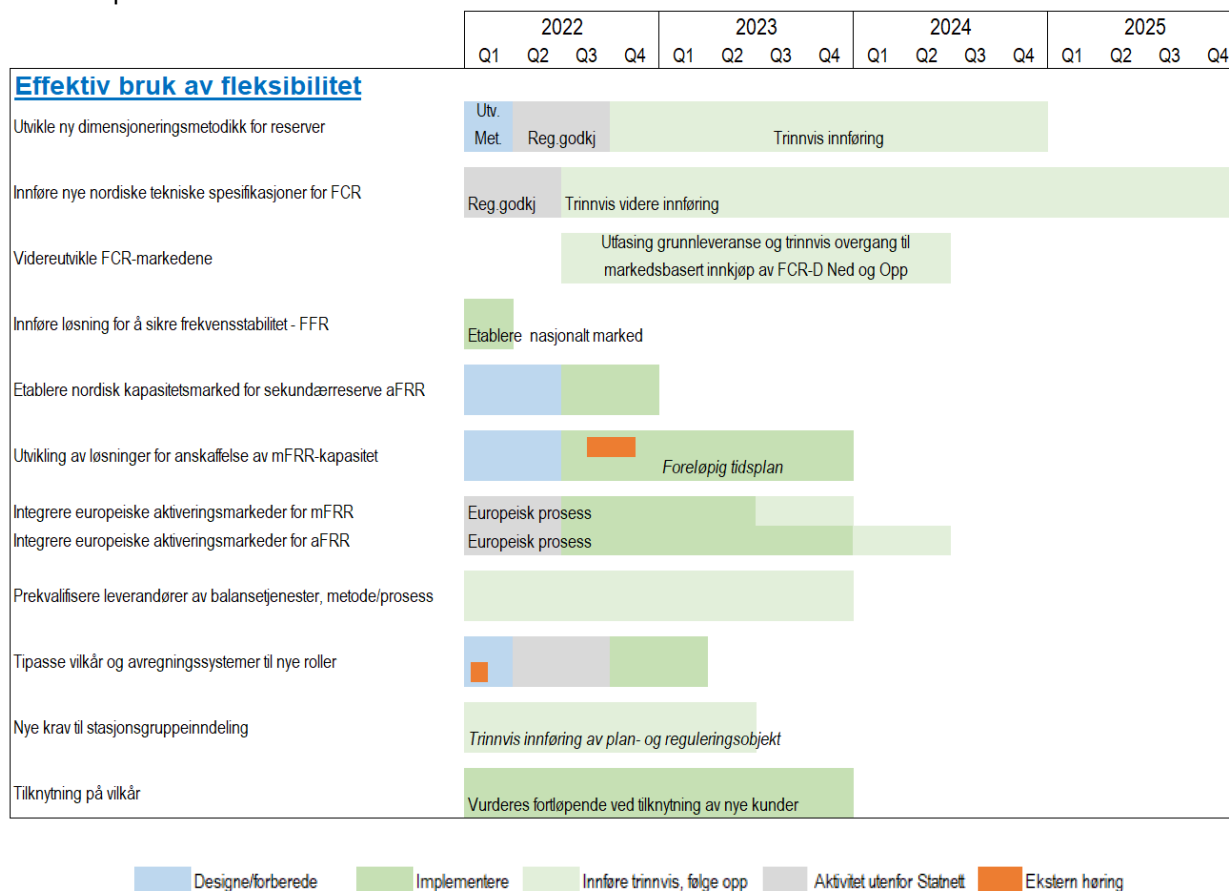
En utredning av muligheten for å gi andre markedsplasser tilgang til kapasiteten til NSL vil bli gjennomført innen 15.02.2022.

Implementering av en løsning for mothandel på NSL.

Relevante linker:

Effektiv bruk av fleksibilitet

I dette kapitlet presenteres tiltak for effektiv bruk av fleksibilitet. Følgende figur illustrerer gjeldende fremdriftsplaner:



Utvikle ny dimensjoneringsmetodikk for reserver

Tiltaket omfatter:

Videreutvikle og iverksette ny metode for å dimensjonere nordiske FRR-reserver iht. forordning om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (System operation guideline, SOGL).

Tiltaket må ses i sammenheng med det nordiske arbeidet med å implementere en ny balanseringsmodell (NBM), hvor dagens balanseregulering med frekvens som reguleringskriterium vil endres til en mer fremtidsrettet regulering basert på områdebalanser. Det vil skilles tydeligere mellom en proaktiv og en reaktiv reguleringsfase, hvor automatiske frekvensreguleringsreserve (aFRR) får økt betydning. Også behov for driftsforstyrrelsesreserve vil bli definert for hvert budområde. Som et ledd i dette har TSOene utviklet en ny metode for dimensjonering av FRR.

Metoden baserer seg på en probabilistisk tilnærming hvor historiske ubalansedata for hvert budområde og statistiske data for tilgjengelighet på nettkapasitet mellom budområdene, benyttes som inndata. Metoden vil bli basis for TSOenes vurderinger for anskaffelse av FRR i kapasitetsmarkeder. Det gjenstår et arbeid med å detaljere metoden og hvordan metoden skal praktiseres i ulike faser i den videre utviklingen av den nordiske balanseringsmodellen.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Tiltaket gjennomføres med henblikk på å få økt sikkerhet for nødvendig tilgang på reserver i de deler av nett der det er behov for det. Dimensjoneringen legger til rette for en overgang til økt automatisering av reserver for å møte de økte utfordringer som balanseringen står overfor fremover.

Vi forventer at den nye dimensjoneringsmetodikken vil medføre forbedret frekvenskvalitet med redusert sannsynlighet for frekvensavvik. Dersom noe av reservene som er beregnet for håndtering av driftsforstyrrelser allerede er aktivert i normaldrift og derfor er utilgjengelige for å balansere kraftsystemet ved større hendelser, øker risikoen for automatisk forbruksutkobling.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Den nye dimensjoneringsmetodikken vil medføre en mer presis allokering av reserver og kan medføre en viss geografisk omfordeling av anskaffelsesbehov for reserver i Norge og i Norden.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.

Metoden er avhengig av nordiske TSO-beslutninger og regulatorgodkjenning.

Aktører vil bli involvert gjennom åpne høringer.

Erfaringer fra den operative driftsfasen vil inngå i evaluering av resultatene av dimensjoneringen og eventuelle parameterjusteringer.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Den nye metodikken for dimensjonering av FRR vil implementeres stegvis i samsvar med utviklingen av balanseringen gjennom NBM-programmet.

Status og hendt siden sist:

- Metoden for dimensjonering av FRR i den nordiske LFC-blokken er godkjent av de nordiske regulatorne. Det pågår arbeid med å detaljere beregningsalgoritmen knyttet til metoden og hvordan metoden skal praktiseres. Vi forventer at arbeidet med metodologien er ferdig og sendes til NRAene i Q1 2022, og at godkjenning kan gis i løpet av Q3 2022.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- De nordiske TSOene vil avklare hvordan og når den nye dimensjoneringsmetoden skal implementeres i samsvar med planlagte utviklingstrinn i NBM-programmet.

Relevante linker:**Innføre nye nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR****Tiltaket omfatter:**

Det er foreslått nye og felles nordisk harmoniserte spesifikasjoner for primærreserve, FCR-N/D til prekvalifisering. Nye vilkår vil ta hensyn til systemets behov, men det skal også tas hensyn til produksjonsanleggenes tekniske begrensninger hos reservetilbyderne. Tiltaket skal også sørge for at krav til prekvalifisering av primærreserver overholdes i henhold til forordning om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (System operation guideline, SOGL). Det vil videre utarbeides en plan for å implementere de nye spesifikasjonene hos eksisterende og nye tilbydere. Planen for implementering skal bygge på en mulighetsanalyse som belyser utfordringene knyttet til forestående implementering, herunder prekvalifisering, og foreslår tiltak som skal legge til rette for en enklere implementering. Tiltaket omfatter også avvikling av grunnleveransen, ettersom implementeringen av de nye spesifikasjonene legger til rette for at Statnett vil anskaffe alle reserver gjennom markedet.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Den nye nordiske spesifikasjonen kommer som resultat av systemutviklingen og behov for bedre kontroll på FCR-reservene. Nye vilkår skal bidra til å forbedre frekvenskvaliteten ved blant annet å gi hurtigere respons og redusere langsomme frekvenspendlinger i kraftsystemet.

Avvikling av grunnleveransen skal sikre kontroll på effektflyten ved aktivering av frekvensstyrte reserver.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene vil påvirkes av de nye spesifikasjonskravene i forbindelse med prekvalifisering for deltakelse i FCR-markedet.

Tiltaket vil kunne resultere i et endret behov for frekvensstyrte reserver.
<p>Gjennomføring av tiltaket: Nye felles nordiske harmoniserte spesifikasjoner for FCR-N/D samt krav til prekvalifisering utarbeides i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.</p> <p>Bransjeaktørene har vært invitert til å delta i nasjonale referansegrupper i prosessen med å definere mekanismer og insentiver, herunder prosess for prekvalifisering.</p> <p>Spesifikasjoner og krav skal godkjennes av regulatorne.</p>
<p>Tidsplan og sentrale milepæler: Arbeidet med å designe de nye spesifikasjonskravene ble avsluttet i Q4 2018. De nordiske TSOene har videre gjennomført en mulighetsstudie og gjennomfører i Q3 2021-Q1 2022 nasjonale piloter for å se på hvordan nye krav skal implementeres og revideres slik at forutsetningene for implementering er best mulig. Dette omfatter tilstrekkelig mengde reservetilbydere, tilgjengelighet for deltagelse (budgivning, prekvalifisering m.m.) og insentiver for overgang fra gammel til ny spesifikasjon. Mulighetsstudien ble avsluttet i Q4 2020. I etterkant av mulighetsstudien og gjennomføring av nasjonal pilot gjenstår høring i bransjen og, regulatorgodkjenning før videre fullskala implementering.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pilot: Q3 2021-Q1 2022 • Estimert høring og regulatorgodkjenning: Q2 2022 • Estimert fullskala implementering: Q3 2022 og utover
<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nasjonal pilot er i gang • Oppstart av nordisk koordineringsgruppe for de nordiske pilotene.
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utføre siste justeringer på de nye spesifikasjonene ut ifra resultatene fra piloten. • Sende inn spesifikasjonene til høring og regulatorgodkjenning
<p>Relevante linker: https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/pilot-for-nye-fcr-krav/ https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/</p>

Videreutvikle FCR-markedene

<p>Tiltaket omfatter:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Utvikle marked for FCR-D for nedregulering ("FCR-D ned"). - For kjøp av FCR før elspotmarkedet har vi endret fra ukemarked til daglig D-2 marked. Vi jobber videre med å vurdere behov og muligheter for å legge inn blokkbud. <p>Som en forlengelse av arbeidet med å definere nye nordiske spesifikasjonskrav for FCR er det på sikt aktuelt å vurdere et felles nordisk marked¹ for FCR.</p>
<p>Mål og bakgrunn for tiltaket: I dag er dimensjonerende feil i negativ retning i det nordiske kraftsystemet relativt lav (<1000 MW). Det har derfor ikke vært nødvendig å sikre FCR-D for nedregulering ("FCR-D ned") som et eget produkt i tillegg til FCR-D for oppregulering ("FCR-D opp") og FCR-N. Når de nye utenlandsforbindelsene skal driftes med full kapasitet vil den negative dimensjonerende hendelsen øke til 1400 MW. Med denne endringen blir det økt behov for å formelt sikre FCR-D ned av hensyn til driftssikkerheten. De nordiske TSOene har konkludert med at det er behov for å innføre FCR-D nedregulering som et eget produkt. Se for øvrig tiltak om ny nordisk teknisk spesifikasjon for FCR og prekvalifisering leverandører av balansetjenester.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - FCR-D ned blir et nytt marked hvor aktører kan delta - D-2 marked gir muligheter for å planlegge produksjon og reserver nærmere driftstimen

¹ Statnett har i dag en administrativ løsning for videresalg av FCR til andre nordiske TSOer når prisforutsetningene og kjøpsønske er til stede og overføringskapasiteten tillater det.

Gjennomføring av tiltaket:

Innføring av FCR-D ned gjøres i samarbeid med øvrige nordiske TSOer.

Endringer i vilkår og retningslinjer skal høres med bransjen og godkjennes av regulator.

Markedsdesign for kjøp av FCR i D-2 er utviklet og implementert i samarbeid med SvK.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Marked for FCR-D ned introduseres ved årsskiftet 2021/2022. Formell sikring av nasjonale forpliktelser av FCR-D ned er planlagt å begynne i løpet av 2022. Det vil bli gradvis opptrapping av anskaffet volum FCR-D ned. Nordiske analyser viser at det er systemrobusthet som tillater en mellomperiode mellom idriftsettelse av NordLink og formell implementering av FCR-D ned. Metodologien iht. den nordiske systemdriftsavtalen, inkludert implementeringstid, ble godkjent hos nordiske regulatorer i Q3/ 2020.

Status og hendt siden sist:

- Løsningen for FCR D-2-marked ble innført Q1 2021.
- Endring i nordisk systemdriftsavtale er godkjent av regulator.
- Endringer i retningslinjer (fos § 9) og tilhørende markedsvilkår mht. innføring av FCR-D ned som nytt produkt er godkjent av regulator og trer i kraft 1.1.2022.
- Et nordisk koordineringsprosjekt er iverksatt med hensikt å sikre fremgang, og felles håndtering av systemdrift med FCR-D ned.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Evaluere behov og muligheter for innføring av blokkbud
- Forankre plan og iverksette prosess for formell anskaffelse av FCR-D ned.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/primarreserver/>

Innføre løsninger for å sikre frekvensstabilitet - FFR

Tiltaket omfatter:

Innføre en ny løsning for å sikre frekvensstabiliteten i det nordiske kraftsystemet, Fast Frequency Reserves (FFR). Vi utvikler en felles nordisk spesifikasjon for FFR, men vil i første omgang etablere nasjonale markedsløsninger for anskaffelse av reserven. Et nasjonalt marked vil etableres Q1 2022.

Løsninger for å sikre frekvensstabilitet må blant annet ses i sammenheng med egenskapene til primærreservene (FCR).

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Det er gjennomført analyser av hvordan ny produksjonsmiks og flere kabler påvirker frekvensstabiliteten. Viktig i denne sammenhengen er en vurdering av frekvensstabiliteten som en funksjon av systemets tilgjengelige rotasjonsenergi (inertia), mulige driftsforstyrrelser og egenskapene til primærreservene for driftsforstyrrelser (FCR-D).

Analysene viser at vi i enkelte perioder, typisk på sommeren, vil ha for lite rotasjonsenergi. I enkelte perioder vil nivået være lavere enn det som vurderes som tilstrekkelig for å opprettholde frekvensstabiliteten ved en større driftsforstyrrelse i systemet. Dersom behovet for rotasjonsenergi ikke kan sikres gjennom eksisterende markeder må det utvikles nye ordninger for dette.

Det er gjennomført en konseptutredning (avsluttet Q2/Q3 2017²). Som et resultat av dette ble det sommeren 2018 innført en løsning med overvåking av inertia og instruksjoner knyttet til å kunne redusere størrelse på dimensjonerende feil i Norden.

Det ble sommeren 2018 gjennomført en begrenset pilot for FFR i Norge, som ga verdifull kunnskap om tilgjengelighet av FFR fra ulike teknologier samt pris- og kostnadsstrukturer på disse reservene. Det ble basert på dette konkludert med:

- FFR er en samfunnsøkonomisk gunstig løsning for å sikre frekvensstabiliteten i systemet, bl.a. sammenlignet med å redusere størrelse på dimensjonerende feil.
- FFR kan tilbys av en bredde av forskjellige teknologier, og viser både til muligheter og utfordringer med nye typer av leverandører av frekvensregulering.

² Rapporter fra arbeidet finnes på <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#nordic>

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Nytt marked for raske reserver.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.

Det har vært gjennomført nasjonale FFR-demonstrasjonsprosjekter for å få ytterligere erfaring og kunnskap. Målet er å skape et likvid marked for FFR. I demonstrasjonsprosjektene er de tekniske kravene ytterligere spesifisert og det anskaffende volumet har økt for Norge i forhold til FFR-piloten i 2018.

Det vil være nasjonale tilpasninger av markedsdesignet. I 2020 gjennomførte Statnett et sesongoppkjøp. Svenska kraftnät kjøpte FFR D-1 basert på tilbud og priser fastsatt for sesongen. Energinet anskaffet FFR-kapasitet i et månedsmarked med bestilling i D-2, og Fingrid kjøpte FFR-reserver i et kortsiktig marked (D-1). I 2021 gjennomførte Statnett et sesongoppkjøp basert på to produkter; FFR Profil (reservene armeres ved faste tidspunkt, natt/helg, gjennom sesongen) eller FFR Flex (reservene armeres på bestilling ut fra en timespott). Svenska kraftnät og Energinet kjøpte FFR i døgnmarked (D-1) der kjøpt volum baserte seg på prognoser og marginalpris ble betalt. Fingrid kjøpte også FFR-kapasitet på lik måte som Svk og Energinet, men deres FFR-marked var tett integrert med FCR-D, med samme markedsprosess og delvis samme leverandører.

Det vil være dialog med bransjen underveis i arbeidet. Evalueringen av demonstrasjonsprosjektet vil utgjøre et underlag til videre utvikling av tekniske krav og markedsvilkår for FFR. Forslag til oppdaterte markedsvilkår og eventuelle endringer i retningslinjer for praktisering av systemansvaret vil være gjenstand for høring og regulatorgodkjenning.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Konseptutredning ble avsluttet i Q3 2017.

Det ble sommeren 2018 innført en løsning med overvåking og instruksjoner knyttet til å kunne redusere størrelse på dimensjonerende feil i Norden. Og det ble gjennomført en pilot for FFR i Norge.

I 2020 ble det utviklet en felles nordisk spesifisering for FFR.

Gjennomføring av demonstrasjonsprosjekt 2020 og 2021 for testing av nasjonalt markedsdesign.

Utarbeidet og oversendt forslag til vilkår for deltakelse i FFR-markedet til RME for godkjenning.

Status og hendt siden sist:

I 2021 gjennomførte Statnett et nasjonalt demonstrasjonsprosjekt, med oppkjøp av FFR i perioden 1. mai til 3. oktober.

- Behov for FFR-kapasitet viste seg å være til stede også etter definert periode. Prosjektet ble besluttet videreført ut 2021 og det ble innvilget dispensasjon fra RME.
- Evalueringsrapport utarbeides og vil bli publisert på våre nettsider.
- Forslag til markedsvilkår for etablering av et nytt kommersielt FFR-marked ble oversendt RME for godkjenning etter å ha vært på høring i bransjen.
- Forslag til oppdaterte vilkår sendt ut på høring 01.12.21. Statnett foreslår å legge til en opsjon som kan benyttes til å kjøpe FFR av leverandører som ønsker det også etter sesong.
- Dialog med regulator og bransjen: Bl.a. informasjon på Forum for systemtjenester 27.10.21.
- Åpent aktørmøte for nye og potensielle leverandører 14.12.21, samt et webinar i begynnelsen av januar.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Dialog med bransjen med formål om å øke tilbudet av FFR i Norge.
- Gjennomføre anskaffelser av FFR i nytt nasjonalt kommersielt marked, hvor FFR benyttes som verktøy for balansering i sommersesongen og eventuelt vintersesongen.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/utvikling-av-kraftsystemet/prosjekter-og-tiltak/nordisk-frekvensstabilitet/>

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/ffr/>

Etablere nordisk kapasitetsmarked for sekundærreserver - aFRR

Tiltaket omfatter:

Utvikle et felles nordisk marked for innkjøp av reservekapasitet for automatiske frekvensreguleringsreserver (aFRR), som i dag blir anskaffet i nasjonale markeder med noe ulike design.

De nordiske TSOene har i søknad til regulatorerne foreslått følgende:

- Et kapasitetsmarked hvor de som stiller med slike reserver får betalt for å ha kapasiteten tilgjengelig, i tillegg til å få betalt dersom reserven faktisk blir brukt. Prisene i kapasitetsmarkedet fastsettes basert på prinsippet om marginalpris.
- Ved oppstart aktiveres aFRR på samme måte som i dag; proporsjonalt til kapasiteten (pro-rata). Etter innføring av aFRR-aktiveringsmarked (se eget tiltak) vil tilslag i kapasitetsmarkedet forplikte leverandøren til å levere bud i aktiveringsmarkedet.
- Totalt behov for reserver fordeles på alle budområdene basert på historisk fordeling av ubalanser. For å kunne utveksle reserver mellom områder er det nødvendig å sikre tilgjengelig overføringskapasitet mellom områdene. Det er foreslått en metodikk for å gi overføringskapasitet til å utveksle reserver når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Prinsippene for markedsbasert reservering av overføringskapasitet for aFRR ble prøvd ut i 2014 i den såkalte "Haslepiloten", som var et samarbeid mellom Statnett og Svenska kraftnät.
- Daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt morgenen D-1.

aFRR-kapasitet anskaffes i timene hvor frekvenskvaliteten historisk har vært dårligst, dvs. i timer med store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Antall timer med kjøp av aFRR-kapasitet vil gradvis økes. Mengden reserver som skal kjøpes inn i hvilke timer vil bestemmes i arbeidet med ny systemdriftsavtale (SOA), se egen tiltaksbeskrivelse for dimensjonering av reserver.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Gjennom et felles nordisk aFRR-kapasitetsmarked med reservasjon av overføringskapasitet vil vi oppnå mer effektiv utnyttelse av reguleringsressursene. Analyser viser at ved kjøp av 300 MW av disse reservene i Norden i alle årets timer, kan den nordiske besparelsen være rundt 500 MNOK/år.

Erfaringene viser også at aFRR har en gunstig effekt på frekvenskvaliteten.

Daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt før elspotklarering D-1 vil bidra til en bedre disponering av ressursene og en mer effektiv reserveportefølje. Usikkerheten rundt alternativkostnaden for disponering av produksjonsapparatet vil reduseres desto nærmere driftstimen reserven anskaffes. Videre vil hyppige oppkjøp øke sannsynligheten for at de rimeligste reservene velges i løpet av perioden.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Et felles nordisk marked vil gi aktørene tilgang til et større og mer effektivt marked. Simuleringer viser at Norge er netto leverandør av aFRR til Norden, og at vi kan forvente økt eksport fra Norge. Dette gir dermed et økt gevinstpotensial for aktørene.

Aktørene må tilpasse sine IT-systemer til nye budformater og markedsplattformer. De må også tilpasse seg til daglige oppkjøp morgenen D-1.

Gjennomføring av tiltaket:

Nordisk kapasitetsmarkedet for aFRR er et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Oppstart av et nordisk aFRR-marked krever godkjenning av de nordiske regulatorerne.

Vi har dialog med bransjen både gjennom nordisk og nasjonal stakeholdergruppe for NBM. Det arrangeres også åpne informasjonsmøter.

Endringer vil konsulteres med bransjen.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Tidsplan for tiltaket har blitt endret flere ganger i løpet av de seneste årene. Under gis en kort beskrivelse av de sentrale milepæler som prosjektet har vært gjennom og som påvirker den videre prosessen.

Det ble høsten 2018 gjennomført konsultasjon i bransjen.

De nordiske TSOene sendte i april 2019 tre forslag til de nordiske regulatorerne:

- Metodikk for å gi overføringskapasitet til å utveksle reserver i kraftsystemet.

- Felles regler og prosesser for å kjøpe opp reserver og for å bruke den nye metodikken for å gi overføringskapasitet.
- Forslag om at aktørene ikke skal kunne overføre bud seg imellom i dette markedet. Det er viktig at TSOene har kontroll på den geografiske plasseringen av budene.

TSOene mottok 17.10.19 "Request for Amendment (RfA)" fra regulatoren, og sendte revidert forslag til regulatoren 17.12.19. Revisjonene inkluderte at det innføres marginalprising fra starten av og at tidspunkt for oppkjøp flyttes til morgenen D-1 (i tråd Clean Energy Package fra EU-kommisjonen).

De nordiske regulatoren ble ikke enige om de oversendte forslagene, og sendte forslagene videre til ACER 28.02.20. Etter jevnlig dialog mellom ACER, nordiske TSOer og NRAer, kom ACER frem til en beslutning 05.08.20. Beslutningen legger til rette for etablering av et nordisk aFRR-kapasitetsmarked, inkludert reservasjon av overføringskapasitet mellom budområder og land, i tråd med de endelige revideringene.

Et krevende tema har vært om flytbasert kapasitetsberegningemetodikk, som er den godkjente kapasitetsberegningemetodikken, må innføres før overføringskapasitet kan allokere i et aFRR-kapasitetsmarked. Etter videre dialog og veiledning fra nordiske regulatorer, legger TSOene nå til grunn at resultater fra den eksterne parallellkjøringen av flytbasert evalueres og godkjennes før markedet kan startes opp. Dette vil etter planen tidligst kunne skje i Q2'22.

De nordiske TSOene jobber med forberedelse for implementering av det nordiske kapasitetsmarkedet. Den nye markedsplattformen vil bli brukt til nasjonale aFRR-kapasitetsmarkeder med daglig oppkjøp D-1 frem til start av felles nordisk marked.

Status og hendt siden sist:

- Eksakt lukketidspunkt for nordisk aFRR-kapasitetsmarked er avklart

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Forberedelse av implementering av nordisk aFRR-kapasitetsmarked. I dette, kontinuerlig dialog med nordiske regulatorer rundt etablering av nordisk marked, med fokus på prosess og tidsplan.
- Innføring av nasjonale markeder på ny IT-plattform som et mellomtrinn

Relevante linker:

<https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/nordic-afrr-capacity-market/>
<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/sekundarreserver/>

Etablere nordisk kapasitetsmarked for mFRR

Tiltaket omfatter:

Utvikle felles nordisk marked for kjøp av reservekapasitet med tilhørende markedsbasert reservering av overføringskapasitet for mFRR. Tiltaket inngår som en del av det nordiske arbeidet med ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Noen av elementene i markedsdesignet er avklart mens andre fortsatt er under vurdering.

- Markedet bygges i størst mulig grad på samme prinsipper som i aFRR-kapasitetsmarkedet
- Det vil innføres daglig oppkjøp D-1, med kjøp per time
- Det er planlagt en løsning for å sammenligne bud med ulike restriksjoner i aktiveringen (hviletid- og varighetsbegrensninger)

I påvente av det nye markedet har Statnett gjennomført nasjonale forbedringer på kort sikt. Vi har erfart situasjoner med mangel på manuelle nedreguleringsressurser, og forventer at dette vil bli en økt utfordring fremover med mer uregulerbar kraftproduksjon og flere kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkronsystemet. Det var ønskelig å ha forbedringer på plass til NordLink ble satt i drift. Derfor ble dagens RKOM-løsning videreutviklet til å omfatte oppkjøp for nedregulering fra april 2021 som en løsning inntil vi har det nye kapasitetsmarkedet på plass.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Et nordisk kapasitetsmarked for mFRR vil bidra til at systemdriftens behov for både nedregulerings- og oppreguleringsressurser kan sikres på en effektiv måte. Systemansvarlig har behov for å kunne regulere balansen i kraftsystemet i begge retninger. Den nordiske systemdriftsavtalen har hatt krav til tilgjengelige ressurser kun for oppregulering, dvs. økning av produksjon eller reduksjon av forbruk i systemet, men dette er på vei til å endres.

Et felles nordisk mFRR-kapasitetsmarked vil gi mer effektiv utnyttelse av reguleringsressursene.

Daglig oppkjøp av kapasitet med handelstidspunkt på morgenen D-1 vil bidra til bedre disponering av ressursene og en mer effektiv reserveportefølje, som for aFRR. Se omtale under aFRR.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Et felles nordisk marked vil gi aktørene tilgang til et større og mer effektivt marked.

Aktørene må tilpasse sine IT-systemer til nye budformater og markedsplattformer. Hviletid og varighetsbegrensninger i aktiveringen vil tillates i et mFRR-kapasitetsprodukt, men det blir en metode for å sammenligne bud med ulike restriksjoner innenfor ett produkt fremfor å ha to separate produkt med egen etterspørsel slik som i dagens regulerkraftopsjonsmarked (RKOM) (RKOM høykvalitet uten begrensninger og RKOM med begrensninger). De må også tilpasse seg til daglige oppkjøp om morgenen D-1.

Et velfungerende kapasitetsmarked for mFRR med oppkjøp D-1 vil redusere behovet for å videreføre RKOM-sesong nasjonalt.

Gjennomføring av tiltaket:

Nordisk kapasitetsmarked for mFRR er et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Oppstart av et nordisk mFRR-kapasitetsmarked krever godkjenning av de nordiske regulatorne.

Endringer konsulteres med bransjen.

Vi har dialog med bransjen både gjennom nordisk og nasjonal referansegruppe for NBM. Statnett vil også fortsette å arrangere åpne informasjonsmøter.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Oppdatert plan for mFRR-kapasitetsmarked fremgår i roadmap for NBM. Nordiske TSOer vil ikke prioritere å innføre et felles nordisk mFRR-kapasitetsmarked før finere tidsoppløsning er innført, og har derfor skjøvet dette noe ut i tid.

I tidsplanen gis det en foreløpig indikasjon på oppstart av et nordisk marked rundt årsskiftet 2023/24. Fremdrift og oppstart er avhengig av godkjenning av forslag til metodikk for å gi overføringskapasitet til å utveksle reserver i kraftsystemet, som er sendt inn sammen med forslag knyttet til nordisk aFRR-kapasitetsmarked. Det er foreløpig ikke avklart når nordiske TSOer vil ha ferdigutviklet regler og prosesser for et nordisk mFRR-kapasitetsmarked som kan sendes til regulatorne.

Implementering av et nordisk D-1-marked for mFRR-kapasitet er avhengig av resterende aktiviteter innenfor NBM, og endringer i plan for implementering av aFRR-kapasitetsmarked kan også påvirke tidsplanen.

Status og hendt siden sist:

- RKOM-løsning videreutviklet til å omfatte oppkjøp for nedregulering fra april 2021

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- IT-utvikling av løsning for mFRR-kapasitetsmarkedet med D-1 oppkjøp.
- Nordisk dialog om felles markedsvilkår for mFRR-kapasitetsmarkedet.
- Avklaring om IT-løsning kan utvikles til nasjonale formål for ett eller flere nordiske land.

Relevante linker:

www.statnett.no/ny-modell-for-balansering-av-det-nordiske-kraftsystemet-med-kvartersoppløsning
<http://nordicbalancingmodel.net/>
www.statnett.no/nyhetsarkiv-2019/oppdatert-veikart-for-ny-nordisk-balanseringsmodell/
<https://www.statnett.no/.../reservemarkeder/tertiarreserver/regulerkraftopsjonsmarkedet/>

Integrere europeiske aktiveringsmarkeder for FRR

Tiltaket omfatter:

Det pågår to europeiske prosjekter for å utvikle europeiske markedsplattformer for aFRR (PICASSO) og mFRR (MARI). Markedsplattformene skal optimere aktivering av reserver på tvers av landegrensner, basert på felles budlister, aktiveringsbehovet i budområdene og tilgjengelig overføringskapasitet mellom disse. Statnett deltar aktivt i prosjektene for å bidra til at viktige hensyn knyttet til det norske og nordiske kraftsystemet blir ivaretatt. Vi finner sammen med de andre nordiske systemoperatørene løsninger for hvordan Norden best kan slutte seg til disse plattformene.

Europeiske TSOer som i dag benytter seg av reserver med tregere aktiveringstid enn mFRR, såkalte restoration reserves (RR), idriftsatte en felles markedsplattform (TERRE) 5.1.20. De nordiske TSOene har foreløpig ikke konkrete planer om delta i denne plattformen, men vurderer dette løpende.

Felles europeiske markeder for aFRR og mFRR innebærer innføring av standardprodukter med klart definerte egenskaper. De europeiske TSOene har foreslått et standardprodukt for aFRR med maksimal aktiveringstid på 5 minutter, og et standardprodukt for mFRR med maksimal aktiveringstid på 12,5 minutter. Disse standardproduktene må innføres i Norge før vi kan ta i bruk plattformene.

Tilgjengelig overføringskapasitet vil håndteres av en felles kapasitetshåndteringsfunksjon (CMM).

Innsending av bud og bestilling av aktivering vil fortsatt skje mellom lokal TSO og tjenestetilbyder.

Den enkelte TSO kan i tillegg definere spesifikke produkter for internt bruk, men det er en klar intensjon at det meste av balanseringen innenfor land omfattet av EUs tredje elmarkeds pakke skal skje ved bruk av standardproduktene og felles markeder.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Felles europeiske balansemarkeder skal bidra til en mer effektiv utnyttelse av reguleringsressursene på tvers av land og kraftsystemer. For Norge vil dette gi økt verdiskaping gjennom at verdien av norske fleksible reguleringsressurser øker.

Innføringen av standardprodukter er nødvendig for å legge til rette for utveksling av balansetjenester mellom områder. Utveksling av balansetjenester forutsetter klart definerte regler for aktiveringstid, prising, minimums- og maksimumsvarighet etc.

Tilknytting til de europeiske plattformene for balansering er et naturlig siste trinn av å innføre en ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Norske leverandører av balansekraft vil kunne delta i europeiske balansemarkeder. Dette gir økte muligheter for fortjeneste.

Aktørene må tilpasse seg til nye produkter og prosesser. Disse endringene gjøres i stor grad i forbindelse med innføringen av Nordic Balancing Model. TSOene arbeider for at aktørenes grensesnitt mot TSOene ikke skal måtte endres på nytt ved tilkobling til de europeiske plattformene.

Gjennomføring av tiltaket:

Arbeidet gjennomføres i et europeisk samarbeid.

Det har vært arrangert åpne høringsmøter i norsk og europeisk regi ifm. TSOenes utarbeidelse av forslag til implementasjonsrammeverk for europeiske markedsplattformer.

Retningslinjer for praktisering av systemansvaret og nasjonale markedsvilkår må høres med bransjen og godkjennes av regulator.

Vi har dialog med bransjen både i nordisk og norsk regi, gjennom nordisk og nasjonal referansegruppe. Det arrangeres også åpne informasjonsmøter.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Det europeiske arbeidet med å utvikle markedsplattformene for mFRR og aFRR startet i 2017. De europeiske TSOene oversendte i desember 2018 seks forslag til de europeiske regulatorne (NRA) for godkjenning. Forslagene inneholder blant annet et rammeverk for implementeringen av aFRR- og mFRR-plattformen som inkluderer felles krav til produktspesifikasjon, markedets lukketid og prinsipper for hvordan bud på reserver skal velges for aktivering. Forslagene inkluderer også regler for prising av balanseenergi og overføringskapasitet, regler for TSO-TSO avregning samt definisjon av formålet for aktivering.

De europeiske regulatorne ble ikke enige om et svar på TSOenes forslag, og forslagene ble derfor oversendt ACER høsten 2019. ACER vedtok rammeverket 23.1.20.

Ifølge forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) skal markedsplattformene for aktivering av FRR-produkter være implementert innen 30 måneder etter at forslaget er godkjent av europeiske regulatorer, dvs. 23.07.22. Statnett anser dette som en meget ambisiøs tidsplan. EBGL gir TSOene mulighet til å søke om utsettelse i ytterligere to år, og de nordiske TSOene har i høst benyttet seg av denne muligheten.

Status og hendt siden sist:

- Arbeidet i MARI og PICASSO går videre

- TSOene har sendt på høring et forslag til søknad om utsettelse av fristene for tilkobling til MARI og PICASSO.
- Nordisk planlegging av arbeid med felles tilknytning til MARI og PICASSO, inkludert en forstudie for tilknytning til PICASSO.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Implementeringen av aktiveringsmarkedene i henhold til plan for NBM vil fortsette. Dette arbeidet er en forutsetning for å kunne knytte seg til de europeiske plattformene.
- Oppstart av nordiske implementeringsprosjekt for aFRR.

Relevante linker:

https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

Prekvalifisere leverandører av balansetjenester - metode og prosess

Tiltaket omfatter:

Utvikle prekvalifiseringsprosesser for leverandører av balansetjenester. Forordning om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnett for elektrisk kraft (System operation guideline, SOGL) stiller krav til prekvalifisering av reguleringsobjekter i balansemarkedene (mFRR, aFRR, FCR). Kravene til prosessen for prekvalifisering av reservetyperne er de samme for hvert marked. Prekvalifiseringen innebærer at systemansvarlig skal kontrollere at reguleringsobjektet kan levere det reserveproduktet som er definert.

Prekvalifiseringen innebærer at samtlige leverandører formelt må søke TSO om å kunne delta i balansemarkedene. Leverandøren skal kunne dokumentere at egne enheter/stasjonsgrupper oppfyller de tekniske minstekravene, tilgjengelighetskrav og andre tilleggskrav.

Statnett arbeider med å etablere en prosess for prekvalifisering som er i henhold til krav i SOGL. Det forventes at kravene vil bli mer detaljerte, og at de i stor grad vil bli drevet av utviklingen av de ulike systemtjenesteproduktene.

DSOene skal involveres ved prekvalifisering av leverandører tilknyttet deres nett, derfor vil Statnett og netteier i fellesskap vurdere søknader når det gjelder nettkapasitet.

Videre er det behov for å legge til rette for at nye typer leverandører av balansetjenester kan delta i balansemarkedene, f.eks. aggregert forbruk.

Tiltaket sees i sammenheng med arbeidet som pågår med å tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP).

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Prekvalifisering er begrunnet ut fra:

- Sikre nødvendig funksjonalitet og tilgjengelighet
- Møte et økt behov for transparens
- Oppfylle kravene til prekvalifisering iht. SOGL
- Tilrettelegge for nye leverandører av fleksibilitet

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Leverandører av balansetjenester skal bli møtt med god informasjon og enhetlige prosesser ved ønske om deltakelse i balansemarkeder.

Leverandører skal kunne demonstrere at egne enheter/stasjonsgrupper oppfyller tekniske krav for leveranse og krav til tilgjengelighet.

Gjennomføring av tiltaket:

Videre utvikling av prosessen for prekvalifisering vil skje trinnvis i sammenheng med utvikling av markedsdesign. Og kravene vil videreutvikles ifm. utvikling av nye tekniske krav for reserver.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Nye vilkår for BSP, BRP og balansemarkedene er i høring- og godkjennelsesprosess og er planlagt innført fra Q4 2022. Statnett har fem år på å gjennomføre første prekvalifisering av ressurser som allerede deltar i markedene. Deretter skal alle ressurser kvalifiseres på nytt minst hvert femte år, eller ved vesentlige endringer hos leverandør.

Status og hendt siden sist:

- Arbeidet med å kartlegge behov og muligheter knyttet til å forenkle informasjonsflyten og prosessen knyttet til deltakelse i balansemarkedene pågår.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videreutvikle prekvalifiseringsprosesser for alle balansetjenester.
- Forbedre nettsider for kommunikasjon mot potensielle og eksisterende leverandører av balansetjenester.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/>
<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/retningslinjer-for-systemansvaret/>

Tilrettelegge for ny fleksibilitet – pilot for mFRR

Tiltaket omfatter:

Vi gjennomførte vintersesongen 2019/20 en pilot for å legge til rette for flere leverandører av oppreguleringsressurser i mFRR-markedet i NO1. Tematikk for piloten var:

- Redusere nedre grense for bud i NO1 fra 5 til 1 MW.
- Vilkår for aggregering, inkludert hvilken geografisk informasjon som bør med i bud. Vilårene skal være teknologinøytrale.
- Verifikasjon av leveranse, og automatisering (ved elektronisk bestilling) hos Statnett og leverandører. Erfaringer fra piloten tas med i videreutvikling av eBestill.

Vi ønsker å redusere barrierer for deltagelse fra oppreguleringsressurser i NO1. Vi tok utgangspunkt i dagens regulerkraftmarked og benyttet bilaterale avtaler med aktørene for å sikre deltagelse.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Det er et økende behov for fleksibilitet i systemdriften. Dagens reservemarkeder domineres av konvensjonelle produsenter og stor industri. Vi vil legge til rette for deltagelse fra flere aktører og nye teknologier i regulerkraftmarkedet (mFRR).

Økt tilgang på fleksibilitet for flaskehalshåndtering vil øke potensialet for reduksjon i nettinvesteringer, og dermed adressere storbyutfordringen. Videre vil piloten kunne gi oss innspill til videre utvikling av metodikk for geografisk informasjon i bud og stasjonsgruppeinndeling. Måling og verifikasjon av kapasitet og leveranse er også et tema som vil inngå i piloten.

Piloter og prøveordninger bidrar til å identifisere barrierer og muligheter, for nettselskaper og markedsaktører, for å bedre skjønne deres vurderinger og behov knyttet til å kunne tilrettelegge for mer fleksibilitet i kraftsystemet. Prøveordning RKOM i NO1 og tidligere pilot for FFR viste at det er potensiale å hente på å tillate aggregering, minske volumgrenser, og å se på samspill mellom våre markeder og andre ordninger som f.eks. fleksibel tariff.

Statnett er pålagt å legge til rette for alle typer aktører, inklusive aggregatorer, i markedene.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Modning og utvikling av verdikjeden som må til for å kunne ta i bruk mindre budkvantum og nye typer leverandører og fleksibilitetsressurser for mFRR.

Gjennomføring av tiltaket:

Vi organiserte piloten som en konkurranse. Gjennom tilbudene forventet vi å øke vår kunnskap om tilgang på og nytte av ny fleksibilitet for både balansering og flaskehalshåndtering. Det ble gjennomført en evaluering av piloten som nå ligger ute på [Statnett sine nettsider](#).

Vi har hatt dialog om piloten med andre nordiske TSOer, nordiske regulatorer, nettselskaper på underliggende nettnivå og markedsaktører.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Piloten var planlagt gjennomført i vintersesongen 2019/20, med deltagelse i markedet fra 2.12.19 til 29.5.20. Forberedelser og testing av aktørene tok lenger tid enn planlagt, også på grunn av korona, og markedsdeltagelse ble derfor ikke gjennomført før i mai 2020. På grunn av denne begrensede perioden med drift, søkte vi til RME om å gjennomføre en avgrenset driftsperiode også i oktober 2020. Dette fikk vi godkjent, og i oktober 2020 fikk vi dermed gjennomførte ytterligere aktiveringer av pilotreservene i mFRR-markedet.

Evalueringen av prosjektet ble publisert i februar 2021 på Statnett sine nettsider.

Status og hendt siden sist:

Erfaringene fra piloten tas med i videre arbeid med eBestill og utvikling av mFRR-markedet. 1 MW bud estimeres å innføres senest ved innføring av 15 minutters avregning, estimert Q2 2023.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

Prosjektet er avsluttet.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeldinger/nyhetsarkiv-2021/sikrer-stromforsyningen-med-bidrag-fra-elbiler-panelovner-og-ventilasjonsanlegg/>

Tilpasse vilkår og avregningssystemer til nye markedsroller (BRP/BSP)

Tiltaket omfatter:

Statnett endrer nasjonale vilkår for balansemarkedene for å ta hensyn til innføring av den nye rollen leverandør av balansetjenester, Balancing Service Provider (BSP), som skal være ansvarlig for å levere bud i balansemarkedene. Dette innebærer en oppsplitting av oppgavene balanseansvarlig, Balance Responsible Party (BRP) har i dag. Dette krever endringer i hvordan Statnett mottar, bearbeider og viderefremidler informasjon fra aktørene. Eksempelvis skal Statnett i fremtiden, basert på de aktiveringene en BSP utfører, beregne den energien som BRPs ubalanse skal justeres med i ubalanseoppgjøret.

Implementering av forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) vil blant annet medføre følgende endringer:

- Aktører må være prekvalifisert som leverandør av balansetjenester (BSP) for å kunne delta i balansemarkedene
- Leverandør av balansetjenester (BSP) skal kunne tilby TSO sine tjenester direkte
- Oppgjøret av kjøp og salg av balansetjenester skal kunne gjøres direkte mot leverandør av balansetjenester (BSP).

Mål og bakgrunn for tiltaket:

EBGL introduserer en ny rolle, Balancing Service Provider (BSP), som skal være ansvarlig for å levere bud i balansemarkedene. Videre setter det nye elmarkedsdirektivet (Ren energi-pakken) krav til markedsadgang for aggregatorer i EU-land på lik linje med andre leverandører til balansemarkedene (art. 17). Ren energi-pakken setter videre krav til at alle markedsaktører skal være balanseansvarlige eller delegere sitt balanseansvar til en tredjepart (art 4). Regelverket er foreløpig ikke tatt inn i norsk lov.

Prinsippet om at alle må ta ansvar for sin egen balanse står dermed som et viktig markedsprinsipp. Vilkår for aggregering og modning av hvordan aggregatormodeller kan fungere i praksis er en viktig tematikk, og noe vi ser på blant annet ved å gjennomføre piloter (se eget tiltak: Tilrettelegge for ny fleksibilitet – pilot for mFRR).

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene må opprette BSP-rollen og oppdatere IT-systemer til å benytte denne for å by inn sine tjenester til TSO og motta oppgjør for disse. Oppgaver som i dag tilfaller BRP vil nå splittes mellom to ulike roller., I første omgang må en BSP også være BRP for ressursen som deltar i balansemarkedene.

Gjennomføring av tiltaket:

Nasjonale vilkår og retningslinjer som tar hensyn til den nye delingen og som spesifiserer aktørenes rettigheter skal utarbeides av TSO og forelegges nasjonal reguleringsmyndighet for godkjenning. Forslag til nye vilkår og endringer i retningslinjer for praktisering ble sendt ut på høring i bransjen 1. desember 2021.

Tidsplan og sentrale milepæler:

- Vilkår og retningslinjer på høring 1. desember 2021 – 5. januar 2022.

Tidsplanen for implementering er avhengig av når vilkårene godkjennes av regulator. De nye vilkårene er gjeldene fra tidligst 4. kvartal 2022.

Status og hendt siden sist:

- Skissert forslag til konsept for nye vilkår for BSP/BRP.
- Innledet dialog med bransjen om ny rollefordeling
- Workshop med arbeidsgruppe bestående av aktører som representerer ulike roller 14.1.2021 og 17.2.2021.
- Informasjon til bransjen i Forum for systemtjenester og i Kundeforum for balanseavregning 27.10.2021 og 17.11.2021.

- Forslag til nye vilkår og endringer i retningslinjer for praktisering ble sendt ut på høring i bransjen 1. desember 2021.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Vilkår for leverandører av balansetjenester og for balanseansvarlig (BSP/BRP) på høring 1. desember 2021 – 5. januar 2022.
- Informasjonsmøte om høring av nye vilkår for leverandører av balansetjenester og for balanseansvarlig (BSP/BRP) 10. desember 2021.
- Vilkår forelegges nasjonal reguleringsmyndighet for godkjenning 1. februar 2022.
- Tidsplanen for implementering er avhengig av når vilkårene godkjennes av regulator. De nye vilkårene er gjeldene fra tidligst 4. kvartal 2022.
- Detaljere plan for implementering av BSP- BRP-rollen.
- Gjennomgå og oppdatere retningslinjer for fos §8a Planlegging av produksjon og §8b Planlegging av effektregulering.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/roller-i-balansemarkedene/>
<https://www.statnett.no/.../Nyhetsarkiv-2018/mer-fleksibilitet-i-det-nordiske-kraftsystemet/>

Tilpasse krav til stasjonsgruppeinndeling

Tiltaket omfatter:

Statnett gjør en gjennomgang av kriterier for stasjonsgruppeinndeling. Både produksjonsplaner og reservebud mottas på stasjonsgruppenivå. Vi vil utforme kriterier for stasjonsgruppeinndeling (eller tilsvarende gruppering) som er tilpasset nye behov og regelverk, herunder 15-minutters tidsopløsning, europeisk handelsplattform for mFRR (MARI) og automatisert flaskehalsbehandling.

Det er aktuelt å justere dagens stasjonsgrupper slik at man får informasjon på et mer detaljert nivå, eventuelt kreve informasjon om lokalisering av hver enkelt ressurs som inngår i et bud fra en stasjonsgruppe. Det kan også innebære at produksjonsplaner og bud i fremtiden kan mottas på forskjellige aggregeringsnivåer.

Det vil så langt som mulig tas hensyn behovene både fra Statnett, regionale nettselskaper (DSO), produsenter, aggregatører og andre aktører.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Stasjonsgrupper benyttes i balansemarkedene, og aktivering skjer på stasjonsgruppenivå. Statnett og nettselskapene må i fremtiden ha mer nøyaktig informasjon om lokasjon av balanseringsressurser. Dette er viktig for driftssikkerheten i kraftsystemet, og er også nødvendig for å kunne levere grunnlagsdata til europeiske markedsplattformer. Produksjonsplaner og bud på reservemarkedene må formidles på et hensiktsmessig nivå som muliggjør automatiske prosesser mht. flaskehalsbehandling og budfiltrering (se kapittel "Automatisere systemdriften").

Det er i dag ikke entydige kriterier for hva som er en god stasjonsgruppe. I utgangspunktet skal stasjonsgruppene reflektere flaskehals i nettet, men utformingen og inndelingen er historisk betinget og reflekterer ikke nødvendigvis flaskehals i dagens system. Det er i Norge i dag 450 stasjonsgrupper, med svært stor variasjon i størrelse. Ca. halvparten består av én stasjon, mens den største har nesten 50 stasjoner. I dag er kravet at enheter i stasjonsgruppe må ligge innen samme forbruksområde. Disse sammenfaller ikke med budområder. I fremtiden skal forbruks- og ubalanseprognosene regnes per budområde og det behov å tilpasse stasjonsgrupper tilsvarende.

Også økende andel fornybar kraftproduksjon og forbrukerfleksibilitet gir behov for bedre oversikt over balanseringsressurser mht. geografi og topologi. Forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) introduserer en ny rolle, Balancing Service Provider (BSP), og det blir en deling av oppgavene Balancing Responsible Party (BRP) har i dag, se tiltak over. Stasjonsgruppene vil være relevante for begge rollene.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene må tilpasse sine prosesser og IT/automasjonssystemer.

Gjennomføring av tiltaket:

Statnett informerer og har dialog med bransjen for å få aktørenes synspunkter, samt for å kartlegge hvilke konsekvenser endringer vil ha for aktørene. Vi etablerer en arbeidsgruppe bestående av Statnett og representanter fra bransjen og det er også dialog med enkeltaktører. Vi ser det som viktig å i størst mulig grad tilrettelegge for produsentenes behov ved produksjonsplanlegging.

Det vil utarbeides et forslag til kriterier. Kriteriene vil inngå i retningslinjene for utøvelsen av systemansvaret, som skal høres med bransjen og godkjennes av RME.

Implementeringsplanen må ta hensyn til relaterte milepæler for ny nordisk balanseringsmodell (NBM) med endringer i balanseavregningen, 15-minutters avregningsperiode og optimal budutvelgelse (AOF) gjennom ny nordisk og europeisk plattform for aktivering av reserver.

Selv om løsningen skal tilpasses norsk behov vil forslaget også avstemmes med Svenska kraftnät, som gjennomfører liknende aktivitet. Vi ser det som fordelaktig å harmonisere utvikling mest mulig.

Bransjen informeres løpende via ISB-møter og Forum for systemtjenester.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Statnett startet arbeidet i september 2019. Informasjon til bransjen ble gitt i ulike fora Q4 2019, og det pågår dialog med bransjen.

Etablering av arbeidsgruppe med eksterne aktører Q1 2020.

Forslag for overordnet konsept og innspill fra bransjen Q2-Q3 2020.

Detaljerings av konsept, kartlegging av avhengigheter Q2-Q3 2020.

Tilpasning/splitting av stasjonsgrupper som er kritiske mtp. automatisk flaskehalshåndtering før mFRR Energy Activation Market go-live Q4/2022.

Tilpasning/splitting av stasjonsgrupper som går tvers budområder. Dette er forutsetning for å kunne ta i bruk ny og forbedret forbruksprognoseløsning. Planlagt 2022

Videreutvikling av konseptet plan- og budobjekt sees i sammenheng med implementering av nye markedsroller (BSP/BRP).

Status og hendt siden sist:

- Skissert forslag på konseptuelt nivå som ble publisert på Statnett hjemmeside.
- Detaljering av konseptet og planlegging av implementering
- Identifisert stasjonsgrupper som er kritiske for at automatisert budutvelgelse av mFRR bud skal fungere med tilfredsstillende kvalitet. Gjennomført splitting av 8 stasjonsgrupper i samarbeid med berørte aktører i 2021.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videre dialog med bransjen.
- Detaljere implementeringsplanen.
- Splitting av flere stasjonsgrupper i 2022, både mtp. flaskehalshåndtering og tilpasning til budområder.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/samarbeidsforum-tsodso/>

<https://www.statnett.no/contentassets/af4a413c6c3046c58a473ba033c0cbab/konsept-planobjekt-og-budobjekt.pdf>

Tilknytning på vilkår

Tiltaket omfatter:

Utvikle en praksis som legger til rette for at nye kunder kan bli tilknyttet på særlige vilkår.

Tilknytning på vilkår er aktuelt når det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte nye kunder eller tillate økt forbruk eller produksjon til eksisterende nett. Ved å ta i bruk muligheten som ligger i å tilknytte kunder med avtale om særskilte vilkår, kan vil tillate raskere tilknytning før nødvendige netttiltak er gjennomført eller som et varig alternativ til netttiltak.

De aktuelle vilkårene må vurderes ut fra hva som til enhver tid er nødvendig for at tilknytning skal bli driftsmessig forsvarlig. I de tilfellene kundenes tilknytning skjer via underliggende nettselskap er det avgjørende med tett samarbeid med det tilknyttende nettselskapet. Hovedregelen bør være at det er det tilknyttende nettselskapet som følger opp det avtalte vilkåret for tilknytningen, og at gjeldende grenser for hva som er driftsmessig forsvarlig til enhver tid overholdes.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Nye kunder har rett på tilknytning dersom det er *driftsmessig forsvarlig*. Retten til tilknytning gjelder i første omgang til eksisterende nett (markedsadgang) og dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig må vi sørge for økt nettkapasitet (tilknytningsplikten) eller vurdere alternative tiltak.

Fremt til nå har alternativer til nettiltak ved tilknytning vært begrenset. Det har i begrenset grad vært anledning til å utnytte fleksibilitet hos kunden.

Endringer i reguleringen (NEM § 3-2) innebærer at det nå er åpnet opp for at alle nettselskap kan inngå frivillige avtaler med kunder om tilknytning på særskilte vilkår som et alternativ til investering i økt nettkapasitet (og anleggsbidrag).

Statnett er i gang med å utarbeide en praksis for å kunne tilknytte nye kunder i kraftsystemet på særskilte vilkår og hvordan bruk av alternativer til nett skal inngå i tilknytningsprosessen

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Tiltaket påvirker nye kunder og eksisterende kunder som etterspør økt kapasitet. Når kunden ikke tilknyttes direkte til transmisjonsnettet blir også nettselskapet som gir tilknytning berørt. I tilfeller der kundene er tilknyttet til et annet nettselskap sitt nett er det dette nettselskapet som vil måtte inngå avtale om vilkår med slutt kunder på vilkår og som får ansvaret for å følge opp. En forutsetning er avtale om vilkår mellom Statnett og nettselskapet.

Gjennomføring av tiltaket:

Vurderes fortløpende i forbindelse med tilknytning av nye kunder

Tidsplan og sentrale milepæler:

Vurderes fortløpende i forbindelse med tilknytning av nye kunder

Status og hendt siden sist:

Statnett har inngått avtaler om mulighet for å kunne tilknytte på vilkår i definerte områder i Agder Energi Nett sitt nett og i Lede sitt nett. Statnett jobber med å se på muligheten for å kunne åpne for tilknytning på vilkår i andre områder

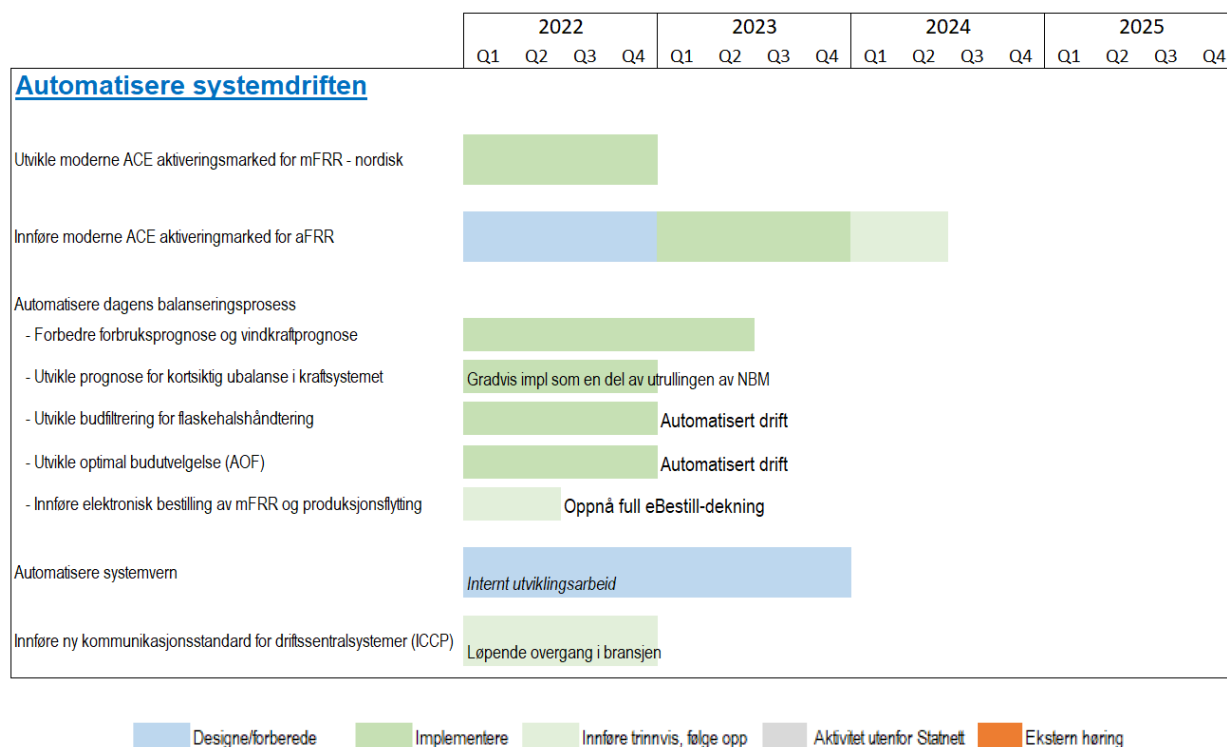
Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Løpende vurdere mulighet for tilknytning på vilkår i forbindelse med tilknytning av nye kunder.
- Samarbeid med regionale nettselskap om ansvar for oppfølging.

Relevante linker:

Automatisere systemdriften

I dette kapitlet presenteres tiltak for å automatisere prosesser i systemdriften, blant annet som følge av Nordisk balanseringskonsept. Følgende figur illustrerer gjeldende fremdriftsplaner.



Utvikle moderne ACE aktiveringsmarked for mFRR - nordisk

Tiltaket omfatter:

Utvikle et endret nordisk aktiveringsmarked for mFRR basert på ny nordisk balanseringsmodell med følgende prinsipper:

- Ubalanseregulering per budområde, eller Area Control Error (ACE). Siktemålet er å holde planlagt balanse i området til enhver tid.
- TSOene vil selv bestemme behovet for mFRR-aktiveringer i sine egne budområder.
- Utligne motsatt rettede ubalanser ("netting")
- Utnytte de billigste reservene i hele Norden først, samtidig som overføringsgrensene mellom områdene overholdes. Vi skal optimalisere reserveaktiveringen i alle områdene i en ny sentral plattform, "Modern ACE control" – mACE.

Løsningen krever automatisering og endringer av prosessene i den operative systemdriften. Se nærmere beskrivelse av tiltak for å automatisere balanseringsprosessen i kapitlet Digitalisere og automatisere systemdriften.

Den nye måten å bestemme mFRR-aktiveringer på er i tråd med utviklingen mot en felles-europeisk markedsplattform for aktivering av mFRR, som utvikles gjennom det europeiske prosjektet MARI³ og innføringen av europeiske standardprodukter. Samarbeid vil bli ytterligere formalisert og vi vil få mer harmoniserte produkter, økt transparens, nye vilkår for deltakelse i balansemarkeder og metoder for reservasjon av overføringskapasitet.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Raskere flytendringer, høyere oppløsning i markedene, mer utveksling med nabolandene og Europa både i energi- og balansemarkedene, og nye aktører i balansemarkedene gjør at dagens løsninger og prosesser for mFRR-aktiveringsmarkedet ikke lenger er tilstrekkelige. Prosessene må automatiseres og det kreves endringer i hvordan markedet er satt opp. Bl.a. er dette avgjørende for innføring av finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene Norden.

³ "Manually Activation Reserves Initiative"

Løsningen opprettholder effektiviteten ved at de billigste budene blir aktivert først, og at tilgjengelig overføringskapasitet utnyttes samtidig som overføringsgrensene mellom områdene overholdes.

Aktiveringene av mFRR for hele det nordiske synkronområdet styres i dag av driftssentralene til Statnett og Svenska kraftnät. Vi ser det som viktig og riktig at de enkelte TSOene selv tar ansvar for egne ubalanser og også selv bestemmer behovet for mFRR-aktiveringer i egne budområder.

Modellen legger til rette for nordisk deltakelse i europeiske markeder for balansetjenester, og nordisk mFRR-aktiveringsmarked er et steg på veien mot dette.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Det vil bli klarere regler, og økt forutsigbarhet. I dag er det rom for at Statnetts operatører gjør løpende avtaler og tilpasninger med aktørene i aktiveringsfasen om f.eks. minimumskjøring, aktiverings-tidspunkt eller andre begrensninger aktørene har. I en automatisert drift vil algoritmene som styrer dette kun forholde seg til den informasjonen som ligger i budene. Dette kan bety at vi må få inn mer informasjon om aktørene og budene, eller at vi må endre praksis for hva vi tillater på noen områder.

Med en automatisert løsning vil aktiveringene i hovedsak bestemmes i kvarterssykluser, i motsetning til løpende som i dag. I forkant av hvert kvarter vil TSOene bestemme hvor mye mFRR som trengs, og samordne hvilke bud som skal aktiveres for det kommende kvarteret. Selv om det innføres en "kvartersrytme" i aktiveringene vil det fremdeles være mulig med enkeltaktiveringer løpende som i dag.

Vi er usikre på hvordan dette vil påvirke aktiveringsmønsteret for mFRR, men forventer at aktivert volum vil endre seg noe mer gjennom timen enn det som er tilfelle i dag.

Gjennomføring av tiltaket:

Endret nordisk aktiveringsmarked for mFRR er et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM). Den tette koblingen mellom mFRR-aktiveringsmarkedet og finere tidsoppløsning i energi- og balanse-markedene gjør at dette planlegges i sammenheng.

Den nordiske IT-løsningen vil baseres på programvare utviklet for europeiske balansemarkeder.

Tiltaket krever endring og regulatorgodkjenning av de enkelte TSOers markedsvilkår for mFRR (dagens regulerkraft).

Vi har dialog med bransjen både gjennom nordisk og nasjonal referansegruppe. Det arrangeres også åpne informasjonsmøter. Endringene vil konsulteres med bransjen.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Endringen er omfattende og krevende. I henhold roadmap for NBM er planen at overgang til 15 minutter ISP skal skje i Q2 2023. Et halvt år før dette må TSOer sammen med aktørene ha tatt i bruk og fått erfaring med den nye automatiserte balanseringsprosessen. Endringen i mFRR aktiveringsmarkedet er en sentral forutsetning for innføring av finere tidsoppløsning i markedene.

Status og hendt siden sist:

- Krav til aktører er beskrevet i implementasjonsguide som er publisert og løpende oppdateres.
- IT-prosjekter for nordiske og nasjonale deler av implementeringer pågår i henhold til oppdatert roadmap for NBM og skyggedrift av nye løsninger har startet
- Det har vært mye dialog og informasjonsmøter rettet mot både aktører og systemleverandører knyttet til nye krav og teknisk implementasjon av løsningen.
- Oppdaterte vilkår har vært på høring og er oversendt RME.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videre nasjonalt arbeid med løsninger (teknisk/markedsmessig/operasjonelle) for håndtering av bud, aktivering og flaskehals i systemet.
- Fortsatt dialog med aktørene, herunder møter med referansegrupper nordisk og nasjonalt.
- Videre nordisk arbeid med å detaljere operasjonell prosess.
- Evaluering og forbedring av automatisert prosess gjennom skyggedrift.
- Test av nye systemer hos BSPene fra Q4 2021, og forberedelse til overgang til nye budformater.

Relevante linker:

[Nytt automatisert mFRR-marked | Statnett](#)

www.statnett.no/ny_modell_for_balansering_av_det_nordiske_kraftsystemet_med_kvartersoppløsning

Innføre moderne ACE aktiveringsmarked for aFRR

Tiltaket omfatter:

Å utvikle et aktiveringsmarked for automatiske frekvensreguleringsreserver (aFRR) basert på ny nordisk balanseringsmodell, med prinsipper som omtalt under mFRR-aktiveringsmarked.

I aktiveringsmarkedet vil tilbyderne av aFRR kunne levere bud med energipris på samme måte som i dagens regulerkraftmarked (mFRR). Budene vil aktiveres i prisrekkefølge når det er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet. Aktørene kan levere bud i aktiveringsmarkedet også uten å ha fått tilslag i kapasitetsmarkedet. Prisen i markedet settes av det dyreste aktiverte budet; marginalpris. Områder uten flaskehals vil ha lik pris.

Statnett arbeider for at det skal være mulig å delta i markedet for både mFRR og aFRR med den samme fleksibiliteten, ved å gjøre det mulig for aktørene å koble aktiveringsbud i de to markedene eller på en annen måte sikre dette.

Aktiveringsmarkedet for aFRR utvikles i tråd med utviklingen mot en felles-europeisk løsning for aFRR gjennom PICASSO-prosjektet⁴ og europeiske standardprodukter. Samarbeid blir formalisert og vi vil få mer harmoniserte produkter, økt transparens, nye vilkår for deltakelse i balansemarkeder og metoder for reservasjon av overføringskapasitet.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

aFRR vil bli et mer sentralt virkemiddel i balanseringen av det nordiske kraftsystemet i fremtiden. Økt volum av aFRR forutsetter et effektivt aktiveringsmarked og muligheter til å kontrollere hvor budene blir aktivert. Utvikling av et aFRR-aktiveringsmarked basert på moderne ACE legger til rette for dette.

Løsningen gir god effektivitet ved at de billigste budene blir aktivert først, og at tilgjengelig overføringskapasitet utnyttes samtidig som overføringsgrensene mellom områdene overholdes. For Norge vil et felles nordisk aFRR-marked med økt kjøp gi økt verdiskaping gjennom at verdien av norske fleksible reguleringsressurser øker.

Forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL) krever at alle TSOer med aFRR skal delta i et felles-europeisk aktiveringsmarked for aFRR. Et nordisk aFRR-aktiveringsmarked er et steg på veien mot dette.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Et aktiveringsmarked for aFRR er et nytt marked for norske aktører. Prekvalifisering og teknisk løsning for aktivering vil være som i dag, men markedsløsning, budgivning, prising, aktiveringsmønster etc. vil være nytt.

Vi forventer at et aktiveringsmarked vil medføre en økning i aktiveringsvolumet, ettersom aktivert aFRR-volum ikke lenger vil være begrenset av innkjøpt kapasitet slik det er i dag. Vi forventer at norske aktører vil være konkurransedyktige i et nordisk og europeisk aktiveringsmarked.

Gjennomføring av tiltaket:

Nordisk aktiveringsmarkedet for aFRR er et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM). De nordiske TSOene skal i fellesskap utarbeide en strategi for hvordan overgangen skal gjennomføres.

Oppstart av et nordisk aFRR-aktiveringsmarked krever godkjenning av de nordiske regulatorne.

Endringer vil konsulteres med bransjen.

Vi har dialog med bransjen både i nordisk og norsk regi, gjennom nordisk og nasjonal referansegruppe. Det arrangeres også åpne informasjonsmøter.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Moderne ACE aktiveringsmarked for aFRR er planlagt i siste fase av NBM-implementeringen og da etter moderne ACE aktiveringsmarked for mFRR. Foreløpig plan for oppstart er Q3 2024. Overgangen er ikke planlagt i detalj og det er stor usikkerhet.

Den europeiske markedsplattformen for aFRR vil iht. gjeldene planer være klar på dette tidspunktet. Det er mulig at denne kan benyttes allerede fra start, slik at vi ikke behøver å utvikle en egen nordisk aFRR-plattform.

Status og hendt siden sist:

- Alle de nordiske TSOene har gjennomført høring om utsettelse av fristen for implementering av PICASSO til Q2 2024.

⁴ "Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation"

- TSOene i Norden har gjennomført en forstudie for å utarbeide en aFRR-strategi. Her kartlegges nødvendige oppgaver som må gjennomføres før overgangen til PICASSO og når disse må gjøres.
- TSOene i Norden har startet planleggingen av anskaffelse av nødvendige IT-løsninger i TSOene SCADA-systemer.
- TSOene i Europa publiserte i oktober en oppdatert tidsplan for tilknytning til den europeiske aFRR plattformen (PICASSO) – accession roadmap. De nordiske TSOene gjorde ingen endringer.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Alle de nordiske TSOene søker om utsettelse av fristen for implementering av PICASSO til Q2 2024.
- Nordisk arbeid vil videreføres i et nytt felles prosjekt
- Planlegge nasjonale aktiviteter, inkludert strategi for IT-utvikling/anskaffelse.
- Fortsatt aktiv deltakelse i PICASSO for å sikre at nordiske behov ivaretas og koordineres.

Relevante linker:

www.statnett.no/ny_modell_for_balansering_av_det_nordiske_kraftsystemet_med_kvartersonopløsning
<http://nordicbalancingmodel.net/>
www.statnett.no/nyhetsarkiv_2019/oppdatert_veikart_for_ny_nordisk_balanseringsmodell/

Automatisere dagens balanseringsprosess

Gjennom implementeringen av Nordic Balancing Model (NBM) står balanseringen foran store endringer (se også tiltak for aFRR, mFRR). Det er et tydelig behov for bedre beslutningsstøttesystemer og mer automatisering. Raskere endringer i ubalansen og kortere markedsperioder gjør at dagens manuelle prosesser ikke vil være tilstrekkelige i morgendagens systemdrift.

Det kreves en rekke endringer for å automatisere dagens manuelle balanseringsprosess:

1. TSO må ha gode prognoser for ubalansen i hvert enkelt budområde de nærmeste timene.
2. TSO må gjøre en budfiltrering. Dette innebærer å gå gjennom budene for å avklare hvilke som kan gi flaskehalsproblemer, og markert disse som utilgjengelige.
3. Alle mFRR-bestillingene fra alle områdene i Norden samt alle bud og tilgjengelig overføringskapasitet samles i en sentral optimalisering (AOF – Activation Optimization Function) som vil finne de billigste budene å aktivere.
4. TSOen sender deretter elektronisk bestilling til leverandøren (Balancing Service Provider, BSP) med aktiveringsordren.
5. Gode prosedyrer for å opprettholde systemsikkerheten dersom en eller flere av de automatiske prosessene skulle svikte.

Den nye balanseringsprosessen krever endringer i hvordan vi kontrollerer flaskehalsene, og et tydeligere skille mellom aktiveringene for flaskehalskontroll og aktiveringene for balansering. Den sentrale optimaliseringsfunksjonen vil håndtere balanseringen, og det må i tillegg utvikles bedre beslutningsstøttesystemer til flaskehalsprosessen.

I sum utgjør dette en omfattende endring i TSOenes prosess for balansering. Det kan også medføre behov for endringer hos BSPene, ved at endret aktiveringsmønster og hyppigere reguleringer kan kreve automatisering av prosessene også hos BSPene.

Områdene 1-4 nevnt over beskrives videre som egne tiltak.

Utvikle bedre prognoser for kortsiktig ubalanse, forbruk og vindkraft

Tiltaket omfatter:

Utvikle bedre prognoser for ubalansene i kraftsystemet de nærmeste timene. Ved å kombinere innmeldte planer for produksjon, utveksling og forbruk med data om hvordan ubalansen har vært historisk, håper vi å få bedre og mer pålitelige prognoser. Raskere og kraftigere dataverktøy gjør det mulig å behandle store mengder data, og å bruke maskinlæring til å lete etter sammenhenger det ellers er vanskelig å oppdage. Datasystemet vil kontinuerlig observere utviklingen i ubalansen, lære seg nye ting om systemet og ta i bruk denne informasjonen til å beregne oppdatert prognose.

Statnett utvikler også nye prognoser for forbruk og produksjon. Prognosene vil benyttes av TSOenes driftssentraler, som inndata til ubalanseprognosen, hos den nordiske RSCen og publiseres på ENTSO-Es transparenssplattform.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Bedre prognoser er nødvendig for at Statnett skal være beredt på å møte nye utfordringer fremover med blant annet større og raskere endringer i ubalansene, og er en sentral forutsetning for bedre beslutningsstøtte og automatisering av balanseringen. Ubalanseprognosene er en viktig komponent i den nye balanseringsmodellen.

Bedre vindkraftprognoser er viktig med henblikk på en betydelig økt andel vindkraftproduksjon, og bedre forbruksprognoser er viktig spesielt med henblikk på nye forbruksmønstre. For TSOene er det nødvendig å ha prognoser med finere geografisk oppløsning og god kvalitet.

Prognosene som i dag er tilgjengelig for operatørene i systemdriften er ikke tilfredsstillende beslutningsgrunnlag for reguleringer eller andre inngrep. Tiltaket er derfor viktig for driftssikkerheten, og vil også gjøre balanseringen mer effektiv.

Prognosene vil benyttes av sentralene til TSOene samt hos den nordiske RSCen og publiseres på ENTSO-Es transparenssplattform.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Det er så langt ikke planlagt å innhente ytterligere data direkte fra aktørene.

Gjennomføring av tiltaket:

Statnett og Svenska kraftnät samarbeider om å utvikle bedre prognoser for ubalansene i kraftsystemet de nærmeste timene, i et felles IT-utviklingsprosjekt som er en del av Fifty-samarbeidet.

Vi avsluttet i 2019 FoU-prosjektet IMPALA, der selskapet Optimeering sammen med Statnett og Svenska kraftnät med støtte fra NTNU har utviklet en prognose for ubalansene i kraftsystemet kommende to timer. Prosjektet var støttet av Forskningsrådet. Resultatet fra FoU-prosjektet er utgangspunkt for TSOene sin utvikling av et ubalanseprognoseverktøy for balanseringsprosessen.

Statnett og Svenska kraftnät samarbeider også om å utvikle nye prognoser for forbruk og produksjon.

Tidsplan og sentrale milepæler:

FoU-prosjektet IMPALA startet i 2017 og ble avsluttet i 2019. Løsninger for prognoser for ubalanser er planlagt tatt i bruk gradvis som en del av utrulling av den nye balanseringsmodellen.

Arbeidet med forbruks- og vindkraftprognoser startet i 2017. Forbruksprognosen er ferdig utviklet som en prototype, men har enda ikke erstattet den eksisterende lastprognosen. Ny plan for dette vil legges.

Det arbeides med å utvikle bedre vindkraftprognoser, men dette har ikke høyeste prioritet på kort sikt. Ny plan vil legges.

Status og hendt siden sist:

- Arbeid pågår i NBM med å ta frem en ubalanseprognose og første versjon er satt i drift.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videre kontinuerlig arbeid med å forbedre prototypen for ubalanseprognose. Innhenting av tilsvarende prognoser for hele Norden fra de øvrige TSOene
- Avklare plan for innføring av nye forbruksprognoser og videre arbeid med vindkraftprognoser.

Utvikle budfiltrering for flaskehalshåndtering

Tiltaket omfatter:

Det utvikles en automatisk løsning for filtrering av bud, for å sikre at bud som aktiveres ikke er innestengt bak en intern flaskehals innenfor et budområde. I den nye balanseringsprosessen skal budaktivering skje i en sentral nordisk og etter hvert europeisk optimaliseringsfunksjon (AOF) som kun forholder seg til budområder og overføringsgrenser mellom disse. Det legges opp til at bud som kan skape flaskehals innad i budområder skal markeres som utilgjengelige før de sendes til AOF. Med 15 minutters tidsoppløsning må prosessen gjentas hvert kvarter gjennom hele døgnet.

Løsningen krever at vi er i stand til å prognostisere flyten på ulike linjer, og å forutse effekten av ulike reguleringsinngrep. Vi utvikle metoder for dette i samarbeid med Svenska kraftnät.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

I dagens balanseringsprosess vurderer operatøren om et bud kan aktiveres før det aktiveres. Operatørene har informasjon og beslutningsstøtte, men i all hovedsak er dette i dag en manuell prosess. Med finere tidsoppløsning i markedene, forventede hyppige endringer i budlistene og utvidede geografiske markeder vil prosessen måtte automatiseres.

<p>Budfiltrering er en spesielt viktig prosess i Norge som har mange flaskehalsar innenfor budområdene. Å gjøre bud tilgjengelig for aktivering er et inngrep i markedet, og skal ikke skje unødvendig. Dette skjer imidlertid (nødvendigvis) også i dag. Samtidig er det svært krevende å håndtere bud som skaper flaskehalsar i etterkant av den sentrale aktiveringen. Å balansere disse hensynene blir svært viktig.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Prosessen med budfiltrering skal være transparent for markedsaktørene. Iht. nytt regelverk for balansering (EBGL) skal det gjøres kjent hver gang et bud må hoppes over på grunn av flaskehalsar i nettet.</p>
<p>Gjennomføring av tiltaket: Tiltaket er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM).</p>
<p>Tidsplan og sentrale milepæler: Tiltaket gjennomføres i henhold til roadmap for NBM. Planen er at en løsning for budfiltreringen skal være operativ i Q3 2022.</p>
<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prototype er utviklet og testet - Arbeid med en "produksjonsversjon" påbegynt - Fase 1 av FoU prosjekt for alternative løsninger er avsluttet. Det arbeides nå med en fase 2 der det skal gjøres beregninger på et realistisk nett
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Videre testing og utvikling av modellen - Avslutte FoU prosjektet
<p>Relevante linker: http://nordicbalancingmodel.net/ www.statnett.no/ny_modell_for_balansering_av_det_nordiske_kraftsystemet_med_kvartersonpløsning www.statnett.no/nyhetsarkiv_2019/oppdatert_veikart_for_ny_nordisk_balanseringsmodell/</p>

Utvikle optimal budutvelgelse (AOF)

<p>Tiltaket omfatter: Utvikle en nordisk optimaliseringsfunksjon, AOF, som velger hvilke bud som skal aktiveres i et mFRR-aktiveringsmarked. AOF mottar behov for mFRR-aktivering fra hvert budområde samt alle tilgjengelige bud og tilgjengelig overføringskapasitet, og finner den mest effektive løsningen for hvert tidssteg. Resultatet av optimaliseringen rapporteres tilbake til TSOen som er ansvarlig for all kommunikasjon med leverandøren av balansetjenester (balancing service provider, BSP). Optimaliseringsfunksjonen er kjernen i moderne ACE aktiveringsmarked for mFRR (se eget tiltak).</p> <p>Vi vil kunne aktivere mFRR i et annet område enn der ubalansen er forutsatt at det er tilgjengelig overføringskapasitet. Regulering av ACE per budområde vil gjøre det lettere å kontrollere flaskehalsar mellom budområdene enn dagens frekvensregulering, men det vil fortsatt være utfordringer med å få tatt hensyn til flaskehalsar innenfor budområdene.</p> <p>At budutvelgelsen skjer i en sentral plattform er en vesentlig endring, som krever store endringer i tankemåte og prosess. Vi forventer at mesteparten av balanseringen vil bestemmes i en regelmessig optimalisering hvert kvarter hvor alle TSOene melder inn sitt behov samtidig, men det er også mulig å aktivere mFRR mellom disse regelmessige kjøringene.</p> <p>Aktiveringsmarkedet for mFRR vil først være et nordisk marked slik som i dag, der det vil være en optimaliseringsfunksjon i Norden. Når vi blir med i et europeisk aktiveringsmarked for mFRR, vil vi benytte oss av den felleseuropeiske løsningen, med én optimaliseringsplattform for hele Europa.</p>
<p>Mål og bakgrunn for tiltaket: En AOF er den sentrale funksjonen i det europeiske balanseringsmarkedet, slik det er beskrevet i forordning om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft (Electricity balancing guideline, EBGL). AOFen fungerer som en markeds plass hvor kjøpere (TSOer) og selgere (BSPer) møtes for å finne den billigste måten å balansere systemet på, samtidig som man respekterer tilgjengelig overføringskapasitet.</p>

AOFe vil erstatte en del av dagens manuelle prosess, hvor operatøren på sentralen må vurdere om det er flaskehals eller ikke, og hvorvidt det er mulig å utveksle reserver eller ikke. Når denne prosessen automatiseres, muliggjør det handel med flere aktører slik det er planlagt i den europeiske balanseringsplattformen.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

En automatisert og mer formalisert balanseringsprosess forutsetter klare regler, og vil gi økt transparens og større sikkerhet for likebehandling. Samtidig blir prosessen trolig ikke like smidig og fleksibel som i dag.

Alle krav til hviletid, minsteaktivering, sammenheng mellom ulike bud etc. vil måtte oppgis som informasjon i budene. Dette vil sannsynligvis kreve noen endringer i budformatene.

All aktivering må skje med elektronisk bestilling.

AOFe vil forholde seg strengt til de grenseverdiene TSOene gir. Disse vil i utgangspunktet være basert på grensene TSOene har gitt til energimarkedene i døgnmarkedet og intradagmarkedet, og AOFe vil ikke utveksle noe mellom områder hvor all kapasitet er fullt utnyttet etter intradagmarkedet. I dag er det den fysiske flyten og operatørens vurdering av om det er plass til ytterligere flyt som bestemmer dette, og dette vil nok dynamikken i markedet noe.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket er et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Prosjektet har valgt å bygge videre på Libra-plattformen som er utviklet for den europeiske plattformen for "Replacement reserves", TERRE.

Tiltaket vil kreve endringer i vilkårene for regulerkraftmarkedet, som skal godkjennes av regulatorne.

Samarbeid med bransjen er sentralt for å gjennomføre tiltaket på en god måte. Dette ivaretas sammen med annen dialog om NBM, blant annet gjennom nordisk og nasjonal referansegruppe.

Implementeringen vil skje i tråd med implementasjonsrammeverket for de europeiske plattformene for aktivering av aFRR og mFRR, vedtatt av ACER 23.01.2020.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Utviklingsarbeidet med AOFe og omkringliggende systemer er i gang og skal være ferdig til Q4 2021. Da skal systemet kunne gi anbefaling om budaktivering til operatørene.

Systemet skal tas i bruk når NBM går inn i sin paralleldriftsfase i Q2 2022, og være i prøvedrift frem til innføringene av 15 minutters tidsoppløsning i markedene i 2023.

Status og hendt siden sist:

- Den nordiske optimaliseringsfunksjonen er tatt i bruk i såkalt skyggedrift. Det betyr at algoritmen fores med data fra driften, og gjennomfører budvalget hvert kvarter slik som det gjør

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- De nordiske TSOene skal bestemme detaljerte regler for marked og drift basert på det europeiske rammeverket for implementering av balanseplattformer.
- Fortsette utviklingen av nordisk AOFe.
- Informere aktørene om en mer detaljert plan for hvordan overgangen fra dagens regulerkraftmarked til det nye mFRR-markedet skal skje.

Relevante linker:

www.statnett.no/ny_modell_for_balansering_av_det_nordiske_kraftsystemet_med_kvartersoppløsning
<http://nordicbalancingmodel.net/>
www.statnett.no/nyhetsarkiv_2019/oppdatert_veikart_for_ny_nordisk_balanseringsmodell/

Innføre elektronisk bestilling av mFRR (regulerkraft) og produksjonsflytting

Tiltaket omfatter:

Det er utviklet en løsning for elektronisk bestilling (eBestill) av mFRR og produksjonsflytting. Løsningen er så langt tatt i bruk av ca. 20 aktører og samlet kan ca. 85 % av aktivert volum på norske mFRR-bud bestilles elektronisk pr. Q4-2021. Bestilling av aktivering har tidligere i hovedsak blitt håndtert manuelt og sekvensielt, ved at operatør på Landssentralen ringer norske leverandører av balansetjenester. Med eBestill kan flere aktiveringer bestilles samtidig og dermed mer effektivt. Det

presiseres at det arbeides med en "eBestill 2.0"-løsning i forbindelse med NBM. Det rapporteres ikke på denne løsningen her, kun for pågående innføring av gjeldende versjon "eBestill 1.0".

Forenklet løsning for eBestill: Statnett har besluttet å ikke utvikle en forenklet løsning for eBestill til bruk for aktører. Etter en dialog med de aktørene som pr. Q4-2020 ikke har noen systemløsning for eBestill, ble det avklart at behovet for en forenklet løsning var svært begrenset da kun to aktører vurderte dette som en mulig løsning å ta i bruk.

Tjenesteutsetting: Statnett har utviklet og tatt i bruk funksjonell støtte for tjenesteutsetting av eBestill, slik at tjenesteytende balanseansvarlige aktører skal kunne motta bestillinger på vegne av tjenesteutsettende balanseansvarlige aktører.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

eBestill legger til rette for reduksjon av den minste tillatte budstørrelse i det nordiske mFRR-markedet, og er et ledd i nordisk harmonisering av markedsvilkår. Redusert budstørrelse vil berede grunnen slik at nye aktører kan delta i mFRR-markedet. Redusert tillatt budstørrelse i mFRR-markedet vil først innføres når alle nordiske TSOer har implementert løsninger for elektronisk bestilling av aktiveringer. Budstørrelsene vil bli definert i standardproduktene.

Tiltaket bidrar til økt effektivitet hos TSOene, men legger også til rette for en effektivisering av aktiveringsprosessen hos aktørene.

En videreutviklet løsning for elektronisk bestilling ("eBestill 2.0") vil være nødvendig å ta i bruk i forbindelse med den nye nordiske balanseringsmodellen, NBM og senere i den kommende implementeringen av MARI.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktører som skal motta bestillinger må installere ny programvare for kommunikasjon med TSO (MADES/ECP), og sørger for egen systemfunksjonalitet for å motta, godkjenne og å returnere svar på bestillinger fra TSO.

Gjennomføring av tiltaket:

Implementering av elektronisk bestilling skjer nasjonalt, men inngår også i det nordiske samarbeidet. Svenska kraftnät er tett involvert gjennom Fifty samarbeidet.

Det er et løpende samarbeid med bransjen med henblikk på å få med flere aktører med på elektronisk bestilling.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Vi har en målsetning om å kunne bestille all norsk mFRR-kapasitet elektronisk innen utgangen av 1. halvår 2022.

Status og hendt siden sist:

- Tatt i bruk funksjonell støtte for tjenesteutsetting av eBestill med to aktører (Lyse Produksjon og Hydro). Det er også utviklet støtte hos Statnett for å kunne unnta stasjonsgrupper for eBestill. Dette er laget for å kunne foreta en gradvis innføring pr. aktør
- Statkraft og Lyse Produksjon er nå aktive på eBestill og volumet av mFRR bud som kan bestilles elektronisk er doblet som et resultat av dette siden forrige rapportering. Flere andre balanseansvarlige aktører har fått godkjenning av sine løsninger og vil gå i skarp drift i løpet av Q4-2021, herunder blant andre Skagerak Energi AS, Glitre Energi, Helgeland Kraft Vannkraft AS og SKS Handel AS
- Det er gitt utsettelse i forhold til krav om eBestill for forbruksaktører til våren 2022. Bakgrunnen for dette er at mange av disse aktørene, som domineres av større industribedrifter, melder at de trenger noe mer tid for å kunne implementere tilstrekkelig god varsling i forbindelse med elektroniske bestillinger fra Statnett

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Oppnå full eBestill dekning for eksisterende og aktive aktører med mFRR bud og å ta imot eventuelle nye aktører som blir kvalifisert for mFRR

Relevante linker:

[Informasjon og krav om eBestill](#)

Automatisere systemvern

Tiltaket omfatter: Tiltaket innebærer økt grad av automatisering av systemvern i det norske kraftsystemet. Dette innebærer bl.a. nytt brukergrensesnitt på Landssentralen som gir operatørene mer effektivt oversikt over systemverninnstillinger, avhengigheter mellom systemvern og beslutningsstøtte for automatisert justering av systemverninnstillinger.
Mål og bakgrunn for tiltaket: Elektrifiseringen gir et økt behov for å tilknytte nytt forbruk og ny produksjon til nettet. Økt bruk av systemvern kan være et alternativ til mer nettbygging, men dette krever at operatørene på Landssentralen får bedre verktøy for å planlegge og følge opp disse.
Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Prosjektet skal i første omgang levere en løsning for BKK-området. Deretter må løsninger rulles ut til andre deler av landet.
Gjennomføring av tiltaket: Det foreslås at arbeidet organiseres som en kombinasjon av eksternt FoU-arbeid og utvikling internt i Statnett.
Tidsplan og sentrale milepæler: FoU-prosjektet " <i>Advanced System protection schemes Applied in the Power grid (ASAP)</i> " startes opp i Q4/2021. Det planlegges oppstart av internt utviklingsarbeid i Q1/Q2 2022.
Status og hendt siden sist: Tiltaket er nytt.
Sentrale aktiviteter neste halvår: Oppfølging av FoU-arbeid. Igangsettelse av internt utviklingsarbeid.
Relevante linker:

Innføre ny kommunikasjonsstandard for driftssentral-systemer (ICCP)

Tiltaket omfatter: ICCP skal erstatte Elcom for utveksling av driftsinformasjon mellom Statnetts driftssentralssystemer og andre driftssentralssystemer. Kommunikasjonsprotokollen IEC 60870-6TASE.2 (ICCP) er tatt i bruk og over halvparten av kommunikasjonsforbindelsene er nå på ICCP. Statnetts nye driftssentralssystem støtter autentisering og kryptering av ICCP-forbindelser iht. standarden IEC 62351-4. Statnett har egen PKI5 løsning til å generere sertifikater som sikrer ICCP-forbindelser, og vil kunne distribuere disse til partnere på en sikker måte. Statnett stiller per i dag ikke krav om autentisering og kryptering av ICCP, men har gitt en vurdering om når kryptering er nødvendig og når det ikke er behov for kryptering.
Mål og bakgrunn for tiltaket: Det overordnede målet med å gå over til ICCP er å øke den digitale sikkerheten. Med ny standardisert protokoll vil en basere seg på en utbredt internasjonal standard det finnes bred kompetanse på. ICCP er en utprøvd kommunikasjonsprotokoll som vil forenkle leveransene fra leverandører, redusere behovet for skreddersøm og vil gi reduserte kostnader på sikt. Vedlikeholdet av Elcom blir stadig mer krevende. Kompetansen på protokollen blir dårligere og vedlikehold/forbedringer utføres i praksis ikke lenger. Det er krevende og kostbart å implementere protokollstøtten hos nye leverandører.
Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Tiltaket berører driftssentralssystemene til alle TSOer, nett- og produksjonsselskaper som Statnetts driftssentralssystem har datautveksling med. Antallet forbindelser er ca. 70. Nye driftssentralssystemer eller større systemoppgradering hos Statnetts partnere må derfor ta høyde for å kunne kommunisere med Statnett via ICCP.

⁵ Public key infrastructure (PKI) er et rammeverk for utstedelse, administrasjon og bruk av digitale sertifikater over datanettverk.

Gjennomføring av tiltaket:

Omlegging til ICCP gjøres i samarbeid med det enkelte nett- og produksjonsselskap som Statnetts driftssentralsystem har datautveksling med. Forutsetning for oppstart er at aktørens driftssentralsystem har støtte for ICCP. De fleste aktørene er avhengig av bistand fra sin leverandør for tilpasninger eller oppgraderinger, og selve omleggingen.

Endringer i ICCP-standarder, f.eks. sikkerhetsoppdateringer, ivaretas av den enkelte systemleverandør.

Statnett bærer i dag kostnaden for løpende oppdatering av Elcom kildekode, men vil terminere dette når overgangen til ICCP er gjennomført.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Statnett har målsetning om å fase ut Elcom og gå over til ICCP innen 1.12.2021

Statnett etablerer fortløpende ICCP-forbindelser mot partnere i 2019, 2020 og 2021.

Per 01.12.21 utveksles det data på 51 ICCP forbindelser og flere er planlagt migrert tidlig første halvår 2022. Selv om omlegging til ICCP har vært varslet i lang tid, var det fortsatt et høyt antall aktører som ikke var klar for omlegging innen utgangen av 2019, som var første kommuniserte tidsfrist.

Fristen ble deretter utsatt til utgangen av 2020. Dagens status er at flertallet av de som fortsatt er på Elcom har bestilt oppgradering av driftssentralsystemet sitt, men venter i kø hos sin leverandør.

På grunn av kø, oppkjøp, splitting og oppgraderinger hos aktørene er det ikke sannsynlig at alle kommer over til ICCP før høsten 2022

Status og hendt siden sist:

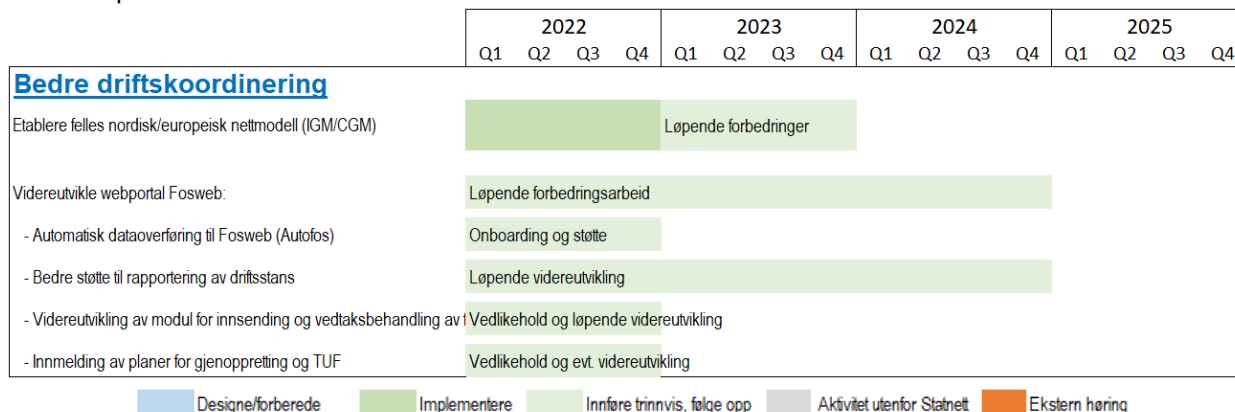
- Flertallet av aktørene er nå migrert til ICCP
- Flertallet av de gjenstående har en avtalt plan for omlegging i løpet av 1.halvår 2022.
- Prosjektet er lagt ned og ansvar for overgang av resterende aktører er overført til drift.
- Statnett er i gang med å kjøre en pilot av ICCP Secure sammen med ABB, som er den største leverandøren innenfor prosjektet.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Fortsetter arbeid med å legge over partnere til ICCP etter hvert som aktører melder at de er klare.
- Planlegge terminering av Elcom.
- Ta i bruk ICCP Secure (kryptert forbindelse) for flere av aktørene.

Bedre driftskoordinering

I dette kapitlet presenteres tiltak som skal bidra til å bedre driftskoordinering i kraftsystemet. Tiltakene gjennomføres i samarbeid med andre TSOer og norske nettselskaper. Følgende figur illustrerer gjeldende fremdriftsplaner



Etablere felles nordisk/europeisk nettmodell (IGM / CGM)

Tiltaket omfatter:

TSOene utarbeider individuelle nettmodeller (IGMer), som skal sammenstilles til en felles modell, Common Grid Model (CGM), for en større nettregion. Dette skal benyttes av Regional Security Coordinators (RSCer) og TSOer i koordinering av driftsstanser, driftssikkerhetsberegninger og kapasitetsfastsettelse. Det skal utføres beregninger for lengre tidshorisonter, blant annet en uke og et år frem i tid. For disse tidshorisontene skal det utføres driftsstanskoordinering og driftssikkerhetsberegninger. Dette vil bli utført i europeiske regioner, hvor Norden er et slikt område.

Tiltaket omfatter blant annet å etablere datautveksling mellom Statnett og den nordiske RSCen. Det er strenge krav til informasjonssikkerhet for RSCer/TSOer som skal utveksle operasjonelle data og tiltaket inkluderer sikring av Statnetts mottak av nordisk og europeiske IGM/CGMer fra det felles europeiske nettverket for utveksling av operasjonelle data (OPDE) ved å etablere en teknisk plattform for dette.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Felles nettmodeller og bedre koordinering gjennom regionale RSCer skal bidra til å øke driftssikkerhet og bedre kapasitetsutnyttelse under økende usikkerhet.

Tiltaket følger av forordningen om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (System operation guideline, SOGL). Også forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) krever utvikling av en felles nettmodell (CGM) for Norden og Europa.

Nordisk CGM skal benyttes som input for flytbasert markedskobling og driftssikkerhetsanalyser. Felles nettmodell er dermed en forutsetning for implementering av flytbasert markedskobling (se eget tiltak).

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

For markedsaktørene vil tiltaket medføre større krav til kvalitet på data. Det kan også medføre krav om flere data og tidligere frister for levering av planer.

Gjennomføring av tiltaket:

For den nordiske koordineringen er det opprettet et kontor i København, Nordic Regional Security Coordinator (RSC). RSC-kontoret etablerer nødvendige prosesser og verktøy for å kunne levere tjenestene de er forpliktet til i nytt regelverk (SOGL). Statnett deltar i det nordiske arbeidet og følger opp med nødvendige lokale tilpasninger.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Implementeringen NorCap, kapasitetsberegningssystem for flytbasert markedskobling, startet i Q2 2019 og arbeidet planlegges i hovedsak ferdig i 2022, med videre planer fra RSC om halvårslige leveranser. Oppstart av parallellkjøring med flytbasert, er forsinket jfr. forrige tiltaksplan, og er planlagt å starte Q1 2022.

Arbeidet med informasjonssikkerhet er omfattende. Det ble gjennomført Type 2 audit ift. MVS sikkerhetsplan sommeren 2021 hvor Statnett ble kategorisert som "Compliant", som betyr at Statnett kan delta i det europeiske datautvekslingsamarbeidet.

Arbeidet med å implementere ID CGM i Norden vil fortsette i 2022.

Det norske arbeidet inngår som en del av det europeiske CGM Programmet som planlegger Go-Live i desember 2021. Det skal besluttes hvilke TSOer som kan delta i Go-Live basert på sikkerhetsrevisjon og teknisk leveranseevne.

Status og hendt siden sist:

- Videreutviklet IT-støtte for Statnetts nettmodell (IGM). Egen arbeidsgruppe som har jobbet spesifikt meddatakvalitet for å møte felles standard for datakvalitet (QoCDC) i tett samarbeid med RSC. Støtte for Nordlink og NSL i datautveksling med RSC.
- Innsending av D-2 og D-1 IGM til RSC hvor RSC tester sammenstilling (CGM) og bruk i flytbasert markedskobling (CCC).
- Type 2 revisjon ferdigstilt og sendt inn til ENTSO-E.
- Videreutvikling av dataleveranser til CCC (NorCap).

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Forberedelser sammen med RSC for å kunne starte ekstern parallellkjøring med flytbasert markedskobling fra Q1 2022.
- Utvikle støtte for innsending av Intraday IGM, og første innsending av Y-1 IGM. Videre arbeid med modellutvikling og datakvalitet for IGM, spesielt prognoser for fornybar kraft og bedre produksjonsfordeling samt innhenting fra ekstra kilder som NUCS.
- Fortsette utvikling av teknisk plattform for å understøtte RSC-TSO prosesser og interne krav.
- Følge opp funn i Type 2 revisjonsrapport for sikker datautveksling. Følge opp og delta i CGM Programmet i ENTSO-E. Beslutning om deltakelse i OPDE tas i SOC Q4 2021.
- Forberede organisasjonen på idriftsettelse av de nye tjenester. Tilpasning av vaktplan med egne ansvar for å følge opp CGM, koordinert kapasitetsfastsettelse og koordinert sikkerhetsanalyse på Landssentralen.
- Videreføre oppgaver for å muliggjøre deltakelse i nordisk CSA-prosess, forberede implementasjon av CSA 2.0.

Relevante linker:

<https://nordic-rsc.net/>

Videreutvikle webportal Fosweb

Fosweb er et felles kontaktpunkt mellom konsesjonærene og systemansvarlig. Webportalen benyttes som rapporteringsverktøy for konsesjonær og informasjonsdeling mellom systemansvarlig og aktører (NVE/RME, KSU-ansvarlige-enheter, områdekonsesjonærer, KBO-enheter). Konsesjonærer sender inn gjenoppsetningsplaner (fos § 12) og planer om tvangsmessig utkobling av forbruk (fos § 13), søker om vedtak om funksjonsegenskaper ved anlegg og rapporterer om begrensende endepunktskomponenter (fos § 14 og fos § 7) og om driftsstans (fos § 17), rapporterer inn feil (FASIT-rapportering) (fos § 22) og melder inn nyanlegg/endringer i kraftsystemdata (fos § 7, fos § 12, fos § 20, energilovforskriften § 6-1(tidligere fos § 14a)) via Fosweb. Kraftsystemdata, Power Quality (PQ)-Portal (spenningskvalitet og feilstatistikk) og detaljskjema over kraftsystemet er gjort tilgjengelig i webportalen for de med tjenstlig behov.

Det pågår arbeid for å videreutvikle modulene for:

- Onboarding møter til automatisk innsending av kraftsystemdata (Autofos).
- Bedre støtte til rapportering av kraftsystemdata
- Dataintegrasjon mellom fos § 14-søknader og rapportering av kraftsystemdata
- Bedre støtte til rapportering av driftsstans
- Innsending av fos § 14 søknader versjon 2
- Power Quality-Portal

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/fosweb/>

Automatisk dataoverføring til Fosweb (Autofos)

Tiltaket omfatter: Vi utvikler en løsning for å forenkle og automatisere datarapporteringen, ved automatisk dataoverføring til Fosweb (Autofos). Dette som et alternativ til den eksisterende løsningen Fosweb for netteiere da det ikke er støtte for innrapportering av produksjonsenheter. Nærmere beskrivelse er gitt under i status beskrivelsen.
Mål og bakgrunn for tiltaket: Energilovforskriften pålegger systemansvarlig å ha effektive systemer for innrapportering av data. Automatisk dataoverføring til Fosweb vil gi mer effektive arbeidsprosesser, og besparelser ved at data ikke lenger må registreres manuelt i Fosweb i tillegg til i egne NIS systemer. Konesjonærene har i stor grad behov for de samme dataene i egne anleggsregister og/eller driftsentralsystemer, og i dag innebærer dette manuell dobbeltregistrering i både egne systemer og i Fosweb. Ny automatisk løsning vil redusere risiko for feilrapportering og øke konsistensen mellom data i Fosweb og konsesjonærenes egne systemer. Vi forventer at det vil bidra til et bedre datagrunnlag for analyser og i den operative driften, samt legge til rette for videre automatisering av prosesser i selskapene og i bransjen.
Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Tiltaket innebærer at konsesjonærene unngår dobbelt-registrering av anleggsdata.
Gjennomføring av tiltaket: Tiltaket gjennomføres av Statnett i tett samarbeid med noen konsesjonærer.
Tidsplan og sentrale milepæler: Planlagte aktiviteter knyttet til mottak av data for nettanlegg er ferdig. Videre fremdrift er knyttet til onboarding av nye deltakere i Autofos og installasjon/bruk av nyutviklet Autofos-støtte i kildesystemer, og er derfor vanskelig å konkretisere.
Status og hendt siden sist: <ul style="list-style-type: none">- Støtte for innrapportering av alle komponenttyper for nettanlegg er utviklet. Støtte for innrapportering av produksjonsenheter er foreløpig nedprioritert i påvente av Autofos-deltagelse hos produsenter.- To konsesjonærer har begynt å bruke løsningen i produksjonsmiljøet.- Deltakende konsesjonærer jobber med å heve kvaliteten på data i egne kildesystemer.- Installasjon av utvidelse for Autofos-støtte i kildesystem pågår for 3 av konsesjonærene.- Samarbeid med DIGIN pågår for å øke antall Autofos brukere.
Sentrale aktiviteter neste halvår: <ul style="list-style-type: none">- Tilrettelegge CIM-konvertering av HVDC-system/anlegg.- Onboarding og støtte til nye og eksisterende deltakere.
Relevante linker: https://www.statnett.no/sok/?q=Autofos https://digin.digiunity.com/@digin/digin-og-autofos https://digin.digiunity.com/

Bedre støtte til rapportering av driftsstans

Tiltaket omfatter: Videreutvikling av arbeidsflaten for rapportering av driftsstans i Fosweb. Det er etablert funksjonalitet som gir bedre oversikt over relevante driftsstanser gjennom tabell, gantt og kart. Det arbeides løpende med ny og forbedret funksjonalitet for dette. Det vil arbeides videre med løsninger som synliggjør markedsmessige og driftssikkerhetsmessige konsekvensene ved driftsstanser på anleggsdelene. Det vil noe frem i tid bli lagt til rette for at konsesjonær kan anmode om utkobling av en annen konsesjonærs anleggsdeler, der anmodningen må godkjenning av denne konsesjonæren før søknaden sendes til behandling hos systemansvarlig. I tillegg er det planer om funksjonalitet for koordinering mellom konsesjonærer samt innmelding av driftsstansbehov lengre frem i tid
--

<p>Mål og bakgrunn for tiltaket: Det skal legges til rette for at rapportering av driftsstans gjøres i henhold til fos, at berørte arbeidsprosesser er mest mulig effektive og at saksunderlag er av best mulig kvalitet.</p> <p>Godt koordinerte driftsstanser bidrar til effektiv utnyttelse av utkoblingsperiodene og reduserer konsekvenser for driftssikkerhet og marked. Driftsstanser har enkelte år medført flere hundre millioner kroner i markedskostnader og andre samfunnsøkonomiske tap. Arbeidet med Fosweb søker å bidra til å redusere konsekvensene ved driftsstanser.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Konsesjonærene vil få bedre oversikt over relevante driftsstanser samt støtte til bedre planlegging og koordinering av driftsstanser.</p>
<p>Gjennomføring av tiltaket: Utvikling av forbedret funksjonalitet i Fosweb gjennomføres av Statnett i samarbeid med et utvalg konsesjonærer.</p>
<p>Tidsplan og sentrale milepæler: Løpende utvikling.</p>
<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tilpasninger i Fosweb iht nye retningslinjer for fos § 17 - Forbedringer i kart-, gantt- og tabellvisning for driftsstanser i Fosweb. - Muligheter for rapportering av driftsstans på systemvern - Synliggjøring av "ledige" tidspunkt for utkobling (relatert koblingskapasitet) - Synliggjøring av kritikalitet for driftsstanser (hvorvidt driftsstans vil kunne kreve markedsmelding, produksjonstilpasning og/eller plan for gjenoppretting) - Generell forbedring og feilretting
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Videreutvikle funksjonalitet for rapportering og koordinering av driftsstanser, herunder: <ul style="list-style-type: none"> o Analyse og videre arbeid med funksjonalitet for rapportering av langsiktig utkoblingsbehov o Analyse av ny funksjonalitet for koordinering mellom konsesjonærer, herunder behov for utkobling av annen konsesjonærs anlegg
<p>Relevante linker:</p>

Modul i Fosweb for innsending av fos § 14-saker

<p>Tiltaket omfatter: Videreutvikling av modul i Fosweb for håndtering av fos § 14-saker. Løsningen digitaliserer denne prosessen og legger til rette for strukturerte data fra konsesjonær til systemansvarlig. Konsesjonærenes grensesnitt i Fosweb for innsending av søknad (iht. fos § 14) er delvis utviklet. Tiltaket vil ferdigstille dette grensesnittet ved å digitalisere innrapporteringen av resterende komponenttyper (HVDC-anlegg, forbruksanlegg og kraftpark). Tiltaket innebærer også videreutvikling av systemansvarliges grenseflate for å effektivisere saksbehandling.</p>
<p>Mål og bakgrunn for tiltaket: Tiltaket vil forbedre systemer og rutiner knyttet til behandlingen av fos § 14 saker, gjennom en effektiv og automatisert søknadsprosess hvor søknadsinformasjonen tilpasses tiltaket som skal gjennomføres. Tiltaket vil gi tidsbesparelser hos konsesjonærene og hos systemansvarlig.</p> <p>Tiltaket skal sikre at all nødvendig informasjon effektivt kommer inn til systemansvarlig via en sikker og fremtidsrettet løsning i Fosweb. Dette gjelder riktig og god nok informasjon om teknisk funksjonalitet for anlegg i og tilknyttet regional- og transmisijsnett, men også tidligfase data for anlegg som skal inn i kraftsystemet og Statnetts modeller.</p> <p>Informasjon fra fos § 14 søknader vil kobles mot andre moduler i Fosweb, eksempelvis mot kraftsystemdata og konsesjonsdatabasen, for å unngå dobbeltarbeid for konsesjonærene.</p> <p>Løsningen ivareta beredskapskrav til sikker innsending av informasjon.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Tiltaket vil effektivisere innsendingen av fos § 14 søknader for alle konsesjonærer, sikre riktig informasjon i søknadene og bidra til bedre oversikt. Gjennom Fosweb vil konsesjonærene enkelt</p>

<p>kunne endre på informasjon i en søknad, holde oversikt over status på innsendte søknader og ha tilgang til alle vedtak iht. fos § 14.</p> <p>Tiltaket vil gjøre at overlappende informasjon ikke må rapporteres dobbelt.</p>
<p>Gjennomføring av tiltaket:</p> <p>Løsningen vil utvikles stegvis. Det søkes å så raskt som mulig få løsningen opp for bruk, og deretter utvide funksjonaliteten.</p> <p>Løsningen vil utvikles i dialog med bransjen. Vi vil sørge for informasjon til alle konsesjonærene og vi planlegger å opprette en egen referansegruppe for prosjektet med deltagere fra bransjen. Referansegruppen vil være med å gi bidrag for å sikre at løsningen blir brukervennlig og hensiktsmessig for konsesjonærene.</p>
<p>Tidsplan og sentrale milepæler:</p> <p>Løsningen har vært ønsket lenge, men arbeidet har vært i bero i påvente av ressurser. Prosjektet startet nå opp igjen og vil etter planen levere en løsning ila. 2020.</p>
<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Hoveddelen av tiltaket beskrevet i forrige tiltaksplan som realiserer gevinster for konsesjonærene er gjennomført. Prosjektet er gått over i en vedlikeholds- og gradvis utviklingsfase. - Ekstern referansegruppe er avsluttet.
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ferdigstillelse av konsesjonærenes grensesnitt og realisering av gjenstående gevinster eksternt - Feilrettinger og tilpasninger - Gradvis videreutvikling av intern saksbehandlingsflate for systemansvarlig - Eventuelle nødvendige tilpasninger i løsningen i forbindelse med implementering av tilknytningsforordningene (RfG, DCC, HVDC) - Informasjon til og dialog med bransjen.

Innmelding av planer for gjenoppretting og tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF)

<p>Tiltaket omfatter:</p> <p>Vi skal utvikle bedre systemer og rutiner for innmelding av planer for gjenoppretting (GO-planer, fos § 12) og tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF-planer, fos § 13). Dette innebærer innmelding på et felles format, med en jevnlig oppdatering av planer. Vi skal ha et system som sikrer effektiv rapportering i henhold til første ledd i fos § 12 og § 13.</p> <p>Løsningen skal</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sikre effektiv rapportering i henhold til første ledd i fos § 12 og § 13. - Legge til rette for effektiv informasjonsflyt mellom systemansvarlig, konsesjonærer og andre aktører, samt sikker iverksettelse av gjenopprettings- og TUF-planer. - Sikre at driftsmiljøene hos konsesjonærer og systemansvarlig har effektiv/enkel tilgang til planer for gjenoppretting og TUF på driftssentralene. - Gjøre det enklere for systemansvarlig å samordne henholdsvis gjenopprettingsplaner og TUF-planer innenfor geografiske områder.
<p>Mål og bakgrunn for tiltaket:</p> <p>Tiltaket skal bidra til oppfyllelse av fos § 12 og 13 på en mer effektiv måte enn i dag og i henhold til fos. Nye systemer og rutiner skal bidra til økt effektivitet både for konsesjonær og systemansvarlig.</p> <p>NVE har ved tilsyn påpekt at systemansvarlig ikke har tilfredsstillende system og rutiner for innrapportering og samordning av gjenopprettingsplaner.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:</p> <p>Konsesjonærene må forholde seg til standardisert innrapportering av planer. De vil få en automatisk varslings i forkant når planer skal oppdateres.</p> <p>Frem til sommeren 2021 skal alle konsesjonærene utføre rapportering av planer på nytt format.</p>
<p>Gjennomføring av tiltaket:</p> <p>Det vil gjennomføres fortløpende arbeidsmøter vinteren og våren 2020 for å få utviklet nødvendig funksjonalitet i Fosweb.</p>

Vi vil ha løpende dialog med to konsesjonærer (Hafslund Nett og Skagerak) som også tidligere har vært involvert, for å få innspill til funksjonalitet samt testing av pilotversjon i Fosweb.

Vi vil så langt som mulig innenfor rammen av gitte ressurser, søke å imøtekomme ønsker fra konsesjonærene om en funksjonalitet i Fosweb som muliggjør enkel og effektiv innrapportering.

Ny innrapporteringsløsning i Fosweb presenteres for konsesjonærene på Fosweb Dialogforum.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Statnett utarbeidet i 2017 utkast til maler for gjenopprettingsplaner og TUF-planer, der noen konsesjonærer deltok med innspill og kvalitetssikring. Utvikling i Fosweb startet høsten 2019. Innrapporteringsløsning i Fosweb ble gjort tilgjengelig for konsesjonærer som ikke har flere driftsenheter/driftssentral 1.7.2020. Disse konsesjonærene fikk en innrapporteringsfrist som ble satt til 1.1.2021.

Sentrale milepæler fremover er:

- Innrapporteringsløsning i Fosweb for konsesjonærer som har flere driftsenheter/driftssentraler er ferdig utviklet, og vil bli gjort tilgjengelig for berørte konsesjonærer fra årsskiftet 2020/2021. Det må gjennomføres en egen varslingsrunde til berørte konsesjonærer ved årsskiftet 2020/2021.
- Frist for innrapportering av planer i Fosweb for konsesjonærer som har flere driftsenheter vil bli satt til sommeren 2021.

Status og hendt siden sist:

- Ny funksjonalitet for innrapporteringsløsning for konsesjonærer som har flere driftsenheter ble ferdig utviklet høsten 2020, og ble gjort tilgjengelig for konsesjonærene vinteren 2021.
- Informasjonseposter og påminnelseposter ble sendt ut konsesjonærer som har flere driftsenheter vinteren 2021 vedrørende ny innrapporteringsløsning i Fosweb, samt vedrørende innrapporteringsfrister.
- Rutiner og opplæring av regionsentralene for bruk av ny OIS-funksjonalitet for TUF- og GO-planer ble etablert vinteren og våren 2021.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Ingen gjenstående aktiviteter. Tiltaket er gjennomført. Det vil være behov for vedlikehold og evt. videreutvikling av innrapporteringsløsningen.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/fosweb/tuf--og-go-planer/>

VEDLEGG

Forklaring av begreper og forkortelser benyttet i Tiltaksplanen

Roller:

TSO	Transmission System Operator	Responsible for providing and operating high and extra-high voltage networks for long-distance transmission of electricity as well as for supply of lower-level regional distribution systems and directly connected customers.
DSO	Distribution System Operator	Distribution System Operator. Responsible for providing and operating low, medium and high voltage networks for regional distribution of electricity as well as for supply of lower-level distribution systems and directly connected customers.
NRA	National Regulator Authority	
BSP	Balancing Service Provider	
BRP	Balancing Responsible Party	
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	

Regelverk:

Fos	Forskrift om systemansvaret	Nasjonalt regelverk fra NVE
EB GL	Guideline on Electricity Balancing	
NC Rfg	Network code on Requirements for Generators	
NC DCC	Network code on Demand Connection	
NC HVDC	Network code on High Voltage Direct Current Connections	
NC ER	Network code on Emergency and Restoration	
NC CACM	Network code on Capacity Allocation and Congestion Management	
NC FCA	Network code on Forward Capacity Allocation	
SO GL	Guideline on System Operation	
KORRR	Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities	"KORRR Proposal" gir ytterligere føringer til arbeidet med å fastille krav, roller, ansvar, omfang og detaljeringsgrad for bl.a. rapporteringen av faste anleggsdata og som er utviklet i tråd med føringene i § 40 i GL SO

Øvrig:

ACE	Area Control Error	The sum of the power control error (' ΔP '), that is the real-time difference between the measured actual real time power interchange value ('P') and the control program ('P0') of a specific LFC area or LFC block and the frequency control error (' $K \cdot \Delta f$ '), that is the product of the K-factor and the frequency deviation of that specific LFC area or LFC block, where the area control error equals $\Delta P + K \cdot \Delta f$.
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve	Automatisk sekundærreserve. Aktiveres ved en automatisk kontrollenhet. Se nærmere beskrivelse på www.statnett.no .
AOF	Automatic Optimization function	Imbalances and available reserves in each bid-area are optimized in a central algorithm
CCM	Capacity calculation methodology	
CCR	Capacity Calculation Region	
CGM	Common Grid Model	A Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process.
ECP	Energy Communication Platform	ECP er en ensartet metode for å sikre meldinger ved bruk av PKI og sertifikater som administreres sentralt av ENSTO-E.
FBMC	Flow Based Market Coupling / Flytbasert markedskobling	A capacity calculation method in which energy exchanges between bidding zones are limited with power transfer distribution factors and available margins on critical network elements.
FCR	Frequency Containment Reserve	Umiddelbar, rask og automatisk reserve for regulering ved frekvensendringer. Også kalt Primærreserve. Regulerer for aFRR og mFRR. Se nærmere beskrivelse på www.statnett.no .
FFR	Fast Frequency Reserves	Ny rask reserve for å sikre frekvensstabiliteten. Vil innføres i Norden, i første omgang som nasjonale løsninger.
FRR	Frequency restoration reserve	The operating reserves used to restore frequency to the nominal value and power balance to the scheduled value after sudden system imbalance occurrence. Includes operating reserves with an activation time typically up to 15 minutes (depending on the specific requirements of the synchronous area). Are typically activated centrally and can be activated automatically or manually.
ICCP		Ny kommunikasjonsprotokoll for utveksling av informasjon mellom driftsnettssystemer
IGM	Individual Grid Model	A data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model.
ISP	Imbalance Settlement Period	
mACE	Modernized Area Control Error	En smartere automatisert løsning av ACE for å optimalisere reserve-aktiveringen i alle områdene i en sentral plattform.
MADES	Market Data Exchange Standard	Ny plattform for ekstern meldingsbehandling
mFRR	Manually Frequency Restoration Reserve	Manuell tertiærreserve. Se nærmere beskrivelse på www.statnett.no .
RSC	Regional Security Coordinator	
NTC	Net transfer capacity	
NUCS	Nordic Unavailability Collection System	System for innsamling og publisering av utilgjengelighetsmeldinger fra nett og/eller produksjon
PKI	Public key infrastructure	Rammeverk for utstedelse, administrasjon og bruk av digitale sertifikater over datanettverk
PTDF	Power transfer distribution factor	
RSC	Regional Security Coordinator	
SOA	System Operation Agreement	Nordisk avtale mellom de nordiske TSOene om operativ drift av det nordiske kraftsystemet.