

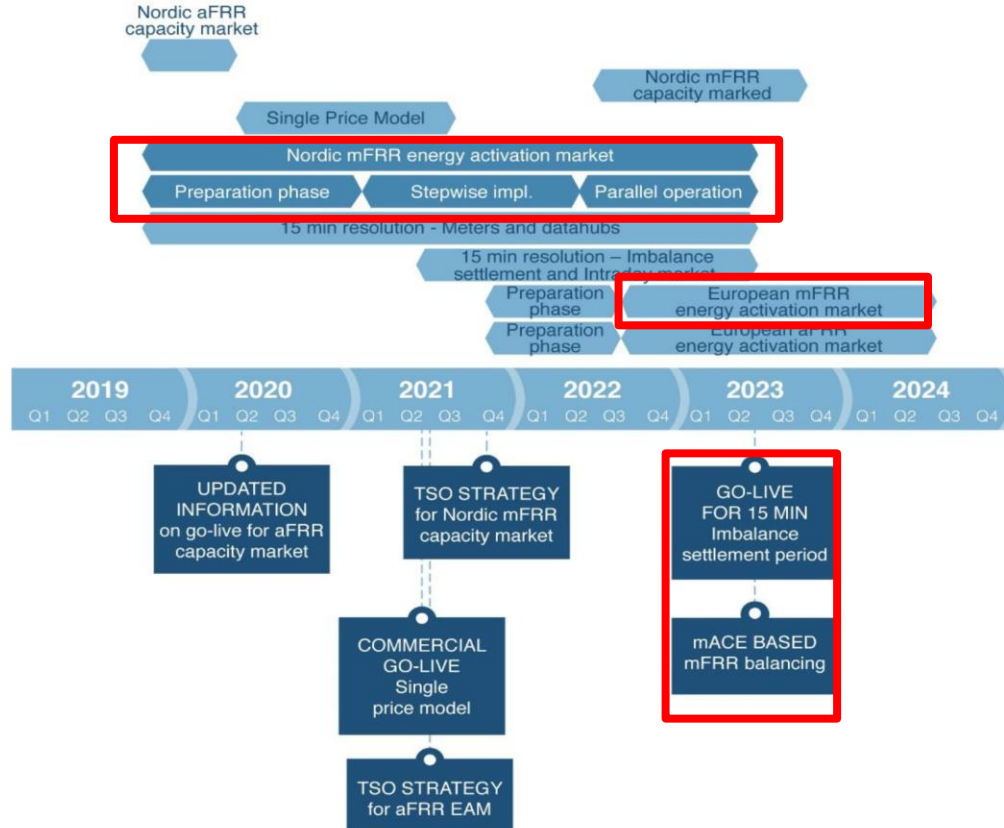


mFRR energiaktiviseringsmarked

Orientering og diskusjon

Kjersti Aarrestad,

Nordic Balancing Model veikart – mFRR energiaktiviseringsmarked



Fasene frem mot europeisk mFRR EAM plattform



- En stegvis implementering reduserer risiko, men gjør og at vi må være bevisste på å at de stegvise endringene i markedsdesign ikke gir dårlige løsninger og feil incentiver
- Viktig at endringene hele tiden går i riktig retning – og peker mot fase 4.
- Fase 1 og fase 2 handler om å forberede og teste det nye digitaliserte og automatiserte balanseringskonseptet med ny AOF
- Nødvendig med frihetsgrader for å støtte opp om både nytt konsept og fallback-løsninger

Minstebud og budgranularitet

- Ved oppstart av "parallell operation" fasen vil det være viktig at operatørene på landssentralen fortsatt har mulighet til å håndtere bud manuelt.
- Samtidig skal det tilrettelegges for flere typer BSPer/aktører, mindre stasjonsgrupper og forberede BSPene og deres systemer på at granulariteten i budgivningene på sikt kan bli finere.
- **Forslag: Minstebud og granularitet på 10 MW, men BSPer får mulighet til å gi et bud med 1 MW granularitet mellom 1- 10 MW per budperiode.**
- Vil dette fungere for dere? Tror dere det også kan fungere for mindre aktører?

Insentiver for budaktivering

- I dag blir rundt 2-10 % av elektroniske bud ikke aktivert slik som de skal.
- Fremover vil det bli et økende antall aktiveringer med mindre bud, mindre budobjekter og 15 min perioder. Det blir dermed viktigere å redusere antall mislykkede aktiveringer til et minimum, da det vil føre til i behov for direkteaktiveringer eller bruk av aFRR i det aktuelle kvarteret, noe som vil koste mer.
- **Forslag: Innføre tilgjengelighetskrav på 99%, slik at BSPer får insentiv til å ha så oppdatert budinformasjon som mulig før lukketid, og gi beskjed til TSO hvis det oppstår problemer før AOF-kjøring og aktivering.**
- Vil dette være tilstrekkelig insentiverende? Burde vi ev holde oss til at BSPer får ubalanseansvar? Ev en kombinasjon?

Aktivering av marginale bud med lik pris

- Selv med finere budgranularitet både i EUR/MW og i antall MW vil det oppstå situasjoner der flere BSPer gir bud med lik pris. I AOF'en vil det ligge noen betingelser inne som reduserer forekomsten av at slike bud blir marginale, men situasjonen vil sannsynligvis fortsatt oppstå.
- **Forslag: Bud med lik pris blir aktivert ut ifra størrelse på budene og behov for aktivering. Aktiveringer avrundes til nærmeste 1 MW**
- Er denne metoden fordelaktig sammenliknet med en pro-rata ordning?
- Vil dere kunne håndtere aktiveringer ned til 1MW?

Single Pricing status update

Norwegian reference group meeting
8 September 2020
Cecilie Seem

ACERs approval of the Imbalance Settlement Harmonisation Methodology

- ACER's approval of the final Imbalance Settlement Harmonisation Methodology happened on 15 July
 - This sets a legal deadline for implementing the methodology before 15 January 2022
- The methodology sets a harmonised framework for:
 - Imbalance position calculation and
 - Imbalance price calculation (single pricing included)

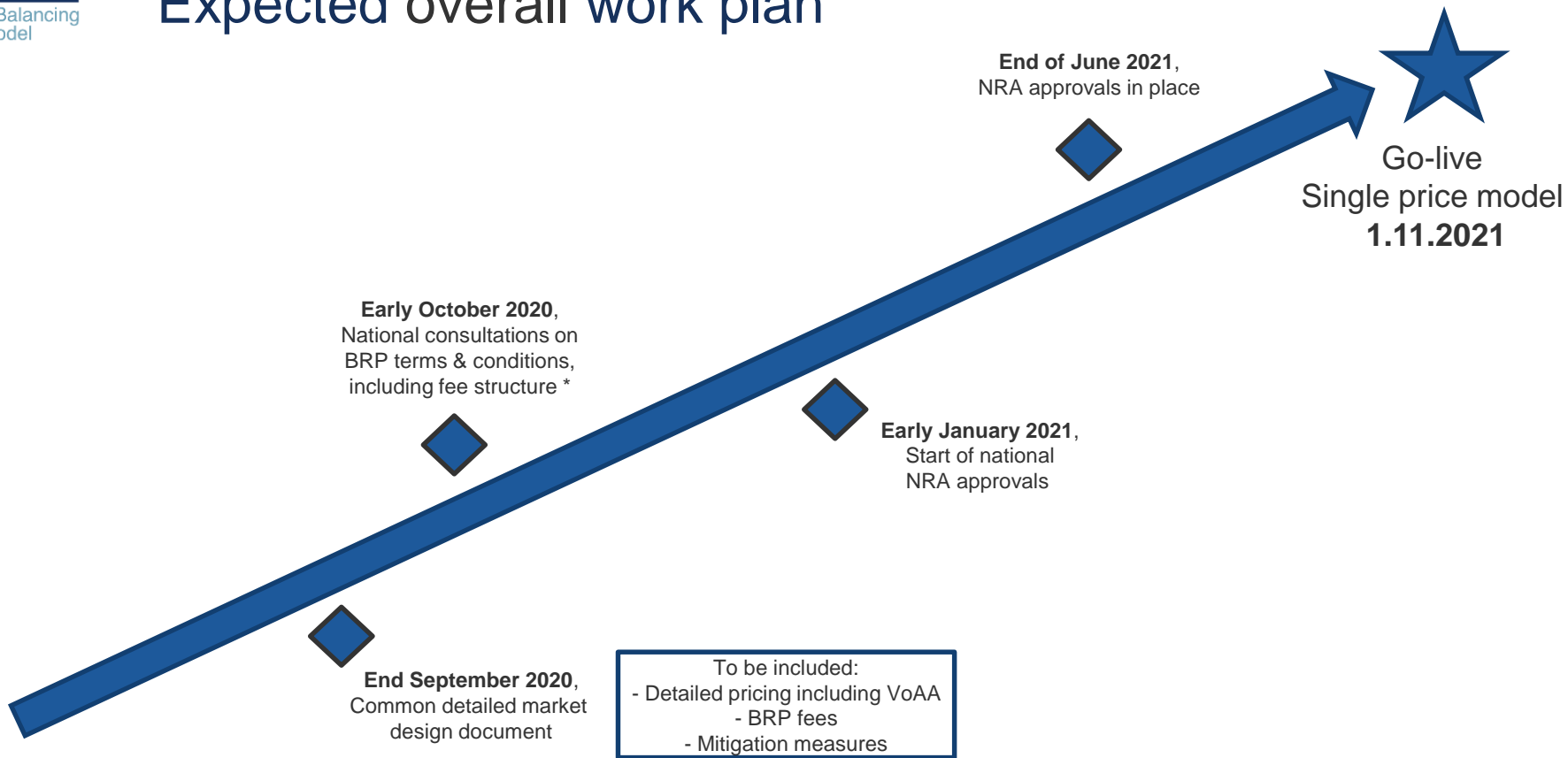
Delay of final go-live date

- Before summer break, the [Nordic TSOs communicated a risk of delay of up to 6 months](#), compared to the original go-live date of Q2 2021
- Main reasoning for the risk of delay was:
 - Uncertainty in the first half of 2020 for the final provisions of the Imbalance Settlement Harmonisation Proposal (ISHP) due to ACER referral
 - The previous timeline did not take enough time into account for the necessary changes required for the national terms and conditions for BRPs and other legislation required by the final ISHP related to imbalance pricing - affecting both the common project and the national projects
- When the ISHP was referred to ACER in January, we should have been more conditional on the time plan

TSOs proposal of final go-live date for single pricing

- At the Nordic Balancing Steering Committee (NBSC) meeting on 18 August the following final target go-live date for implementing Single pricing Single position was decided:
- **Final target go-live date: 1 November 2021**
- The go-live date is before the legal deadline, which the newly approved Imbalance Settlement Harmonisation Methodology sets to be 15 January 2022

Expected overall work plan



Detailed market design needs to be proposed by the Nordic TSOs – proposal to be approved by NBSC

- **Detailed imbalance pricing** including pricing in ISPs without activation (Value of Avoided Activation - VoAA)
 - Imbalance pricing expected to be as today in ISPs with activation, proposal needs to be developed for ISPs without activation
- **Final BRP fee structure** – key points
 - Consumption imbalance fee expected to be changed to a general imbalance fee, use as mitigation measure under discussion
 - Production and consumption fee expected to be kept separate, but set at same level
- **Mitigation measures** for go-live of Single Price
 - See next slide

Mitigation measures proposed by project team to be taken forward – to be decided by NBSC

Proposed
measures
first step

Mitigation measure	Description	Target
Higher imbalance volume fee	Increase the cost of having an imbalance	Incentive to maintain BRP balance
Requirement for production plans, including firm legal or financial obligation and monitoring	Give requirements on scheduling of production to provide the TSOs with necessary information for real-time operation together with sufficient measures to incentivise good quality production plans	Incentive to follow plans
Contractual requirement for keeping balance, including firm legal obligation and monitoring	Give requirements for BRPs to keep balance to support this as a key element of our balancing model	Incentive to maintain BRP balance
Limiting real time information	Design of when information is made available to the market players, which limits necessary prerequisites for self-regulation	Incentive to maintain BRP balance and/or follow plans (by limiting necessary prerequisites for self-regulation)
aFRR capacity market for all hours	Extend aFRR capacity procurement to all hours to support a good frequency quality	Increase means to manage some operational issues caused by self-regulation

Background on the balancing model in the Nordics

<https://nordicbalancingmodel.net/telco-invitation-to-all-interested-stakeholders-on-single-pricing-single-position/>

<https://nordicbalancingmodel.net/paper-on-the-use-of-production-plans-related-to-single-price-single-position/>

Introduction

- The balancing model of the Nordics is based on market parties following plan and maintaining their balance – this will not change with the go-live of the new imbalance model
- There is a need to further assess alternative mitigation actions for self-regulation
- With self-regulation we mean taking an active imbalance with the intent to support the system

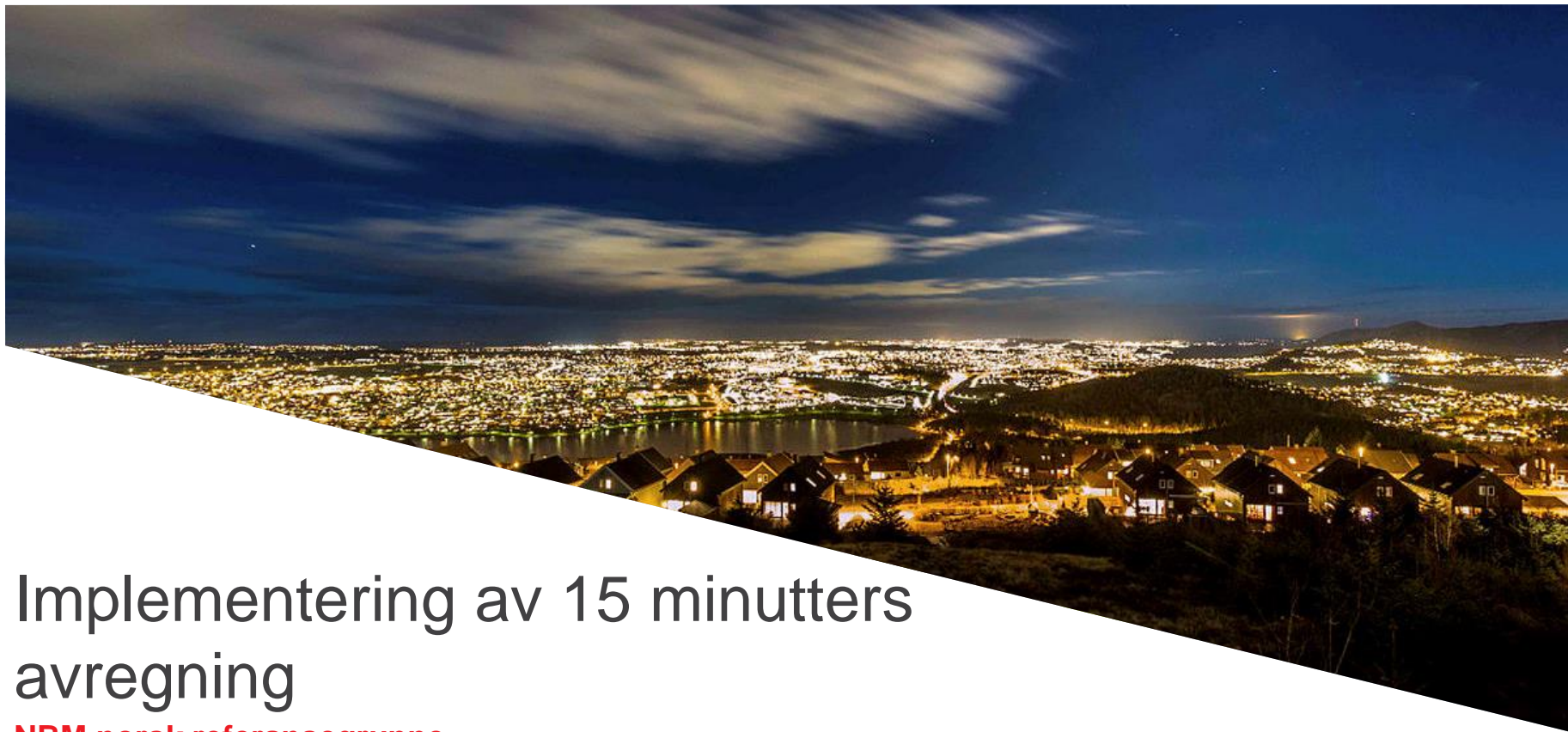
Why it is important for how we balance in the Nordics that the market players follow plans and stay in balance

- The aim of the Nordic way of balancing is to maintain operational security and balance in an efficient way for society
 - Be able to give as much cross-border capacity as possible to the market in day-ahead and intraday timeframe and avoid overloads in real-time (with minimum security margins)
 - Avoid uncoordinated actions leading to less efficient activation of balancing energy from mFRR for both balancing and congestion management purposes and risk of poorer frequency quality and overloads
- Production plans are a key element in the necessary processes
 - Final congestion management (redispatch) is based on final production plans for the operational hour
 - Proactive balancing is based on imbalance prognoses which are supported by final production plans for the operational hour

➤ The best way to support the system in the Nordics is by following plan and staying in balance

Process in Norway will differ from rest of the Nordics

- Changes will be needed in "Avregningsforskriften"
- RME (Norwegian NRA) in charge of this process
- Consultation period of 3 months
- Approval by OED (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy)
 - Consultation expected to start during this fall
- Potential update also to BRP agreement



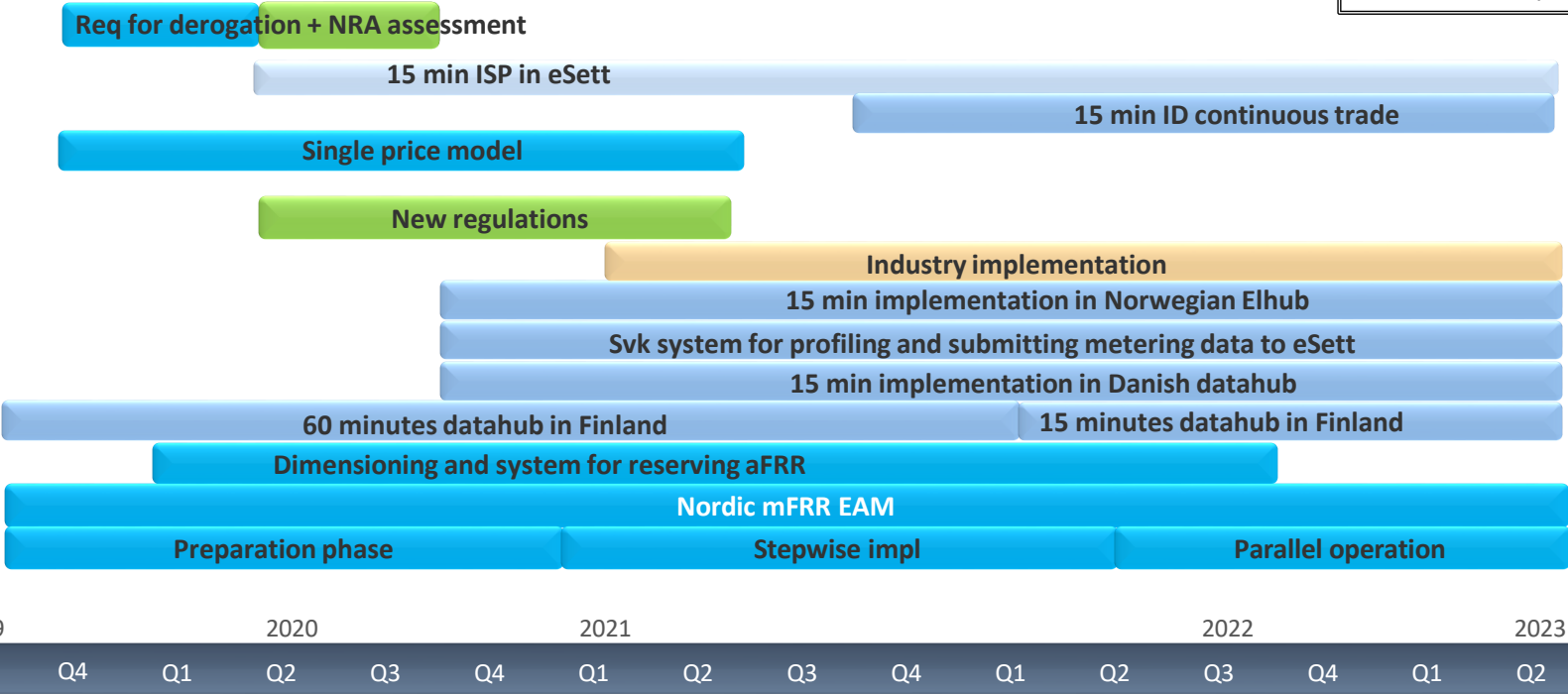
Implementering av 15 minutters avregning

NBM norsk referansegruppe

Lars Olav Fosse, 08.09.2020

Mange ting som skal på plass

NB: Ingen offisiell plan, kun tentative perioder



Kommunikasjon med bransjen

- NBM referansegruppemøter, nordisk og norsk
- Kundeforum for balanseavregning
- Elhub brukerforum
- IKT-gruppe for systemtjenester og balanseansvaret (ISB)
- NBM web
- Statnett.no

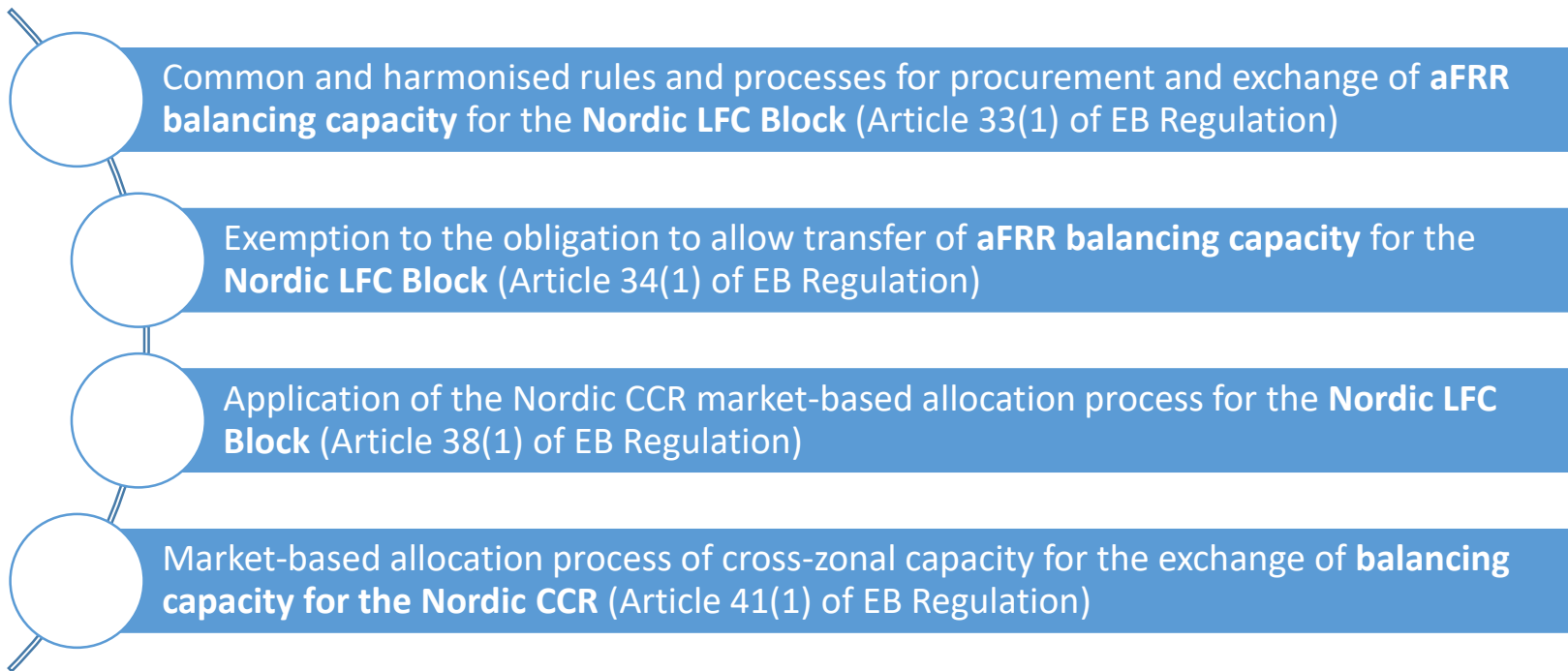
Noen problemstillinger

- Er intradag kontinuerlig handel tilstrekkelig for norske aktører? Vil vi oppleve store ubalanser initielt før de mindre aktørene begynner å handle?
- Om intradag auksjon innføres før 22.05.2023, når skal vi da knytte oss til denne?
- Når bør kvartersoppløsning i lavspennettet innføres?

ACER decisions on aFRR CM and further work

NBM Stakeholder Reference Group meeting 27 August 2020

ACER decisions of 5 August 2020 related to Nordic aFRR capacity market



Main features of Nordic aFRR capacity market

- Daily Nordic procurement executed in D-1
- Gate Closure Time for BSPs will be between 07:00 – 10:00 in D-1, exact timing to be set after public consultation
- Standard aFRR capacity bids will be used with a minimum bid size of 1 MW and hourly division
- TSO will inform an aFRR demand in MW per direction per bidding zone per market time unit
- Marginal pricing (pay-as-cleared) will be used for the pricing of selected bids
- Procurement will be optimised across all 11 Nordic bidding zones using the aFRR capacity bids, TSO demand and the cost of cross-zonal transmission capacity as input
- The cost of cross-zonal transmission capacity is the forecasted price difference in the day-ahead market added with a dynamic mark-up (value between 1-5 EUR) to favour the day-ahead market
- By default, maximum 10% of cross-zonal transmission capacity between two bidding zones may be allocated to the exchange of aFRR capacity
- BSPs are not allowed to transfer their obligations to provide aFRR capacity across bidding zone

Further work to implement ACER decisions

- Involvement of stakeholders required by ACER decisions
 - Gate closure time: exact timing will be publicly consulted (consultation for 2 weeks at least 3 months before implementation)
 - Calculation of dynamic mark-up value: amendment within 12 months (5.8.2021) including public consultation
 - Linking an upward bid with a downward bid is subject to exemption to be granted by each regulatory authority to the requirement to procure upward and downward balancing capacity separately, including public consultation
- aFRR platform development
 - TSOs will do the detailed planning of the final IT solution with timeline, gap analysis is underway
 - BSPs/market participants will be involved in testing
- TSOs will involve national regulators for assessments related to ACER decisions during the planning process
- Currently expected go-live date is Q2/2021, more precise go-live date will be communicated when the planning phase has been finalised

Spørsmål/kommentarer og svar fra nordisk NBM referansegruppemøte

- Vil påslaget være statisk eller dynamisk gjennom dagen?
 - Påslaget vil være basert på et snitt over de 30 siste dagene og være det samme gjennom en dag. Den detaljerte metoden for å sette dette påslaget vil bli videreutviklet.
- Er det riktig av TSOene å basere strategien utelukkende på reservasjon av kapasitet mellom budområdene? Hvordan kan TSOene hevde at kapasiteten ikke er der før et marked er etablert?
 - At det mangler kapasitet i mFRR markedet i noen budområder er en god indikasjon på at dette vil være tilfelle også for et aFRR marked. Hovedutfordringen med et marked på budområdenivå er at det i enkelte budområder ikke vil være konkurranse. Dermed kan prisen for kapasitet bli svært høy.
- I hvilke budområder et særlig lavt potensielt tilbud av aFRR kapasitet? Er det et alternative å styrke overføringskapasiteten?
 - Å øke overføringskapasiteten tar mange år. Det er velkjent hvor det er lite aFRR kapasitet. Det er også viktig å understreke at vi vil ikke reservere kapasitet for aFRR fra day ahead markedet dersom ikke dette vil ha en høyere samfunnsøkonomisk verdi. Dette vil vi analysere for hver time. Detaljene i algoritmen som brukes, vil offentliggjøres før markedet etableres.

Diskusjonspunkter

- TSOene har ikke oppnådd tilstrekkelig tillit hos aktørene til modellen som er valgt for aFRR kapasitetsmarkedet. Hva ved modellen og/eller kommunikasjonen av denne er det som gjør aktørene usikre?
- I dag reserveres i praksis aFRR kapasitet gjennom at ATC til markedet åpner for overføring av aFRR. Vil det ikke være bedre med en transparent modell?
- Vi vil gjennomføre en høring på tidspunkt for lukketid i aFRR kapasitetsmarkedet. Er det tilstrekkelig å kjenne til om dere har fått tilslag før bud legges inn i day ahead markedet? Hvordan bør timingen i markedet være slik at den passer inn i øvrige steg i morgenrutinene?