

Informasjonsmøte om mFRR-markedet

For vindkraftaktører

Onsdag 14. februar 2024

Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet?

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav?

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet?

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

6

Spørsmål



Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet? v/Hallstein Mæland

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav?

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet?

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

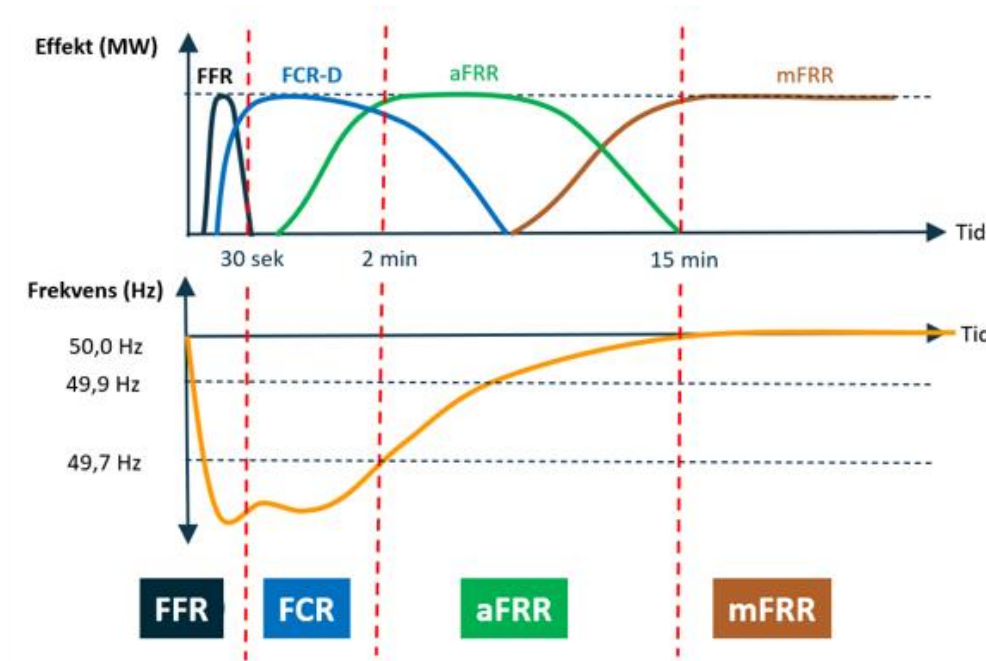
6

Spørsmål



Regulatorisk bakteppe

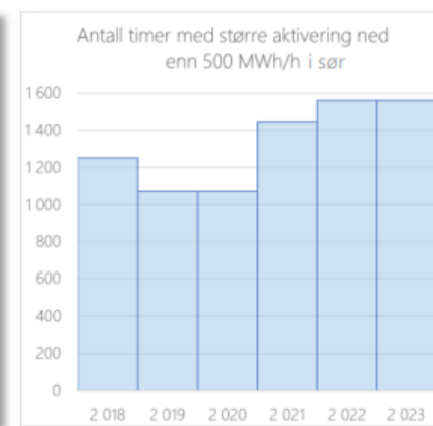
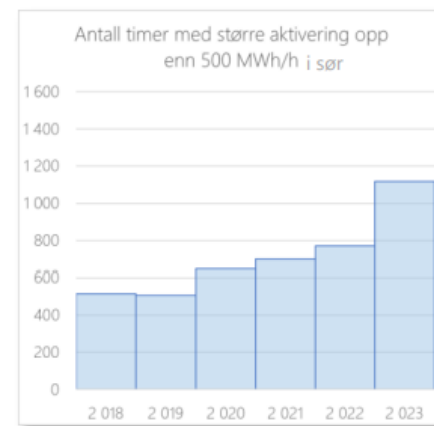
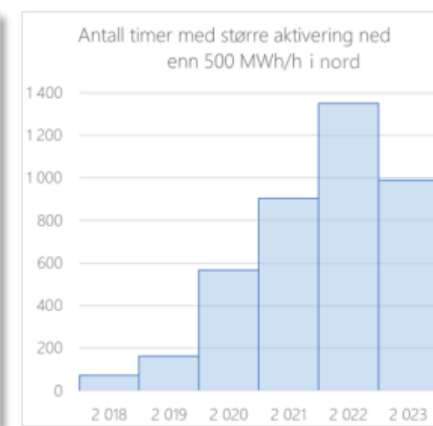
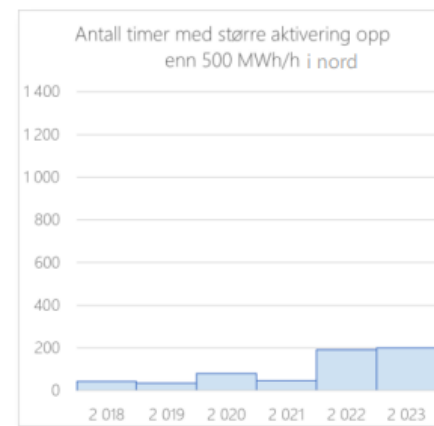
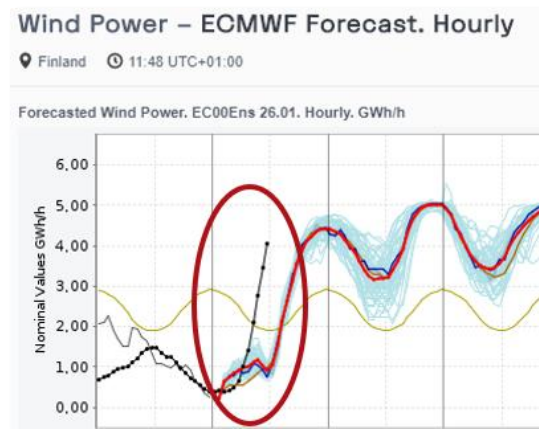
- **Forskrift om systemansvar** – Statnett er systemansvarlig i det norske kraftsystemet.
- Systemansvaret omfatter bl.a. balansering og flaskehalshåndtering.
- Ulike markeder for ulike reservetyper. mFRR har størst omsetning og er mest aktuelt for vindkraft.
- Deltakelse i balansemarkedene er frivillig, men produsenter har både et uformelt ansvar for å bidra og en egeninteresse i god likviditet.



- Forskriften: [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet – Lovdata](#)
- Statnetts retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret: [Utøvelse av systemansvaret - retningslinjer og praktisering | Statnett](#)

Hvorfor trenger kraftsystemet at vindkraft bidrar med fleksibilitet?

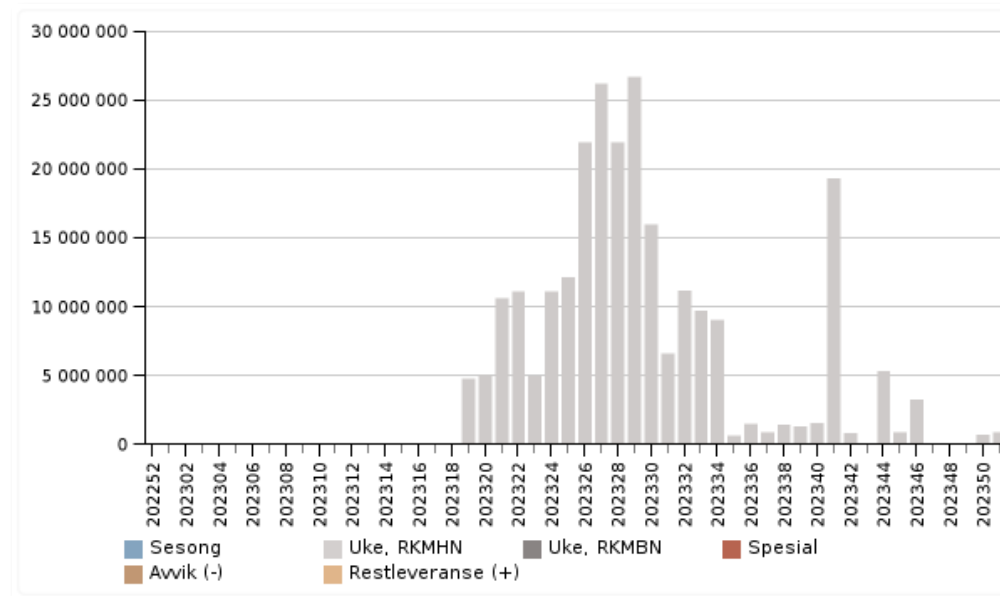
- **Behovet for balanseringsressurser øker:**
- Vind utgjør en stadig økende andel av produksjonen. Ofte sammenfall i produksjonsnivå over store områder (mye vind i Norge = mye vind i Sverige, Finland, Danmark og UK).
- Vi ser en trend med **stadig større ubalansevolum** på nordisk nivå.
- **Tilgangen på balanseringsressurser er periodevis veldig lav:**
- Høy utvekslingskapasitet gjør at vi påvirkes i stor grad av produksjonsnivået også utenfor Norden.
- Mange timer hvor regulerbar vannkraft ikke kjører (høy import, medium til lavt forbruk).
- Mange timer med **svært lave volum tilgjengelig** for nedregulering (både i Norge og Norden).
- Nye dimensjoneringsregler kommer. Vi må i mye større grad sikre at vi har nedreguleringsressurser.
- Det er samfunnsøkonomisk lite gunstig å bruke kapasitetsmarkedet til å tvinge inn regulerbar produksjon i perioder med veldig lav pris.



Oversikt over mFRR-markedene

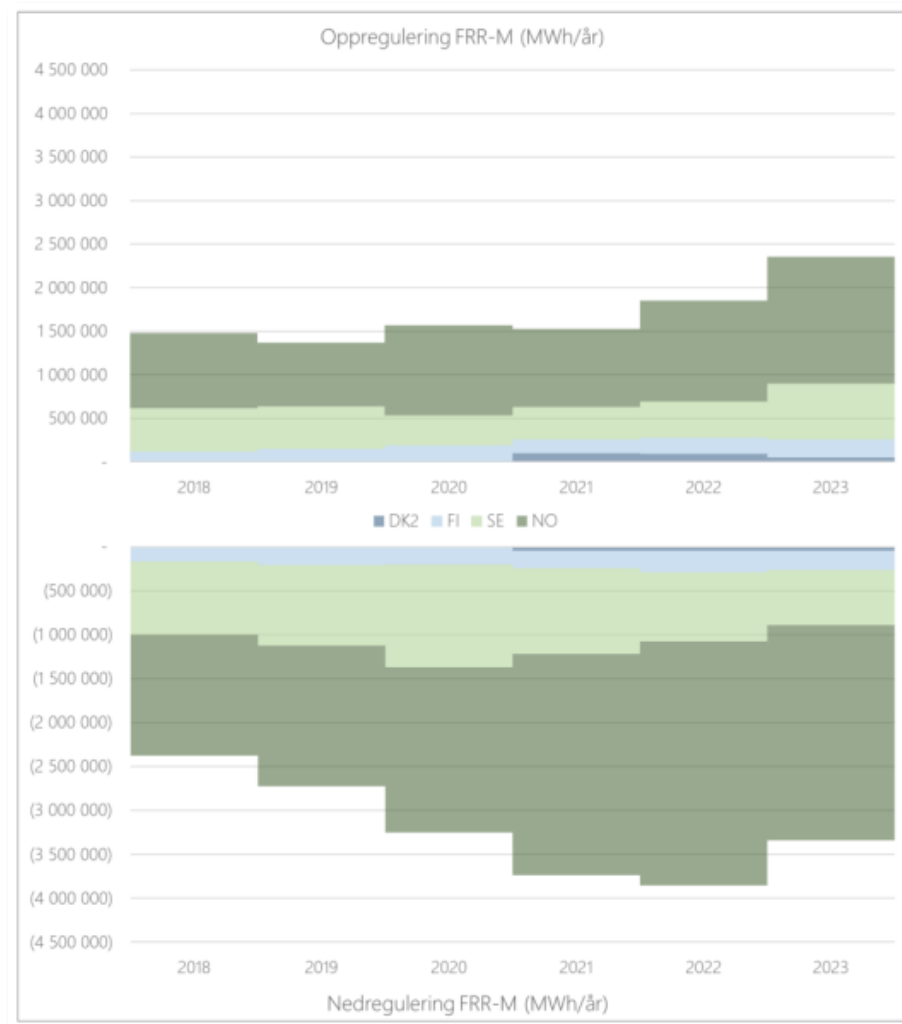
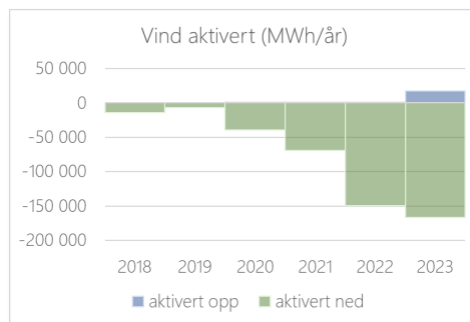
- **Kapasitetsmarkedet:**
- Kapasitetsmarkedet (mFRR CM) sørger for at vi har bud tilgjengelig.
- Fra 12. februar er mFRR CM døgnbasert (klarering på morgenen D-1) og med timesoppløsning.
- Vi vil reservere kapasitet for utveksling mellom norske områder, men ingen nordisk reservasjon i første omgang.
- Her bør kostnader ved administrasjon fra produsentens side prises inn, i tillegg til eventuelle alternativkostnader (f.eks. produksjon ved ugunstige energimarkedspriser, eller ikke produksjon ved gunstige energimarkedspriser).
- Kapasitetsmarkedet har marginalprising.
- Overgangen til **døgnmarked bør gjøre det mulig for vind å delta.** Nedregulering er mest aktuelt, men det bør også være mulig å legge inn oppreguleringsbud i gitte situasjoner.

Ukentlig omsetning i mFRR kapasitetsmarked for nedregulering i 2023



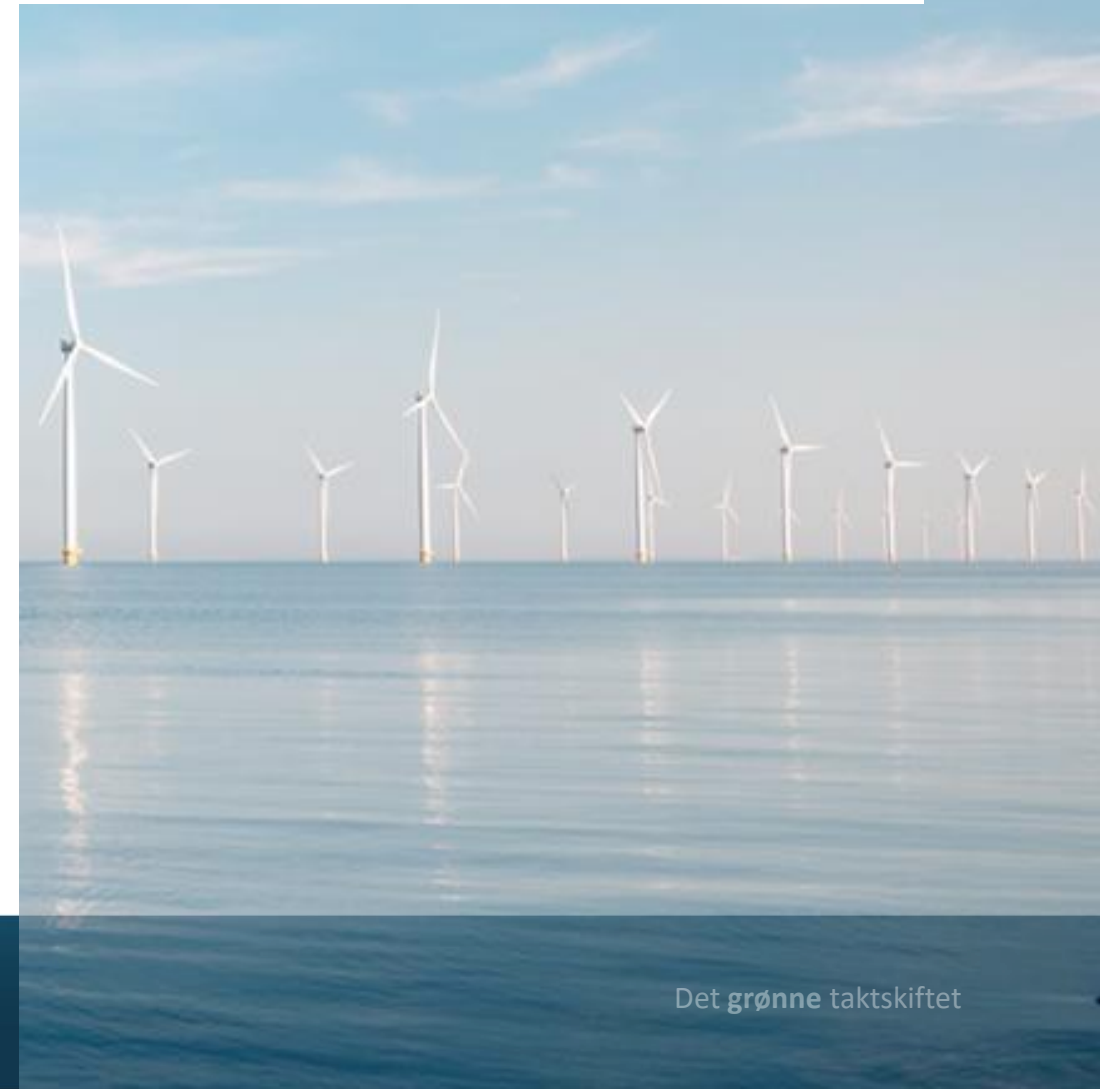
Oversikt over mFRR-markedene

- **Aktiveringsmarkedet:**
- Aktiveringsmarkedet brukes for å håndtere de løpende ubalansene.
- I dagens balanseringsmodell foregår aktiveringen manuelt, enten via elektronisk bestilling (ECP) eller telefon.
- I ny balanseringsmodell vil aktiveringen skje automatisk og algoritmestyrte. Vi forventer hyppigere aktiveringer, noe som tilsier at både elektronisk bestilling og automatisert håndtering hos produsenten blir nødvendig.
- Aktiveringsmarkedet er nordisk. Vi planlegger tilknytning til det europeiske markedet i desember.
- Marginalpris gjelder også her.
- Flere aktører er aktive med vind i dag.
- Nedregulering er mest aktuelt for vind, men det bør også være mulig å legge inn oppreguleringsbud i gitte situasjoner.



Hvorfor trenger kraftsystemet at vindkraft bidrar med fleksibilitet?

- **Vind er også viktig for flaskehalshåndtering:**
- Mange av vindparkene i Norge er tilknyttet nett med store flaskehalsutfordringer (lokalt og regionalt).
- Statnett er avhengig av å kunne regulere produksjon for å kunne overholde gjeldende driftsgrenser.
- Tidsaspektet er kritisk i mange slike situasjoner. Vi opererer gjerne med et vindu på 15 minutter for å få flyten ned på sikkert nivå.
- Vi er derfor avhengig av at produsenter med volum av betydning er **tilgjengelige** (hva som regnes som betydelig kan avhenge av nettnivået, men alt over 10 MW er i praksis interessant). Dette gjelder for aktører som deltar i balansemarkedene, men også alle andre aktører i form av systemkritiske vedtak (mer om dette i del 2).
- Vi ønsker primært å bruke bud i mFRR aktiveringsmarkedet for å regulere bort flaskehals.
- Produsenter som ikke deltar i markedene må i større grad forvente å bli gjenstand for systemkritiske vedtak. Etterlevelse av vedtak forutsetter tilnærmet samme tilgjengelighet og aktiveringsprosess som ordinær markedsdeltakelse.



Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet?

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav? v/Nils Martin Espegren

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet?

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

6

Spørsmål



Forskrift om systemansvaret (fos)

Retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret

[→ Gå til opprinnelig kunnngjort versjon](#)

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet	
Dato	FOR-2002-05-07-448
Departement	Energidepartementet
Publisert	I 2002 hefte 5
Ikrafttredelse	17.05.2002
Sist endret	FOR-2021-06-29-2284
Gjelder for	Norge
Hjemmel	FOR-1990-12-07-959-§9-1, LOV-1990-06-29-50-§10-6
Kunnngjort	15.05.2002
Rettel	26.01.2010 (hjemmel)
Korttittel	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

Hjemmel: Fastsett av Norges vassdrags- og energidirektorat 7. mai 2002 med hjemmel i forskrift av 7. desember 1990 nr. 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-6 (energilovforskriften) § 9-1, og lov av 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) § 10-6 (energilovforskriften) § 10-6.

Endret ved forskrifter: EØS-avtalen vedlegg IV nr. 14 (direktiv 98/92/EF), nr. 22 (direktiv 2000/72/EF), nr. 41 (direktiv 2000/28/EF), 12. feb 2009 nr. 498, 12. feb 2009 nr. 197, 21. des 2011 nr. 1461, 7. des 2012 nr. 1169, 29. mai 2018 nr. 809, 28. mai 2018 nr. 809 (i kraft 1. juli 2019), 24. okt 2019 nr. 1419 (i kraft 1. nov 2019), 24. okt 2019 nr. 1419 (i kraft 1. juli 2020), 29. juni 2021 nr. 2284.

§ 1. Formål

Denne forskriften skal legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Forskriften skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

§ 2. Virkeområde

Denne forskriften kommer til anvendelse på systemansvarlig og enhver som helt eller delvis eier eller driver nett, produksjon eller organisert markedsplass, samt omsetlere og sluttbrukere.

§ 3. Definisjoner

I denne forskrift menes med:

- Driftsforstyrrelse: automatisk påtvungen eller utilsikket utkobling.
- Døgnmarkedet: marked hvor kontrakter for kjøp og salg av elektrisk energi handles, per tidsenhet, for fysisk levering neste dag.
- Budområde: et geografisk avgrenset område, innad hvor markedsaktører kan handle energi uten allokering av handelskapasitet.
- Flaskehals: situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen.
- Overføringsgrense: maksimalt tillatt overført aktiv effekt i overføringssnitt eller på en enkelt overføringslinje.
- Momentan balanse: likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer.

0 Endret ved forskrifter: 29. mai 2018 nr. 809 (i kraft 1. jan 2019, gjelder bokstav a), 29. mai 2018 nr. 809 (i kraft 1. juli 2019, gjelder bokstavene b til f).

Retningslinjer

Retningslinjene beskriver systemansvarliges praksis og hva som legges til grunn for de vedtak systemansvarlig fatter. Retningslinjene angir også format, innhold og frister for de bestemmelsene som pålegger konsesjonærer å rapportere informasjon til systemansvarlig.

RETNINGSLINJER FOR UTØVELSEN AV SYSTEMANSVARET

- + Fos § 4. Prinsipper for utøvelsen av systemansvaret
- + Fos § 5. Flaskehals og budområde
- + Fos § 6. Fastsettelse av handelskapasitet
- + Fos § 7. Overføringsgrenser
- + Fos § 8. Anmelding
- + Fos § 8a. Planlegging av produksjon
- + Fos § 8b. Planlegging av effekregulering
- + Fos § 9. Regulerstyrke og effektreserve
- + Fos § 11. Marked for regulerkraft
- + Fos § 12. Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser
- + Fos § 13. Tvungmessig utkobling av forbruk
- + Fos § 14. Fastsettelse og oppfølging av funksjonalitet i anlegg i kraftsystemet
- + Fos § 15. Spenningsregulering og utveksling av reaktiv effekt
- + Fos § 16. Koblingsbilde
- + Fos § 17. Samordning av driftstasjoner
- + Fos § 18. Målinger og meldinger
- + Fos § 20. Vern og reléplanlegging
- + Fos § 21. Systemvern
- + Fos § 22. Feilanalyse og statistikk
- + Fos § 22b. Rapportering av spenningskvalitet

fos § 28a. Retningslinjer

Første ledd

Systemansvarlig skal utøve myndigheten som nevnt i denne forskrift i tråd med retningslinjer godkjent av Reguleringsmyndigheten for energi.

fos § 12. Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

Fjerde ledd

Systemansvarlig kan i vanskelige driftssituasjoner rekvirere effekttilgang ved å kreve at all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk anmeldes i marked for regulerkraft, etter at prisen i døgnmarkedet er satt.

Vedtak etter §12 fjerde ledd – Når?

- Vanskelige driftssituasjoner:
 - Utilstrekkelige reguleringsressurser i forhold til nasjonale krav
 - Flaskehals
 - Særskilte behov i avgrensede områder: Spenningsstøtte, kortslutningsytelse mv
- Kriterier vil kunne variere bl.a.
 - Ut fra tid på året
 - Over-/underskudd
 - Nettkonfigurasjon
 - Anlegg utkoblet for planlagt driftsstans
 - Omfang
 - Geografisk utstrekning. (hele landet, budområde, lokalt)

Vedtak etter §12 fjerde ledd – **Hvem?**

- All tilgjengelig regulerytelse inkluderer vindkraft, elvekraft og alle andre produksjonstyper (også forbruk)
- Ressurser for både opp- eller nedregulering
- Manglende tilknytning til døgnbemannet driftssentral fritar ikke konsesjonærens produksjon fra å være omfattet av tilgjengelig regulerbar ytelse

Vedtak etter §12 fjerde ledd – **Hvordan?**

- Systemansvarlig kontakter aktuelle konsesjonærer etter en rangert rekkefølge, basert på installert ytelse i det berørte nettområdet.
- Krav til minstekvantum eller aktiveringstid kan fravikes.
- Normalt sendes e-post, men kan, som andre systemkritiske vedtak, fattes muntlig mot konsesjonær.
- Konsesjonærer som mottar vedtak etter § 12 fjerde ledd plikter innen én time etter mottak å respondere skriftlig på vedtaket.
- Når som helst på døgnet etter at prisen i døgnmarkedet er satt.
- Ved vedtak etter § 12 fjerde ledd skal det meldes inn bud i mFRR aktiveringsmarkedet.

fos § 12. Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

Femte ledd

Systemansvarlig kan i vanskelige driftssituasjoner kreve å få benytte all tilgjengelig regulerbar effekt i produksjonsapparatet til å gjenopprette normal drift. Ikke anmeldt produksjon prissettes til budområdets regulerkraftpris, dersom ikke annet er avtalt.

Vedtak etter §12 femte ledd – Når?

- Vanskelige driftssituasjoner:
 - Momentant behov for regulering av produksjon av hensyn til driftssikkerheten
 - Utfall og feil på komponenter i kraftsystemet
 - Forsinket inn-/utkobling ved driftsstans
 - Lokalt uforutsette forbruksendringer
 - Kommunikasjonsproblemer med konsesjonærer
 - Etc.

Vedtak etter §12 fjerde ledd – **Hvem?**

- Ressurser for både opp- eller nedregulering
- Ofte spesifikke lokale ressurser
- (Regulering som bryter med manøvreringsreglementet skal kun forekomme ved en særskilt beordring fra systemansvarlig.)

Vedtak etter §12 fjerde ledd – **Hvordan?**

- Kontaktes per telefon fattes muntlig mot konsesjonær
- Aktøren vil normalt få muligheten til å prissette regulert volum i etterkant. Prisen og faktisk reguleringsvolum skal i slike tilfeller sendes inn uoppfordret.
 - Ved hendelser før kl. 15 skal pris og reguleringsvolum foreligge i løpet av driftsdøgnet.
 - Ved hendelser etter kl. 15 skal dette være innsendt før kl. 12 påfølgende driftsdøgn.
 - Dersom systemansvarlig kun mottar reguleringsvolum, men ikke får oppgitt en pris, vil reguleringen prissettes til regulerkraftpris i reguleringsretning.
 - Dersom informasjon om reguleringen ikke blir sendt inn innen fristen, vil reguleringsvolumet avregnes som ubalanse.

fos § 28. Forhold til forvaltningsloven og offentleglova

Tredje ledd

Avgjørelser fattet i medhold av §12 fjerde og femte ledd er systemkritiske vedtak.

Fjerde ledd

Systemkritiske vedtak er unntatt [forvaltningsloven kapittel IV–VI og VIII](#).

Femte ledd

Systemkritiske vedtak skal av systemansvarlig betegnes som systemkritiske vedtak overfor de berørte parter. Dersom systemkritiske vedtak hvor systemansvarlig pålegger andre konsesjonærer en aktiv handling, fattes muntlig, og hvor konsesjonær ikke etterlever det systemkritiske vedtaket, skal systemansvarlig så snart som mulig oversende konsesjonær skriftlig bekreftelse på tidspunktet for når det er truffet et systemkritisk vedtak samt innholdet i vedtaket.

Lydighetsplikt for systemkritiske vedtak

fos § 26. Pålegg og tvangsmulkt

De som omfattes av vedtak fattet av systemansvarlig under systemansvaret, plikter å rette seg etter disse.

"Denne paragrafen knesetter en såkalt lydighetsplikt. Bestemmelsen har en tydelig parallell i politiloven § 5. Betydningen av bestemmelsen ligger i at de som omfattes av forskriften har plikt til å respektere de pålegg som systemansvarlig gir under driftskoordinering - plikten gjelder uansett om pålegget måtte være beheftet med feil e.l."



Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
00333 OSLO

Vår dato: 20.12.2023
Vår ref.: 202320022-1 Oppgiss ved henvendelse
Deres ref.:

RME anbefaler endring av forskrift om systemansvar

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) ønsker med dette å orientere Olje- og energidepartementet om en utfordring med dagens regulering knyttet til kommunikasjon og fjernstyring av kraftverk. RME ser derfor behov for å gjennomføre visse endringer i forskrift om systemansvar. Endringene har til hensikt å gi systemansvarlig mulighet til å stille strengere krav til konsesjonærers systemer slik at de kan motta aktiveringsmeldinger og iverksette fjernstyring.

Bakgrunn

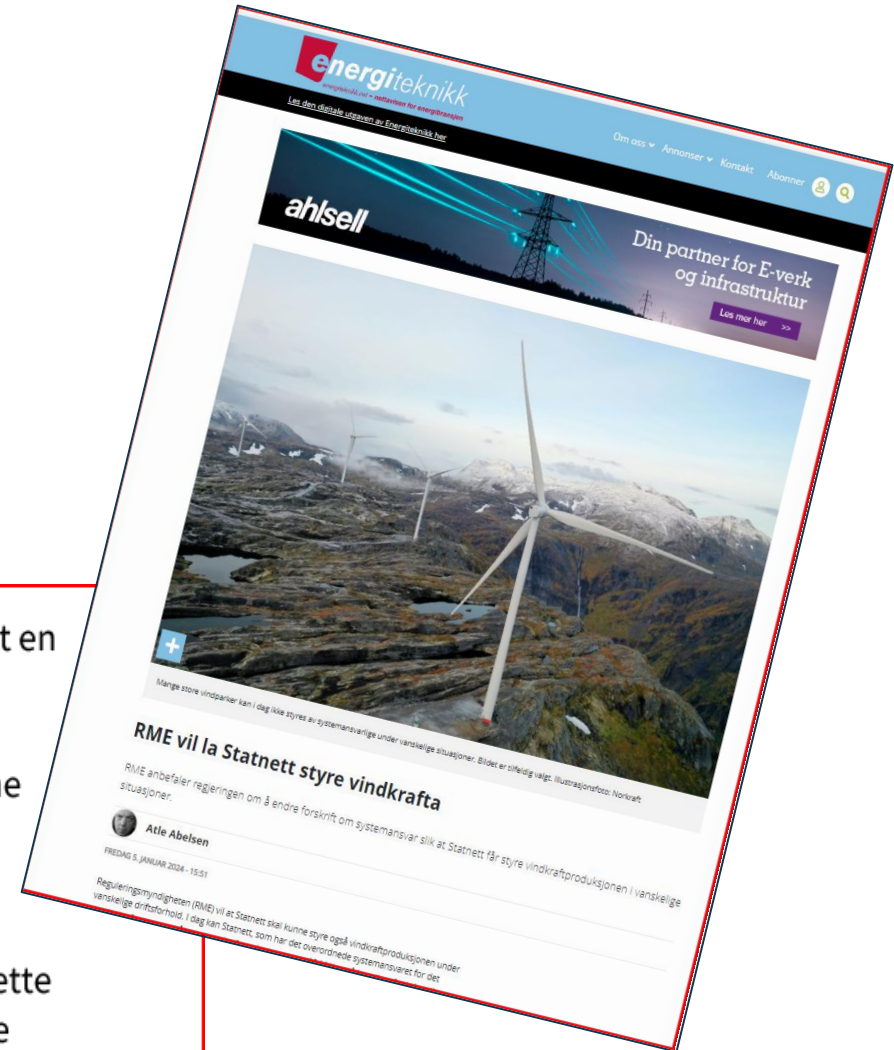
Dagens regulering kan gjøre det utfordrende for Statnett SF som systemansvarlig å drifte kraftsystemet på en sikker måte. Statnett har problemer med å komme i kontakt med visse reguleringsmyndigheter under vanskelige situasjoner. Dette gjelder spesielt driftssituasjoner der systemansvarlig må ta beslutninger om aktivering av kraftsystemet.

Kraftsystemet og reguleringen skal kunne fungere sammen og på en sikker måte.

RME ser derfor behov for å endre forskriften slik at Statnett får styring av vindkraftproduksjonen i vanskelige driftssituasjoner.

Imidlertid er det visse store produksjonsanlegg, særlig vindkraft, som ikke er tilknyttet en driftssentral med mulighet for kommunikasjon med systemansvarlig. For disse kraftverkene vil forskriftsendringen innebære at systemansvarlig kan fatte vedtak om funksjonalitet for å motta meldinger som er relevante for konsesjonærens drift av egne anlegg.

RME legger til grunn at konsesjonær kan oppfylle kravene ved enten å etablere slike systemer selv eller ved tilknytning til allerede etablerte systemer og driftssentraler. Dette kan være eksisterende driftssentraler hos balanseansvarlige eller andre, såfremt dette tilfredsstiller kravene til sikker og effektiv kommunikasjon.



Foretrukket løsning

- Delta frivillig i reservemarkedene



Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet?

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav?

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet? v/Eirik Haugen og Åsmund Breie

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

6

Spørsmål



Grunner til å delta i reservemarkedene



Bidra til energitransisjonen



TSO må sørge for et stabilt system



Det finnes et reserveprodukt som passer til alle

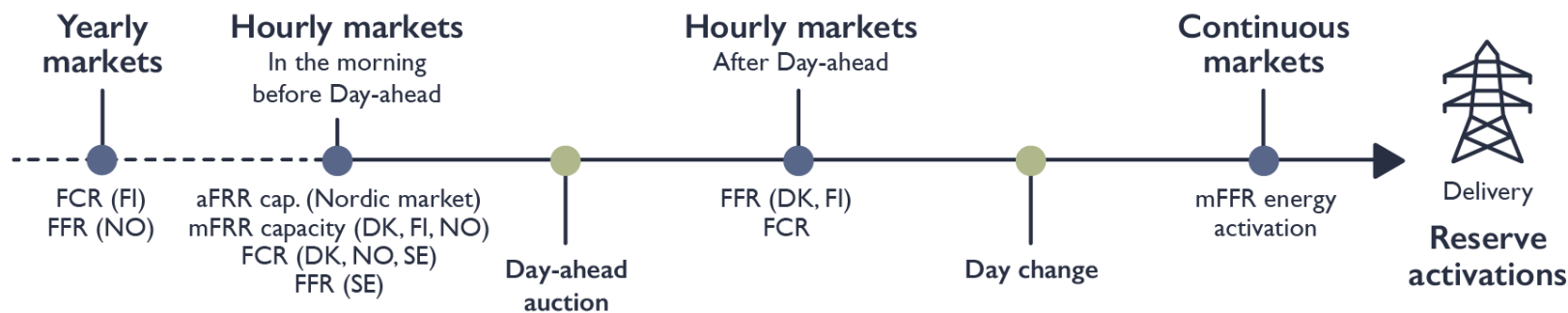
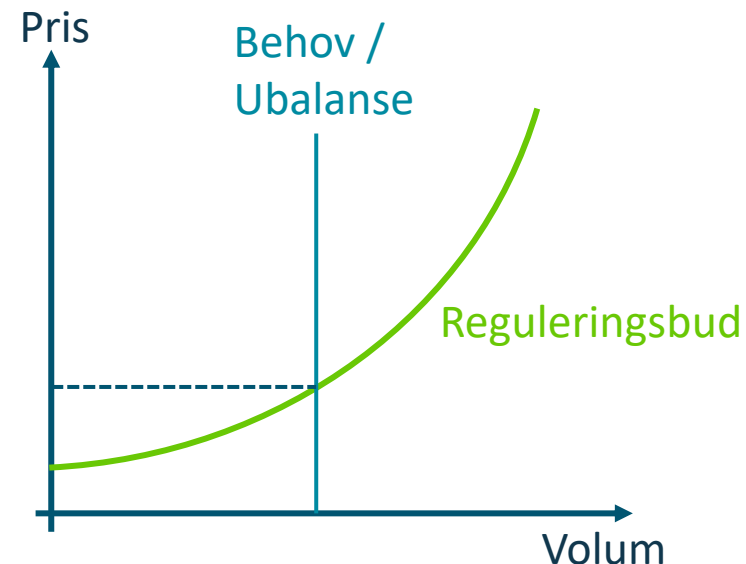


Ekstra inntekter og mer effektive markeder



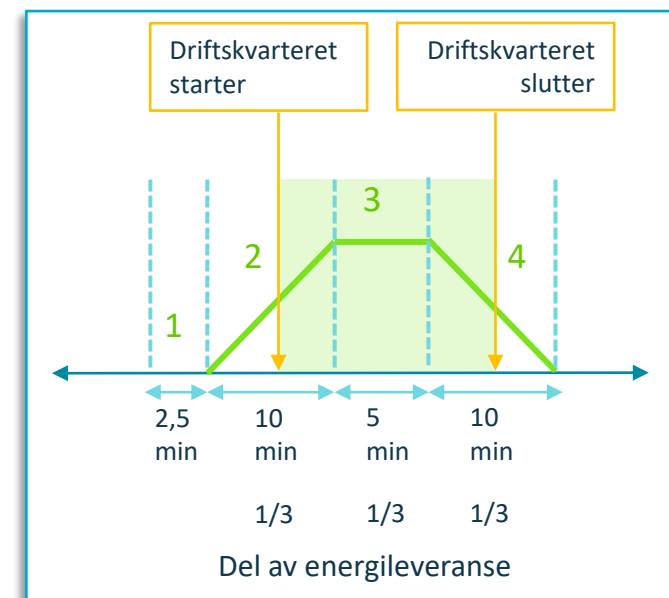
Markedsprinsipper

- Kapasitetsmarked
- Aktivering
 - Marked
 - Automatisk



Markedsbasert aktivering: mFRR EAM

- Kapasitet: Døgnmarked fra 11. februar 2024
 - Forplikter til å by inn i aktiveringsmarkedet
- Opp- og nedregulering separat
- Krever godkjent systemapplikasjon for budinnsending, aktivering og rapportering
- Aktiveringsprofil mFRR EAM →



Nye vilkår for deltagelse i mFRR EAM

- **Fra 3. desember 2024** vil det gjelde nye vilkår for deltagelse i mFRR EAM
 - Statnett vil også opprette et nytt marked for driftforstyrrelsesreserver (mFRR-D)
 - Endringene vil sendes på **høring fra 1. mars 2024**
 - Statnett vil avholde et informasjonsmøte om høringen av nye markedsvilkår
- FCR aktørmøte samme dag
 - Informasjon om Norsk Støttedokument for tekniske krav
 - FCR-D opp marked for 2024
- Påmelding til møtene er tilgjengelig på våre nettsider:
 - [Informasjonsmøte om høring av vilkår for mFRR 15.mars 2024 | Statnett](#)
 - [Aktørmøte FCR 15. mars 2024 | Statnett](#)



Informasjonsmøte om høring av markedsvilkår for mFRR og mFRR-D og aktørmøte for FCR

15. mars 2024

09:30 – 10:30: Informasjonsmøte om høring av markedsvilkår for mFRR og mFRR-D

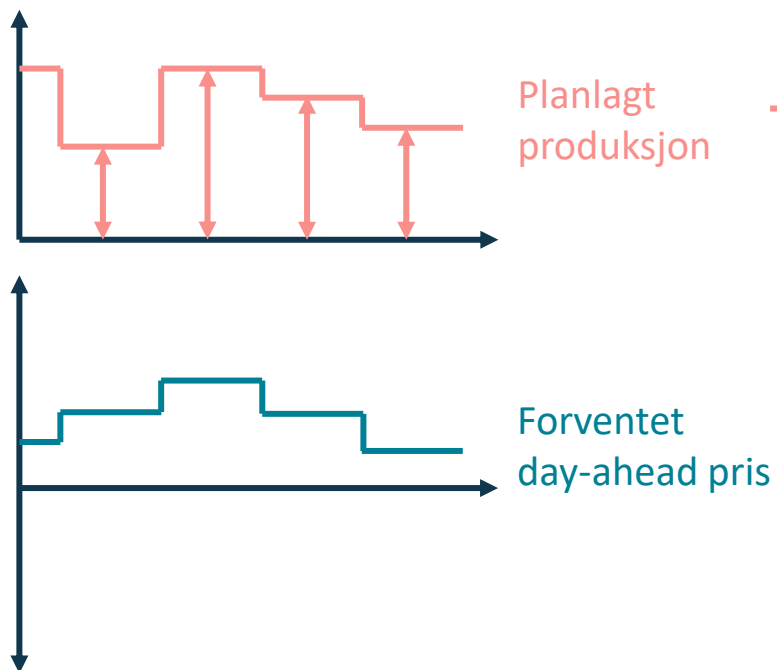
10:30 – 11:30: Lunsj

11:30 – 12:30: Aktørmøte om FCR

Sted:

Teams og Statnett sine lokaler (Nydalén)

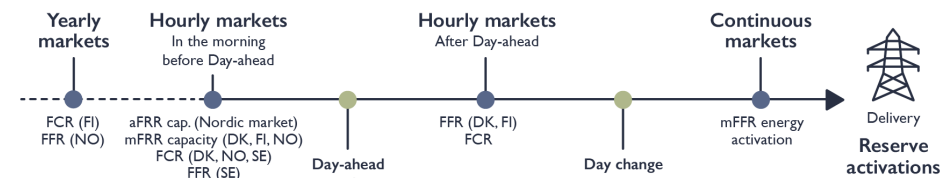
Full produksjon med ned-reguleringskapasitet



Selger all produksjon i day-ahead
 713 NOK/MW
 Selger i tillegg noe ned-regulering
 225 NOK/MW -> ekstra inntekt
 Total inntekt: $713 + 225 = 938$ NOK/MW

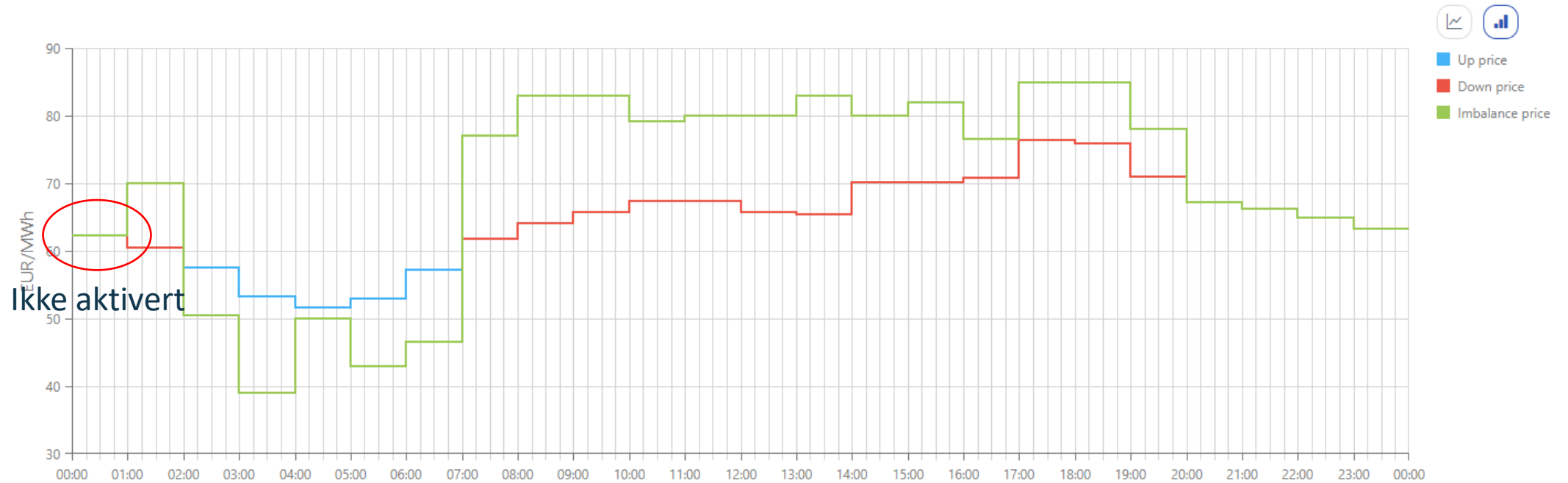
Evt. aktivering -> Inntekt i tillegg
 Ikke aktivert

Legg inn bud i
 aktiveringsmarkedet

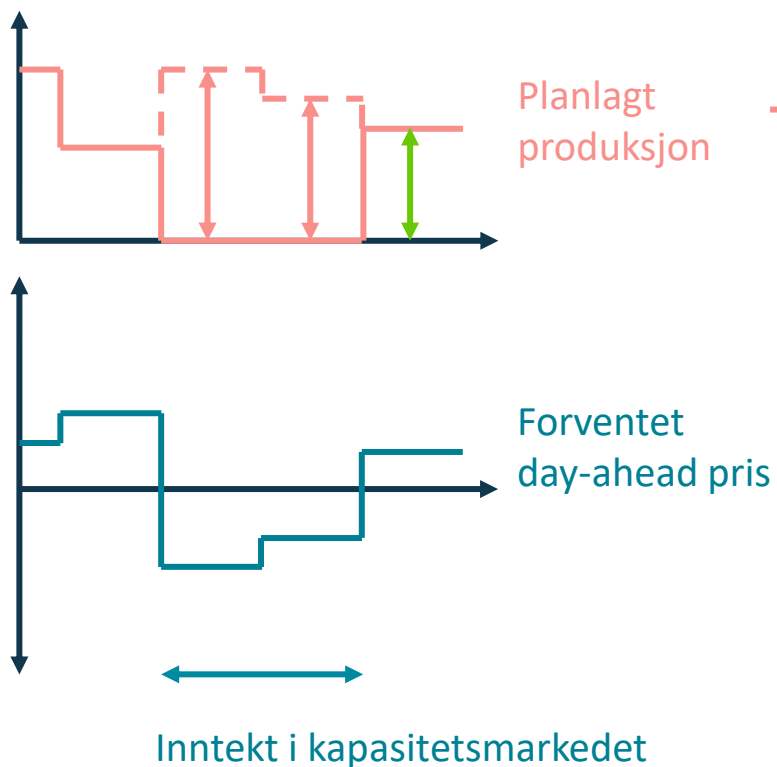
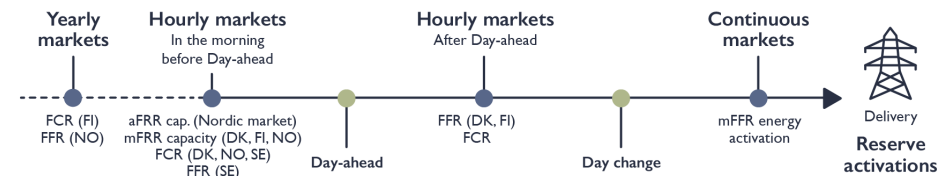


Tall (NO2): RKOM uke 6 hverdag natt, kraftpriser 9.2.24 kl. 00-01

Aktiveringspriser 9.2.24



Eksempel opp-regulering



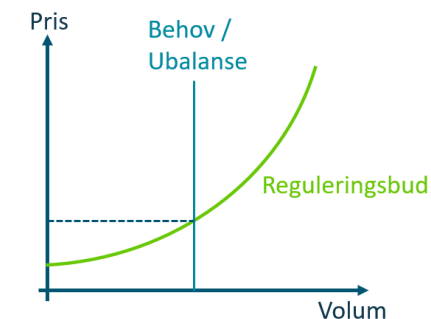
Tall (NO2): RKOM uke 5 helg dag, kraftpriser 4.2.24 kl. 06-07

Selger ikke produksjon i day-ahead til minuspriser **12 NOK/MW** → Legg inn bud i aktiveringsmarkedet

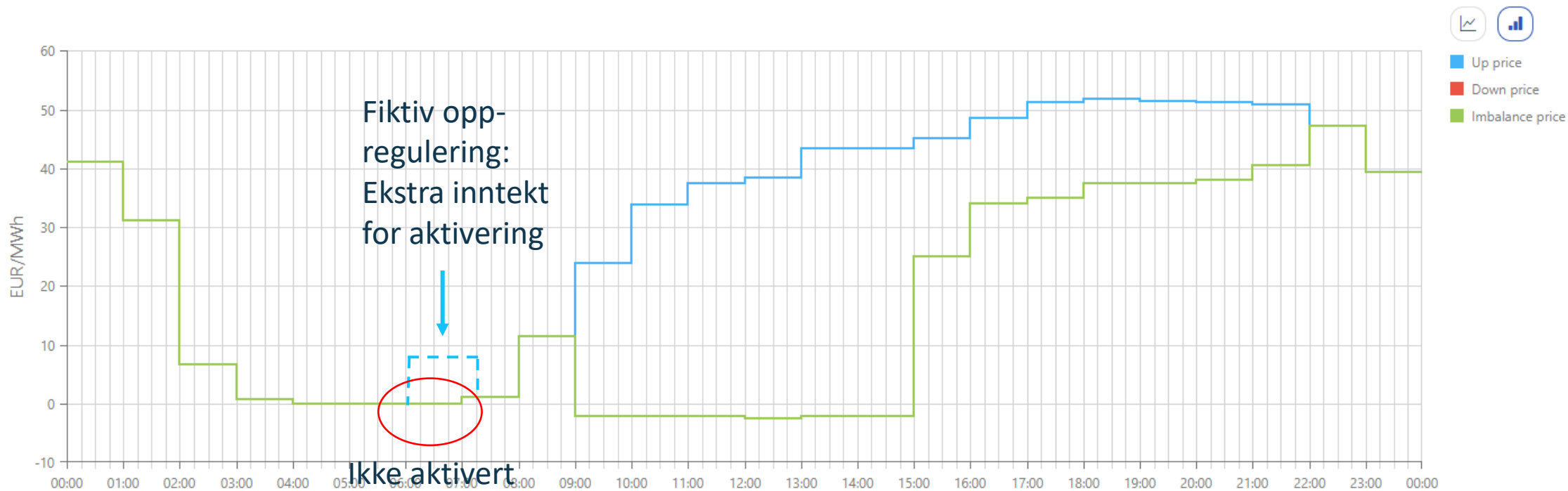
Selger opp-reguleringskapasitet i stedet **80 NOK/MW**
 Ekstra inntekt: $80 - 12 = 68$ **NOK/MW**

Legger inn bud for opp-regulering til forventet day-ahead pris – **12 NOK/MW** → Legg inn bud i aktiveringsmarkedet

Ved tilslag selges ikke produksjonen i day-ahead



Aktiveringspriser 4.2.24



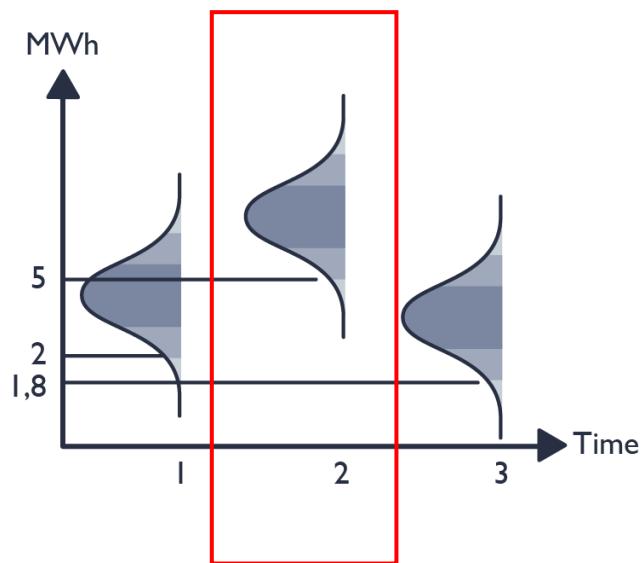
Deltakelse i reservemarkedet øker verdien av vindkraften

- Kapasitetsmarkedet
 - Nedregulering gir tilleggsinntekter til day-ahead
 - Oppregulering kan gi høyere priser enn day-ahead
 - Med batteri/lagring kan energien lagres og selges på nytt senere
- Aktiveringsmarkedet
 - Nedregulering gir ekstra inntekt
 - Med batteri/lagring kan energien lagres og selges på nytt senere
 - Oppregulering gir ekstra inntekt



Prognose og kapasitetsbud

Kapasitetsbud D-1



Kapasitetsinntekt for 5 MW

Produksjon: 7



Produksjon: 3



Aktiveringsbud 45 minutter før

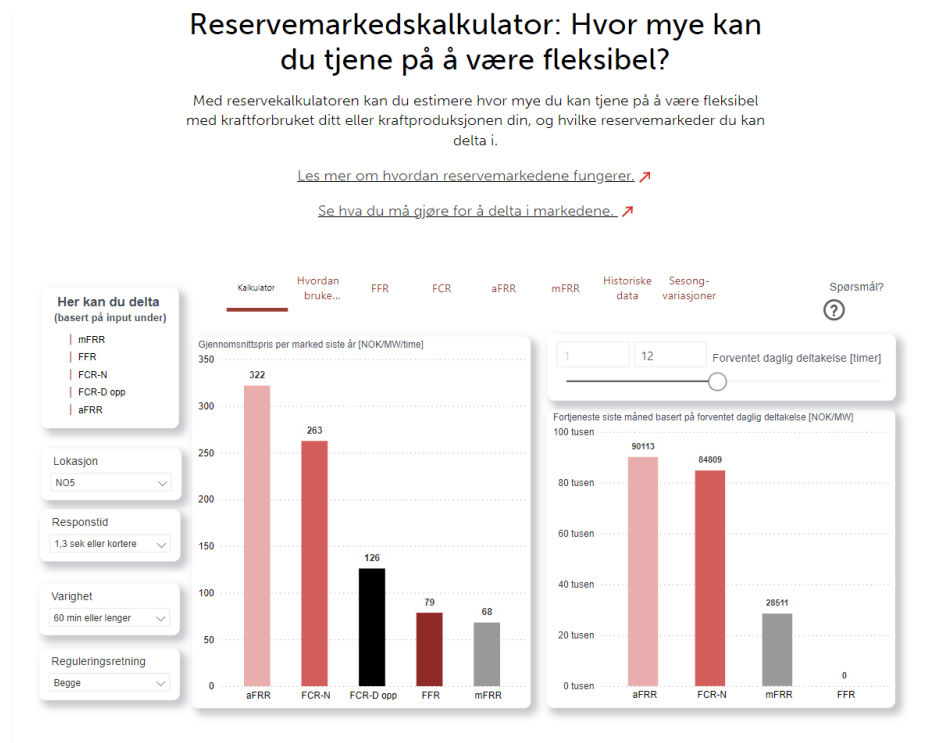
Aktiveringsbud kan oppdateres til 7 MW
Inkluderer 2 MW frivillig bud


Aktiveringsbud skal oppdateres til 3 MW
Avkorting for 2 MW i kapasitetsmarkedet

Forpliktelser ved levering

- fos §8a: Konsesjonær plikter å følge innmeldt produksjonsplan
 - Kan oppdateres senest 45 minutter før driftstimen
- Aktøren er forpliktet til å kunne levere mFRR i tråd med tilbudt mFRR i *aktiveringsmarkedet* (kan endres til 45 min før driftstimen)
 - Avkorting i mFRR CM dersom aktiveringsbud ikke leveres
- Dersom reservene systematisk ikke leveres, risikeres utestengelse

Nyttige sider og dokumenter



A landscape photograph showing several wind turbines on a grassy hill. The sun is setting on the right side of the image, creating a warm orange and yellow glow. The sky is clear, and the water of a fjord is visible in the distance.

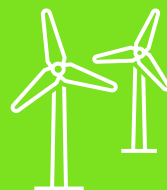
Statnett har behov for regulering fra vindkraft allerede nå og for sommeren 2024, og vi oppfordrer derfor til å søke om prekvalifisering.

Dette vil gjelde fram til mFRR EAM go-live 3. desember 2024, i forbindelse med NMB.

Fyll ut søknadsskjema [her](#) og send til bsp@statnett.no

Prekvalifisering og systemtester må gjennomføres for å bli med i mFRR EAM

Prekvalifiser reguleringsobjektene dine for mFRR-markedet

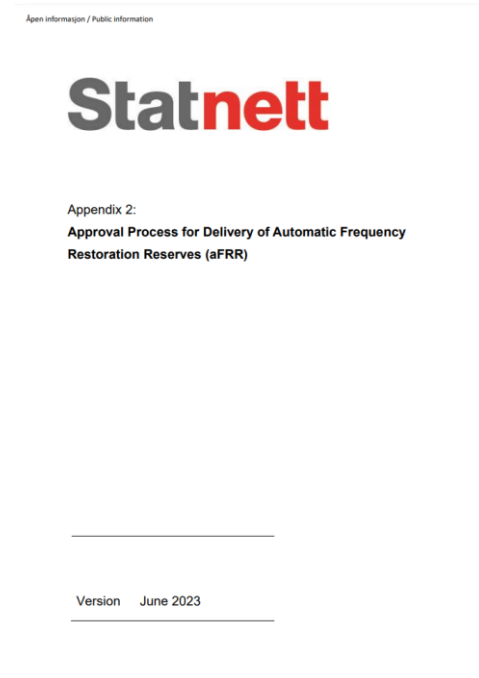


Gjennomfør systemtester for budinnsending, -aktivering og rapportering



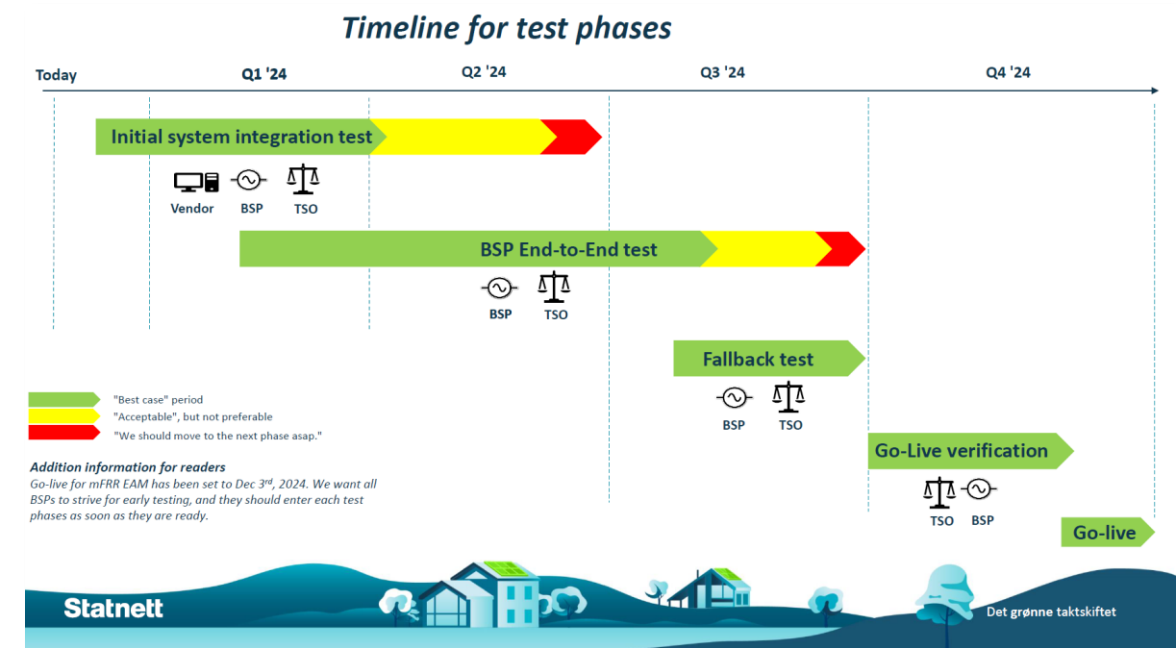
Prekvalifisering av reguleringsobjekter

- Prekvalifiseringsprosessen er under utarbeidelse hos Statnett
 - Prosessen skal sendes inn til RME for orientering før den offentliggjøres for aktører
- Prekvalifiseringen følger **SOGL** (EU's Forordning om retningslinje for systemdrift), og prosessen vil med det være relativt lik som for **aFRR**
 - Beskrivelse av prekvalifiseringsprosessen for aFRR er tilgjengelig på Statnett sin hjemmeside, link [her](#)
 - Prekvalifiseringstestene for mFRR vil være annerledes enn testene for aFRR
- Nøyaktig spesifisering av eventuelle tester og verifisering av leveranse er under arbeid og nærmer seg avgjort
 - Det forventes tydeligere krav til produktet mFRR
 - **Vilkår** for mFRR EAM blir sendt ut på høring i mars
 - Vi forventer ikke at dette skal innebære vesentlig merarbeid utover det som tidligere er kommunisert i **NBM**



Krav til godkjent systemapplikasjon

- Deltakelse i mFRR-markedet krever at BSP har en godkjent systemapplikasjon for prosessering av meldinger
 - De ulike typene meldingene er beskrevet i [BSP - Implementation Guide mFRR EAM](#)
 - Meldingene er basert på CIM XML format
 - **ECP (Energy Communication Platform)** er kommunikasjonsløsningen som må etableres for å utveksle mFRR EAM meldinger mellom TSO og BSP
- BSP har tre alternativer for anskaffelse av systemapplikasjon
 1. Kjøpe system fra systemleverandør
 2. Utvikle eget system
 3. Tjenesteutsette (mer om dette på neste side)
- Hver BSP må teste sitt oppsett av systemapplikasjon
 - Stegene i testprosessen er beskrevet i [BSP Test strategy for mFRR EAM](#)



Arbeid mot go-live av mFRR EAM og mulighet for tjenesteutsetting

- Systemtesting er ressurskrevende for både BSP og TSO
- Før go-live av mFRR EAM (planlagt 3. desember 2024), vil aktører som *allerede* deltar i markedet gjennomføre testing
- Nye aktører kan melde interesse i 2024, men Statnett ser at det er sannsynlig at det ikke vil være kapasitet til å innføre systemapplikasjon for mange nye aktører før go-live
- Tjenesteutsetting er et alternativ for aktører som ikke får på plass systemapplikasjon for budgivning og aktivering gjennom ECP
 - Bud kan sendes inn via FiftyWeb med noe lavere funksjonalitet enn i ordinær løsning
 - Aktivering håndteres gjennom tjenesteutsetting, hvor tjenesteyter har godkjent systemapplikasjon
- Statnett vil tilgjengeliggjøre en liste med aktuelle tjenesteytere
 - Tjenesteytere må kunne motta elektronisk aktiveringssignal fra Statnett

Nyttige sider og veiledningsdokumenter

Trykk på bildet for å åpne link.

Statnett MENY SISTE NYTT SØK

Forbruker / Kraftbruket / Systemoperatør / Balansereserve / Balansereserve / Delta i reservemarkedene

Hvordan bli med i reservemarkedene?

Har du fleksible ressurser du ønsker å delta med i reservemarkedene? Denne siden beskriver de nødvendige trinnene på veien.

[Bruk reservemarkedskalkulatoren til å se hva du kan tjene nå å delta.](#)

Trinn 1: Inngå en balanseavtale med Statnett og bli balanseansvarlig
 Dette gjelder for alle markeder, bortsett fra FFR.
[Les mer om hvordan du blir balanseansvarlig](#)

Du kan også gjøre en avtale med en annen aktør som allerede er balanseansvarlig. [Se liste over balanseansvarlige \(BSP-akt\)](#)

Reservemarkedskalkulator: Hvor mye kan du tjene på å være fleksibel?

Med reservemarkedskalkulatoren kan du estimere hvor mye du kan tjene på å være fleksibel med kraftbruket ditt eller kraftproduksjonen din, og hvilke reservemarkeder du kan delta i.

[Les mer om hvordan reservemarkedene fungerer.](#)

[Se hva du må gjøre for å delta i markedene.](#)

Her kan du delta (basert på input under)

- mFRR
- FFR
- FCR-N
- FCR-D opp
- aFRR

Lokasjon:

Responsid:

Værlighet:

Reguleringsretning:

Gjennomsnittlig pris per marked side i (NOK/MWh)

Marked	Gjennomsnittlig pris (NOK/MWh)
aFRR	322
FCR-N	263
FCR-D opp	126
FFR	79
mFRR	68

Forventet daglig detaljerte (NOK/MWh)

Marked	Forventet daglig detaljerte (NOK/MWh)
aFRR	9113
FCR-N	8489
mFRR	2811
FFR	0

BSP - Implementation Guide - mFRR energy activation market

BSP - Implementation Guide

mFRR energy activation market

Business process: mFRR energy activation market

Version: 1.1.4

Status: Published

Date: 13.12.2023

<https://nordicbalancingmodel.net/implementation-guides/>

NMEG

Guidelines

These guidelines are what NEX has decided for the Nordic ECP/EDX Network for Market Actors

Show 15 entries

Document	Description
Version guidelines	Updated 27th of March 2023 - sets the recommended and prohibited versions of ECP allowed on NEM. The corresponding EDX version is expected to be installed/agreed together with ECP v4.10 of ECP corresponds to v 1.11 of EDX.
MessageType Recommendations	NEX ruling on how ECP MessageType AND EDX Business Type is supposed to be specified
Addressing Guidelines	NEX has written a document to explain exactly how to specify the addressing used in EDX/ECP.

Showing 1 to 4 of 4 entries

[ECP Guide](#)

<https://ediel.org/nordic-ecp-edx-group-nex/nex-statnett/>

BSP Test strategy for mFRR EAM

December 2023

Statnett

Send mail til bsp@statnett.no for å få tilsendt BSP Test strategy.

Wind and Solar in the Nordic Reserve Markets

Challenges and Possibilities of Weather Dependent Production

ENERGINET FINGRID Statnett

Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet?

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav?

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet?

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

6

Spørsmål



Agenda

1

Hvorfor delta i mFRR-markedet?

2

FoS og regelverk – hvordan kan Statnett stille krav?

3

Hvordan kan man delta i mFRR-markedet?

4

Kort pause

5

Erfaringer fra Statkraft, Aneo og Volue Energy Market Services

6

Spørsmål



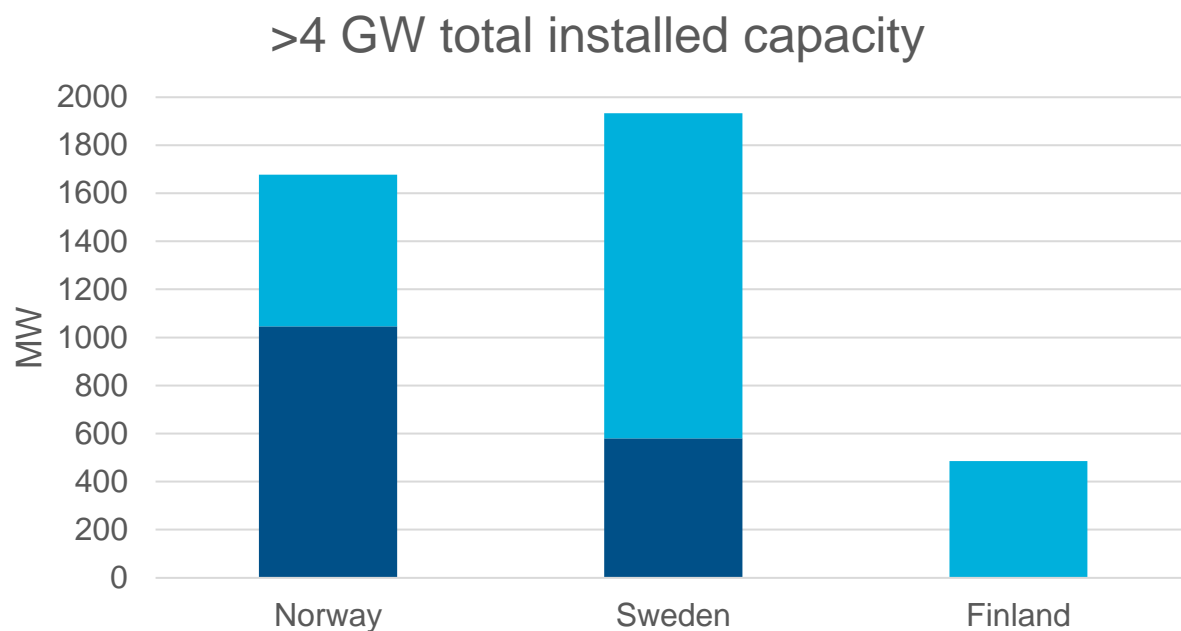


mFRR for Wind power - Statkraft

JAKOB BOYE LØLAND ØRBÆK
14.02.2024



We offer market access to a growing number of **Statkraft-owned** and **3rd party** wind parks



... and offer mFRR for own- and third-party parks.

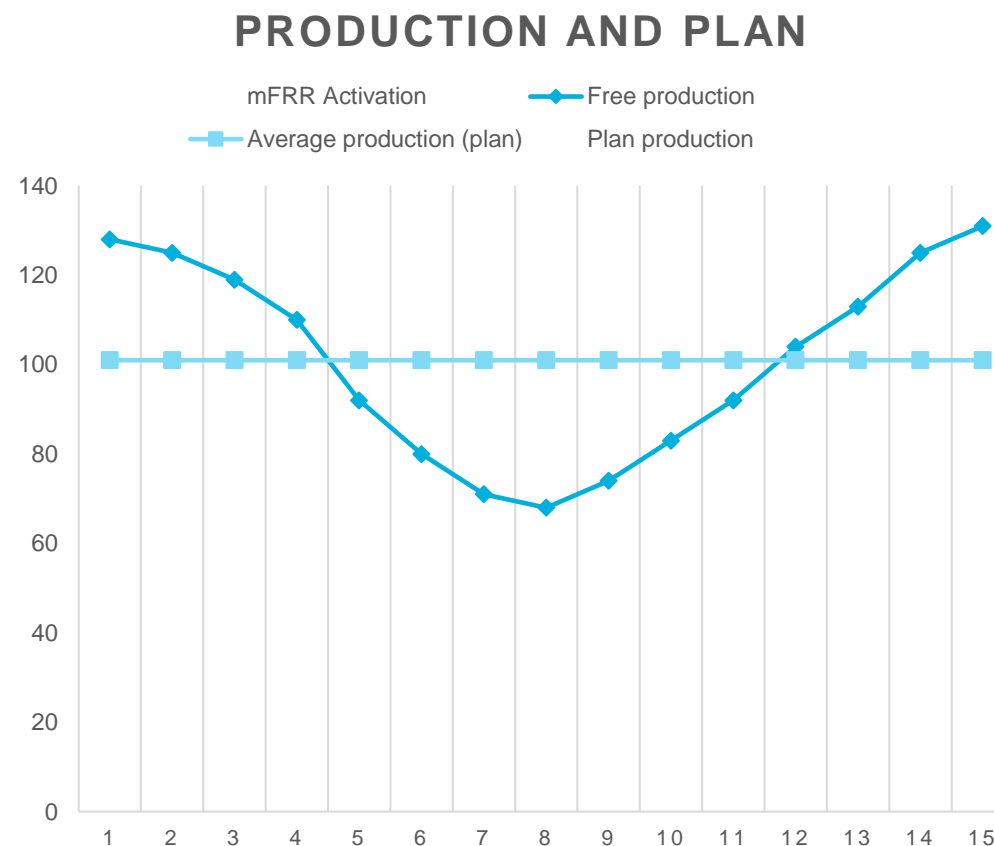
How we handle mFRR for Wind today

- Send updated plan and matching mFRR bids every hour
- Live metering feedback
- Good communication with Landssentralen
- Problem is often relieving bottlenecks
- Pragmatic approach
- eBestill not implemented for Wind, for several reasons



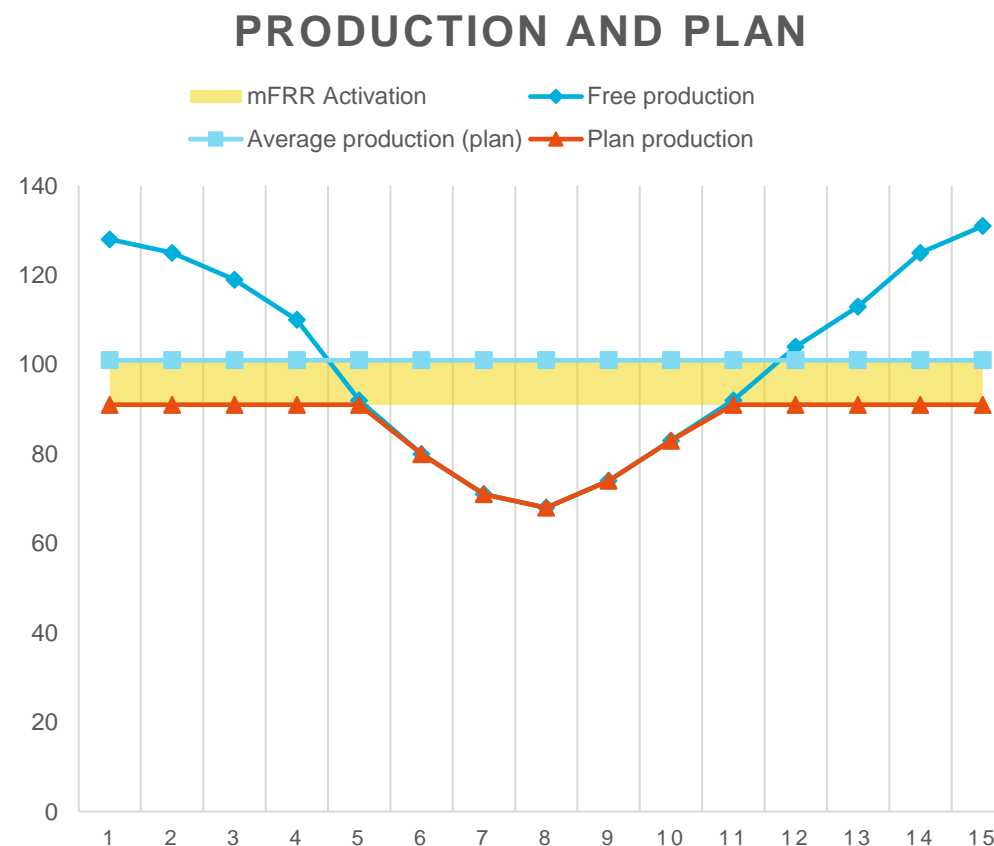
Challenges with balancing intermittent production

- Plan ≠ Production.
- Normally produce without restrictions:
Plan = Average production.



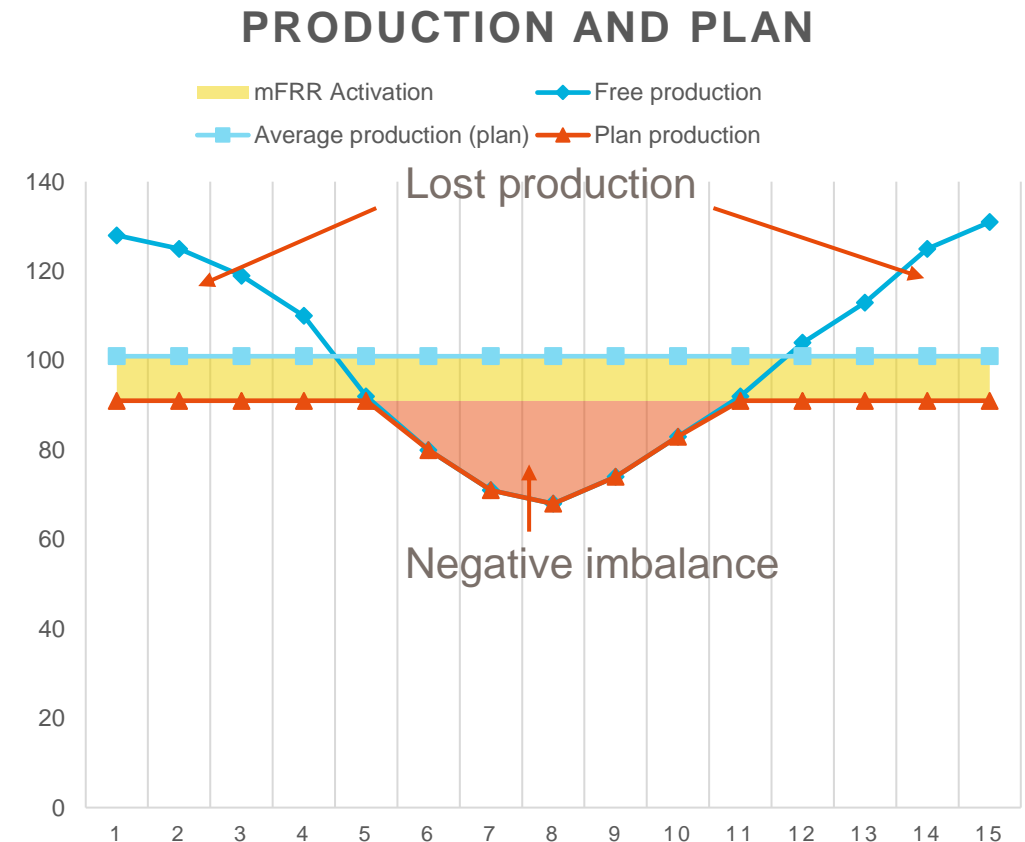
Challenges with balancing intermittent production

- Plan ≠ Production.
- Normally produce without restrictions:
Plan = Average production.
- mFRR -> Force maximum production ->
Only negative imbalances



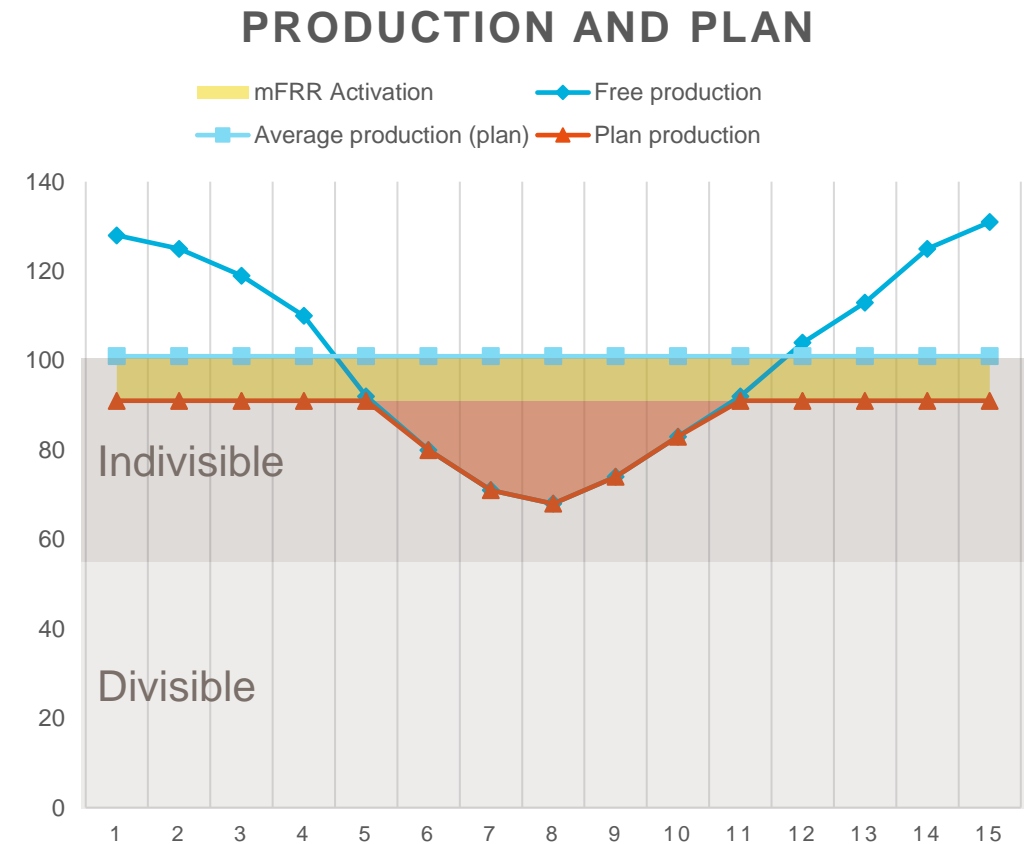
Challenges with balancing intermittent production

- Plan \neq Production.
- Normally produce without restrictions:
Plan = Average production.
- mFRR -> Force maximum production ->
Only negative imbalances
 - This is a problem if wind is regulated down due to bottlenecks, while system is up or in balance!



Challenges with balancing intermittent production

- Plan \neq Production.
- Normally produce without restrictions:
Plan = Average production.
- mFRR -> Force maximum production ->
Only negative imbalances
 - This is a problem if wind is regulated down due to bottlenecks, while system is up or in balance!
- This may be solved with indivisible bids
- Other ways to solve it?





Statkraft

[statkraft.com](https://www.statkraft.com)



An aerial photograph of a wind farm at dusk. The sky is a gradient of blue and orange, with a line of wind turbines visible on the horizon. The foreground shows a winding road through a dark, hilly landscape. The ANEEO logo is overlaid in large, bold, yellow letters, with the words 'Energy Management' written in a smaller font below it.

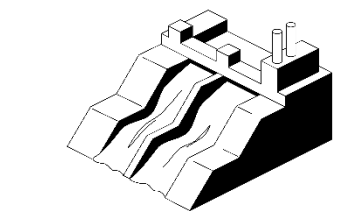
ANEEO

Energy Management

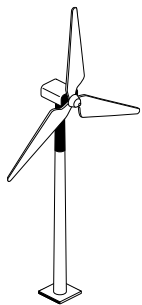
**Vindkraft i mFRR-markedet –
ned og opp**

Aneo – 2023 – Growth and Internationalization

Renewable Energy production

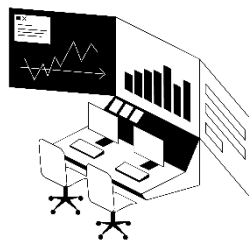


2.5 TWh hydro in mother Company (TrønderEnergi)



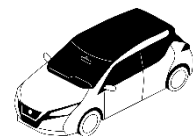
1.2 TWh wind

Energy Management Services

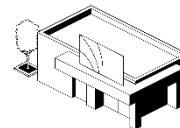


7 TWh managed wind & Hydro

“Energy as a service” corporate startups



Mobility



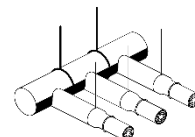
Retail



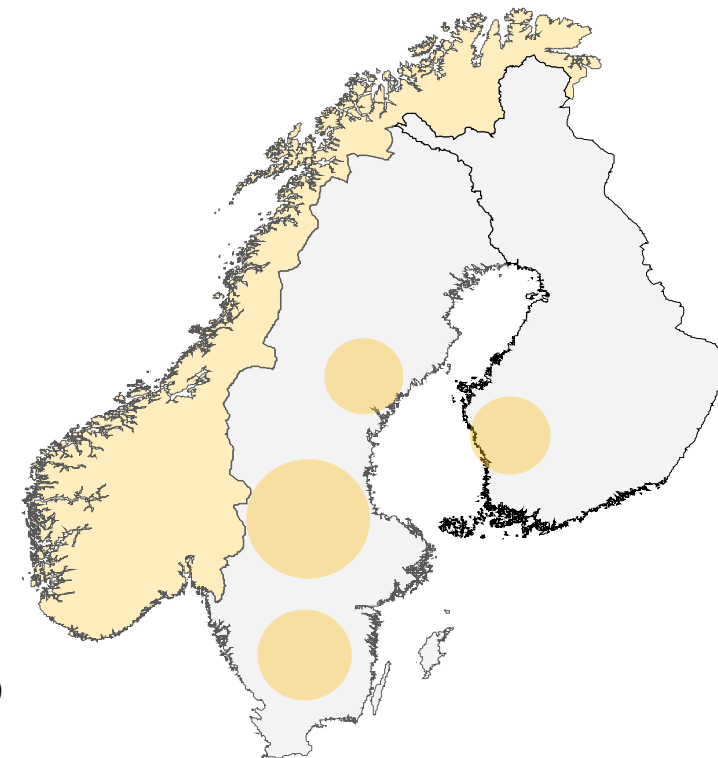
Build



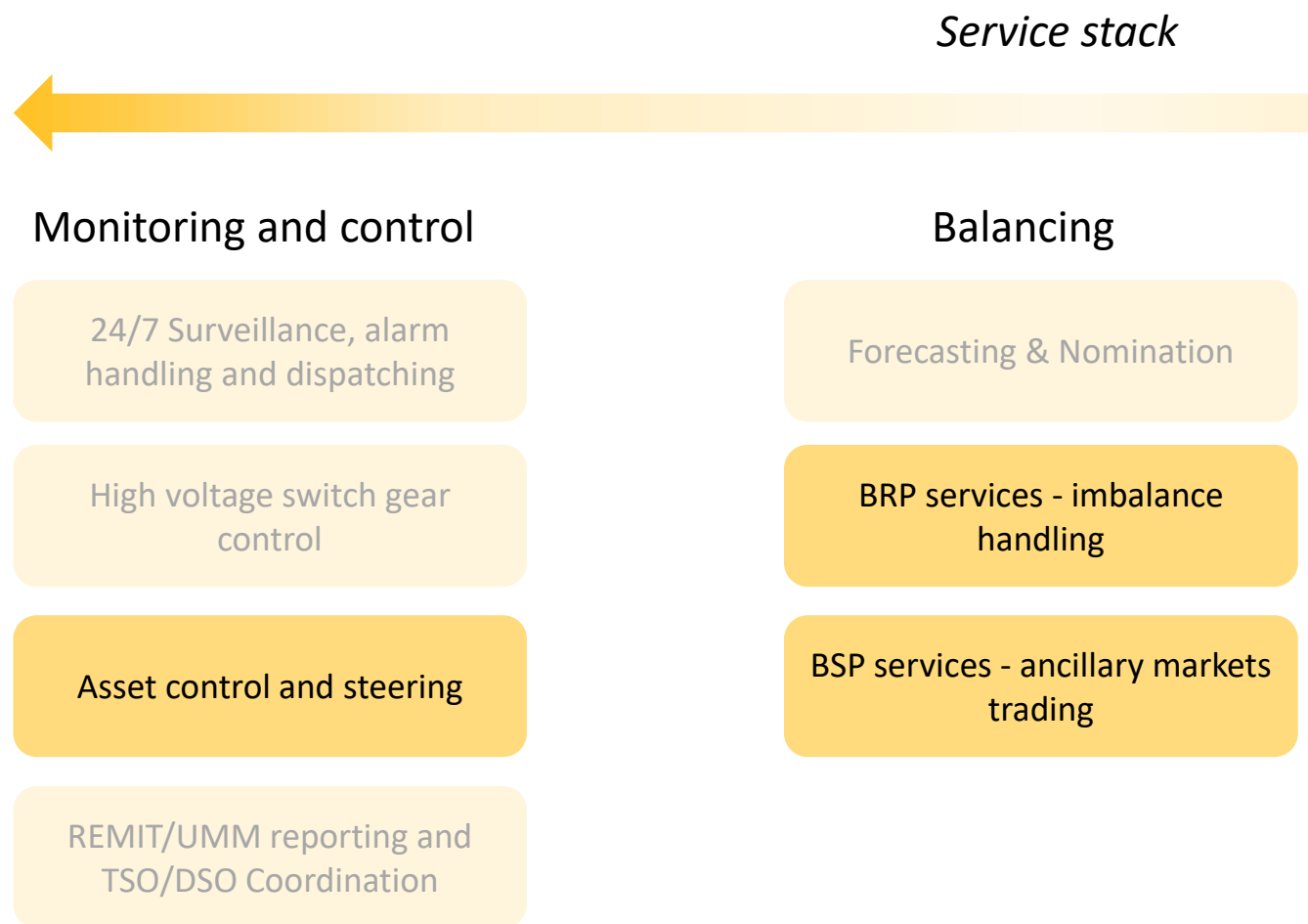
Real Estate (PV)



Industry



A Service Provider That Thinks Like an Owner



Aneo har «temmet» vindkraften: Kan levere mer vindkraft på sju minutter

I strømmettet må det produseres like mye som det forbrukes – til enhver tid. Vindkraften får ofte skylden for å skape ubalanse i nettet, men nå kan vindkraften bidra i balansemarkedene – både opp og ned.

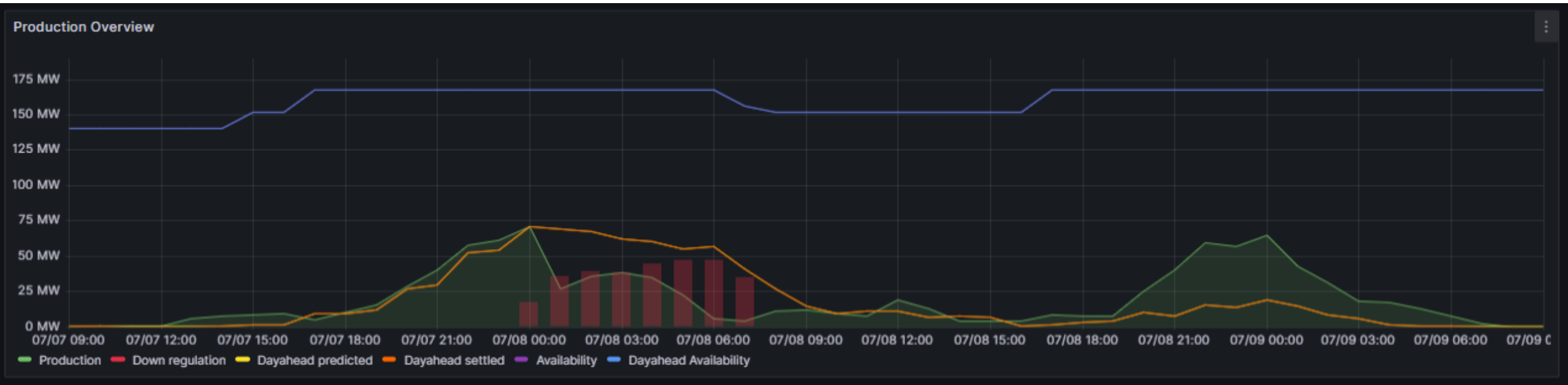
13. juni 2023 5:01 OPPDATERT 13. juni 2023 22:07

Av Magnus Lingjærde

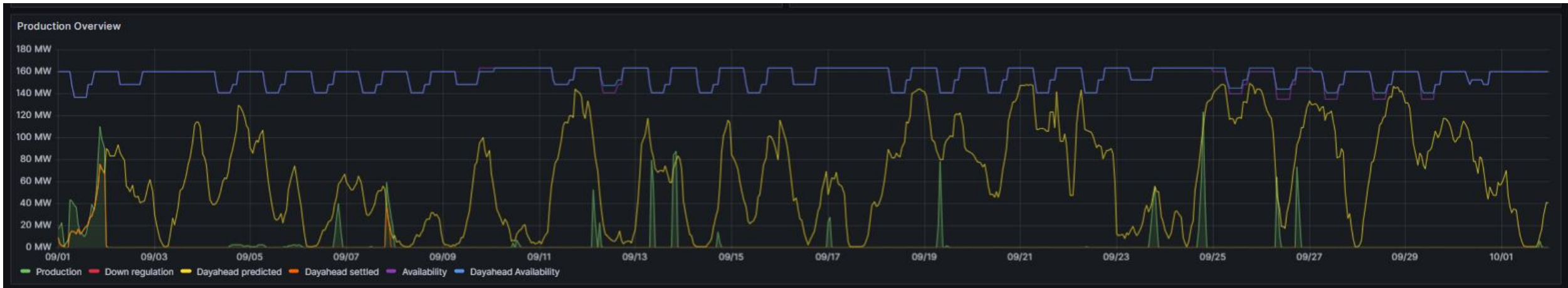
Stor utbygging av vindkraft de siste årene gjør at det i perioder produseres mer strøm enn vi klarer å forbruke. I tillegg varierer produksjonen og kan skape ubalanse i strømmettet.

Nå har det trønderske kraftselskapet Aneo bevist at vindkraft kan bidra i balanseringen av strømmettet. Både når det er for mye strøm, og når det er for lite.

Nedregulering av vindkraft – relativt enkelt?



Oppregulering av vindkraft – ikke like intuitivt, men stort potensiale



Erfaringer fra prosessen før oppstart

- For at oppregulering fra vindkraft skal være aktuelt, kreves det lavere day-ahead kraftpriser enn produksjonskostnad (marginalkost) for et vindkraftverk.
- Lave priser var tilfellet i en periode på vårparten i 2023. Det ble derfor snakket om at vi hadde en produksjonskapasitet som ikke ble utnyttet, som kanskje kunne utnyttes til balansemarked.
- Vi tok så kontakt med Statnett for å diskutere problemstillingen
 - Dette var litt nytt for Statnett også, men vi fikk generelt god bistand og ønske om å prøve å få gjennomført dette
- Noen problemstillinger
 - Prognosekvalitet kan være dårlige for mFRR budgiving på et vindkraftverk som ikke går
 - Måtte gjennomføre en intern kontroll av hvordan responsen ved oppregulering var
 - Oppsett av anmeldingsrutiner for mFRR marked med oppdaterte prognoser gjennom døgnet

Erfaringer fra drift stemmer VELDIG godt med rapport fra TSO'er

Wind and solar in mFRR

With increasing wind and solar production, it is important to get the producers to offer their flexibility to the markets. Technically mFRR regulation is relatively easy to provide. The full activation time requirement for the regulation is 15 minutes. In many cases, regulation activation can use the same technical functionalities as when curtailing production due to e.g. negative Day-ahead prices.

Continuous mFRR energy activation market enables the use of up-to-date production forecasts which minimizes forecast errors. The need for mFRR energy activation also affects the imbalance price which is a significant cost factor for weather dependent production. More supply in the markets increases competition, makes the markets more efficient, and thus reduces the likelihood of extreme regulation and balancing prices.

Remote regulation capabilities are needed

Being able to control the production of an asset remotely to provide flexibility will increase in value in the future as price volatility increases and negative prices become more common. This can also help avoiding high balancing costs even if the asset is not participating in the mFRR markets. Some older or smaller wind and solar assets might be missing commercially usable remote control capabilities that are needed for activating the regulation. When new or additional investments are planned, this remote control should be included.

Including reserves in operational agreements

If a wind or solar producer does not participate in the reserve markets, it is possible that the participation possibility is not taken into account in the operational agreements of the asset. These are typically balancing agreements and PPA contracts. To be able to operate flexibly and market based, one needs to have this possibility included in the agreements. Renegotiating them later is a clear delaying factor when aiming to participate in the markets.

mFRR energy activation price levels becoming more attractive

In the past, mFRR down direction energy activation prices have rarely been negative. This has made it economically unprofitable for wind and solar production to participate in the mFRR markets. Down regulation activation means curtailing production and buying the energy from the TSO. Buying energy that cannot be stored becomes relevant at around zero or negative prices.

In the first half of 2023 there has been a significant increase in the number of negative priced down regulation hours in the Nordics. Also, the price sensitivity downwards has increased. Prices have been down to hundreds and even thousands of euros negative.

In Denmark there has been notable demand for special down regulation. Wind producers have had an active market to provide down regulation at profitable prices. This has normalized the mFRR market participation in Denmark.

mFRR capacity market – great opportunity for wind and solar

Another way to make mFRR markets more attractive to weather dependent production are the capacity markets. Finland has introduced mFRR capacity market for down regulation in the beginning of 2023. This hourly market traded before Day-ahead auction for the next day enables income possibilities for wind and solar producers even if the energy activation orders are not activated. Denmark procures only up direction mFRR capacity.



Oppregulering fra vindkraft

Banebrytende siden mai 2023



Leverert til Statnett

17 000 MWh

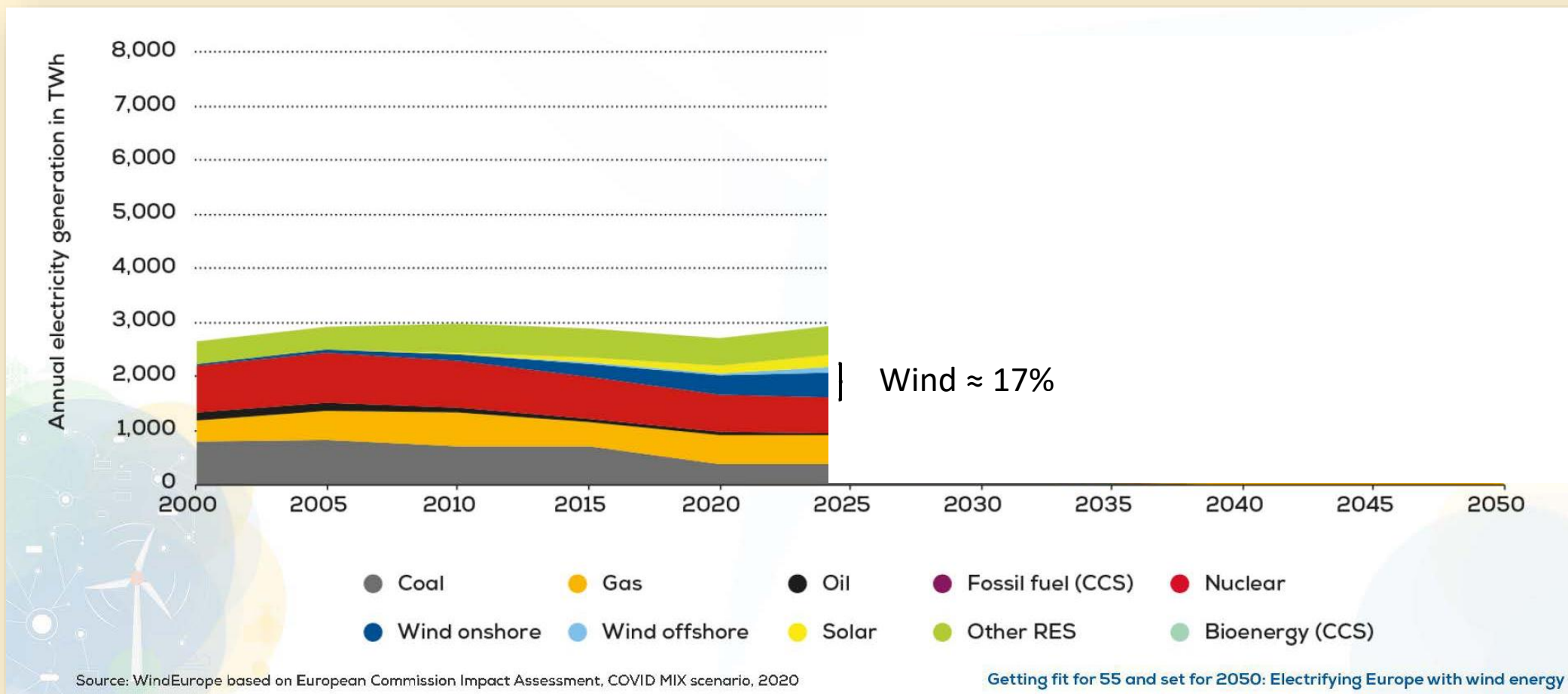


Merverdi til eierne

2 500 000 kr

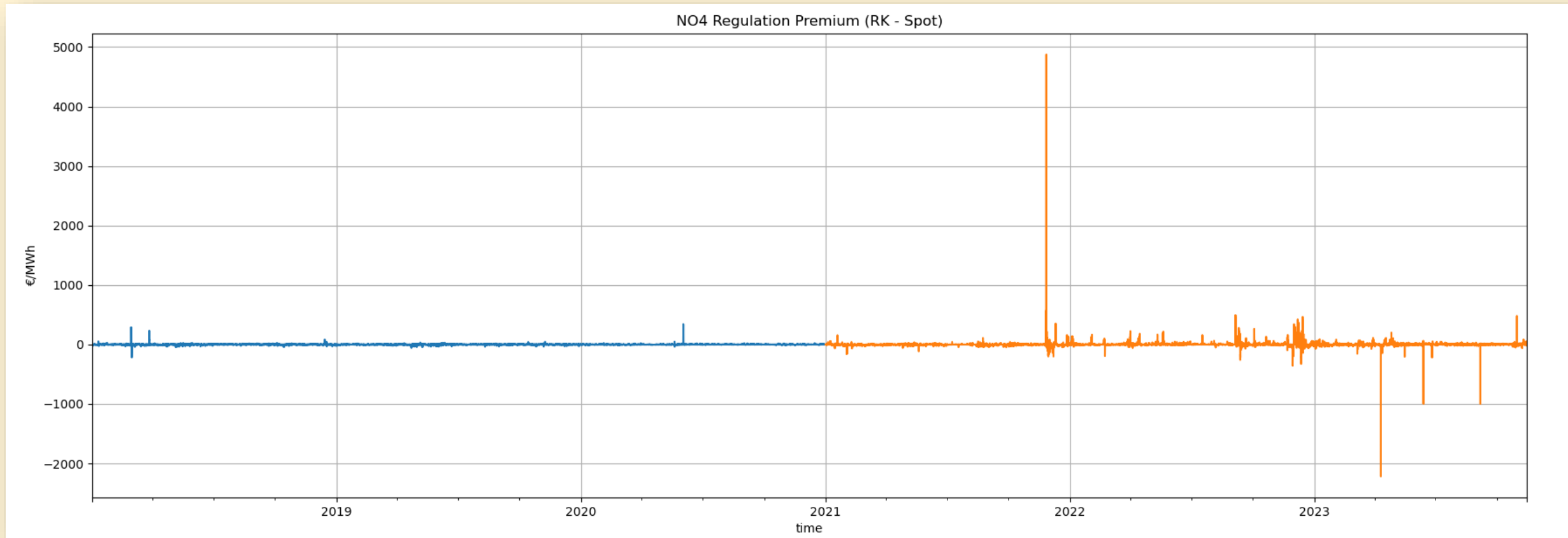
I dag

Vi er egentlig bare i starten..



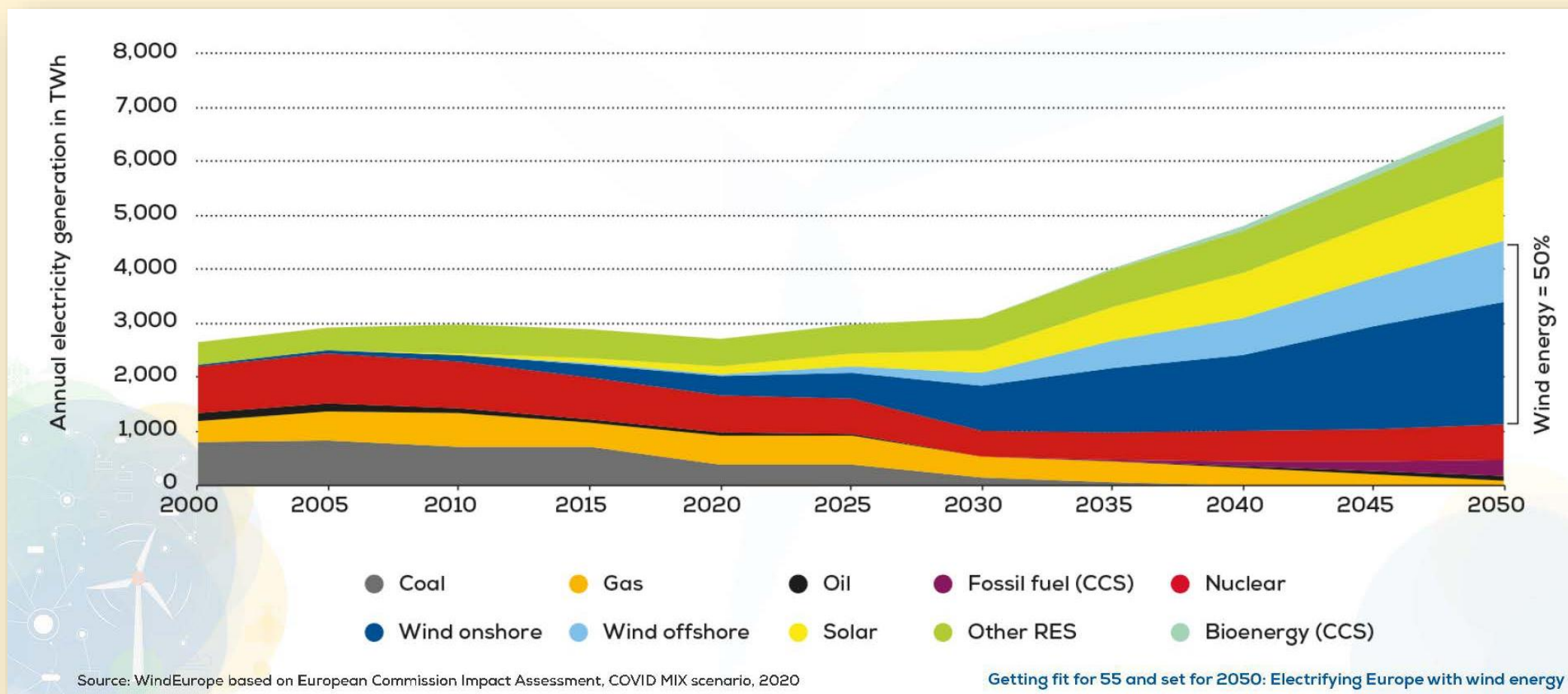
Balansemarkedets utvikling

Relativ ubalansekostnad per MWh vs day-ahead



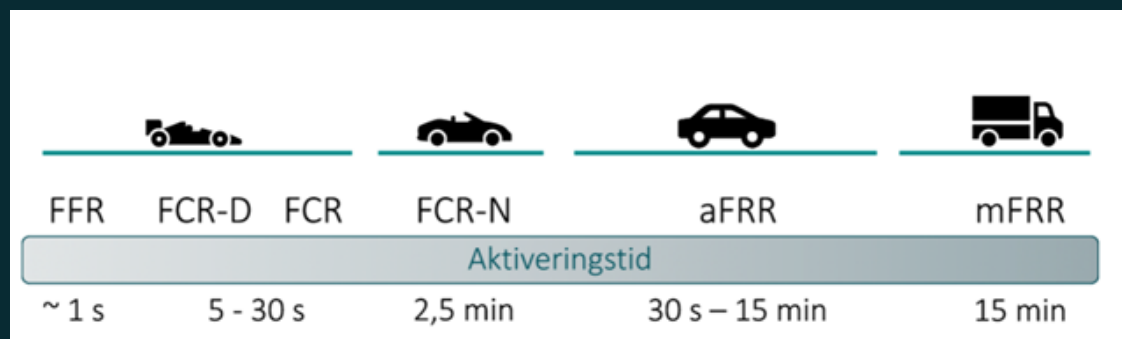
Fremtiden

Hvordan skal vi holde balansen?

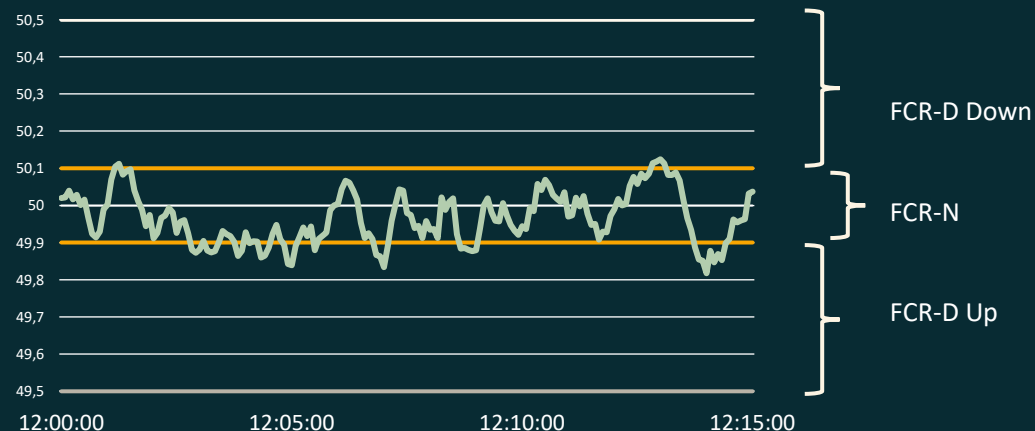


vo|ue

Reglerkraftmarknader



- FCR aktiveras av frekvensavvikelser och kräver snabb responstid
- aFRR och mFRR aktiveras av signal från systemansvarig



Kraftslag	FFR (MW)	FCR-N (MW)	FCR-D upp (MW)	FCR-D ned (MW)	aFRR upp (MW)	aFRR ned (MW)	mFRR upp (MW)
Vattenkraft	0	1 750	2 900	1 350	2 210	2 120	10 230
Värmekraft	0	40	70	50	50	0	250
Energilager	60	10	80	60	0	0	5
Flexibel förbrukning	100	<10	440	10	0	0	140
Solkraft	0	0	0	20	0	0	0
Vindkraft	0	150	190	430	0	200	340
Kombination vattenkraft+batteri	0	<10	<10	10	0	0	0

Olika sätt att koppla upp styrning av vindpark

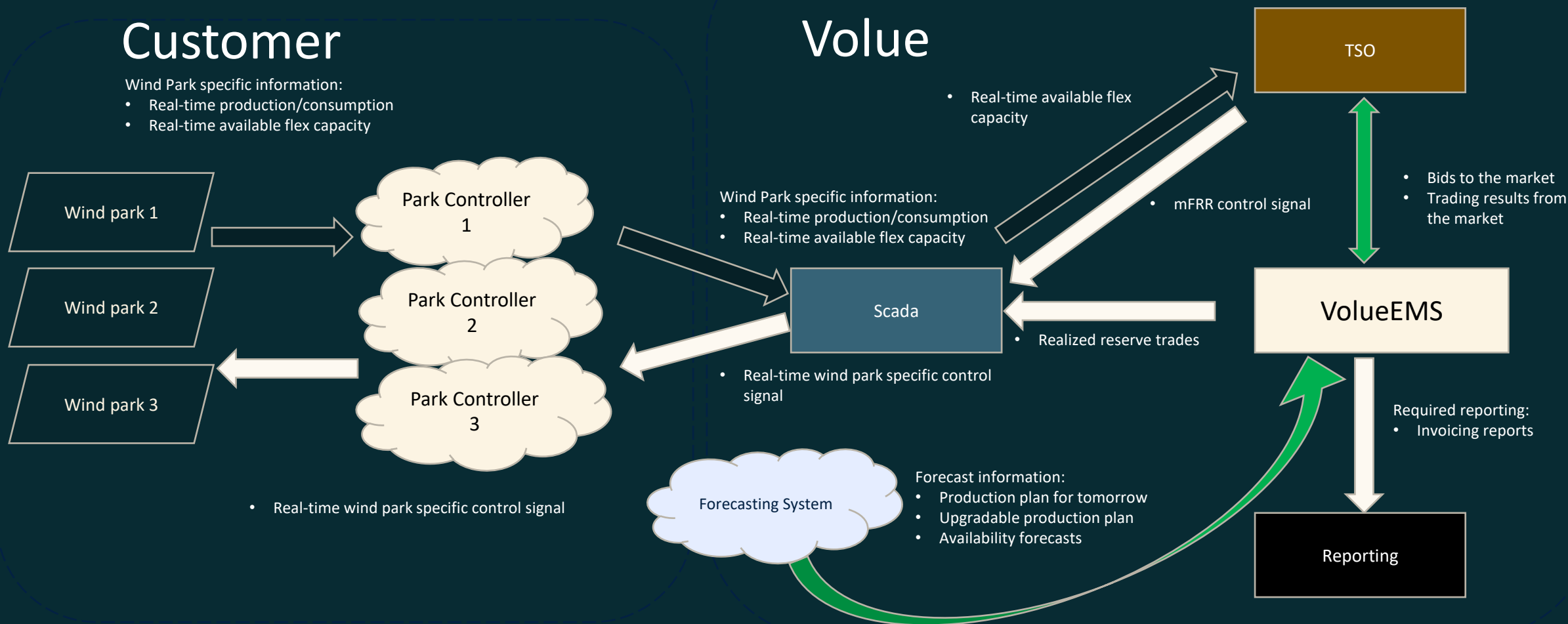
SCADA direkt till vindparkens park controller med IEC104 industristandard
Robust lösning som möjliggör hög automatisering, realtidsmätvärden, larmövervakning och styrning. Används i de flesta driftcentraler.

Integration via ej standardiserade API, näst bästa lösningen som möjliggör automatisering. Kräver mer integrationsarbete och ger lägre robusthet pga av individuella konfigurationer i API:erna

Webbaserat online system, manuell inloggning och manuell aktivering, ej robusta kontrollrumsfunktionalitet och ger låg automatiseringsgrad

Lokal frekvensstyrning, används bara för FCR, integration med styrsystem behövs ändå för att aktivera/deaktivera frekvensstyrning beroende på resultat från budgivning

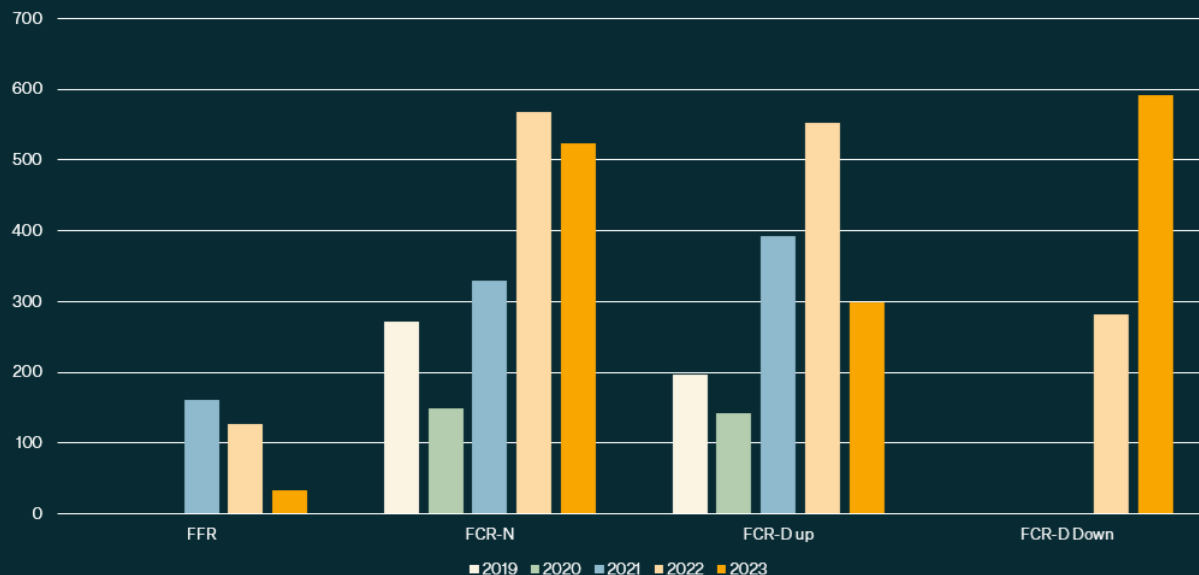
Exempel på konfigurering för vindparker



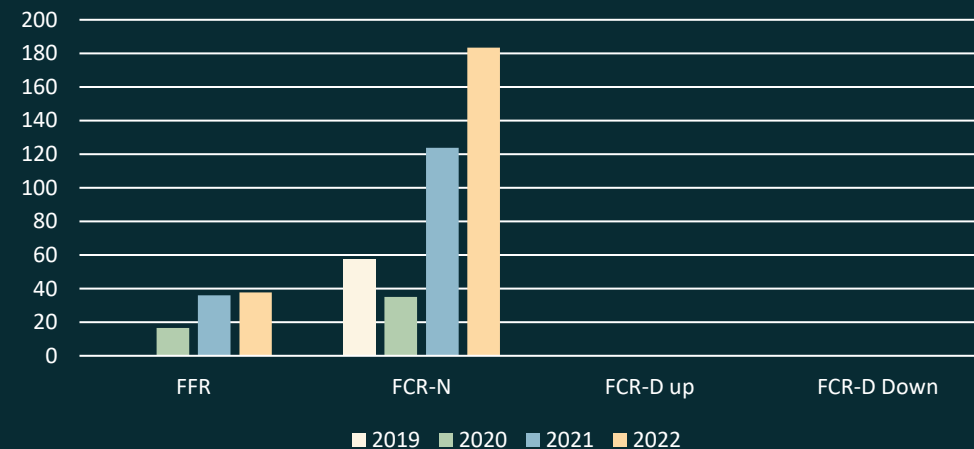
Intäktpotential (räknat med 100% tillgänglighet)

- mFRR Sverige ca 600 000 NOK/år/MW
- FCR-D ned Sverige ca 3-5 MNOK/år/MW
- FCR-D upp Sverige ca 3-5 MNOK/år/MW
- FCR-N Sverige ca 5 MNOK/år/MW

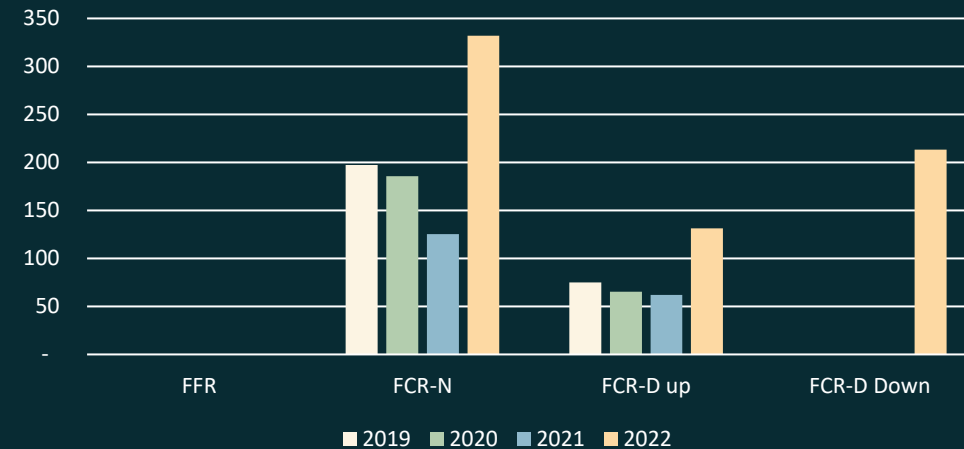
Sweden & Denmark east (DK2) Revenue potential kEUR/MW/Year



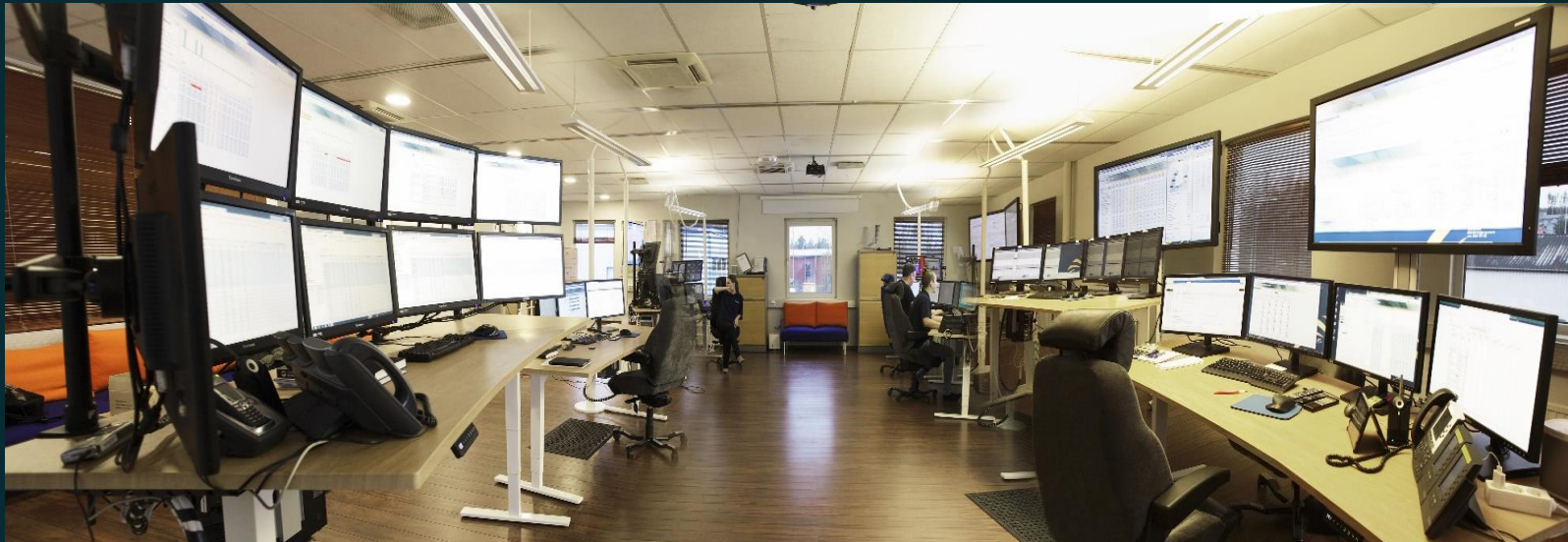
Norway - Revenue potential kEUR/MW/Year



Finland Revenue potential kEUR/MW/Year



24/7 Kontrollrumstjänster (130 sites) Styr 1300 MW vindkraft på mFRR idag



- Control and Monitoring of power plants
- Enables continuous optimization Intraday, curtailment, Regulations and Capacity Market participation
- Monitoring of substations, 20 - 400 kV electricity network and planning and management of operational interruptions
- Monitoring of communication connections, data transmission and information systems, as well as fault transmission
- Real-time monitoring and management of electricity and natural gas balances and trading on exchanges
- ESA services (electrical security responsibility for sites)

Summering

- Reglerbehov ökar i systemet
- Stor intäktspotential
- Volatila priser
- Marknaden utvecklas snabbt
- Negativa spotpriser vanligare
- Flexibilitet och styrning blir mer lönsamt och kan även vara krav från systemansvarig (FI)

Maila mig frågor:
orjan.thoren@volute.com



Spørsmål?

Spørsmål i etterkant av møtet kan sendes til bsp@statnett.no

Svar på spørsmål

I Danmark stiller Energinet krav til vind- og solkraftaktørene sine prognoseverktøy, for at aktørene skal få lov til å delta i kapasitetsmarkedene. Prognoseverktøyene må blant annet ha konfidensnivå på mer enn 85%. Vil Statnett stille samme krav?

Norge og Finland stiller **ikke** krav til vind- og solkraftaktørene sine prognoseverktøy, for at aktørene skal få lov til å delta i reservemarkedene.

Statnett synes likevel at praksisen i Danmark virker fornuftig. Det er viktig at de faktiske budene er i tråd med forventet tilgjengelighet. Dersom denne veiledningen ikke er tilstrekkelig, kan det bli behov for endringer av dagens praksis.

I **dagens marked** avkortes kapasitetsbetalingen med faktor to om man ikke møter forpliktelsen. Det er imidlertid mulig at det vil bli endringer i avkortingsreglene i vilkårene som skal gjelde fra 3. desember 2024. Disse vilkårene legges ut på høring 1. mars.

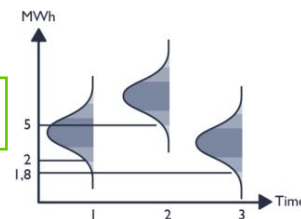
Capacity forecasting requirements

Forecasting production and available capacity are important for weather dependent assets for minimizing imbalances and for guaranteeing reserves. Difficulties in accurate forecasting can make market participation challenging. Energinet has quality requirements for the forecasts and Svenska kraftnät is investigating requirements in the ongoing pilot study. There are no additional forecasting requirements for wind and solar in the reserve markets in Finland and Norway.

Denmark

To allow wind and solar to participate in the capacity markets, Energinet has developed special requirements for the forecasting tools to ensure high enough quality. Through a Danish pilot project, it is concluded that the current forecasting precision and tools have high quality to meet firmness requirements. Energinet requires a prequalification of the forecasting tool to participate in the capacity markets. There is no methodology requirement. The providers are free to choose whichever fit their unit best, but there are certain criteria the forecasting tool must live up to.

- The forecast must be based on minimum 3 months of historical data.
- The forecast confidence level must be above 85%.



The criteria is established to ensure that the capacity is available at almost any time. This level can be changed over time, if the TSO sees a need for it. It is expected that the level can be increased, as the forecasting methods become better.

Energinet does not limit the providers with the remaining energy. The providers are allowed to bid in the energy from the 10% quantile to the median of the forecast to other markets, such as Day-ahead and Intraday.

If updated forecasts closer to real-time reduce the expected power production (but not below the 10% quantile), the provider can restore balance in their portfolio by trading in the Intraday market.

Sweden

It is important for solar and wind providers to have accurate prognoses to be allowed to participate in the reserve markets. However, there are no exact requirements on forecasting today in Sweden. In the ongoing pilot study, forecast data is collected and evaluated. The ambition is to have prequalification requirements on forecasting when the pilot is over. The forecast will then be a part of the prequalification process for wind and solar and will require historical data for power forecast. So far, the pilot has noticed that it is harder to do accurate forecast during winter since it is hard to predict icing on the turbine blades and snow on solar cells. These factors reduce power significantly and it is something to consider when setting requirements.