

Tiltaksplan

Systemdrifts- og markedsutvikling
2020-2024

Mai 2020



Innledning

Statnett har ansvaret for å ivareta forsyningssikkerheten gjennom sikker og effektiv drift av kraftsystemet og utvikling av transmisjonsnettet. Vi skal sørge for sikker tilgang på strøm i hele landet og legge til rette for verdiskaping og gode klimaløsninger. I rollen som systemansvarlig har vi det overordnede ansvaret for å koordinere driften av kraftsystemet. Vi skal sørge for at kraftsystemet til enhver tid er i balanse og har de nødvendige systembærende egenskaper¹.

Statnett skal gjennomføre omfattende endringer av dagens markeds- og systemdriftsløsninger, og tiltaksplanen beskriver planlagte tiltak de nærmeste årene. Denne planen er et supplement til Statnetts Markeds- og Driftsutviklingsplan, SMUP.

Utviklingen skjer i tett samarbeid i bransjen

Nye drifts- og markedsløsninger berører hele kraftbransjen. Det er behov for koordinert innsats fra TSOer, regulatorer og øvrige aktører i bransjen. Bransjens innspill er viktige for å oppnå effektive løsninger og realistiske endringsprosesser.

Situasjonen med Covid-19 påvirker naturlig nok samhandlingen med bransjen. Vi ser det som viktig å opprettholde god dialog og samarbeid med bransjen selv om det nå ikke kan gjennomføres fysiske møter, og til tilstreber å gjennomføre planlagte arrangementer og møter elektronisk. Plan for arrangementer og møter finnes på Statnetts nettside².

Planen kan bli justert

Vi tilstreber å gi bransjen god informasjon og velger å presentere forventede løsninger og planer ut fra det vi nå ser og forventer, men vi vil understreke at det kan bli endringer. Det kan dukke opp både uforutsette hendelser og endrede behov. Nye løsninger skal i stor grad behandles og godkjennes av regulatorene, og erfaringer har vist at det kan medføre endringer i planer eller løsninger. Det kan også komme nye initiativer fra EU som vil kunne påvirke både løsninger og fremdrift fordi de andre TSOene i Norden er bundet av EUs regelverk.

Dokumentet oppdateres hyppig

Dette dokumentet oppdateres hyppig for å reflektere reell status og utvikling i prosjektene. For dem som kjenner dokumentet og utviklingstiltakene er det ikke nødvendig å lese hele dokumentet, da mye av informasjonen om tiltakene står seg over tid. Vi oppdaterer tidsplaner og innledningen til hvert av de fire utviklingsområdene:

- a) Videreutvikle systemansvaret og funksjonalitet i kraftsystemet;
- b) Videreutvikle energimarkeds- og handelsløsninger;
- c) Videreutvikle system- og balansetjenester;
- d) Digitalisere og automatisere systemdriften.

For hvert av utviklingstiltakene oppdateres følgende:

- Tidsplan og sentrale milepæler;
- Status og hendt siden sist;
- Sentrale aktiviteter neste halvår.

¹ Funksjonalitet og ytelse som er nødvendig for å opprettholde sikker og stabil drift av kraftsystemet både ved intakt nett og ved ekstraordinære situasjoner/hendelser. Herunder frekvensstabilitet, spenningsstabilitet og kortslutningsytelse.

² [www.statnett.no/dialog og samarbeid med bransjen](http://www.statnett.no/dialog-og-samarbeid-med-bransjen).

Tiltaksplan 2020-2024

Planen omfatter mange tiltak som er nødvendige å gjennomføre. Viktige områder de nærmeste årene:

- Tilpasse krav til funksjonalitet i anlegg.
- Tilgang på nødvendige kraftsystemdata og effektiv informasjonsdeling.
- Etablere løsninger for å sikre frekvensstabiliteten (Fast frequency reserve, FFR).
- Innføre 15 minutters tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene.
- Innføre "Ny nordisk balanseringsmodell" (NBM) med regulering per budområde i Norden (mACE³).
- Ny metode for kapasitetsberegning - Flytbasert markedskobling.
- Forberede energihandel over nye mellomlandsforbindelser, for idriftsettelse i 2020 og 2021. Handel med balansetjenester vil komme senere som en del av europeiske prosesser.
- Automatisering av sentrale prosesser, i første omgang balanseringen.

Innføring av ny balanseringsmodell i Norden er en omfattende aktivitet som har høy prioritet hos de nordiske TSOene. I NBM inngår finere tidsoppløsning i energi- og balansemarkedene, ny nordisk ubalanseavregning, felles nordiske markeder for reservekapasitet og aktiveringsmarkeder for reserver basert på mACE. I det norske kraftsystemet er det mange flaskehalser som må håndteres. Overgang til 15-minutters tidsoppløsning i energimarkedene er viktig for å redusere ubalansene, men gir samtidig kortere tid til planlegging. Digitalisering og automatisering er derfor en absolutt forutsetning for å håndtere det fremtidige kraftsystemet og kunne delta i europeiske markedsplattformer. Endringene er i tråd med krav som stilles i nettkoder og retningslinjer fra EU. Med ny balanseringsmodell vil hvert land bli mer ansvarlig for egne ubalanser og får mer ansvar for egne reserver. Etter en mer detaljert planlegging og høring i bransjen er det nå lagt en oppdatert roadmap for NBM⁴. Implementeringen av NBM forutsetter at metodene aksepteres av regulatorne i de nordiske landene.

I tiltaksbeskrivelsene i planen er NBM-programmet beskrevet som flere tiltak. Finere tidsoppløsning og ny nordisk ubalanseavregning beskrives under tiltaksgruppe B. Kapasitet- og aktiveringsmarkedene for automatiske og manuelle frekvensreguleringsreserver (aFRR og mFRR) er beskrevet nærmere under tiltaksgruppe C og digitalisering og automatisering i D.

Tilgang på kraftsystemdata med nødvendig kvalitet er avgjørende for den operative driften av kraftsystemet og for analyser på kort og lang sikt. Dataene må gjenspeile virkeligheten og være troverdige slik at de kan benyttes i beslutninger. God oversikt gjør at vi kan utvikle og drifte kraftsystemet mer effektivt og med mindre marginer. Det er nødvendig med bedre grunndata/datakvalitet og mer effektiv informasjonsutveksling både internt og i bransjen for å ha et tilstrekkelig godt fundament for økt automatisering i utøvelsen av systemansvaret.

Grensesnitt mellom Statnett som systemansvarlig og regionale nettselskaper (TSO-DSO) er også et område som vil kreve felles innsats i bransjen fremover.

Markedsbaserte løsninger

Energimarkedet er det fremste virkemiddelet for å sikre balanse i kraftsystemet. Et effektivt energimarkedsdesign som i stor grad tar hensyn til fysikken i kraftsystemet vil sikre riktige priser, god utnyttelse av nettkapasiteten og bidra til god driftssikkerhet. Et godt markedsdesign gir bedre oversikt i den operative systemdriften og reduserer behovet for "reparerende" tiltak tett på eller i driftsøyeblikket.

I tillegg må systemansvarlig ha supplerende virkemidler for å sikre strømforsyningen. Slike system- og balansetjenester sikres primært gjennom markedsbaserte løsninger, som gir en effektiv utnyttelse av ressursene. I situasjoner hvor behovene er svært kritiske, geografisk betinget og/eller tidsbegrenset, vil markedsbaserte løsninger ikke være tilstrekkelige. Systemansvarlig kan da fatte systemkritiske vedtak. Krav til funksjonalitet i anlegg er nødvendig for å sikre viktige systembærende egenskaper i kraftsystemet. Funksjonskrav legger til rette for markedsbaserte løsninger der dette er hensiktsmessig, og sikrer viktige egenskaper der markedsbaserte løsninger er mindre egnet.

Tiltakene legger til rette for betydelig samfunnsøkonomisk nytte

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

³ mACE: Modernized Area Control Error. Hvert budområde balanseres etter sin individuelle ACE, som måler momentan ubalanse i et område.

⁴ [Roadmap NBM oppdatert november 2019 etter bransjekonsultasjon](#)

og ny metode for kapasitetsallokering, og ny nordisk balanseringsmodell. Tiltakene legger blant annet til rette for deltakelse i europeiske energi-, kapasitets- og balansemarkeder.

Tiltakene vil blant annet bidra til:

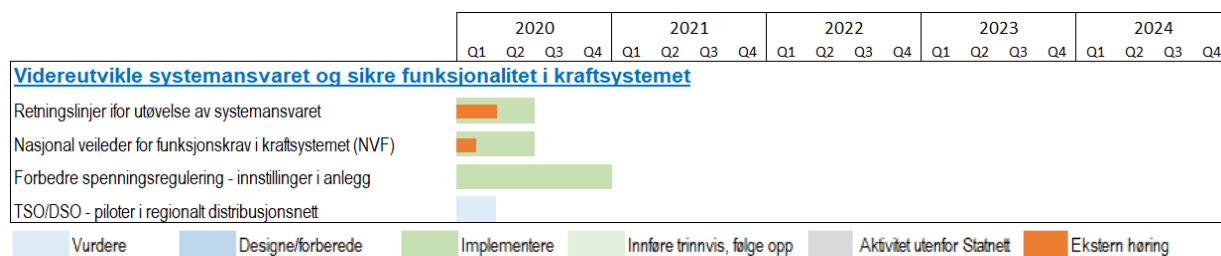
- Bedre utnyttelse av overføringskapasiteten og unngå redusert kapasitetsutnyttelse / strengere restriksjoner på HVDC mellomlandsforbindelser
- Muligheter for økt ramping på HVDC-kablene
- Å unngå restriksjoner på vindkraftproduksjon
- At norske aktører får tilgang til 15 minutters markeder i Europa og får mulighet til å selge sin fleksibilitet i reservemarkeder med høyere verdi
- Reduserte strukturelle ubalanser og med dette mindre reservebehov enn med timesopløsning
- Riktigere avregning og riktigere incentiver, både for markedsaktører og TSOer

Statnett har høyeste prioritet på å ivareta vårt ansvar for forsyningssikkerheten. I nyttevurderingene legger vi denne prioriteringen til grunn ved at konsekvensen av å ikke gjennomføre planlagte tiltak ikke vil være redusert driftssikkerhet, men at det må iverksettes andre mindre effektive tiltak. Dette gjelder f.eks. tiltak som restriksjoner på ramping, redusert kapasitetsutnyttelse og reduksjon av vindkraftproduksjon.

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

Tiltak A: Videreutvikle systemansvaret og funksjonalitet i kraftsystemet

I dette kapitlet presenteres tiltak som er sentrale for å videreutvikle systemansvaret samt sikre funksjonalitet i anlegg tilknyttet kraftsystemet. Følgende figur viser gjeldende fremdriftsplaner.



Sentrale forhold og endringer i fremdriftsplanene siste halvår:

- Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet har tatt litt lenger tid i slutfasen etter høringsperioden, og oversendelse til NVE vil skje i mai 2020.
- TSO/DSO pilotene ble avsluttet 1.4.20. Evaluering vil ferdigstilles og offentliggjøres i mai 2020.

Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

Tiltaket omfatter:

Statnett som systemansvarlig utarbeider forslag til retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret i henhold til bestemmelse i forskrift om systemansvaret (fos) § 28a systemansvaret og iht. energilovforskriften § 6.1. Retningslinjene skal beskrive systemansvarliges praktisering og hva systemansvarlig legger til grunn for sine vedtak.

Retningslinjene skal oversendes NVE/Reguleringsmyndigheten for energi (RME) for godkjenning.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Fos § 28a pålegger systemansvarlig å utarbeide retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret. I første omgang var bestemmelsen avgrenset til å gjelde et mindre utvalg av paragrafer i forskriften. Fra 1.11.19 ble bestemmelsen endret til å omfatte hele forskriften. Omfanget er i denne omgang avgrenset til bestemmelser hvor systemansvarlig har hjemmel til å pålegge plikter og rapportering.

Formålet med retningslinjer er å sikre at systemansvaret forvaltes åpent og samfunnsmessig rasjonelt, samt at prinsippene for utøvelse av systemansvaret etterleveres. Retningslinjene skal videre bidra til å sikre at NVE har mulighet til å kontrollere hvordan myndigheten tildelt gjennom systemansvaret utøves.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

For aktørene vil retningslinjer gi økt transparens og mulighet for påvirkning gjennom formelle høringsprosesser, samt økt forutsigbarhet ved systemansvarliges bruk av enkeltvedtak og systemkritiske vedtak.

Når vedtak er fattet basert på godkjente retningslinjer vil dette være bindende for aktører som omfattes av vedtaket.

Forslag til retningslinjer inneholder egne avsnitt per paragraf, som beskriver administrative og økonomiske konsekvenser for konsesjonærene der praksis er foreslått endret.

Gjennomføring av tiltaket:

Retningslinjene utarbeides av systemansvarlig og høres med bransjen. Dokumenter inkl. høringsinnspillene vil bli offentliggjort på Statnetts hjemmeside.

Retningslinjer for bestemmelser i fos skal godkjennes av RME, og retningslinjer for bestemmelser i energilovforskriften (§ 6-1) skal godkjennes av NVE.

Retningslinjene for ulike paragrafer utarbeides i flere runder.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Retningslinjer for fos § 22 ble godkjent og gjort gjeldende fra 1.1.19.

Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8, 8a, 8b, 21 og energilovforskriften § 6.1 (endret fra fos § 14a f.o.m. 1.11.19) ble sendt for godkjenning til NVE (nå RME og NVE) i april 2019. Disse ble godkjent og ble

publisert på Statnetts hjemmeside 1.7.19. Godkjenningen hadde forbehold om enkelte endringer innen 1.4.20. Disse endringene ble sendt på høring i bransjen 23.12.19, med høringsfrist 9.3.20.

Arbeidet med siste runde startet i april 2019, med utgangspunkt i NVE (nå RME) sitt forslag til oppdatering av fos. Arbeidet omfatter retningslinjer for fos §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b. Systemansvarlig la ut forslaget for høring i bransjen 11.11.19, med høringsfrist 7.2.20. Statnett vil oversende forslag til retningslinjer til RME i løpet av april 2020, og forventer at retningslinjene vil godkjennes av RME innen 1.7.20.

Status og hendt siden sist:

- Endringer i forskrift om systemansvaret (fos) ble vedtatt 1.11.19, samtidig med 3. elmarkedsapakke, og innebærer en utvidelse av bestemmelsen om retningslinjer.
- Retningslinjer for §§ 5, 6, 8, 8a, 8b, 14a, 21 og 22 har vært på høring i bransjen og er godkjent av NVE. Retningslinjer for § 22 ble godkjent fra 1.1.19, og de øvrige bestemmelsene ble godkjent med forbehold om oppdatering fra 1.7.19. Systemansvarlig har hatt oppdatert forslag til retningslinjer for enf § 6-1 og fos §§ 5, 6, 8a, 8b og 21, som var på høring i bransjen fra 23.12.19 til 9.3.20. Oppdatert forslag ble oversendt til hhv. NVE og RME innen fristen 1.4.20.
- Forslag til retningslinjer for de resterende relevante bestemmelsene, §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og ny 22b, var på høring i bransjen fra 11.11.19 til 7.2.20. Det ble avholdt høringsmøte med bransjen 7.1.20. Retningslinjene sendes til RME for godkjenning fortløpende.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Retningslinjene sendes til RME for godkjenning fortløpende.
- Retningslinjer for §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b skal være gjeldende fra 1.7.20.
- Etter dette vil oppdateringer av eksisterende retningslinjer gjøres ved forespørsel og behov.

Relevante linker:

www.statnett.no/Horing_retningslinjer

[www.statnett.no/Systemansvaret/Retningslinjer og praktisering](http://www.statnett.no/Systemansvaret/Retningslinjer_og_praktisering)

Gjeldene versjon av energilovforskriften og forskrift om systemansvaret finnes på <https://lovdata.no/>

Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)

Tiltaket omfatter:

Systemansvarlig utarbeider ny Nasjonal Veileder for Funksjonskrav (NVF), som erstatning for eksisterende veileder Funksjonskrav i Kraftsystemet fra 2012 (FIKS). Funksjonskrav og veiledningstekst revideres innenfor rammene av nasjonalt regelverk ved forskrift om systemansvaret (fos), og relevante krav fra EU tilknytningsforordninger som oppfattes som nødvendige for funksjonsegenskaper i kraftsystemet inkluderes. Eventuelle funksjons- eller prosesskrav fra tilknytningsforordningene som ikke er hjemlet i norsk lov tas ikke med.

Det vil fortsatt være behov for å stille krav til funksjonalitet på områder utover det som er definert i forordningene. Til eksempel stiller forordningene ingen krav til nettanlegg. Vi vurderer hvilke områder det fortsatt vil være behov for å stille krav til i arbeidet med å revidere veiledningen for funksjonskrav.

Det fastsettes prinsipper, metoder og funksjonskrav som får status som en del av retningslinjene, som skal godkjennes av RME. NVF blir et vedlegg til retningslinjene § 14.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Systemansvarlig skal sørge for nødvendig funksjonalitet i anlegg i regional- og transmisjonsnettet, samt tilknyttede produksjonsanlegg i distribusjonsnett som har vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- og transmisjonsnettet. Funksjonskrav skal være forenlig med nytt europeisk regelverk og NVEs nye krav om retningslinjer for forskrift om systemansvaret. Europeisk regelverk gjør at funksjonskravene blir mer harmonisert mellom land.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Bransjen må forholde seg til noen justeringer i kravene til funksjonalitet for nye anlegg.

Det vil bli en bedre og mer effektiv prosess ved fos § 14 søknader. Ny veileder blir tydeligere på hvilke funksjonskrav aktørene skal legge til grunn i sin planlegging av nye anlegg og hvilken dokumentasjon som skal foreligge ved innsending av fos § 14 søknader. Aktørene vil få bedre kunnskap om hva som vil legges til grunn i systemansvarliges vurderinger, og det blir dermed mer forutsigbart for aktørene.

Gjennomføring av tiltaket:

Funksjonskrav og veiledning skal være godt forankret i bransjen og hos aktørene. Arbeidet gjennomføres derfor i nær dialog med aktører, bransjeorganisasjoner, forsknings- og standardiseringsorganisasjoner, og myndighetene (NVE og DSB). Det ble opprettet referansegruppe med bransjen for diskusjon av ulike temaer. Aktiv deltakelse og innspill fra bransjen er viktig for at vi skal kunne forstå konsekvenser for aktørene og ha mulighet til å ta dette med i vurderingene. Referansegruppen har hatt 8 møter.

Referansegruppen avsluttet arbeidet etter siste 2-dagers møte 24-25.10.19 med gjennomgang av høringsforslaget, som deretter ble sendt til høring i november.

Veilederen skal godkjennes av RME som en del av retningslinjene.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Arbeidet ble igangsatt i april 2018.

Høringsprosess ble gjennomført i perioden 11.11.19 til 11.2.20.

NVF sendes til NVE for godkjenning i mai 2020, som et vedlegg til retningslinjene.

Status og hendt siden sist:

- Innhold i veilederen er diskutert med og forankret i bransjen i temabaserte møter (Nettanlegg og Vern, Forbruk/DCC, Produksjonsanlegg/RfG, Virkeområde).
- Avklaringer med NVE og DSB mht. nett som har beslutning om å bli direktejordet. Dette er søkt innarbeidet i veilederen.
- Veilederen har vært på høring i bransjen og høringsinnspill er mottatt. Høringsinnspillene er under vurdering.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Gjennomgå og vurdere høringsinnspill. Eventuelt avholde avklaringsmøter med bransje og RME.
- Justere veilederen, før den i mai 2020 sendes til NVE/RME for godkjenning som et vedlegg til retningslinjer for fos § 14.

Relevante linker:

www.statnett.no/prosjekter_og_tiltak/revisjon_av_veiledende_funksjonskrav_i_kraftsystemet/

Forbedre spenningsregulering – innstillinger i anlegg

Tiltaket omfatter:

Statnett arbeider med å sikre riktig innstillinger på alle Statnetts reaktive komponenter, samt på generatorer som har betydning for spenningskvaliteten i transmisjonsnettet. Vi fokuserer på generatorer med ytelse over 100 MVA i Sør-Norge og over 50 MVA i Nord-Norge.

Mye spenningsregulering utføres ved manuell inn-/utkobling av reaktive komponenter og manuelle endringer av settpunkt. Mye av den manuelle spenningsreguleringen kan automatiseres. Dette inngår i utgangspunktet ikke som en del av pågående prosjekt, som fokuserer på innstillinger i anleggene.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Statnett har over tid sett økende utfordringer med spenningskvalitet i transmisjonsnettet, noe som forringer driftssikkerheten i det enkelte anlegg og forsyningsikkerheten i kraftsystemet. Statnett har investert i en rekke reaktive komponenter. Dette har bedret situasjonen, men ikke i tilstrekkelig grad.

Eksisterende reaktive komponenter må fungere formålstjenlig og effektivt. Vi har erfart en del ugunstige innstillinger på reaktive komponenter og at en del generatorer tilknyttet transmisjonsnettet ikke bidrar med nødvendig og hensiktsmessig reaktiv støtte fordi spenningsregulatorerne ikke er riktig innstilt. Analyser vi har utført viser at spenningskvaliteten kan forbedres og at spenningsreguleringen bli mer effektiv ved å sørge for at eksisterende reaktive komponenter til er riktig innstilt.

Tiltaket vil gi gevinster i form av forbedret forsyningsikkerhet, økt driftssikkerhet, redusert tap og redusert behov for manuelle spenningsreguleringer.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Kraftprodusenter med aggregater over 100 MVA i Sør-Norge og 50 MVA i Nord-Norge må etter en dialog med systemansvarlig implementere avtalte innstillinger.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres av Statnett i en dialog med kraftprodusenter med aggregater over 100 MVA i Sør-Norge og 50 MVA i Nord-Norge.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Arbeidet pågår og har antatt ferdigstillelse i løpet av 2020.

Status og hendt siden sist:

Statnetts reaktive anlegg: Implementering av nye innstillinger pågår.

Aggregater over 100 MVA i Sør-Norge og 50 MVA i Nord-Norge: Møter med produsentene for å kartlegge og avtale nye innstillinger pågår. Implementering av nye innstillinger har startet.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

Statnetts reaktive anlegg: Fortsette implementeringen av nye innstillinger.

Aggregater over 100 MVA i Sør-Norge og 50 MVA i Nord-Norge: Fullføre møtene med produsentene for å kartlegge og avtale nye innstillinger. Følge opp at avtalte innstillinger faktisk blir implementert.

TSO/DSO-piloter i regionalnett

Tiltaket omfatter:

Sammen med tre regionale nettselskaper har Statnett gjennomført tre piloter for å få erfaring med endrede grensesnitt og oppgavefordeling mellom systemansvarlig og regionale nettselskaper. Pilotene ble avsluttet 1.4. Pilotene har klargjort muligheter og utfordringer.

- *Overvåkning av flaskehals:* Statnett og Mørenett har testet hvordan en DSO-rolle kan fungere inn mot eksisterende prosesser i regulerkraftmarkedet. I piloten prognostiserte Mørenett flaskehals i eget regionalt distribusjonsnett (Haugen transformator), og vurderte selv bruk av regulerkraft, eventuelt endret koblingsbilde (basert på forhåndsgodkjente koblingsbilder og kriterier for bruk).
- *Regional spenningsregulering/-koordinering:* Agder Energi Nett har gjort en gjennomgang og koordinering av spenningsinnstillinger i regionalnettet, inklusiv trinning av transformatorer mot transmisjonsnettet, og bedret informasjonsutveksling med transmisjonsnettet.
- *Regional driftsstøtte:* Tensio (opprinnelig TrønderEnergi Nett og NTE Nett) har testet hvordan de selv kan analysere og anbefale tiltak i regionalnettet på områder som systemansvarlig ivaretar. De analyserte og anbefalte blant annet nettmessige tiltak i kommende driftsuke, samt koordinerte og anbefalte regionale driftsstanser. Regionalnettet på Fosen er et driftsmessig krevende område.

Pilotene evalueres, og evalueringsrapporten blir offentlig (medio mai 2020).

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Statnett og bransjen har behov for å avklare langsiktig oppgavedeling for systemdriften i regional- og distribusjonsnett. Gjennom de tre pilotene ble det testet nye grensesnitt og oppgaver til regionale nettselskaper. Dette ga økt innsikt som også vil kunne brukes i regulatorisk utvikling knyttet til DSO-rollen og grensesnittet TSO/DSO.

I fremtiden vil det bli mulig for nettselskapene i regionalnettet å ta i bruk nye løsninger som kan bidra til å effektivisere drift og utvikling av kraftsystemet. Et eksempel på dette er at nettselskap og produsenter kan inngå en avtale om tilknytning med vilkår om produksjonsbegrensning (innført 1.11.2019). Siden sommeren 2017 har bransjen og Statnett i TSO/DSO-Samarbeidsforum diskutert utvikling av mulig operatørrolle for nettselskapene. Det er enighet om at utviklingen av DSO-rollen bør skje gradvis og utvikling av regulering bør avvente erfaringer fra piloter.

Pilotene reflekterte følgende aktuelle problemstillinger:

- Flere DSOer opplever økte utfordringer med flaskehals mellom regional- og distribusjonsnett på grunn av mer uregulerbar kraftproduksjon.
- Prosesser for datautveksling og koordinering under og etter aktivering av ressurser i mFRR.
- For å opprettholde spenningsgrenser og optimalisere tapsforhold kan nettselskapene bruke reaktive komponenter i eget nett (primært kondensatorbatteri og trinning av transformatorer),

samt utnytte reguleringssegenskapene i regionale kraftverk. Spenningsregulatorene i tilknyttede kraftverk er i dag lite utnyttet av nettselskapene.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Gjennomføring av pilotene berørte direkte deltakende nettselskaper, samt andre konsesjonærer i pilot-områdene.

Kunnskapen vi fikk gjennom TSO/DSO-pilotene skal deles og flere av løsningene gjenbrukes. På sikt må det avklares om noen av løsningene som er testet i pilotene skal praktiseres i andre områder, og om flere aktører vil kunne ta disse i bruk.

Gjennomføring av tiltaket:

Pilotene gjennomføres i tett samarbeid med de regionale nettselskapene Mørenett, Agder Energi Nett og Tensio (opprinnelig TrønderEnergi Nett og NTE Nett).

Bransjen informeres i [TSO/DSO-Samarbeidsforum](#) og i andre relevante fora.

Rammene for pilotene er avklart med NVE, som deltar i TSO/DSO-Samarbeidsforum som observatør.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Arbeidet startet i januar 2019, og pilotene hadde en varighet på ca. 12-15 måneder. Alle pilotene ble avsluttet 1.4.20.

Evaluering gjennomføres, og resultatene vil bli gjort tilgjengelig for bransjen i mai 2020.

Status og hendt siden sist:

- Nettselskapene som deltar mottar (via Statnett) relevante produksjonsplaner for å få bedre analyser og prognoser. Dette videreføres også etter pilotperioden, etter samtykke med regionale produsenter. En fremtidig løsning for deling av produksjonsplaner for hele bransjen tas videre i eget prosjekt (se eget tiltak "Tilpasse krav til stasjonsgruppeinndeling").
- Overvåkning av flaskehals: Mørenett har gjennomført flere reguleringer og endring i koblingsbilder.
- Regional spenningsregulering/-koordinering: Agder Energi Nett har videreutviklet verktøy for bedre analyse og beslutningsstøtte for reaktive forhold. Omfattende og vellykket test av endret spenningssettpunkt på transformator mellom transmisjons- og regionalnett..
- Regional driftsstøtte: Ukentlig analyse og rapport for Fosen-området (ukerapport), samt at rutine for regional driftstanskoordinering er i drift fra 1.september.
- Pilotene ble avsluttet 1.4.20.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

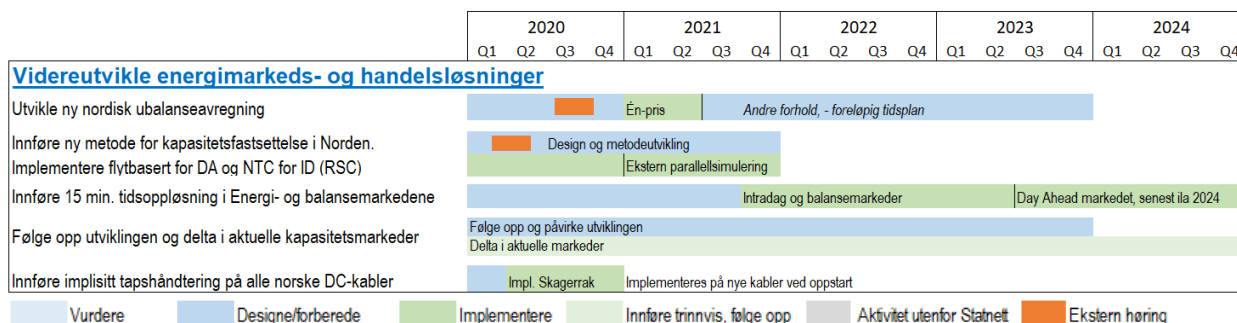
- Evaluering vil ferdigstilles og offentliggjøres medio mai.2020.

Relevante linker:

www.statnett.no/moter_og_arrangementer/samarbeidsforum_tsodso/
<https://www.statnett.no/...pressemelding/pilotprosjekter>
<https://www.statnett.no/globalassets/evaluering-av-tso-dso-piloter.pdf>

Tiltak B: 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 viser gjeldende fremdriftsplaner:



Sentrale forhold og endringer i fremdriftsplanene siste halvår:

- Plan for ny nordisk ubalanseavregning ble konkretisert og oppdatert høsten 2019 som en del av ny nordisk balanseringsmodell (NBM). Ny plan ble kommunisert til bransjen i november/desember 2019.
- Ny metode for kapasitetsfastsettelse: Tidspunkt for "go live" for spot (day-ahead, DA) og intradag (ID) er skjøvet fra Q3 til tidligst slutten av Q4 2021. Tidsplanen styres av implementeringsprosjektet hos RSC-kontoret i København.
- Plan for 15 minutters oppløsning i markedene ble konkretisert og oppdatert høsten 2019 som en del av planen for NBM. Kompleksiteten og behovet for automatisering av balanseringsfunksjonen er blitt tydeligere. Planen er å ha 15 minutters oppløsning implementert til Q3 2023, forutsatt godkjenning av regulator. Ny plan ble kommunisert til bransjen i november/desember 2019.
- NSL har fått tilslag i de britiske kapasitetsauksjonene tre og fire år frem i tid.

Ny nordisk ubalanseavregning, herunder én-pris modell

Tiltaket omfatter:

Vi skal utvikle ny nordisk ubalanseavregning, herunder nye harmoniserte regler for ubalanseoppgjøret hensyntatt felles europeisk metodikk for harmonisering av ubalanseoppgjør som er under utarbeidelse. I første omgang arbeides det med 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, som vi må ta stilling til i Norden, for eksempel håndtering av flere priser for aktivert balanseenergi når vi får et aktiveringsmarked for aFRR.

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 det europeiske regelverket (EB GL). Harmonisering av ubalanseoppgjøret vil bidra til likere vilkår for BRPene i Europa.

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 kreve implementering av endringer hos markedsaktørene, særlig balanseansvarlige aktører (BRP).

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 og egne møter for interesserte aktører. NBMs hjemmeside er også en viktig kilde til informasjon.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Planen er å implementere én posisjon og én-pris i løpet av Q2-2021, som er i henhold til revidert roadmap for NBM. Implementering i Q2-2021 er knyttet til det som var antatt frist for implementering av felles TSO-forslag for harmonisering av ubalanseoppgjør. Dette er nå forsinket med opptil 6 måneder fordi forslaget behandles av ACER. Det er usikkert om dette eventuelt vil påvirke tidsplanen for Norden, og det kan påvirke løsningsrommet.

En mer detaljert implementeringsplan for bransjen er forespeilet i juni 2020. Etablering av nasjonale vilkår med tilhørende høringsprosess, i henhold til krav i EBGL hensyntatt ny oppgjørsmødel, er ventet gjennomført i løpet av høsten 2020.

Status og hendt siden sist:

- Bransjen formidlet sist sommer ønske om tidlig implementering av én posisjon og én-pris, før 15 minutter ISP.
- I oktober 2019 foreslo de nordiske TSOene å implementere en modell basert på én posisjon og én-pris ila. Q2 2021, forutsatt bruk av to-pris i ISPer med såkalt divergerende retning som avbøtende tiltak før 15 minutter ISP.
- I november publiserte de nordiske TSOene et diskusjonsnotat om hvordan en modell for to-pris i ISPer med divergerende retning kan utformes, og gjennomførte høring med frist 1.1.20. Resultatet av høringen ble oppsummert og delt med interesserte aktører i webinar 13.1.20.
- I januar besluttet de nordiske TSOene at modellen med én posisjon og én-pris vil implementeres ila. Q2 2021. Tidligere forslag om å anvende to-pris i ISPer med såkalt divergerende retning frem til 15 minutter ISP er frafalt, og andre avbøtende tiltak for å opprettholde riktige incentiver vil bli vurdert.
- I januar ble det avklart at TSO-forslaget for harmonisering av hovedkomponenter for ubalanseoppgjør vil bli behandlet av ACER.
- I mars ble det gjennomført et nordisk møte (telco) om den nye modellen for ubalanseprising ventet ila. Q2 2021, med blant annet gjennomgang av prinsipper for balansering i Norden og det europeiske harmoniseringsforslaget under behandling av ACER.
- I mars publiserte de nordiske TSOene et notat om produksjonsplaner mm. i Norden.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Dialog med ACER om TSO-forslaget om harmonisering av hovedkomponenter for ubalanseoppgjøret. ACER har frist for å ferdigbehandle forslaget i løpet av juli 2020.
- Detaljere den nye oppgjørsmødel basert på én posisjon og én-pris for ubalanser.
- Vurdere alternative avbøtende tiltak for å opprettholde riktige incentiver.
- Oppstart av nødvendig IT-implementering i felles TSO-systemer og planlegge nasjonale implementeringsprosjekter.

Relevante linker:

<http://nordicbalancingmodel.net/single-balance-single-imbalance-price-model>
<http://nordicbalancingmodel.net/updated-roadmap-for-implementation-of-nordic-balancing-model>
<http://nordicbalancingmodel.net/discussion-paper-on-imbalance-pricing>
<http://nordicbalancingmodel.net/nordic-stakeholders-feedback-on-imbalance-pricing-consultation/>
<http://nordicbalancingmodel.net/single-pricing-of-all-imbalance-from-q2-2021/>
<http://nordicbalancingmodel.net/telco-invitation-to-all-interested-stakeholders-on-single-pricing-single-position/>
<http://nordicbalancingmodel.net/paper-on-the-use-of-production-plans-related-to-single-price-single-position/>

Ny metode for kapasitetsfastsettelse i Norden

Tiltaket omfatter:

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

Innføring av FBMC er avhengig av felles nettmodell (Common Grid Model, CGM). Etablering av felles nordisk/europeisk nettmodell beskrives som eget tiltak under del D.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

FBMC 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.

I det europeiske regelverket "Capacity Allocation and Congestion Management" (CACM) stilles det krav om at alle de europeiske kapasitetsberegningsregionene skal utvikle og implementere FBMC som ordinær markedsløsning for spot- og intradagmarkedet. Det gjøres kun unntak dersom det kan vises at en løsning basert på koordinert NTC gir minst like stor samfunnsøkonomisk verdi som FBMC.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene i kraftbransjen må forholde seg til en ny type informasjon om markedskapasitet, i form av PTDF-matriser som vil bli gjort tilgjengelig for aktørene. 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 RSC/RCC.

Den foreslåtte nordiske FBMC metoden er godkjent av de nordiske regulatorene (NRAene).

Nordisk RSC utvikler nå et IT-system som skal benyttes i FBMC kapasitetsberegning. Når metoden er implementert, vil markedskapasitetene beregnes av den nordiske RSCen basert på input fra TSOene. Det er 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 for bransjeaktørene.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Metodeforslaget for day-ahead (DA) og intradag (ID) ble endelig godkjent av regulatorene i juli 2018. Det er siden gjennomført noen endringer i forslaget, og den siste endringen er nå under vurdering hos regulator. Vi forventer at regulatorgodkjennelse blir gitt senest oktober 2020.

Viktige planlagte milepæler i 2020 er parallellsimulering med flytbasert, med forventet oppstart av intern parallellsimulering i juli/august og oppstart av ekstern parallellsimulering i desember. Det er usikkerhet rundt tidspunktet for oppstart av ekstern parallellsimulering. Markedsresultater vil bli publisert parallelt med de ordinære markedsresultatene.

For DA markedet planlegges FBMC i drift tidligst desember 2021. Det er imidlertid fortsatt usikkerhet knyttet fremdriftsplanene.

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

Nordisk metode for langsiktig kapasitetsberegning (FCA) skal iht. plan i drift 12 måneder etter day-ahead markedet. Man vil i starten benytte NTC-metoden.

Status og hendt siden sist:

- Endringsforslag i forhold til den godkjente DA/ID metoden ble oversendt regulatorene for godkjenning 17.4.20.
- RSC har startet utvikling av felles nordisk IT-verktøy for kapasitetsberegning.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Support til RSC i utvikling av industriell plattform for kapasitetsberegning.
- Ny oppdatering av den nordiske metoden for kapasitetsberegning for DA/ID med hensikt om å samordne denne med den nye metoden etter FCA.
- Oppstart av intern parallellsimulering av FBMC med bruk av RSCs IT-plattform.

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 balansemarkedene 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 det gjøres en vurdering og justering av nye rampingrestriksjoner med nye HVDC-kabler, før og etter 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. Europeisk regelverk (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 kvartersprodukter i markeder utenfor Norden når europeiske handelsplattformer kommer på plass. Dette gir økt verdi for norsk fleksibel kraftproduksjon.

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

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene, og inngår som en del av det NBM. Samtidig omlægging i de nordiske landene er viktig for å unngå oppsplitting av markedene. NVE samarbeider med andre nordiske regulatorer for å få til en samtidig overgang.

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 minst ett kraftmarked ved innføring av 15 minutters avregningsperiode.

Elhub og eSett er sentrale i implementering av 15 minutters avregningsperiode.

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:

Den europeiske forordningen for balansering (EB GL) krever at ubalanser skal avregnes per kvarter fra desember 2020. De nordiske TSOene er omforent om at det ikke vil være mulig å ha 15 minutters tidsoppløsning i markedene på plass i Norden ila 2020. En mer realistisk plan er medio 2023. De nordiske TSOene vil søke reguleratorene om en utsettelse.

Endelig dato bestemmes av regulatorne i hvert land. NVE varsler en forskriftsendring som vil sette dato for norsk implementering.

NVE har stilt krav om en vurdering av nye rampingresstriksjoner innen 14.7.20.

Status og hendt siden sist:

- Roadmap/plan for NBM inklusive finere tidsoppløsning, som har vært på høring i bransjen, ble høsten 2019 justert og konkretisert.
- Gjennomfører en koordinert nordisk prosess med søknader om utsettelse av kravet om 15 minutters avregningsperiode i EB GL. De nordiske TSOene har bedt bransjen om innspill til søknaden om utsettelse, og noen innspill er mottatt.
- Dialog med bransjen: Møter med nordisk og nasjonal stakeholdergruppe er avholdt.
- Gjennomfører arbeid med å vurdere nye rampingsrestriksjoner på HVDC-forbindelsene..

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Investeringsbeslutning Elhub
- Dialog med regulator om utsettelse av innføring av 15 minutters avregningsperiode. De andre nordiske TSOene sender søknad om utsettelse ultimo mai/primo juni. Statnett vil orientere norsk regulator, men avventer søknad inntil EB GL er tatt inn i norsk rett.
- Dialog med bransjen. Planlagte stakeholdermøter fremover vil gjennomføres på web.
- Arbeid med nye rampingrestriksjoner. Planen er å foreslå nye rampingrestriksjoner medio 2021.

Relevante linker:

[www.statnett.no/ny modell for balansering av det nordiske kraftsystemet med kvartersoppløsning](http://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/](http://www.statnett.no/nyhetsarkiv_2019/oppdatert_veikart_for_ny_nordisk_balanseringsmodell/)

Følge opp utviklingen og delta i aktuelle kapasitetsmarkeder

Tiltaket omfatter:

Statnett arbeider for at utenlandsk kapasitet får delta i andre lands kapasitetsmarkeder på lik linje med nasjonale aktører, og for at den nye mellomlandsforbindelsen North Sea Link (NSL) får delta i det britiske kapasitetsmarkedet med vilkår på linje med britiske aktører.

Man skiller ofte mellom «strategiske reserver» og «kapasitetsmarkeder». Strategiske reserver er ressurser som kun benyttes dersom energimarkedene ikke kan dekke kraftforbruket. De strategiske reservene skal kun aktiveres dersom man ikke får markedsklarering, og prinsipielt skal reservene i liten grad påvirke tilbudet og prisen i energimarkedene. Kapasitetsmekanismer er støtteordninger som belønner all tilgjengelig kapasitet (effekt). Kapasitet kan for eksempel kjøpes og selges gjennom et marked eller en auksjon. Aktører som får tilslag i et kapasitetsmarked deltar i det ordinære energimarkedet, men får også betalt for å ha kapasitet tilgjengelig for energimarkedet og er forpliktet til å produsere eller redusere forbruk når spesifikke kriterier er oppfylt. Et slikt marked skiller seg fra et "energy-only"-marked ved at aktørene får betalt for både levert energi i det ordinære energimarkedet og for å ha kapasitet tilgjengelig.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Flere land har innført, eller vurderer å innføre, ulike former for kapasitetsmekanismer for å sikre at det finnes tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket. Innføring av kapasitetsmarkeder påvirker insentivene til å bygge nye mellomlandsforbindelser. Verdien av å delta i kapasitets-markedene kan gi betydelige gevinster for Norge. Verdien av deltagelse for North Sea Link vil avhenge av hvor mye av overføringskapasiteten som får delta i auksjonen, samt auksjonsprisen (marginalpris). Auksjonsprisen kan variere mye mellom år, og vil blant annet avhenge av om det er eksisterende eller ny kapasitet som setter prisen og hvilken teknologi som klarer markedet.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Det er eierne av mellomlandsforbindelsene som deltar i auksjonen, som er ansvarlig for leveransene, og mottar kapasitetsbetalingen. I Norge vil disse inntektene tilfalle nettkundene, tilsvarende som for flaskehalsinntektene fra energihandel.

Gjennomføring av tiltaket:

Statnett deltar aktivt i den europeiske debatten rundt kapasitetsmarkeder. Vi arbeider også for å kunne delta med North Sea Link (NSL) i det britiske kapasitetsmarkedet, og har nå deltatt i to

auksjoner. Britiske myndigheter beslutter hvor mye av den installerte kapasiteten som får delta basert på en individuell deratingfaktor⁵.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Storbritannia avholder årlige kapasitetsauksjoner med levering fire år etter auksjonen (T-4). Det ble ikke gjennomført auksjoner i 2019 på grunn av at State Aid godkjenningen ble trukket tilbake. Godkjenningen er på plass igjen. Det ble i 1. kvartal i år gjennomført to auksjoner, siden det ikke ble gjennomført noen auksjon i 2019. Auksjonene er gjennomført for 2022/23 (T-3) og 2023/24 (T-4).

Status og hendt siden sist:

- Det britiske kapasitetsmarkedet har fått tilbake sin State Aid godkjenning
- NSL har fått en deratingfaktor på 88 prosent
- I auksjonen for levering tre år fram i tid (2022/23) og fire år frem i tid (2022/23), har NSL fått tilslag om å bidra med i overkant av 1200 MW kapasitet i hver auksjon. Samlet inntekt for de to auksjonene var på ca 330 MNOK, hvor halvparten tilfaller Statnett. Avtalen medfører ingen begrensninger i det norske markedet.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Ingen spesielle aktiviteter da auksjonene for i år er gjennomført.

Innføre implisitt tapshåndtering på alle norske HVDC kabler

Tiltaket omfatter:

Statnett arbeider for at det i markedsklareringen for handel med kraft over HVDC-forbindelsene skal tas implisitt hensyn til overføringstapene som oppstår, såkalt "implisitt tapshåndtering". Implisitt tapshåndtering vil medføre at handel med kraft over en HVDC forbindelse forutsetter at verdien av handelen (prisdifferansen) er minst like stor som kostnaden ved energitapet i kablet.

Vi arbeider nå for å innføre implisitt tapshåndtering på Skagerrakkablene, og planlegger fremtidig innføring av implisitt tapshåndtering på de nye mellomlandsforbindelsene NordLink og North Sea Link (NSL) fra idriftsettelse. Implisitt tapshåndtering ble innført på NorNed allerede i 2015, og er for øvrig også innført på andre europeiske HVDC forbindelser som Baltic, IFA og Britned.

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 4 % tap på alle eksisterende og planlagte kabler ut fra Norge vil kunne gi et energitap på over 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-kabler forutsetter at verdien av handel er større enn kostnaden ved energitap.

Kostnaden ved elektriske tap på HVDC kabler 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:

Statnett og Energinet DK samarbeider om å innføre implisitt tapshåndtering på Skagerrakforbindelsene.

⁵ Deringfaktoren tar hensyn til sannsynligheten for at North Sea Link ikke vil importere til Storbritannia i en anstrengt kraftsituasjon. Det er to spesifikke faktorer som vurderes; sannsynligheten for at kablet er ute av drift og sannsynligheten for at det er en sammenfallende anstrengt kraftsituasjon i Storbritannia og Norge.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Det har vært utsettelse av oppstart av implementeringen som følge av en mer omfattende regulatorprosess enn antatt hos dansk regulator. Vi fikk endelig godkjenning fra norsk og dansk regulator i desember 2019. Planen er nå at implisitte tap på Skagerrak skal være satt i drift i oktober/november 2020.

Det legges opp til implisitt tapshåndtering på NordLink og NSL fra oppstart.

Status og hendt siden sist:

- Implementering er planlagt og utvikling i IT systemer er under oppstart.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

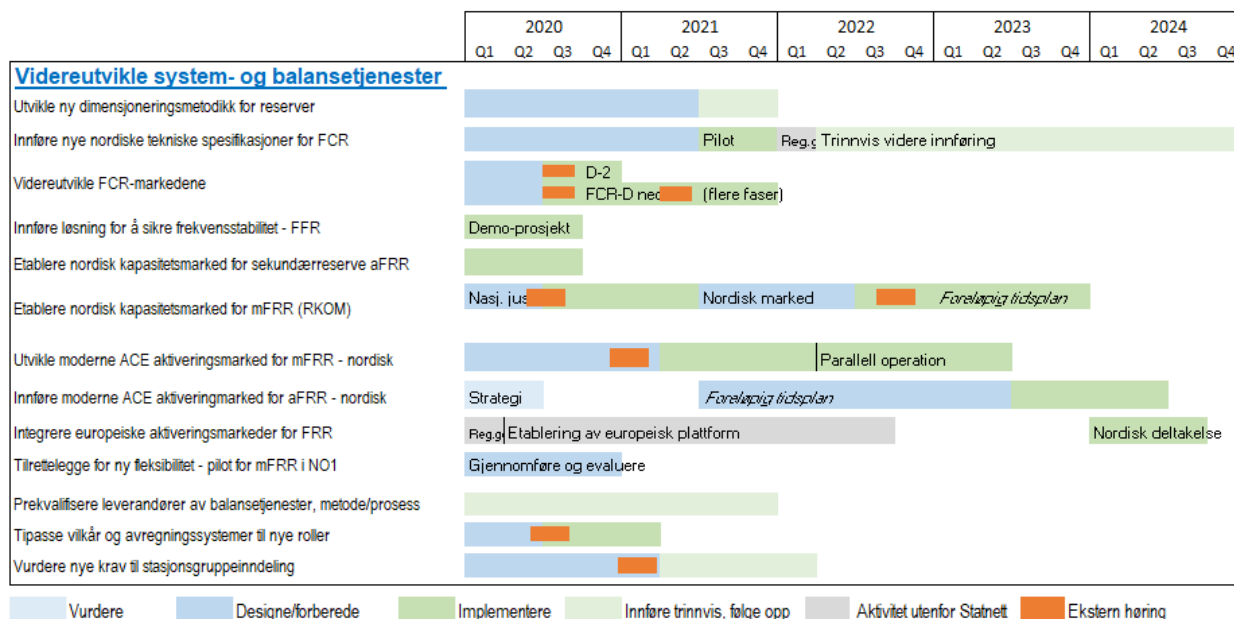
- Utvikling i IT systemer.
- Gjennomføre nødvendige avtalemessige endringer.

Relevante linker:

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

Tiltak C: Videreutvikle system- og balansetjenester

I dette kapitlet presenteres tiltak for videreutvikling av system- og balansetjenester. Tiltakene gjennomføres i all hovedsak i et internasjonalt samarbeid. Følgende figur viser gjeldende fremdriftsplaner:



Sentrale forhold og endringer i fremdriftsplanene siste halvår:

- Ny dimensjoneringsmetodikk for reserver er forlenget ut 2021.
- Nordisk tekniske spesifikasjoner for FCR: Forberede implementering forlenges med et halvt år tom Q2 2020. Pilot gjennomføres deretter, før regulatorprosess og videre trinnvis innføring fom Q2 2022.
- FCR anskaffelse D-2: Utsettes fra Q2 2020 til ila. 2020.
- FCR-D ned: I det nordiske arbeidet er det konkludert med at en realistisk plan for implementering av FCR-D ned er ved utgangen av 2021. Vår plan er justert iht dette (utsettelse fra Q3 2021).
- Planen for NBM ble konkretisert og oppdatert høsten 2019. Kompleksiteten og behovet for automatisering av balanseringsfunksjonen er blitt tydeligere. Ny plan ble kommunisert til bransjen i november/desember 2019.
- Stasjonsgruppeinndeling: Design og forberedelser inklusive høringsprosess i bransjen er forlenget fra Q3 2020 til ut Q1 2021. Tidsplanen er koordinert med andre relevante prosesser, der moderne ACE aktiveringmarked for mFRR er sentral.

I rapporten Utvikling av systemtjenester 2016-21⁶ finnes det blant annet en beskrivelse av reservemarkedene og andre systemtjenester, samt øvrige virkemidler i systemdriften. Vi planlegger å gi ut en oppdatert samlet fremstilling av fremtidsbildet for systemtjenestene i løpet av 2020.

Utvikle ny dimensjoneringsmetodikk for reserver

Tiltaket omfatter:

Videreutvikle og implementere ny metode for å dimensjonere nordiske reserver.

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. 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.

⁶ [Utvikling av systemtjenester 2016-21](#)

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 involveres i utviklingen av dimensjoneringen gjennom NBM-programmet.

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 dette arbeidet er ferdigstilt innen sommeren 2021.

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:

<https://transparency.entsoe.eu/>

Innføre nye nordiske tekniske spesifikasjoner for FCR

Tiltaket omfatter:

Det er foreslått nye felles nordiske harmoniserte spesifikasjoner for primærreserve, FCR-N/D, samt krav til prekvalifisering. Nye vilkår vil ta hensyn til systemets behov, men det skal også tas hensyn til produksjonsanleggenes tekniske begrensninger. Det vil videre utarbeides en plan for å implementere nye spesifikasjoner i eksisterende produksjonsanlegg. Planen inkluderer en mulighetsanalyse som skal belyse utfordringene knyttet til forestående implementering, herunder prekvalifisering, og foreslå tiltak for å legge til rette for en enklere implementering. Tiltaket omfatter også avvikling av grunnleveransen, slik 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.

Utviklingen skjer i henhold til europeiske regelverk (System operation guideline, SO GL).

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.

Gjennomføring av tiltaket:

Nye felles nordiske harmoniserte spesifikasjoner for FCR-N/D samt krav til prekvalifisering utarbeides i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.

Bransjeaktørene er invitert til å delta i nasjonale referansegrupper i prosessen med å definere mekanismer og insentiver, herunder prosess for prekvalifisering. Statnett vil sende forslag på høring blant bransjen.

Spesifikasjoner og krav skal godkjennes av regulatorne.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Arbeidet med å designe de nye spesifikasjonskravene ble avsluttet i Q4 2018. De nordiske TSOene har videre skissert rammer for en mulighetsstudie for å se på hvordan nye krav skal implementeres og revideres slik at forutsetningene for implementering er best mulig. Dette gjelder tilstrekkelig mengde reservetilbydere, tilgjengelighet for deltagelse (budgivning, prekvalifisering m.m.) og insentiver for overgang fra ny til gammel spesifikasjon. Denne mulighetsstudien startet høsten 2019 og avsluttes i løpet av 2020. Når mulighetsstudien har konkludert vil det bli gjennomført en pilot, før høring i bransjen, regulatorgodkjenning og videre fullskala implementering.

- Pilot: Q3-Q4 2021
- Høring og regulatorgodkjenning: Q1 2022
- Fullskala implementering: Q2 2022 og utover

Status og hendt siden sist:

- Nordisk mulighetsstudie for implementering av FCR har startet.
- Første møte i nasjonal referansegruppe ble avholdt 25.9.19.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Nasjonale prosjekter for å kartlegge prosess for overgang til ny FCR-spesifikasjon.
- Møte i norsk referansegruppe i Q3 2020.
- Nordiske prosjekter for å forbedre ny FCR-spesifikasjon basert innspill fra aktører og identifiserte barrierer for implementering.

Relevante linker:

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

Videreutvikle FCR-markedene

Tiltaket omfatter:

- Utvikle marked for FCR-D for nedregulering ("FCR-D ned").
- For kjøp av FCR før elspotmarkedet vil vi endre fra ukemarked til daglig D-2 marked. Det vil i sammenheng med dette også bli mulig å gi blokk-bud.

Som en forlengelse av arbeidet med å definere nye nordiske spesifikasjonskrav for FCR er det på sikt aktuelt å vurdere et felles nordisk marked⁷ for FCR.

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. Med endringene fremover, blant annet med nye mellomlandsforbindelser som resulterer i større negative dimensjonerende hendelser (1400 MW), blir det økt behov for å 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

⁷ 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.

produkt. I det europeiske regelverket (SO GL) kreves det en prekvalifiseringsprosess også for FCR-D nedregulering.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

- FCR-D Ned blir et nytt marked hvor aktører kan delta
- D-2 marked gir muligheter for å planlegge produksjon og reserver nærmere driftstimen
- Blokkbud i D-2 vil gi større fleksibilitet for budtilpasning

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 D-2 vil utvikles og implementeres i samarbeid med SvK.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Marked og formell sikring av nasjonale forpliktelser av FCR-D Ned er planlagt implementert i løpet av 2021. Nordiske analyser viser at det er systemrobusthet som tillater en mellomperiode mellom idriftsettelse av NordLink og formell implementering av FCR-D Ned. Dette vil 1. januar 2020 forankres med regulatorer. Innsamling av systemdata for frekvensstyrt nedregulering er planlagt innført Q4 2020.

Overgang til D-2 marked planlegges innført i Q4 2020 (utsatt fra Q2 2020). Tiden er utvidet som en følge av behov for å revurdere markedsdesignet etter ønske fra bransjen om blokkbud, erfaringer fra eksisterende løsninger i Sverige, samt lovpålagte aktiviteter (høring og regulatorgodkjenning).

Status og hendt siden sist:

- Nordisk felles plan for FCR-D Ned utarbeidet. Konklusjon fra arbeidet er at utgangen av 2021 er realistisk for formell implementering og sikring av FCR-D Ned, og at systemdriften tillater dette.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Informere bransjen, oppdatere vilkår og forberede organisasjonen for D-2-marked og innsamling av systemdata for frekvensstyrt nedreguleringsressurser.
- Forankre plan og iverksette implementeringsprosess for FCR-D Ned.

Relevante linker:

www.statnett.no/systemansvaret/reservemarkeder/primerreserver/

Innføre løsninger for å sikre frekvensstabilitet

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. Sommeren 2020 vil vi gjennomføre et demonstrasjonsprosjekt for å få ytterligere erfaring med løsningen.

Planen er å etter hvert utvikle dette til en nordisk markeds løsning.

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 produksjonsmikser 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 2017⁸). Som et resultat av dette ble det sommeren 2018 innført en løsning med overvåking 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.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Nytt marked for raske reserver.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.

Det gjennomføres først et nasjonalt FFR demonstrasjonsprosjekt for å få ytterligere erfaring og kunnskap. Målet er å videreutvikle dette til en felles nordisk markedsløsning. I demonstrasjonsprosjektet er de tekniske kravene ytterligere spesifisert og det anskaffende volumet vil øke for Norge i forhold til i den tidligere FFR-piloten.

Det vil være nasjonale tilpasninger av markedsdesignet. Statnett og Svenska kraftnät vil gjennomføre et sesongoppkjøp, Energinet anskaffer FFR-kapasitet i et månedsmarked med bestilling i D-2, og Fingrid kjøper FFR reserver i et spotmarked.

Det vil være dialog med bransjen underveis i arbeidet. Markedsvilkår og eventuelle endringer i retningslinjer for praktisering av systemansvaret vil være gjenstand for høring og regulatorgodkjenning.

Evalueringen av demonstrasjonsprosjektet vil utgjøre et underlag til videre utvikling av markedsvilkår for en felles nordisk markedsløsning for FFR.

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.

Arbeidet med å etablere et nasjonalt norsk marked for FFR startet høsten 2019. Sommeren 2020 gjennomføres det et nasjonalt demonstrasjonsprosjekt, med oppkjøp av FFR i perioden 1. mai til 30. september.

Status og hendt siden sist:

- Felles nordisk spesifikasjon for FFR utviklet, samt kapasitetsvurdering.
- Initiert arbeid med vurdering av nasjonale markedsløsninger for sikring av FFR.
- Dialog med RME og bransjen: Bl.a. informasjon på Forum for systemtjenester 30.10.19 og eget møte med interesserte aktører om FFR 31.10.19.
- Vilkår for deltakelse i demonstrasjonsprosjektet fullført.
- Anskaffelse av FFR for 2020 gjennomført. Markedsresultat publisert 20.03.20.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Benytte FFR som verktøy for balansering i perioden 1.5 - 30.9.20.
- Evaluere demonstrasjonsprosjektet og videreutvikle markedsløsning for 2021.
- Dialog med bransjen med formål om å øke tilbudet av FFR i Norge.

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/>

⁸ Rapporter fra arbeidet finnes på <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/#nordic>

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 regulatorne 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 regulatorne.

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:

Det ble høsten 2018 gjennomført konsultasjon i bransjen.

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

- 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 regulatorne, og sendte revidert forslag til regulatorne 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 regulatorne ble ikke enige om de oversendte forslagene, og sendte forslagene videre til ACER 28.02.20. ACER har 6 måneder til å komme frem til en versjon av forslagene som blir endelig godkjent. Det pågår nå jevnlig dialog mellom ACER, nordiske TSOer og NRAer. ACER har planlagt en høring i slutten av april.

Det er som følge av dette stor usikkerhet knyttet til når et nordisk aFRR kapasitetsmarked vil kunne starte. Det avhenger av hva ACER endelig vil godkjenne og hvor omfattende endringer det blir sammenlignet med opprinnelig forslag.

Status og hendt siden sist:

- Gradvis økning av antall timer med oppkjøp fra 35 til 61 timer gjennom det siste året.
- Økt volum aFRR fra sommeren 2019 fra 300 til 400 MW.
- De nordiske TSOene mottok 17.10.19 Request for Amendment (RfA) fra regulatorne. TSOene sendte revidert forslag 17.12.19. Nordiske NRAene sendte 28.02.20 forslagene videre til ACER, inkludert et non-paper som beskriver uenigheten mellom NRAene.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Høring med tre ukers frist fra 29. april.
- Endelig avklaring fra ACER.
- Basert på avklaring fra ACER, planlegging for videre implementering av aFRR CM.

Relevante linker:

<http://nordicbalancingmodel.net/non-paper-from-nordic-regulators-on-afr-capacity-market-proposals/>

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/

Etablere nordisk kapasitetsmarked for mFRR (RKOM)

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).

Markedsdesignet er fortsatt under vurdering.

- Mål å bygge markedet i størst mulig grad på samme prinsipper som i aFRR-kapasitetsmarkedet
- Det vil innføres et marked for nedregulering.
- Det er et mål å etablere en løsning for å sammenligne bud med ulike restriksjoner i aktiveringen (hviletid- og varighetsbegrensninger).

Statnett vurderer å gjennomføre nasjonale forbedringer på kort sikt, herunder daglig oppkjøp, oppkjøp per time og oppkjøp for nedregulering.

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. Dagens nordiske systemdriftsavtale setter krav til tilgjengelige ressurser kun for oppregulering, dvs. økning av produksjon eller reduksjon av forbruk i systemet. 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.

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 vil sannsynligvis bli 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 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 kapasitetsmarkedet 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 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. En felles nordisk strategi for dette er planlagt til Q4 2021.

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.

For nasjonale forbedringer i Norge planlegges det høring i Q2/Q3 2020, og innføring innen sommeren 2021. Det er ønskelig å ha forbedringer på plass når NordLink er i drift. Implementering er avhengig av resterende aktiviteter innenfor NBM, og en påvirkning av plan for implementering av aFRR-kapasitetsmarked kan også påvirke tidsplanen for implementering av mFRR-kapasitetsmarked.

Status og hendt siden sist:

- Tidsplan er konsultert med aktørene, og ble høsten 2019 konkretisert og justert ifm. roadmap for NBM.
- Avklart om IT-løsning kan utvikles til nasjonale formål for ett eller flere nordiske land.
- Statnett har vurdert om utvikling av IT-løsning med daglig oppkjøp, oppkjøp per time og oppkjøp for nedregulering kan implementeres til erstatning for RKOM-ukemarkedet.
- Statnett har vurdert om vi kan videreutvikle dagens nasjonale markedsløsning (RKOM) for å omfatte nedregulering som en midlertidig løsning, uten å nå endre på hyppighet for oppkjøp. Dette som et tiltak for å sikre en løsning for å sikre nedreguleringsressurser fra Q2 2021, da vi ikke finner det sannsynlig at løsningen for mFRR-kapasitetsmarkedet er klar for nasjonal implementering til da.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Høring og regulatorgodkjenning av nasjonal løsning for implementering Q2 2021.
- IT-utvikling av løsning for mFRR-kapasitetsmarkedet og dagens RKOM.
- Nordisk dialog om felles markedsvilkår for mFRR-kapasitetsmarkedet.

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/>

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 MARI⁹ 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.

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 balansemarkedene gjør at dette planlegges i sammenheng.

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

⁹ "Manually Activation Reserves Initiative"

Endringene krever godkjenning av de nordiske regulatorne.

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 og vil ta tid å gjennomføre. I henhold oppdatert roadmap for NBM er planen nå at aktiveringsmarked for mFRR basert på moderne ACE vil komme i full drift i Q2 2023. Før dette vil vi ha gjennomført en paralleldriftsfase der vi bruker de nye verktøyene og prosessene, men også vil kunne bruke dagens manuelle prosess. Denne fasen er planlagt å starte i april 2022. Endringen må ses i sammenheng med innføring av finere tidsoppløsning i markedene.

Status og hendt siden sist:

- Tidsplan er konsultert med aktørene, og ble høsten 2019 konkretisert og justert ifm. roadmap for NBM.
- IT-prosjekter for nordiske og nasjonale deler av implementeringer pågår i henhold til publisert roadmap for NBM.
- Arbeid med europeisk plattform for aktivering av mFRR pågår gjennom prosjektet MARI.
- ACER vedtok 23.1.20 implementasjonsrammeverket for den europeiske plattformen, inkludert overordnet markedsdesign og metode for prising av balanseenergi og overføringskapasitet.
- TSOene i Europa publiserte i april en tidsplan for tilknytning til den europeiske mFRR-plattformen – accession roadmap. De nordiske TSOene indikerte her at det vil være behov for å be om utsatt frist for tilknytning til plattformen ift. den opprinnelige fristen på 30 måneder etter at planen er godkjent.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Etablere kontraktstruktur mellom TSOer og leverandører for utvikling av europeisk markedsplattform for aktivering av mFRR.
- IT-utvikling fortsetter med sikte på å raskt få på plass en første prototype for testing i Norden.
- Videre nordisk arbeid med å detaljere markedsregler og operasjonell prosess.
- Videre nasjonalt arbeid med løsninger (teknisk/markedsmessig/operasjonelle) for håndtering av flaskehals i systemet.
- Dialog med aktørene, herunder møter med referansegrupper nordisk og nasjonalt.
- Fortsatt aktiv deltakelse i MARI for å sikre at nordiske behov ivaretas og koordinering.

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 moderne ACE aktiveringsmarked for aFRR – nordisk

Tiltaket omfatter:

Utvikle et nordisk 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-prosjektet¹⁰ 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.

¹⁰ "Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation"

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.

Europeiske reguleringer (EB GL) 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).

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 det ikke blir nødvendig å utvikle en egen nordisk aFRR-plattform.

Status og hendt siden sist:

- Tidsplan er konsultert med aktørene, og ble høsten 2019 konkretisert og justert (roadmap NBM).
- ACER vedtok 23.1.20 implementasjonsrammeverket for den europeiske plattformen for aktivering av aFRR, inkludert overordnet markedsdesign og metode for prising av balanseenergi og overføringskapasitet.
- TSOene i Norden har hatt innledende samtaler om et samarbeid om nødvendige IT-løsninger i TSOene SCADA-systemer
- TSOene i Europa publiserte i april en tidsplan for tilknytning til den europeiske aFRR plattformen – accession roadmap. De nordiske TSOene indikerte her at det vil være behov for å be om utsatt frist for tilknytning til plattformen ift. den opprinnelige fristen på 30 måneder etter at planen er godkjent.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Etablere kontraktsstruktur mellom TSOer og leverandører for utvikling av europeisk markedsplattform for aktivering av aFRR.
- Fortsatt aktiv deltakelse i PICASSO for å sikre at nordiske behov ivaretas og koordinering.
- Forberedende arbeid med nødvendige IT-løsninger
- Arbeid med nordisk strategi for implementering av aFRR aktiveringsmarked, inkludert vurdering av behovet for et nordisk steg på veien. Den skal iht. NBM roadmap være klar i 2021.

Relevante linker:

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

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 landegrensene, basert på felles budlister, aktiveringsbehov i budområder 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.

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 elmarkedspakke 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.

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 europeisk regelverk (EB GL) 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. EB GL gir TSOene mulighet til å søke om utsettelse i ytterligere to år, og det er sannsynlig at de nordiske TSOene vil benytte seg av dette.

Status og hendt siden sist:

- De europeiske forslagene til implementasjonsrammeverk er oversendt av regulatorne til ACER.
- ACER vedtok 23.1.20 implementasjonsrammeverket for de europeiske plattformene for aktivering av aFRR og mFRR, inkludert overordnet markedsdesign og metode for prising av balanseenergi og overføringskapasitet.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Etablere kontraktsstruktur mellom TSOer og leverandører for utvikling av europeisk markedsplattformer for aktivering av aFRR og mFRR.
- 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.
- Vi forventer at vi vil søke om utsettelse med å koble oss på plattformene til 2024.

Relevante linker:

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

Prekvalifisere leverandører av balansetjenester, - metode og prosess

Tiltaket omfatter:

Utvikle prekvalifiseringsprosesser for leverandører av balansetjenester. Prekvalifiseringen innebærer at samtlige leverandører formelt må søke TSO om å kunne delta i balansemarkedene. Leverandøren skal kunne demonstrere at egne enheter/stasjonsgrupper oppfyller tekniske krav for leveranse og krav til tilgjengelighet.

Kravet om prekvalifisering gjelder i første omgang leveranser fra anlegg som ikke tidligere har levert det aktuelle produktet. Dette innebærer prosessen for hvordan en aktør skal få et nytt anlegg godkjent for leveranse av et produkt. Det forventes at kravene vil bli mer detaljerte etter hvert, og at de i stor grad vil bli drevet av utviklingen av de ulike systemtjenesteproduktene.

En del av dette er å klargjøre hvordan DSOene skal involveres ved prekvalifisering av leverandører tilknyttet deres nett.

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 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 i den nye europeiske forordningen for systemdrift (SO GL)
- 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:

Vilkår for balansemarkedene for primærreserve (FCR) og regulerkraft ble oppdatert i 2019 med krav om at nye stasjonsgrupper og aktører må sende inn en søknad til Statnett om deltakelse i det aktuelle reservemarkedet. Det eksisterer fra før en prosess for prekvalifisering av automatiske frekvensreguleringsreserve (aFRR).

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:

Statnett innførte prekvalifiseringsprosesser for leverandører av FCR og FRR gjeldende fra april 2019.

Alle deltakere i balansemarkedene skal være prekvalifisert innen 2022 iht. europeisk regulering for systemdrift (SO GL).

Status og hendt siden sist:

- Behov for å videreutvikle prekvalifiseringsprosessen for aFRR kartlagt.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videreutvikle plan for implementering av prekvalifiseringskrav for FCR (*se tidligere aktivitet*).
- Videreutvikle prekvalifiseringsprosesser for alle balansetjenester.

Relevante linker:

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

Tilrettelegge for ny fleksibilitet – pilot for mFRR

Tiltaket omfatter:

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

- 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 tar utgangspunkt i dagens RK og benytter 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.

Det er krav i europeisk regelverk (EBGL og CEP) om 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 organiserer piloten som en konkurranse. Gjennom tilbudene forventer vi å øke vår kunnskap om tilgang på og nytte av ny fleksibilitet for både balansering og flaskehalshåndtering. Det vil gjøres en evaluering av piloten som vil bli presentert / gjort tilgjengelig for bransjen.

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

Tidsplan og sentrale milepæler:

Piloten gjennomføres vintersesongen 2019/20 i perioden fra 2.12.19 til 29.5.20. Utlysning ble gjort i mai 2019, med konkurranse i perioden juni-september 2019.

Pilotens avslutning var opprinnelig planlagt til 20.5.20. Men fordi testing før drift har tatt lengre tid enn planlagt, er pilotens driftsfase forlenget til 29.5.20. Dette gjør vi for å sikre at vi samler nok erfaring og et godt dataunderlag fra piloten.

Evaluering vil kommuniseres eksternt i løpet av Q3-Q4 2020.

Status og hendt siden sist:

- Konkurransen er gjennomført, og aggregatorene Tibber og Entelios deltar i piloten. Tibber deltar med elbiler og panelovner. Entelios deltar med SD-anlegg og industrilaster, og med Enfo og Siemens som underleverandører.
- Testing er startet og sluttført for deler av forbrukslastene. Det er positiv framgang selv om det har tatt lengre tid enn planlagt.
- På grunn av koronasituasjonen er driftsfasen ytterligere utsatt. Vi vil likevel forsøke å gjennomføre denne i løpet av mai måned.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Driftsfase frem til 29.5.20.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/om-statnett/.../nyhetsarkiv-2019/mer-fleksibel-kraft-til-ostlandet-i-vinter/>

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.

Implementeringen av den europeiske retningslinjen for balansering (EB GL) 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:

I det europeiske regelverket EB GL introduseres en ny rolle, Balancing Service Provider (BSP), som skal være ansvarlig for å levere bud i balansemarkedene. Videre setter det nye elmarkedsdirektivet (CEP) krav til markedsadgang for aggregatorer på lik linje med andre leverandører til balansemarkedene (art. 17). Elektrisitetsforordningen setter i samme pakken krav til at alle markedsaktører skal være balanseansvarlige eller delegere sitt balanseansvar til en tredjepart (art 4).

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: ny 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, og aktørene må avtale hvordan dette skal håndteres.

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 vil sendes ut på høring i bransjen.

Statnett vil løpende informere norske aktører om utviklingsarbeidet og aktuelle høringer. Vi vil diskutere konseptvalg og implementeringsplan med bransjen.

Tidsplan og sentrale milepæler:

- Diskusjon med bransjen om norsk implementering våren 2020
- Utarbeide forslag til vilkår for balansemarkedene og retningslinjer for praktisering av systemansvaret våren 2020.
- Vilkår og retningslinjer på høring sommer 2020.

Tidsplanen er avhengig av hvilke krav regulator stiller til prosess for høring og godkjenning av retningslinjer og vilkår.

Status og hendt siden sist:

- Skissert forslag til konsept for nye vilkår for BSP/BRP.
- Innledet dialog med bransjen om ny rollefordeling
- Informasjon til bransjen på Forum for systemtjenester og i Kundeforum for balanseavregning 30.10.19 og 4.3.20
- Møte i regi av NordREG med bransjen om uavhengige aggregatorer 21.01.20

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videreutvikle løsninger for nye roller og aktører i balansemarkeder gjennom ulike piloter vi er involvert i og nordiske/europeiske diskusjoner.
- Ferdigstille forslag til justerte markedsvilkår og retningslinjer for praktisering av systemansvaret
- Gjennomføre høring i bransjen av forslag til nye vilkår for balansemarkedene og retningslinjer.
- Detaljere plan for implementering av BSP- BRP-rollen.

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 tidsoppløsning, europeisk handelsplattform for mFRR (MARI) og automatisert flaskehalshåndtering.

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, aggregatorer 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. flaskehalshåndtering og budfiltrering.

Det er i dag ikke entydige kriterier for hva som er en god stasjonsgruppe. I utgangspunktet skal stasjonsgruppene reflektere flaskehalser i nettet, men utformingen og inndelingen er historisk betinget og reflekterer ikke nødvendigvis flaskehalser 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. Det finnes også stasjonsgrupper på tvers av budområder.

Også økende andel fornybar kraftproduksjon og forbrukerfleksibilitet gir behov for bedre oversikt over balanseringsressurser mht. geografi og topologi. I det europeiske regelverket for balansering (EB GL) introduseres en ny rolle, Balancing Service Provider (BSP), og det blir en deling av oppgavene Balancing Responsible Party (BRP) har i dag. 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.

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.

Detaljering av konsept, kartlegging av avhengigheter og tidsplan for implementering Q2-Q3 2020.

Vi forventer å gjennomføre høring Q1 2021, parallelt med moderne ACE aktiveringsmarked for mFRR.

Gradvis implementering fram til Q2 2022. Dette har sammenheng med milepæl for prøvedrift for automatisk flaskehalshåndtering og optimal budutvelgelse (AOF), se kapittel 'Automatisere balanseringprosessen'

Status og hendt siden sist:

- Etablert ekstern arbeidsgruppe og gjennomført tre arbeidsmøter.
- Skissert forslag på konseptuelt nivå. Forslaget er å dele stasjonsgruppeobjekt til 'planobjekt' og 'budobjekt', hvor planobjekt brukes for å melde inn produksjonsplaner og systemdata mens budobjekt er mer aggregert og brukes for budgivning og aktivering i reservemarkedene.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

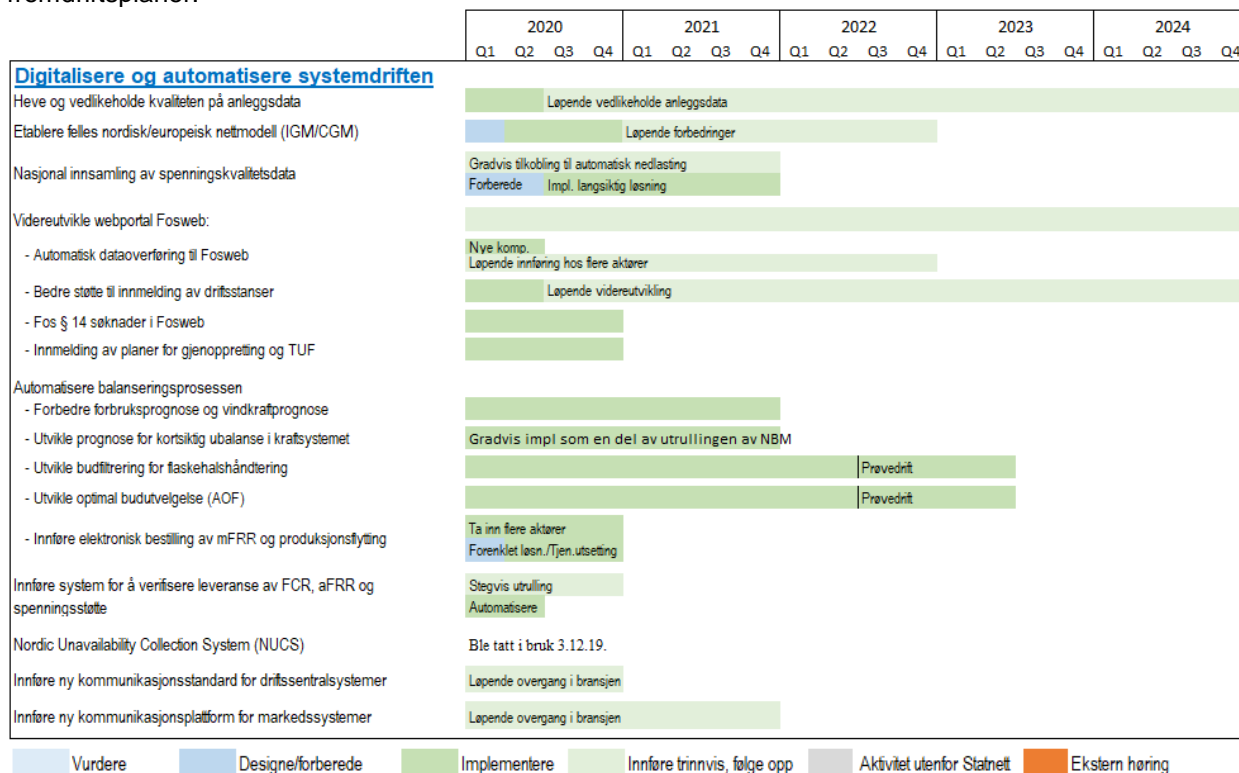
- Innspill fra i bransjen
- Videre dialog med bransjen i arbeidsgruppen
- Konkretisere/detaljere forslag på hvordan/hvilket nivå produksjonsplaner og bud meldes inn i fremtiden.
- Definere kriterier for etablering av plan- og budobjekter.
- Detaljere implementeringsplanen.
- Avklare og starte regulatoriske prosesser.

Relevante linker:

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

Tiltak D: Digitalisere og automatisere systemdriften

I dette kapitlet presenteres tiltak for å digitalisere og automatisere prosesser i systemdriften. Data med god kvalitet og riktig oppløsning er en sentral forutsetning for dette. I tillegg innebærer også nytt nordisk balanseringskonsept en omlegging til mer automatiserte prosesser. Følgende figur viser gjeldende fremdriftsplaner.



Sentrale forhold og endringer i fremdriftsplanene siste halvår:

- Heve kvaliteten på anleggsdata: Fristen fra NVE for å melde inn data for eksisterende anlegg er passert. Det er fortsatt noen få aktører som ikke har meldt inn data for eksisterende anlegg. Tidsplanen for vårt arbeid med dette må derfor utvides til og med Q2 2020.
- Automatisk dataoverføring til Fosweb (Autofos): Tiltaket har tatt lenger tid å implementere på grunn av større kompleksitet enn først antatt. Oppdatert plan er å ha alle komponenttyper på plass innen utgangen av Q2 2020.
- Fos §14 søknader i fosweb: Arbeidet har vært i bero i påvente av ressurser. Prosjektet startet opp igjen primo 2020 og vil etter planen levere en løsning i 1. kv. 2020.
- Innmelding av gjenoppretingsplaner og tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF): Nytt tiltak med formål å forbedre systemer og rutiner. Tiltaket startet opp tidlig i 2020 og er planlagt ferdig i 1. kv. 2020.
- Forbruksprognoser og vindkraftprognoser: Det vil legges nye planer for dette, og vi forventer at implementeringen forlenges ut i 2021.
- Prognose for kortsiktig ubalanse: FoU-prosjektet IMPALA er avsluttet. Nye løsninger for prognoser for ubalanser vil tas i bruk gradvis som en del av utrulling av den nye balanseringsmodellen
- NUCS ble tatt i bruk i desember 2019.

Heve og vedlikeholde kvaliteten på anleggsdata

Tiltaket omfatter:

Det gjøres et omfattende arbeid for å heve kvaliteten på kraftsystemdata til et tilfredsstillende nivå. Aktørene skal oppdatere og kvalitetssikre egne data gjennom webportalen Fosweb, alternativt gjennom Autofos (se eget tiltak om Autofos). Konesjonærene er ansvarlig for at dataene er korrekte.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Konsesjonærenes plikt til å rapportere anleggsdata ved idriftsettelse av nye anlegg og ved endringer i eksisterende anlegg er gitt av energilovsforordningen §6-1. NVE har vedtatt (vedtak 2.2.17) at kraftsystemdata skal oppdateres, kompletteres og bekreftes.

Både NVE og Statnett har konstatert et behov for å heve kvaliteten på kraftsystemdata for eksisterende anlegg. Kraftsystemdata med god kvalitet er avgjørende for sikker og effektiv drift og utvikling av kraftsystemet. Bedre datakvalitet vil blant annet bidra til at vi kan sette mindre risikomarginer i driften. Et eksempel er termiske strømgrenser, som sammen med modellering av impedanser og dynamisk respons er viktig for å sette riktig overføringskapasitet. God kvalitet på kraftsystemdata er også avgjørende for god planlegging av nettet, videre digitalisering og mer effektive og automatiserte prosesser. Blant annet er korrekte data for nett- og produksjonsanlegg viktig for felles europeisk nettmodell (Common Grid Model) og flytbasert markedskobling.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene skal oppdatere og kvalitetssikre egne data gjennom webportalen Fosweb, alternativt gjennom Autofos.

Bedre datakvalitet har også nytte for konsesjonærene, gjennom bedre oversikt over egne data og informasjon om andres kraftsystemdata. Videre kan også konsesjonærene selv utføre egne analyser og drifte eget nett/produksjonsanlegg med større sikkerhet/mindre marginer.

NVE har endret kravet til innrapporteringen av tekniske vedlegg til kraftsystemutredningene (KSU) med kraftsystemdata, slik at dette nå skal skje via at KSU-ansvarlig kan hente disse dataene ut av Fosweb. Med dette får bransjen ett sted mindre å rapportere. Arbeidet med å oppdatere og komplettere kraftsystemdata via Fosweb blir dermed også viktig for KSU-ansvarlige med tanke på å forbedre og effektivisere underlaget for KSU og rapporteringen til NVE.

Gjennomføring av tiltaket:

Arbeidet gjennomføres i tett samarbeid med anleggskonsesjonærene.

Tidsplan og sentrale milepæler:

NVE utvidet fristen for leveranse av data for selskaper som deltar i utviklingen av ny automatisk innrapportering, Autofos, til 15.9.19. Det er sendt inn søknad fra nettselskapene som er med i Autofos om å få utsatt frist. Øvrige selskap fikk frist 15.8.19.

Kvalitetssikringen av kraftsystemdata for eksisterende anlegg skulle ferdigstilles i løpet av Q1 2020, men for et fåtall konsesjonærer gjenstår det fortsatt å komplettere sine anlegg. Disse har til gjengjeld en større anleggsmasse. Gjenstående data på "overføringer" er spesielt knyttet til implementeringen av Autofos. Antallet overføringer avhenger av riktig modellering.

Status og hendt siden sist:

Det er fortsatt noen få aktører som ikke har innrapportert alle data for eksisterende anlegg. Status på arbeidet med konsesjonærenes oppdatering, kvalitetssikring og bekreftelse av kraftsystemdata for eksisterende anlegg er nå:

- Transformatorer: 99,5 % ferdig
- Stasjoner: 99,6 % ferdig
- Produksjonsanlegg: 98,8 % ferdig
- Kompenseringsanlegg: 100 % ferdig
- Anlegg for nullpunktsjording: 99,6 % ferdig
- Samleskinner: 99,5% ferdig
- Overføringer: 91,4 % ferdig
- Endepunktskomponenter: 99,8 % ferdig

NVE har fattet vedtak om tvangsmulkt for å få fortløpende i prosessen. Tvangsmulkten har løpt siden 15.8.19.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Få komplettert resterende data.

Relevante linker:

For nærmere informasjon om ulike anleggsdeler vises til

<http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Systemansvaret/Fosweb/Fosweb-Kraftsystemdata/Tidsfrister/>.

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 tidshorisoner, blant annet en uke og et år frem i tid. For disse tidshorisonene skal det utføres driftsstanskoordinering og driftssikkerhetsberegninger. Dette vil bli utført i europeiske regioner, hvor Norden er et slikt område.

Tiltaket omfatter etablering av Statnetts prosesser for å følge CACM inkludert etablering av datautveksling med Nordisk RSC/RCC. 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 å bedre kapasitetsutnyttelse under økende usikkerhet.

Tiltaket følger av den europeiske forordningen for systemdrift (SOGL). Også det europeiske regelverket for kapasitetsallokering og flaskehalshåndtering (CACM) krever utvikling av en felles nettmodell (Common Grid Model, CGM) for hele Europa.

I første omgang lages det en CGM for Norden. Nordisk CGM skal benyttes som input for kapasitetsfastsettelse 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:

RSC har inngått kontrakt med leverandør av nytt verktøy for sammenstilling av CGM, kapasitetsberegning, og driftssikkerhetsanalyse. Implementeringen startet i Q2 2019 og arbeidet planlegges ferdig 1. 2021.

Arbeidet med informasjonssikkerhet er omfattende, og har ført til at innsending av data til det nordiske RSC-kontoret har blitt forsinket. Dette har igjen forsinket leveranse av tjenester fra RCS til TSOene. Det er planlagt å gjennomføre Type 1 audit ift. MVS sikkerhetsplan innen 1.8.20.

Det pågår løpende arbeid for å forbedre kvaliteten på data i IGM.

Arbeid med intradag IGM avventer funksjonalitet for å hente ut Intradag-data fra Statnetts driftssentralsystem.

Det norske arbeidet inngår som en del av det europeiske CGM Programmet, som planlegger Go-Live i juli 2021.

Status og hendt siden sist:

- Videreutviklet IT-støtte for etablering av Statnetts nettmodell (IGM). Arbeid med datakvalitet for å møte felles standard for datakvalitet (QoCDC).
- Innsending av D-2 og D-1 IGM til RSC hvor RSC tester sammenstilling (CGM).
- Fortsatt arbeid for å møte europeisk sikkerhetsplan. Type 1 revisjon pågår frem til sommeren.
- Fulgt opp leveranseplan for NorCap. Har etablert innsending av Statnetts data til NorCap, som skal benyttes til parallellkjøring.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Forberedelser sammen med RSC for å kunne starte parallellsimulering fra desember 2020. Herunder bidra i kvalitetssikring av leveranser til Nordisk RSC av løsning for flytbasert.

- Fortsette utvikling av teknisk plattform for å understøtte RSC–TSO prosesser og interne krav.
 - o Øke modellkvalitet (Data Quality Plus), herunder interne nettmodellforbedringer og prognoser.
- Følge opp eventuelle funn i Type 1 revisjonsrapport for sikker datautveksling.
- Følge opp og delta i CGM Programmet i ENTSO-E.
- Forberede organisasjonen på idriftsettelse av de nye tjenestene.

Relevante linker:

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

Nasjonal innsamling av spenningskvalitetsdata

Tiltaket omfatter:

Statnett overtar i juli 2020 den nasjonale databasen for spenningskvalitet fra NVE og videreutvikler denne til en mer automatisert og effektiv løsning. Dette gjennomføres som en trinnvis prosess.

Gjennom forskrift for leveringskvalitet gir NVE norske nettselskap pålegg om å sende inn spenningskvalitet måledata. NVE har bygget opp en nasjonal spenningskvalitets database for dette. Måledata er blitt oversendt til NVE fra alle konsesjonærer en gang i året (innen 1. februar 2020) på formatet PQDIF ("Power Quality Data Interchange Format"). Statnett jobber nå med en overgangsordning (varighet 2 år) til kontinuerlig og automatisk overføring av data.

Distribusjonsselskapene skal ha tilgang til måledata fra Statnett og tilstøtende distribusjonsselskap.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

NVE ba i 2017 systemansvarlig om å vurdere å overta den nasjonale spenningskvalitetsdatabasen, inklusive innsamling av måledata fra nettselskapene. Statnett vurderte dette som hensiktsmessig, gitt at det legges opp til effektivisering ved automatisk kontinuerlig overføring av måledata til databasen.

Ved å gi konsesjonærene direkte tilgang til måledataene ved pålogging gjennom FosWeb vil man kunne få god nytte av måledataene i den løpende driften med tilgang til ferske målinger av driftsforstyrrelser fra Statnett og andre konsesjonærer. Ved driftsforstyrrelser vil man ved å se målingene hos tilstøtende konsesjonærer (under feilanalyse) ha bedre forutsetninger for å kunne forstå hvor alle forstyrrelsene har sin opprinnelse. Det vil også være nyttig å se utviklingen av spenningskvaliteten i nettet over tid med flere utenlandsforbindelser og mer vind- og solkraft.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Tiltaket skal fjerne behovet for manuelt arbeid med konvertering og opplasting av data til den nasjonale databasen for de berørte aktørene. Automatiseringen av dataoverføring vil innebære en engangsjobb med opprettelse av kryptert VPN tunell mellom aktørene og Statnett.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket gjennomføres i tett samarbeid med NVE og i henhold til NVEs krav og føringer.

Anleggskonsesjonærene involveres, blant annet ved testing av kommunikasjonsløsning og i arbeidet med hvilke data og statistikk konsesjonærene skal få tilgang til via Fosweb innlogging til NASDAT.

Tidsplan og sentrale milepæler:

En fullskala pilot startet i januar 2019 og tilkobling med automatisk nedlasting av måledata fra de første tre konsesjonærene er gjennomført. Antallet konsesjonærer som tilkobles databasen skal økes betraktelig i 2020 og de fleste skal være tilkoblet i løpet av 2021. Det jobbes samtidig med å trinnvis kunne åpne tilgang til måledata for konsesjonærer fra juli 2020.

Status og hendt siden sist:

- Dataoverføring over kryptert VPN tunnel er testet med tre konsesjonærer.
- Uttesting av standardisert løsning for VPN dataoverføring CISCO Meraki er under avslutning. Denne løsningen vil lette arbeidet med drift av systemet og vil også lette utrulling til konsesjonærene med ferdig konfigurert utstyr.
- Fra april 2020 øker vi nå antallet konsesjonærer som blir tilkoblet databasen.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Betydelig økning i antallet konsesjonærer som tilkobles for automatisk nedlasting av data.
- Arbeid med felles PQ Portal (leveringskvalitet infotorg) for FASIT (NGF) og NASDAT intensiveres.
- Første versjon av funksjonalitet for automatisk analyse og visning av når leveringskvalitetsforskriftens grenseverdier brytes i målepunktene ble utviklet i desember 2019 – januar 2020. Videreutvikling av denne funksjonaliteten til å inkludere alle spenningskvalitetsparametere startet i april 2020 og skal fortsette ut 2020.

Relevante linker: (§22b om rapportering av spenningskvalitet)

https://www.statnett.no/horing_om_retningslinjer_for_utovelsen_av_systemansvaret

https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/oppsummering_av_endringer_i_systemansvarsforskriften_og_leveringskvalitetsforskriften

Videreutvikle webportal Fosweb

Fosweb er en felles webportal for utveksling av informasjon mellom konsesjonærene og systemansvarlig. Konsesjonærer søker i dag om driftsstans (fos § 17), rapporterer inn feil (FASIT-rapportering) (fos § 22) og melder inn endringer i kraftsystemdata (energilovforskriften § 6-1, tidligere fos § 14a) via Fosweb.

Det pågår arbeid for å videreutvikle moduler for:

- Automatisk innsending av kraftsystemdata (Autofos).
- God koordinering av driftsstans
- Innsending av fos § 14 søknader
- Innsending av gjenopprettingsplaner (fos § 12)
- Innsending av planer for tvangsmessig utkobling av forbruk (fos § 13)

Videre er vi i slutfasen med å legge bedre til rette for at områdekonsesjonærer enkelt skal kunne se hvorvidt data for produksjonsanlegg i deres nett er rapportert inn og godkjent av systemansvarlig. Det settes opp testmiljø med eksterne testbrukere for å verifisere løsningen. Løsningen er viktig for aktørenes oppfyllelse av energilovforskriften § 6-1, 3. ledd.

For å få en velfungerende webportal som er nyttig for alle brukerne samarbeider vi med konsesjonærene løpende og gjennom faste møtepunkter. Se [oppsummering fra dialogforum](#) for Fosweb 19.6.19.

Pågående og nye tiltak beskrives nærmere.

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.

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. Konsesjonærene 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 prosessene.

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:

Tiltaket har tatt lenger tid å implementere på grunn av større kompleksitet enn først antatt. Gjeldende plan er å ha alle komponenttyper på plass innen utgangen av Q2 2020.

<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Deltakende konsesjonærer jobber med å heve kvaliteten på data i egne kildesystemer. - En konsesjonær har begynt å bruke løsningen i produksjonsmiljøet. - Utvikling og CIM-mapping av resterende komponenttyper er påbegynt. - To nye deltakere har signert intensjonsavtale om deltakelse i Autofos, og kickoff-møte er avholdt som en start på onboarding
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Videre løpende utvikling av resterende anleggstyper, samt annen prioritert funksjonalitet. - Fullføre CIM konvertering av alle parameterlister. - Onboarding av nye deltakere.
<p>Relevante linker:</p> <p>https://www.statnett.no/sok/?q=Autofos</p> <p>https://digin.digiunity.com/@digin/digin-og-autofos</p> <p>https://digin.digiunity.com/</p>

Bedre støtte til innmelding av driftsstanser

<p>Tiltaket omfatter:</p> <p>Vi videreutvikler arbeidsflaten for innmelding av driftsstans i Fosweb. Vi har etablert en løsning som gir bedre oversikt over relevante driftsstanser, vist gjennom Gantt og kart.</p> <p>Det arbeides løpende med nye forbedringer. Vi vil legge til rette for løsninger for å synliggjøre markedsmessige og driftssikkerhetsmessige konsekvensene av driftsstanser på anleggsdelene. Litt lenger frem i tid vil vi legge til rette for at konsesjonær kan be om utkobling på andre konsesjonærers anleggsdeler. Slike anmodninger må godkjennes av konsesjonæren før den kan sendes søknad til behandling hos Statnett.</p>
<p>Mål og bakgrunn for tiltaket:</p> <p>Løsningen skal legge til rette for at innmelding 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 gjør at utkoblingsperiodene utnyttes effektivt og uten uakseptable konsekvenser for marked eller driftssikkerhet. Driftsstanser medfører i enkelte år flere hundre millioner kroner i markedskostnader og andre samfunnsøkonomiske tap. Arbeidet med Fosweb søker å bidra til å redusere konsekvenser av driftsstanser.</p>
<p>Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:</p> <p>Konsesjonærene vil få bedre oversikt over relevante driftsstanser. Det forventes at konsesjonærene tar i bruk de ulike verktøyene og at dette vil føre til bedre planlegging og økt koordinering av driftsstansene. Kurs og opplæringstiltak vurderes fortløpende.</p>
<p>Gjennomføring av tiltaket:</p> <p>Utvikling av funksjonalitet for god koordinering av driftsstans gjennomføres av Statnett i et tett samarbeid med noen konsesjonærer.</p>
<p>Tidsplan og sentrale milepæler:</p> <p>Planen er å ha en løsning der konsesjonær kan se viktigheten av anleggsdelene på plass innen utgangen av juni 2020.</p> <p>Vi har en prioritert rekkefølge av funksjonalitetskrav for utviklingen av Fosweb og utviklingen vil fortsette fram mot 2024.</p>
<p>Status og hendt siden sist:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Gantt og listevising av driftsstanser er ferdigstilt og er tilgjengelig i Fosweb. - Funksjonalitet for endring og avlysning av driftsstanser er implementert.
<p>Sentrale aktiviteter neste halvår:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Videreutvikle funksjonalitet for koordinering av driftsstanser, herunder: <ul style="list-style-type: none"> o Tilpasse Fosweb til nye retningslinjer for fos § 17 o Vise oversikt over egne innmeldte og andres godkjente driftsstanser i kart-visning.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/om-statnett/moter-og-arrangementer/fosweb-dialogforum-2019/>

Modul i Fosweb for innsending av fos § 14-saker**Tiltaket omfatter:**

Vi vil etablere en modul i Fosweb for å håndtere fos § 14-saker. Løsningen vil erstatte dagens manuelle rutiner for håndtering av rapportering av funksjonalitet i anlegg iht. fos § 14. Den nye modulen vil innebære en brukerflate i Fosweb for innsending av søknader om funksjonalitet iht. fos § 14, visninger i Fosweb over alle mottatte vedtak og mulighet til å se status på pågående saker. Gjennom Fosweb vil konsesjonærene få tilgang til status og informasjon om sine pågående og avsluttede saker, blant annet oversikt over mottatte fos § 14 vedtak. Løsningen innebærer også en saksbehandlingsflate for systemansvarlig.

Løsningen vil integreres mot andre løsninger i Fosweb så langt dette er hensiktsmessig, eksempelvis mot konsesjonsdatabase, konsesjonærregister og modul for innrapportering av kraftsystemdata.

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.

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 transmisjonsnett, men også tidligfase data for anlegg som skal inn i kraftsystemet og Statnetts modeller.

Informasjon fra fos § 14 søknader vil kobles mot andre moduler i Fosweb, eksempelvis mot kraftsystemdata og konsesjonsdatabasen, for å unngå dobbeltarbeid for konsesjonærene.

Løsningen ivareta beredskapskrav til sikker innsending av informasjon.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Tiltaket vil effektivisere innsendingen av fos § 14 søknader for konsesjonærer, sikre riktig informasjon i søknadene og bidra til bedre oversikt. Gjennom Fosweb vil konsesjonærene enkelt kunne endre på informasjon i en søknad, holde oversikt over status på innsendte søknader og ha tilgang til alle vedtak iht. fos § 14.

Tiltaket vil gjøre at overlappende informasjon ikke må rapporteres dobbelt.

Gjennomføring av tiltaket:

Løsningen vil utvikles stegvis. Det søkes å så raskt som mulig få løsningen opp for bruk, og deretter utvide funksjonaliteten.

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.

Tidsplan og sentrale milepæler:

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 i 2. kv. 2020.

Status og hendt siden sist:

- Etablert referansegruppe bestående av en variert gruppe konsesjonærer innen nett og produksjon. Gjennomført innledende intervjuer
- Spesifisert første versjon og startet utviklingsarbeidet mot denne. Den første versjonen vil sørge for trygg håndtering av sensitiv informasjon i søknaden.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Informasjon til og dialog med bransjen.
- Lansering av første versjon av løsningen.
- Bred kartlegging av behov hos konsesjonærene.

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

Tiltaket omfatter:

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.

Løsningen skal

- 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.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

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.

NVE har ved tilsyn påpekt at systemansvarlig ikke har tilfredsstillende system og rutiner for innrapportering og samordning av gjenopprettingsplaner.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Konsesjonærene må forholde seg til standardisert innrapportering av planer. De vil få en automatisk varsling i forkant når planer skal oppdateres.

I løpet av 2020 skal alle konsesjonærene utføre rapportering av planer på nytt format.

Gjennomføring av tiltaket:

Det vil gjennomføres fortløpende arbeidsmøter vinteren og våren 2020 for å få utviklet nødvendig funksjonalitet i Fosweb.

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.

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.

Sentrale milepæler fremover er:

- Planen er at Fosweb skal være tilgjengelig for konsesjonærene for innrapportering av planer for gjenoppretting og TUF fra 1.7.20.
- Frist for konsesjonærene til å melde inn planer for gjenoppretting og TUF på nytt gjeldende format i Fosweb er satt til 1.1.21.

Status og hendt siden sist:

- Det er utarbeidet utkast til standardformat for TUF- og GO-planer som konsesjonærer skal benytte.
- Det er utarbeidet utkast til brukerveiledninger som konsesjonærer skal benytte ved etablering av planene.
- Det er etablert en pilotversjon i Fosweb for innrapportering og arkivering av TUF- og GO-planer.
- I uke 16-19 foretar prosjektgruppen i samarbeid med et konsesjonærutvalg bestående av 7 konsesjonærer uttesting og kvalitetssikring av utkast til standardformat, brukerveiledninger og pilotversjon i Fosweb.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Tilpasse endelig funksjonalitet for innmelding av planer for gjenoppretting og tvangsmessig utkobling av forbruk i Fosweb innen 1.7.20.
- Etablere konsesjonærregister for de konsesjonærer som er rapporteringspliktig mht. TUF- og GO-planer i Fosweb/OIS før 1.7.20. Nødvendig kontaktinformasjon for konsesjonærene må etableres mht. varsling før 1.7. i år.

- Nødvendig varslings mot de konsesjonærene som har rapporteringsplikt mht. TUF- og GO-planer før 1.7.20 mht. innrapporteringsfrist 1.1.21 i Fosweb, samt innrapportering i Fosweb på nye standardformat fra 1.7.20.
- Rutiner og opplæring av regionsentralene etableres for bruk av ny OIS-funksjonalitet for TUF- og GO-planer innen 1.1.21.

Relevante linker:

<https://www.statnett.no/horing-om-retningslinjer-for-utovelsen-av-systemansvaret>

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 transparenplattform.

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 økt 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 transparensplattform.

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.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Resultatene fra IMPALA benyttes i utvikling av ubalanseprognoser som en del av NBM.
- Ferdigstille en prototype for ubalanseprognose for testing.
- 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 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.

Budfiltrering er en spesielt viktig prosess i Norge som har mange flaskehals innenfor budområdene.

Å gjøre bud utilgjengelig 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 flaskehals i etterkant av aktiveringen. Å balansere disse hensynene blir svært viktig.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Prosessen med budfiltrering skal være transparent for markedsaktørene. I henhold til europeisk regelverk skal det gjøres kjent hver gang et bud må hoppes over på grunn av flaskehals i nettet.

Gjennomføring av tiltaket:

Tiltaket er en del av den nordiske avtalen om utviklingen mot ny nordisk balanseringsmodell (NBM).

Tidsplan og sentrale milepæler:

Tiltaket gjennomføres i henhold til roadmap for NBM. Planen er at en løsning for budfiltreringen skal være klar til Q3 2022.

Status og hendt siden sist:

- Startet arbeid med overgripende prosess/beskrivelse for håndtering av flaskehals.
- Utviklet en prototype for budfiltrering, og startet evaluering av denne.
- Startet FoU-prosjekt for å se på alternative måter å løse budutvelgelsen på. Undersøker også alternativer hvor man tar hensyn til flaskehals i selve algoritmen for budutvelgelsen, i stedet for å filtrere bud på forhånd.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Evaluere prototypen for budfiltrering og velge strategi for hvilken løsning som skal utvikles.
- Ferdigstille FoU-prosjektet med alternative løsninger.

Relevante linker:

<http://nordicbalancingmodel.net/>

www.statnett.no/ny_modell_for_balansering_av_det_nordiske_kraftsystemet_med_kvartersonopløsning

www.statnett.no/nyhetsarkiv_2019/oppdatert_veikart_for_ny_nordisk_balanseringsmodell/

Utvikle optimal budutvelgelse (AOF)**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).

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 flaskehals mellom budområdene enn dagens frekvensregulering, men det vil fortsatt være utfordringer med å få tatt hensyn til flaskehals innenfor budområdene.

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.

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.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

En AOF er den sentrale funksjonen i et internasjonalt balanseringsmarked slik det er beskrevet i de europeiske reglene. 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.

AOFen 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.

AOFen 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 AOFen 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.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Utviklingsarbeidet med AOFen 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:

- Arbeid med utvikling av en nordisk optimal budutvelgelsesfunksjon (en AOF) er i gang.
- NBM har anskaffet programvare fra TERRE-prosjektet og startet videreutvikling av denne.
- ACER vedtok 23.1.20 implementasjonsrammeverket for de europeiske plattformene for aktivering av aFRR og mFRR.

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 AOFen med sikte på å komme i gang med en tidlig prototype.
- 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_kvartersonopløsning
<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 15 aktører og samlet kan ca. 35 % av total kapasitet for norske mFRR bud bestilles elektronisk pr. Q1-2020. 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.

Statnett vurderer også å utvikle en alternativ og forenklet løsning for elektronisk bestilling av mFRR og produksjonsflytting. Plattform for en forenklet løsning er ikke avklart, men en slik løsning vil ikke kunne integreres mot andre aktuelle systemer hos aktør som f.eks. handels- og avregningssystemer

eller EMS/AGC. Dette vil derfor kun være en løsning for aktører med få mFRR bud og en potensiell backup-løsning for aktører med et større antall mFRR bud. Vi vil vurdere om alternativer til en slik forenklet løsning kan være at denne kategorien av aktører kan oppfylle kravet ved at de enten anskaffer egen løsning eller at de benytter tjenesteutsetting.

Tjenesteutsetting: Det skal også utvikles støtte slik at leverandører av mFRR (Balance Service Providers, BSP) skal kunne motta bestillinger på vegne av balanseansvarlig (Balance Responsible Party, BRP).

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.

Løsningen vil være nødvendig i forbindelse med en kommende MARI implementasjon og den nye nordiske balanseringsmodellen, NBM.

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. Det vises til en egen tiltaksbeskrivelse for å "Innføre ny kommunikasjonsplattform for markedssystemer (MADES/ECP)".

Løsning som støtter at BSPer skal kunne motta bestillinger på vegne av BRP vil bidra til at aktører kan oppfylle kravet til elektronisk bestilling ved å tjenesteutsette dette til andre aktører.

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 i elektronisk bestilling. Det vil også være dialog med bransjen rundt forenklet løsning og med aktører som vil benytte denne løsningen.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Det norske kravet er at alle aktører som deltar i mFRR-markedet må ha en løsning for eBestill innen utgangen av 2020. Planen er å ha en forenklet løsning på plass innen utgangen av 2020 og å støtte tjenesteutsetting av eBestill innenfor samme tidsramme.

Vi har en målsetning om å kunne bestille drøye 80% av norsk mFRR-kapasitet elektronisk innen utgangen av 1. halvår 2020.

Status og hendt siden sist:

- Arbeid med forenklet løsning for eBestill og løsning for å støtte tjenesteutsetting av eBestill.
- Aktøren Entelios er godkjent og starter opp bruk i eFleks pilot i mai 2020. Aktør Tibber forventes å bli godkjent i midten av mai 2020 for deltakelse i eFleks pilot.
- Gjennomført juridisk vurdering av konkurransemessige forhold rundt tjenesteutsetting av eBestill.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Implementere eBestill hos flere aktører som vil benytte ECP sammen med egenanskaffet applikasjon for mottak og svar på bestillinger. Det er planlagt eBestill testing med Statkraft mot slutten av mai / tidlig juni 2020. Med Statkraft som deltaker vil ca. 85 % av total norsk mFRR budkapasitet kunne bestilles med eBestill.
- Videre arbeid med tjenesteutsetting og vurdering av forenklet løsning for eBestill for å nå full dekning av alle aktører som deltar i mFRR-markedet.

Relevante linker:

[Informasjon og krav om eBestill](#)

Innføre system for å verifisere leveranser av FCR, aFRR og spenningsstøtte

Tiltaket omfatter: Verktøy for verifisering av at faktiske leveranser av systemtjenester (FCR, aFRR, reaktiv effekt) er som avtalt. Verktøyet vil kunne analysere leveranser basert på målinger av frekvens, aktiv og reaktiv effekt og spenning på generatorer, på deres tilknytningspunkter i nettet. Verifiseringen baseres på data fra Statnetts driftssentralsystem.
Mål og bakgrunn for tiltaket: Tiltaket vil gi bedre informasjon om generatorenes faktiske bidrag i reguleringen, og er viktig med henblikk på et mer komplekst kraftsystem og økt behov for kontroll. Bedre informasjon om faktiske leveranser vil også gi mer effektiv anskaffelse av reserver. I henhold til europeisk regelverk (SO GL) er TSO-ene pålagt å monitorere leverandørenes (BSP) faktiske leveranser av system- og balansetjenestene (tidspunkt, respons og volum).
Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Det er ikke behov for nye data fra aktørene til dette formålet. Verktøyet baserer seg på eksisterende informasjon fra SCADA-systemet og markedsdata fra Fifty. Statnett vil ta kontakt med aktører dersom det avdekkes avvik eller manglende leveranser av reserver.
Gjennomføring av tiltaket: Tiltaket gjennomføres i samarbeid med RTE.
Tidsplan og sentrale milepæler: Det legges det opp til en stegvis utrulling for å ta verktøyet i bruk i driften i løpet av 2020.
Status og hendt siden sist: <ul style="list-style-type: none">- Leveransen fra RTE-International er fullført.- Arbeid med dataoverføring fra driftssentralsystemet og testing.
Sentrale aktiviteter neste halvår: <ul style="list-style-type: none">- Automatisere overføring av dataene fra SCADA og Fifty til programsystemet.- Fullføre arbeidet med å tilpasse dataoverføring fra nytt driftssentralsystem (e-terra).

Nordic Unavailability Collection System (NUCS)

Tiltaket omfatter: Nordic Unavailability Collection System (NUCS) for innsamling og publisering av utilgjengelighetsmeldinger fra nett og produksjon er etablert. NUCS er en tjeneste for det nordiske markedet. Anleggsansvarlige publiserer utilgjengelighetsmeldinger i NUCS. TSO behandler og videresender informasjonen til ENTSO-E Transparency Platform. Tjenesten er tilgjengelig for alle markedsaktører. Aktørene, bortsett fra TSOer, kan velge å benytte eksisterende tjenester som NordPool UMM. Dette må skje i samråd med TSOen i markedsområdet. NUCS tilbyr et enkelt web-grensesnitt i tillegg til maskin-til-maskin grensesnitt for samhandling med brukere. ECP er den foretrukne kommunikasjonskanal, og de nordiske TSOene har knyttet løsning og kommunikasjonskanal i sammen på en ensartet måte.
Mål og bakgrunn for tiltaket: NUCS er utviklet for å gi de nordiske TSOene en uavhengig tjeneste for registrering av utilgjengelighet i henhold til ENTSO-E Transparensforskrift. En uavhengig tjeneste har vært nødvendig i henhold til konkurranseregler i sammenheng med åpning for flere børsaktører i det nordiske markedet. I henhold til Transparensforskriften er anleggsansvarlige forpliktet til å gi informasjon til markedet om planlagt og uforutsett avvik som kan påvirke markedet.
Konsekvenser for berørte aktører i bransjen: Anleggsansvarlige (nett/produksjon/forbruk) publiserer utilgjengelighetsmeldinger i NUCS, eller kan fortsatt velge å benytte andre eksisterende tjenester. Dersom andre tjenester enn NUCS benyttes må dette skje i samråd med TSOen i markedsområdet.
Gjennomføring av tiltaket: Løsningen er utviklet i et samarbeid mellom de nordiske TSOene.

Tidsplan og sentrale milepæler:

NUCS ble satt i drift 3.12.19 og er operativ. Løsningen utvides med presentasjoner av ulik markedsinformasjon, noe som er påkrevet og noe for å berike markedsinformasjonen.

Status og hendt siden sist:

- NUCS ble tatt i bruk 3.12.19.
- Visualisering av aggregerte verdier for de ulike Nordiske prisområder
- Mer publisert markedsinformasjon (aggregert utilgjengelighet vist i gantt og linjediagram, valutakurser brukt i balansering)

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Markedsaktører kan ta NUCS i bruk, og benytte elektronisk meldingsutveksling for innmelding så vel som informasjonshenting.

Relevante linker:

<https://www.nucs.net/>

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, men foreløpig i mindre skala.

Statnetts nye driftssentralssystem støtter autentisering og kryptering av ICCP-forbindelser iht. standarden IEC 62351-4. Statnett har egen PKI11 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.

Gjennomføring av tiltaket:

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

Endringer i ICCP-standard, f.eks. sikkerhetsoppdateringer, ivaretas av systemleverandørene.

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 1.12.20. Og etablerer fortløpende ICCP-forbindelser mot partnere i 2020. Per 24.4.20 utveksles det data på 16 ICCP forbindelser og 6 flere er planlagt migrert tidlig i mai. Dette gir 48 gjenstående forbindelser på Elcom.

¹¹ Public key infrastructure (PKI) er et rammeverk for utstedelse, administrasjon og bruk av digitale sertifikater over datanettverk.

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. Dette kan medføre tidspress mot slutten av 2020, for å få alle 70 kommunikasjonsforbindelser over til ICCP.

Status og hendt siden sist:

- Kartlegging av status hos partnere er utført og tidsplan oppdateres fortløpende som aktører varsler at de er klar.
- Omlegging til ICCP er fullført for flere partnere i 2019, mens flertallet først er klar i 2020.
- De første omleggingene ble kjørt som piloter, hvor det ble fokusert på å etablere og dokumentere prosesser for automatisering av modellering/ konvertering, avdekke feil / rette feil og tilegne seg kompetanse på den nye protokollen. Det har blitt kjørt piloter sammen med Siemens og ABB.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Fortsetter arbeid med å legge over partnere til ICCP etter hvert som aktører melder at de er klare.

Innføre ny kommunikasjonsplattform for markedssystemer (MADES/ECP)

Tiltaket omfatter:

Statnett startet bruken av en ny plattform for ekstern meldingshåndtering i juni 2018. Denne baseres på ENTSO-E standard for markedsmeldinger, Market Data Exchange Standard (MADES), og implementeres ved bruk av Energy Communication Platform (ECP).

Funksjoner innen balansering er endret til å kommunisere over ECP. Bl.a. bruker Neste Generasjon Fasit (NGF FASIT) ECP for all avviksrapportering fra 01.01.2019.

ECP benytter en ensartet metode for å sikre meldinger ved bruk av PKI og sertifikater. Denne metoden benyttes på alle typer meldinger, og meldingsplattformen er også agnostisk til innholdet i meldinger. Statnett implementerer antivirus-kontroll på mottakssiden for meldingene.

Mål og bakgrunn for tiltaket:

Formålet er å forenkle interaksjonen mellom Statnett og markedsaktørene slik at bruken av plattformen gir nye muligheter for kommunikasjon. Det er et mål å få migrert flere meldingsstrømmer inn på samme meldingsplattform. Mye av meldingsflyten har foregått på utidsmessige plattformer, også noen applikasjonsspesifikke løsninger. Dette inkluderer SMTP og EDIFACT.

En viktig dimensjon har vært å få en sentralisert administrasjon for meldingsutveksling slik at det enkelt kan forvaltes hvem som kan kommunisere med hvem, og hvilke tjenester de skal ha tilgang til.

Konsekvenser for berørte aktører i bransjen:

Aktørene har tatt i bruk den nye meldingsplattformen for nye tjenester. Dette vil fortsette etter hvert som det implementeres nye tjenester.

Gjennomføring av tiltaket:

Statnett har samarbeidet tett med ulike systemleverandører og markedsaktører for å sikre en effektiv implementering av ny meldingsplattform.

Fifty (marked), FASIT (feilanalyse), Autofos (systemdata) og NUCS (utilgjengelighet) har vært drivende prosjekter for implementeringen av ECP. NVE benytter ECP i datautveksling med Statnett.

Tidsplan og sentrale milepæler:

Statnett startet bruken av en ny plattform for ekstern meldingshåndtering i juni 2018. Det er et mål å få migrert flere meldingsstrømmer over på den nye meldingsplattformen.

Status og hendt siden sist:

- Implementert ny kommunikasjonsplattform i nye prosjekter/markedsløsninger.
- Samarbeidet med aktører og deres systemleverandører for å sikre en effektiv implementering.
- Informasjon til bransjen i ulike fora, - ISB, Forum for systemtjenester.
- Alle nordiske TSOer vil i løpet av Q2 2020 gjennomføre pilotprosjekter. Dette støtter nye løsninger, slik at eksempelvis NBM kan dra nytte av en ensartet, effektiv og sikker kommunikasjonsløsning.

Sentrale aktiviteter neste halvår:

- Videre utrulling i Norden
- Involvere markedsaktører på bred basis

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	Europeisk regelverk - Market
NC Rfg	Network code on Requirements for Generators	Europeisk regelverk - Connection
NC DCC	Network code on Demand Connection	Europeisk regelverk - Connection
NC HVDC	Network code on High Voltage Direct Current Connections	Europeisk regelverk - Connection
NC ER	Network code on Emergency and Restoration	Europeisk regelverk - Operation
NC CACM	Network code on Capacity Allocation and Congestion Management	Europeisk regelverk - Market
NC FCA	Network code on Forward Capacity Allocation	Europeisk regelverk - Market
SO GL	Guideline on System Operation	Europeisk regelverk - 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 driftssentraler
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 meldingshåndtering
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 utgjengelighetsmeldinger 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.

