



Tasehallintahankkeen referenssiryhmän kokous

20.5.2021

Teams-kokous

FINGRID

Agenda

- NBM-hankkeen roadmap
- Varttitaseen vaihtoehtoinen käyttöönotto
- mFRR EAM: tarjousten käsittely ja valinta
- Säättöenergian määrän laskenta
- FRR-mitoitus tulevaisuudessa
- aFRR-markkinan siirtokapasiteettivarauksen hinnoittelumenetelmän muutosesitys
- Muut asiat
 - Tiedonvaihdon kehitystyö
 - Webinaarit ja konsultaatiot
 - Pohjoismaisen NBM referenssiryhmän kokousagenda

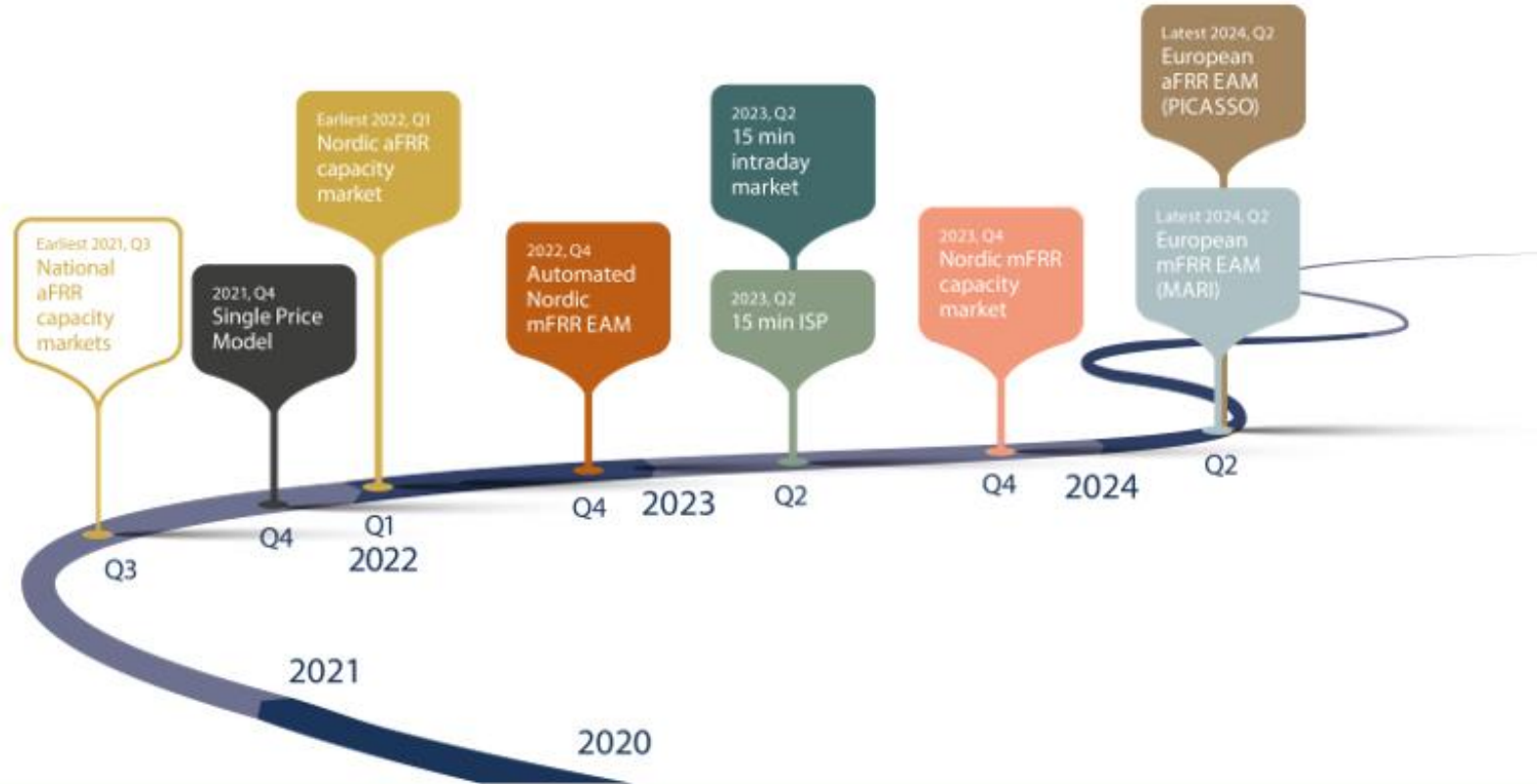


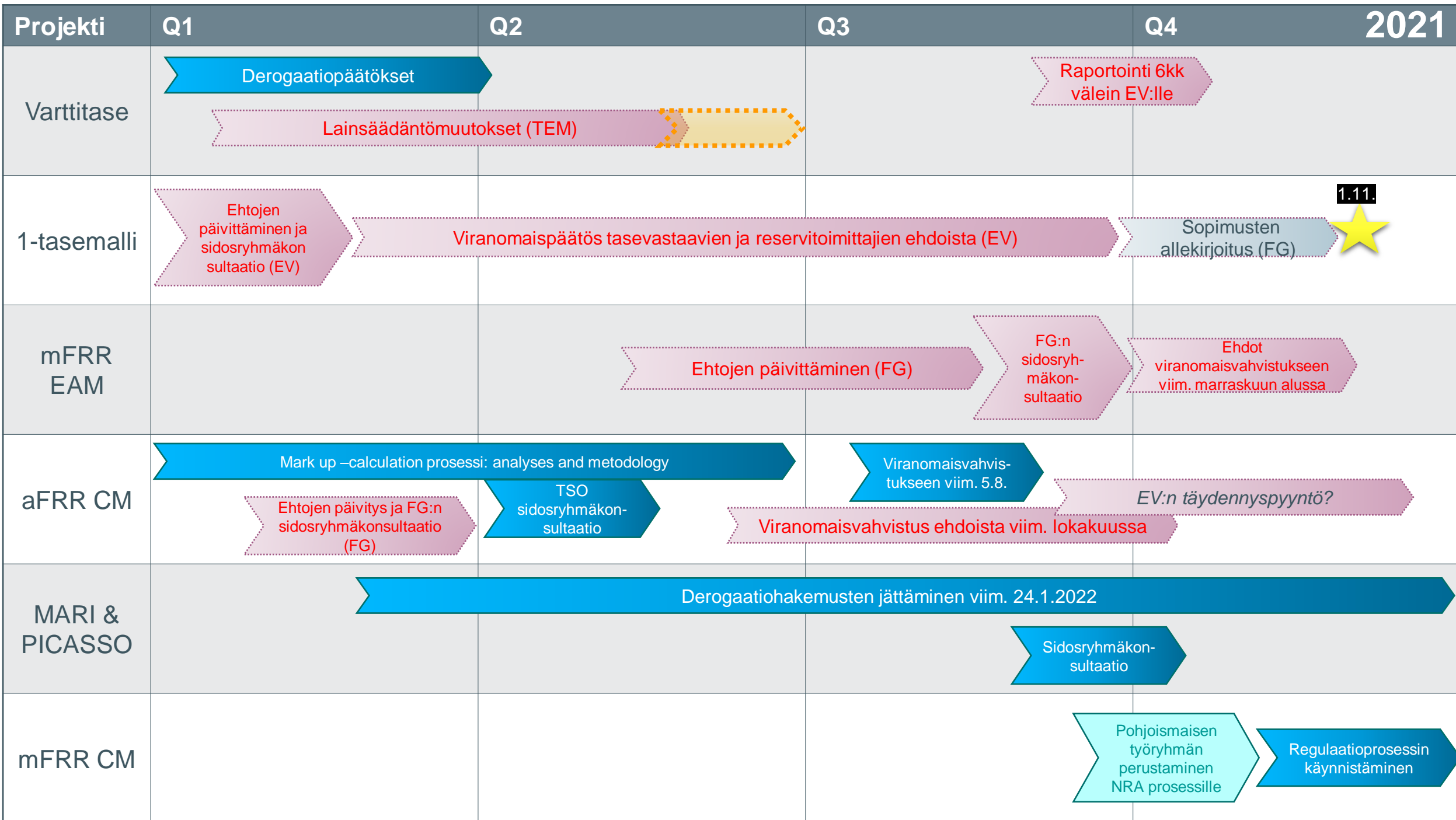
An aerial photograph of a dense forest with a network of power lines and a road. The power lines run vertically through the center of the image, with several towers visible. A road or path winds through the forest, crossing the power lines. The trees are mostly green, suggesting a summer or early autumn setting. The sky is clear and blue.

NBM-hankkeen roadmap

FINGRID

NBM roadmap





An aerial photograph of a dense forest with a network of power lines and towers stretching across it. The text is overlaid in the center.

Varttitaseen vaihtoehtoinen käyttöönotto

FINGRID

Varttitaseen ajankohtaiset

- Energiavirasto vahvistanut varttitaseen käyttöönottopäivämäärän
- TEM asetusmuutokset
- Varttitaseen kolmiosainen webinaarisarja pidetty kevään aikana
- Pohjoismainen 15 min ISP webinaari 7.6.2021 klo. 14.00



Energiaviraston poikkeuspäätös varttitaseen käyttöönottoon

- Energiaviraston poikkeuspäätös on yhdenmukainen Ruotsin ja Tanskan energiaviranomaisten päätösten kanssa → Pohjoismaissa siirrytään samanaikaisesti varttiin 22.5.2023
 - Energiavirasto pitää Fingridin esittämää toteutussuunnitelmaa perusteltuna tapana siirtyä varttitaseeseen
 - Fingrid raportoi Energiavirastolle kansallisen toteutuksen etenemisestä
 - Fingridin tulee varmistaa varttitaseen kansallinen käyttöönotto ja aloittaa varautuminen yhdessä sidosryhmien kanssa tilanteeseen [vaihtoehtoiseen käyttöönottoon], jossa yhteispohjoismainen toteutusaikataulu ei etene suunnitellusti.
- Yhteispohjoismaisesti on suunniteltu toteutettavaksi seuraavat osa-alueet, joihin vaihtoehtoisella käyttöönotolla olisi vaikutusta:

15 min
Intraday-markkina

15 min pohjoismainen
säätosähkömarkkina
(mFRR EAM)

Pohjoismainen 15 min
taseselvitys (eSett)

Fingridin tavoitemalli varmittaiseen käyttöönotossa

Sama go live -päivämäärä kaikissa Pohjoismaissa



Täsmennys kalvoon: Suomi jäisi osaksi pohjoismaista 60 min mFRR-energiamarkkinaa. Selvitetään mahdollisuutta 15 min hinnan määrittämiselle (kansallisesti).

Vaihtoehtoinen käyttöönotto

Fingridin alustavia ajatuksia pohjoismaisiin riskeihin varautumisesta

Jos Pohjoismaissa yhtäaikainen siirtyminen 15min kaupankäyntiin Intraday (ID) markkinoilla ei ole mahdollista:

- Tarjousalueiden välinen ID-kaupankäynti jatkuisi 60 min kaupankäyntijaksolla.
- Selvitetään mahdollisuutta ottaa lisäksi 15 min ID-markkinat käyttöön kansallisesti Suomen tarjousalueella.

Jos pohjoismaista 15min säätösähkömarkkinaa (mFRR EAM) ei saada käyttöön ennen varmittaiseen käyttöönottoa:

- Pohjoismaisen säätösähkömarkkina jatkaisi 60 min kaupankäyntijaksolla.
- Selvitetään mahdollisuutta lisäksi määrittää kansallisesti tasesähkölle 15 min hinta säätösähkömarkkinoilla tehtävien aktivointien perusteella.

Jos muut Pohjoismaat jäävät 60 min taseselvitysjaksoon

- Suomessa siirrytään 15 min taseselvitysjaksoon
- Selvitetään eSettin mahdollisuutta toteuttaa taseselvitys eri taseselvitysajaksolla eri maille.

Ennakkotehtävät

Alustava yhteenveto ja keskustelu

Yleisiä huomioita

- **Taseselvitys voidaan tehdä vartissa** siltäosin kuin mittaukset yms ovat vartissa vaikka markkinat ovatkin tunnissa.
- **Varttitaseen käyttöönottoa Suomessa ei pidä lykätä** sen takia, että muut maat eivät pysy aikataulussa. Markkinat pitää suunnitella niin, etteivät ne maat jotka noudattavat aikatauluja joudu niistä kärsimään ja markkinakehitystä viedään eteenpäin.
- **Datahubin ja muiden kansallisten toimien käyttöönottoa tulee jatkaa suunnitelman mukaisesti.** Samaten valmistautumista Marin ja Picasson liittymiseen.
- Kaikissa vaihtoehdoissa **datahubin tulee olla valmis ottamaan vastaan ja käsittelemään sekä vartti- että tuntidataa** ja tekemään tarvittaessa tarvittavat muutokset tunneista varteiksi ja varteista tunneiksi.
- **Muutokset pitää tietää hyvissä ajoin**, jotta niihin voidaan varautua.
- Mielestämme ei etukäteen kannata pelkästään Suomessa siirtyä 15 minuutin tasejaksoon vaan **kaikkien pohjoismaiden täytyy pystyä toimimaan yhteisesti.**
- Pohjoismaissa sähkömarkkinoilla **yhteinen aikataulu on hyvin tärkeää.**
- **Varttitase on otettava käyttöön samanaikaisesti Pohjoismaissa.** Tuoterakanteet täytyy olla samanlaisia kaikilla markkinaosapuolilla Pohjoismaissa, lisäksi Suomi on liian pieni markkina-osapuoli varttitaseen ja erityisesti kaupankäynnin näkökulmasta.
- **Maakohtainen hajautuminen toteutuksessa ei ole toivottavaa**, koska markkina tarvitsee laajaa sitoutumista ja kaikkia markkinatoimijoita. Pohjoismaissa sähkömarkkinoilla yhteinen aikataulu ensisijainen, vaikka siirtymä tapahtuisi myöhemmin.
- **Emme näe perustelluksi siirtymistä vartin tasejaksoon tilanteessa, missä naapurimaat pysyttäytyvät tunnin tasejaksossa**

Vaihtoehtoisen käyttöönoton mahdollisuudet

- **Kyllä vaihtoehtoinen käyttöönotto mahdollinen on ja se pystytään toteuttamaan.**
- **Eurooppalaisen lainsäädännön käyttöönotto Suomessa** pienemmällä viiveellä kuin muissa Pohjoismaissa
- Markkinatoimijoilla mahdollisuus tasapainottaa portfoliotaan ja siten **tukea järjestelmän tasapainotusta varttitasolla**
- Portfolion **tasapainotus markkinaehtoisesti varttitasolla**, tärkeää erityisesti tuulivoiman lisääntymisen takia
- Pystyykö FG / eSett hyötymään kansallisen **15 min ISP toiminnasta saatavia oppeja** siten että pohjoismaiseen siirryttäessä olisi mahdollisuus saada ulosmitattua opit tuottoina tai alentuneina kustannuksina?
- **Riippuvuus varttitaseen käyttöönoton ja Nordic mFRR EAM väliltä poistuu**
- **Toimivat ID markkinat 15-minuttin tuotteilla ovat edellytys, jotta toimijat voivat tasapainottaa taseensa 15 minuutin taseselvityksessä.** Jos toimijalla ei ole säätyvää tuotantoa tai kulutusta, niin 15min tuotteilla käytävä Intraday-kaupankäynti on ainut keino tasapainottaa tase.
- **Hyödyt on vaikea nähdä haittoja suuremmaksi**, kun katsotaan asiaa kokonaisuudessa.
- **Emme näe tässä juurikaan mahdollisuuksia**, mikäli muut Pohjoismaat pysyvät 60 min taseselvityksessä ja kaupankäyntijaksossa
- Toimijalle **vaikea nähdä toiminnallista hyötyä ja mahdollisuutta**. Sekavuutta ja kustannuksia ennemmin.
- Eriaikainen siirtyminen varttitaseeseen sisältää **hyvin vähän mahdollisuuksia**. Aiemmissä selvityksissä nimenomaan yhteisten säätösähkömarkkinoiden hyödyt on nähty merkittäviksi.
- Tehdään kevyt tekninen sovellutus, jossa **tuntitase jaetaan matemaattisesti neljään osaan, kun kaikki muut markkinaelementit säilytetään tunnissa.**

Vaihtoehtoisen käyttöönoton haasteet

- Suomi eristyy muista Pohjoismaista. **Markkina pienenee ja muuttuu vähemmän tehokkaaksi.**
- **Haasteita on pohdittu aiemmin prosessin aikana**, kun käytiin läpi eri maiden mahdollisuuksia siirtyä 15 minuutin taseeseen. Samat haasteet edelleen, mikäli Suomi siirtyisi yksin varttiin.
- **Vaarana markkinoiden eriytyminen** entisestään. Edelleen kannattaa toteuttaa kaikille pohjoismaille yhtäaikaan, jotta markkinat saadaan oikeasti toimimaan ja rakentaa oikeasti yhteinen markkinapaikka. Ilman yhteistä markkinapaikkaa toteutuisi **osaoptimointia yhden kansallisen alueen näkökulmasta**. Myös tätä on pohdittu aiemmin.
- Vaihtoehtoinen käyttöönotto **vaikuttaa tasevastaavan toimintaa ja lisää sitä kautta liiketoiminnan riskejä**. Erityisesti se tulee hankaloittamaan toimintoja, joita suoritetaan samasta paikasta samoilla järjestelmillä kaikkia pohjoismaita koskien.
- **BRP:n taseen tasapainottaminen haastavaa** jos 15 min ID ja mFRR kaupankäynti on vain kansallista.
- Kansallinen 15 min ISP aiheuttaa **haasteita eSetille osalta**, koska heidän resurssit ovat valitettavasti erittäin rajalliset.
- Onko 15 min ID markkinalle **riittävästi likviditeettiä ja kaupankäyntimahdollisuuksia?**
- Kansallinen 15 min markkina tuntimarkkinan rinnalla voisi aiheuttaa **markkinoiden pirstaloitumista ja tehottomuutta**.
- **Liiketoiminnan riskit kasvaa jos markkinapaikat ei toimi tehokkaasti.**
- Mikäli pohdittaisiin myös Suomen varttiaikataulun siirtämistä, tulee huomioida se, että **verkolla kustannukset alkavat juosta huomattavasti ennen itse varttiin siirtymistä**.
- **Likviditeetti vähenee** kun markkina on kansallinen ja kaupankäynti jakautuu mahdollisesti XBID ja kansallisen 15 min markkinan kesken, **hinnan muodostuksen luotettavuus kärsii**.

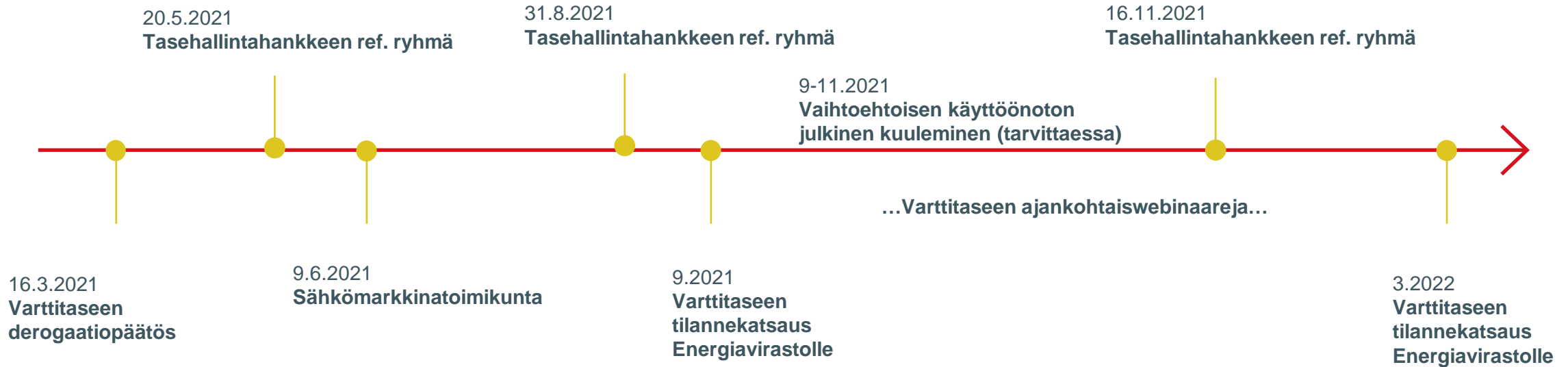
Ratkaistavia ja selvitettäviä asioita

- Vakavasti mietittävä **minimi ratkaisu eli vain taseselvitys tehdään vartissa ja kaikki muut markkinaelementit säilytetään tunnissa.**
- **Tulee varmistaa tasevastaavien mahdollisuus taseensa tasapainottamiseen.** Valitut ratkaisut ja mallit eivät saa myöskään johtaa toimijoiden epätasa-arvoiseen asemaan.
- **ID-kaupankäyntimahdollisuus 15 min tuotteilla edellytys 15 min ISP käyttöönotolle** (vähintään Suomen sisällä)
- **Selvitettävä miten 60 min XBID ID markkina ja 15 min kansallinen ID markkina toimii yhtäaikaisesti.** Onko molemmat avoinna yhtä aikaa, jolloin likviditeetti jakautuu vai onko ensin 60 min ja vasta sen jälkeen 15 min kansallinen jolloin 15 min kaupankäyntijakso jää varsin lyhyeksi.
- **Epäselvää siirtykö gate closure käyttövarsin alkuun** vai pysykö se edelleen käyttötunnin alussa. 15 min taseselvitysjakson hyödyt toimijan näkökulmasta häviävät jos gate closure käyttäytyy samoin kuin 60 min ISP:llä
- **Miten tunti- ja vartti-ID yhdistetään?** Blokkitarjous-rakenteella?
- **Haasteet tulisi miettiä läpi**
- **Mahdollisuus käydä kauppaa FI-EE rajalla 15 min tuotteilla** ennen pohjoismaisten rajojen siirtymistä varttiin tulisi selvittää
- Mahdollinen viivästyminen varttitaseen käyttöönotossa **ei saa vaikeuttaa varttimittausten käyttöönottoa.**
- Toimialalla on paljon projekteja menossa ja suurimpana on luonnollisesti valmistautuminen datahub:iin. Pienemmissä sekä keskisuurissa yhtiöissä **henkilöresurssit ovat kovassa käytössä**, joten kaikki ylimääräinen suunnittelu ja tekeminen jo päätettyjen suuntaviivojen osalta on vaikea toteuttaa. Kuitenkin vaihtoehtoisessa pohdinnassa on **mietittävä konkreettisia vaihtoehtoisia toimia ja todennäköisesti jakeluverkonhaltijoiden MDM järjestelmät pystyvät tuottamaan tunnin sarjaa pidemmällä aikaa.** Tämän kustannukset pienemmät, kuin osaoptimointi kansallisessa siirtymässä.

Jatkotoimenpiteet ja sidosryhmien osallistaminen

- Keskeisintä on, että **sidosryhmistä suunnittelussa ovat mukana sähkömarkkinoiden osapuolet**, jotka käytännössä myyvät, ostavat ja siirtävät sähköä sekä hallitsevat taseita.
- Fingridin tulee tehdä **vaikutusarvio** kustannuksista ja markkinoiden toimimisesta vaihtoehtoisesta käyttöönotosta. **Datahubin kehitystyötä on jatkettava** ripeästi.
- **Sidosryhmät pidettävä ajan tasalla** asian etenemisestä
- **Sidosryhmät tulee ottaa mukaan vahvemmin** 15 minuutin tasejaksoon siirtymiseen. Järjestelmätoimittajat, E-Sett, asiakkaat sekä muutkin sidosryhmät tulisi pitää vahvasti työssä mukana. Yksin TSO ei pysty suunnittelemaan vaihtoehtoista käyttöönottoa, koska todennäköisesti lopputulos olisi vain yhdestä suunnasta katsottuna arvioitu.
- Mahdolliset viiveet ja uudet **epävarmuudet pohjoismaisessa prosessissa kommunikoitava välittömästi sidosryhmissä**
- Asia vaatii ainakin **toimijoilta itseltään syvällisen läpikäynnin**. Kilpailurajoitteiden puitteissa voisi olla hyvä järjestää eri aihealueiden osalta tilaisuudet, joissa käydään järjestelmällisesti asiat läpi huomioiden kaikki mahdolliset vaikutukset. Tämä helpottaisi suuresti toimijoita omissa valmisteluissaan.
- Tasesähkön 15 min hinnan määrittäminen vaihtoehtoisessa mallissa **keskusteltava yhdessä sidosryhmien kanssa**

Varttitaseen tulevia sidosryhmä- ja viestintätilaisuuksia

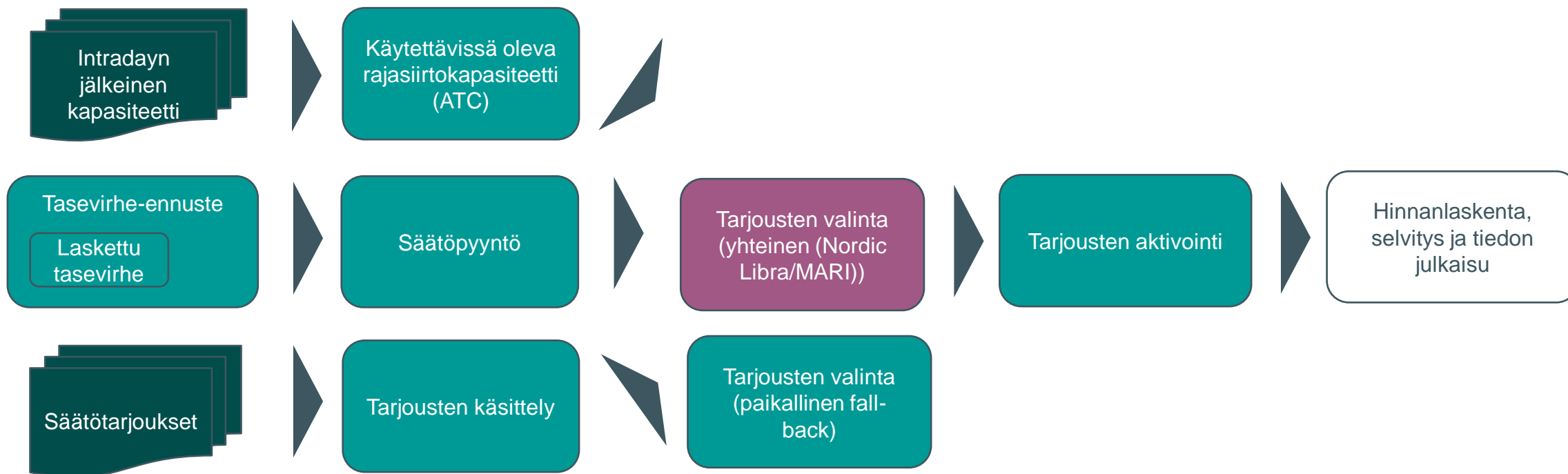


An aerial photograph of a dense forest with a power line tower and its associated cables running through the center. The text is overlaid on the image.

mFRR EAM: tarjousten käsittely ja valinta

FINGRID

Yleiskuva tulevasta mFRR-prosessista



Tarjousten asettaminen epäkäytettäväksi

- Fingrid voi asettaa tarjouksia epäkäytettäväksi, jolloin niitä ei toimiteta yhteiselle tarjouslistalle
 - Näissä tilanteissa toimitaan EBGL:n artiklan 29.14 mukaan: *Each TSO may declare the balancing energy bids submitted to the activation optimisation function unavailable for the activation by other TSOs because they are restricted due to internal congestion or due to operational security constraints within the connecting TSO scheduling area*
 - Mahdollista myös, että tarjous valitaan paikallisesti erikoissäätöön sijainnin perusteella
- Jos tarjous asetetaan epäkäytettäväksi, reservitoimittajalle lähetetään sanoma, jossa ilmoitetaan tarjouksen asettamisesta epäkäytettäväksi ja syykoodi
 - Tämä sanoma on kuvattu pian julkaistavassa implementointiohjeen versiossa

Yhteiset tarjousattribuutit

Tyyppi	Tarjousattribuutti	Kuvaus
Perustarjoukset (Simple bids)	Pienin aktivointimäärä	Pienin tarjouksesta aktivoitavissa oleva määrä, vaikka tarjous olisikin jaettava.
	Jakamattomuus	Tarjous täytyy aktivoida kokonaisuudessaan, eli ei ole jaettavissa.
Kompleksit tarjoukset (Complex Bids)	Vaihtoehtoiset (toisensa poissulkevat) tarjoukset	Vain yksi useasta tarjouksesta voidaan aktivoida.
	Moniosaiset tarjoukset (vanhempi/lapsi)	Tarjouksesta on hyväksyttävä kaikki sen alemman hinnan tarjouksetkin
Linkitetyt tarjoukset (Bids linked in time)	Ehdolliset tarjoukset	Jos tarjous aktivodaan tälle vartille, siihen liittyvä tarjous ei ole enää käytettävissä seuraavalla vartilla tai tarjous on käytettävissä vain, jos siihen liittyvä tarjous on aktivoitu edellisellä vartilla
	Teknisesti linkitetyt tarjoukset	Jos saman resurssin tarjous aktivodaan suoraan tietyllä vartilla, tarjousta ei voida aktivoida seuraavalla vartilla, sillä se on jo aktivoituna
Aktivointityyppi (Activation type)	Suora aktivointi	Kertoo, onko tarjous käytettävissä suoraan aktivointiin (kaikki tarjoukset ovat käytettävissä aikataulutettuun aktivointiin)

Tarjousten valinta (Nordic Libra)

- Muodostetaan yhteinen tarjouslista jokaisen kantaverkkoyhtiön yhteiselle markkinapaikalle toimittamista tarjouksista
- Yhteisellä tarjouslistalla käytetään seuraavia tarjousattributteja
 - Tarjouksen jaettavuus (täysin jaettava, osin jaettava ja jakamaton)
 - Vaihtoehtoiset (toisensa poissulkevat) tarjoukset
 - Moniosaiset tarjoukset (vanhempi/lapsi)
 - Ehdollinen linkitys – vaikuttaa tarjousten käytettävyyteen varttien välillä
- Tekninen linkitys vaikuttaa tarjouksen suoraan aktivointiin (Ei osana Nordic Libraa)
- Kansalliset attribuutit vaikuttavat paikallisesti tehtäviin aktivointeihin esim erikois- ja jaksonvaihdeseäätöihin
 - Fingrid ei ole suunnitellut ottavansa näitä käyttöön pl. sijaintieto, mikä liittyy reservikohteeseen

Tarjousten valinta (Nordic Libra)

- Algoritmin sisäänmenona tarjousten lisäksi
 - Sääötötarve
 - Käytettävissä oleva rajasiirtokapasiteetti (ATC)
- Tarjouksia valitaan kunnes sääötötarpeet on täytetty (tai niin kauan kuin tarjouksia ja rajasiirtokapasiteettia on jäljellä)
- Tavoitteena maksimoida alueen kansantaloudellinen hyöty
- Tarkempi esittely pohjoismaisesta tarjoustenvalinta-algoritmista webinaarissa 16.6

Paikallinen tarjousten valinta- Fall-back

- Toteutetaan Fingrid reservimarkkinoiden kaupankäyntijärjestelmä Vaksiin
 - Määritetään aktivoitavat säädöt Suomen säätötarpeen perusteella
 - Käytössä on Suomen säätötarjouslista
- Tulosta käytetään tapauksissa, joissa pohjoismaisen markkinapaikan tulos ei ole käytettävissä
 - Ei yhteyttä pohjoismaiselle markkinapaikalle
 - Tulokset eivät saavu ajoissa
 - Tulokset eivät läpäise järkevyystarkastelua (Epätodennäköistä)

Paikallinen tarjousten valinta, suunniteltu toteutus

- Järjestetään säätötarjoukset (ylös- ja alasäätötarjoukset erikseen) seuraavasti:
 1. Hinta
 2. Tarjousattribuutit: Perustarjoukset menevät monimutkaisten tarjousten edelle
 - a. Täysin jaettavat tarjoukset
 - b. Osittain jaettavat tarjoukset
 - c. Jakamattomat tarjoukset
 - d. Moniosaiset (jaettavat)
 - e. Moniosaiset (Jakamattomat)
 - f. Vaihtoehtoiset tarjoukset (jaettavat)
 - g. Vaihtoehtoiset tarjoukset (jakamattomat)
 3. Alkuperäisen tarjouksen saapumisajankohta
 4. Satunnainen valinta

Paikallinen tarjousten valinta, suunniteltu toteutus

- Valitaan tarjouksia em. listalta yksitellen järjestyksessä, kunnes tarvittava säätömäärä on täytetty
 - Jos säätömäärää ei saada täytettyä täsmälleen, valitaan se tarjous, jolla päästään lähimmäs säätötarvetta (+/- x MW)

An aerial photograph of a dense forest with a network of power lines and towers stretching across it. The text 'Säätöenergian määrän laskenta' is overlaid in the center. The image is framed by thin white diagonal lines in the corners.

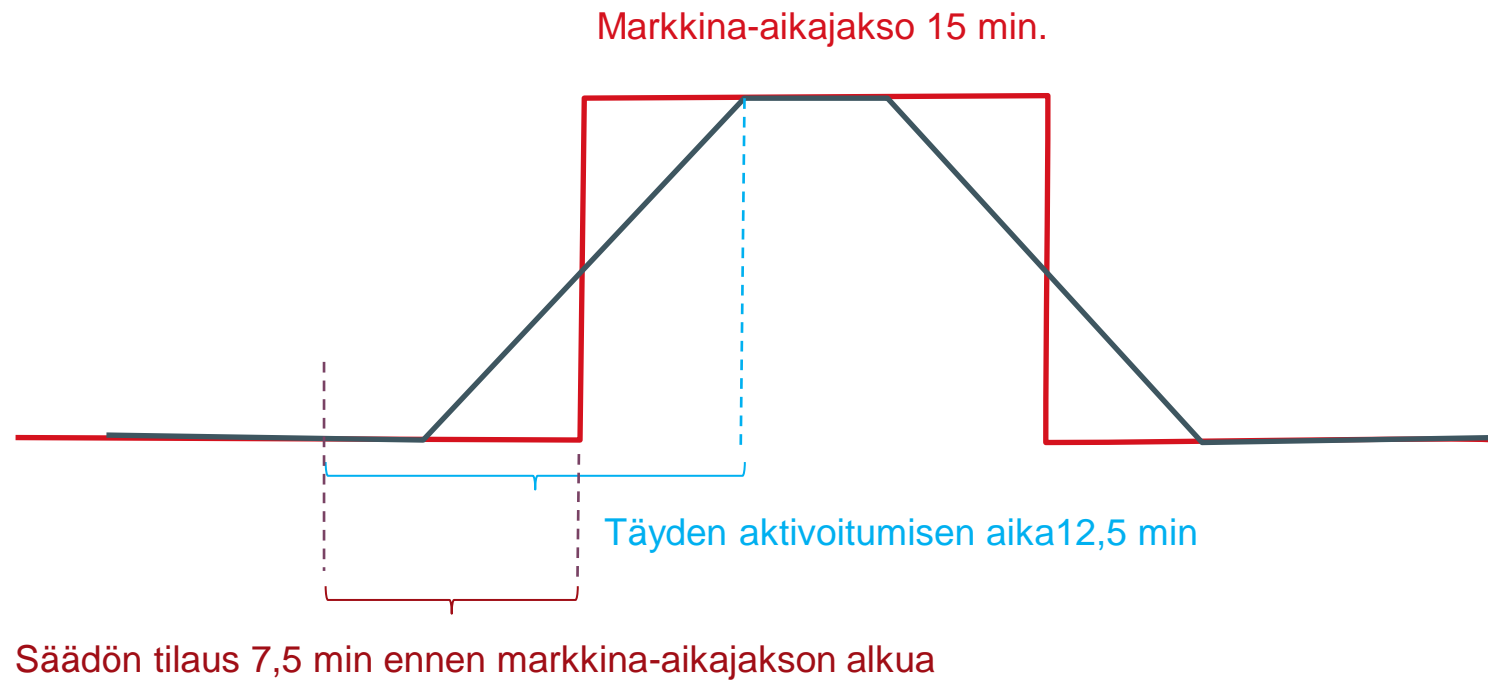
Säätöenergian määrän laskenta

FINGRID

Säätöenergian määrän laskenta

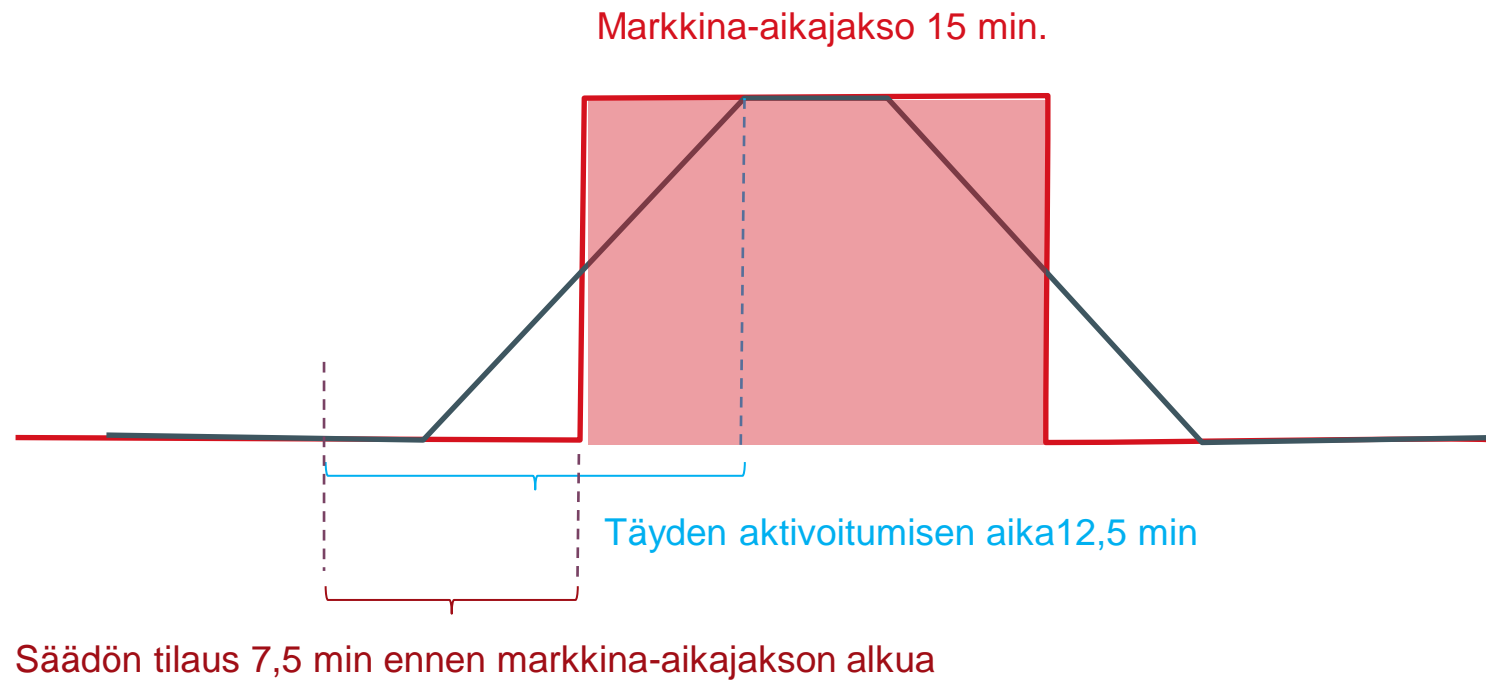
- Säätosähkön korvauksen perusteena käytettävän energiamäärän laskentaan on useita vaihtoehtoja, mm.
 - Energia lasketaan säätötehon ja käyttöajan tulona (käytössä oleva malli sekä mFRR- että aFRR-energialle)
 - Otetaan energian laskennassa huomioon aktivoinnin ja deaktivoinnin rampit sallitun aktivointiajan mukaisesti (mFRR ja aFRR). Huomaa, että rampit voivat olla eri markkinajaksolla kuin säätötilaus.
 - Otetaan energian laskennassa huomioon säätökokeissa todennetut aktivointi ja deaktivointi rampit (aFRR)
 - Energian laskenta perustuen reaaliaikaiseen tehomittaukseen (mFRR ja aFRR)
 - Vaihtoehtoja on muitakin...

Säätöenergian määrän laskenta



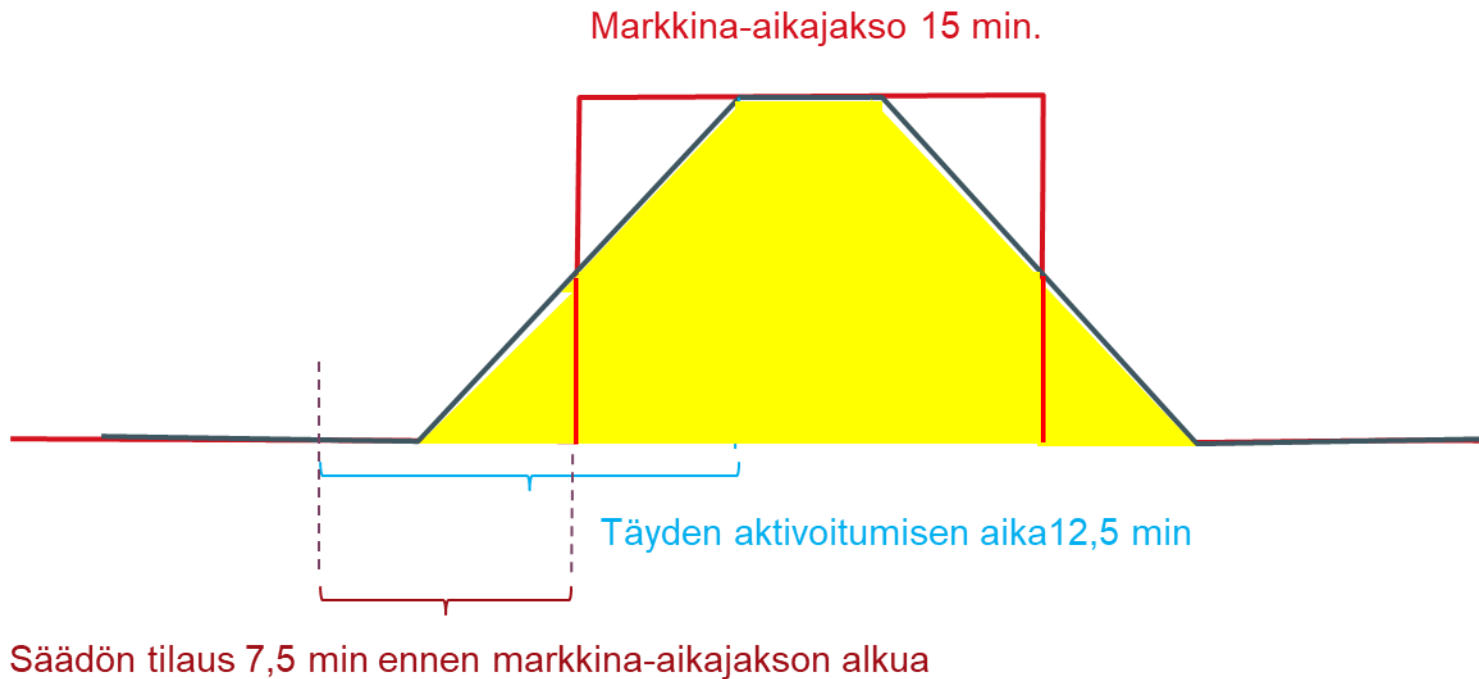
Esimerkki 1.

Säätöenergian määrän laskenta tehon ja käyttöajan tulona (blokki)



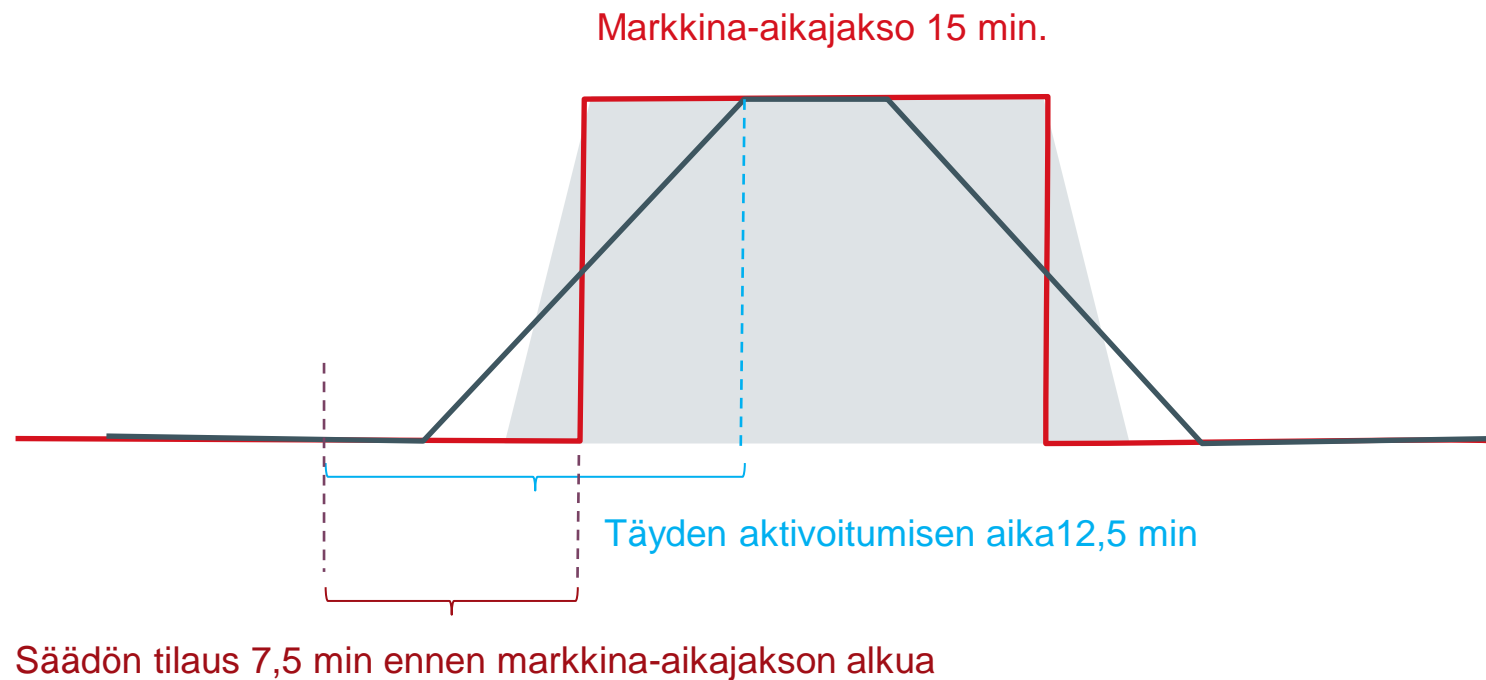
Esimerkki 2.

Säätöenergian määrän laskenta perustuu sallittuun täyden aktivoitumisen aikaan



Esimerkki 3.

Säätöenergian määrän laskenta perustuu joko säätökokeisiin tai reaaliaikaiseen tehomittaukseen



Säätöenergian hinnan laskenta

- Jos otetaan huomioon aktivoinnin ja deaktivoinnin rampit, mikä on oikea hinta säätöenergialle mikä ei kohdistu tilatulle markkinajaksolle?
 - Tarjousta ei ole myöskään välttämättä annettu edelliselle tai seuraavalle markkinajaksolle
- Voiko säätöenergiamäärä olla suurempi kuin tilattu säätöenergia, katso esimerkki 3.

An aerial photograph of a dense forest with a clear path of power lines running through it. The lines are supported by a central tower and several smaller towers. The forest is lush green, and the sky is clear. The text 'FRR-mitoitus tulevaisuudessa' is overlaid in white, bold font across the center of the image.

FRR-mitoitus tulevaisuudessa

FINGRID

Taajuudenpalautusreservien mitoitus

- SO GL artiklan 157 mukaisesti LFC-blokin tulee tehdä ehdotus siitä kuinka taajuudenpalautusreservit mitoitetaan. (mFRR ja aFRR)
- Energiavirasto on 10.7.2019 hyväksynyt pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteisen ehdotuksen ja menetelmä taajuuden palautusreservien mitoittamiseksi tulee ottaa käyttöön vuoden 2022 aikana
- Kantaverkkoyhtiöt ovat aloittaneet työn mitoitusmenetelmän täydentämiseksi. Tavoitteena on kuvata mitoitusmenetelmää tarkemmin sekä ajoittaa uuden menetelmän käyttöönotto ajankohtaan jolloin tasevirheeseen perustuva tasehallintamalli (ACE-malli) on käytössä.
- Tavoitteena on saada täydennetty menetelmäehdotus sidosryhmien kuultavaksi kesän 2021 jälkeen.

Tarvittavan FRR määrän sekä mFRR ja aFRR suhteen määrittäminen

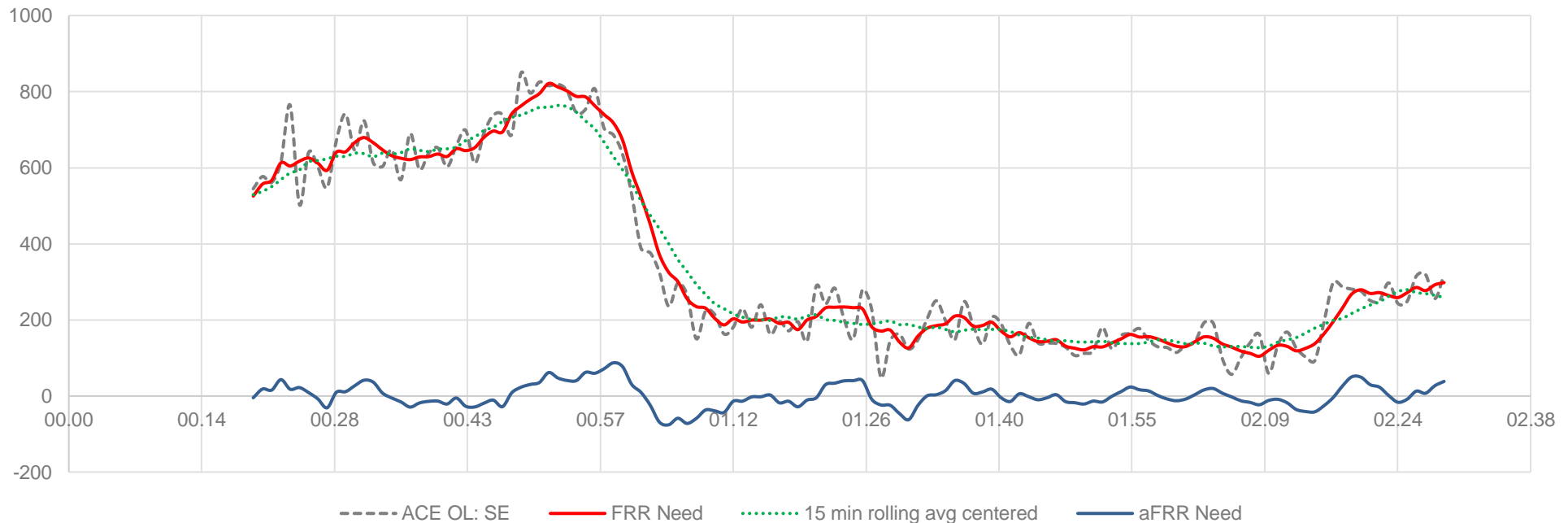
- Vaatimuksena on että mitoitettavan taajuudenpalautusreservin määrän on katettava 99 % ajasta LFC blokin säätötarve.
- Mitoituksen perustana on käytettävä historiallista säätötarvetta vähintään vuoden ajalta ottaen huomioon tekniset rajoitteet, mm. siirtojen pullonkaulat
- Pohjoismainen LFC-blokki koostuu 11:sta eri säätöalueesta (LFC-area), joille kullekin tulee määrittää taajuden palautusreservin velvoite
 - Lähtökohtana on että jokainen 11:sta säätöalueesta (=vuorokausimarkkinoiden tarjousalue) on mahdollista tasapainottaa joko käyttäen paikallisia säätöresursseja tai hyödyntäen säätöresursseja muilta alueilta.
 - Suurin mahdollinen teoreettinen säätötarve on silloin kun alueen mitoittava vika (esim. suurin tuotantolaitos) ja ennusteiden epävarmuuksista johtuva tasevastaavien tasevirhe tapahtuvat samanaikaisesti samaan suuntaan.

Tarvittavan FRR määrän sekä mFRR ja aFRR suhteen määrittäminen

- Mitoituksen lähtökohtana on että jokaisella alueella varaudutaan em. pahimpaan skenaarioon:
 - Mitoituksen lähtökohtana on alueen mitoittava vika + normaalit käyttöhetken tasevirheet
 - Jos TSO:n alueella on useampi LFC-alue, (tarjousalue) mitoituksessa otetaan huomioon ainoastaan suurin mitoittava vika jos alueiden välillä on käytettävissä siirtokapasiteettia FRR reservin aktivoimiseksi.
 - Normaaleja käyttöhetken tasevirheitä voidaan alueiden välillä netottaa mahdollisen vapaan siirtokapasiteetin puitteissa. Ts. jos vierekkäisten alueiden tasevirheet ovat vastakkaissuuntaisia, tasevirheet voidaan netottaa eikä säätötoimenpiteitä tarvita.
- Kun varaudutaan mitoittavaan vikaan, tämä osuus reservivelvoitteesta voidaan täyttää täysin manuaalisella taajuuden palautusreservillä (mFRR)
- Käyttöhetkellä jatkuvasti esiintyvien tasevirheiden korjaamiseen tarvitaan myös automaattista taajuuden palautusreserviä (aFRR)

FRR tarve sekä mFRR ja aFRR suhde normaalien tasevirheiden tasapainottamiseksi

- Allaolevassa kuvassa harmaalla katkoviivalla on esitetty alueen tasevirhe ilman reservien aktivointia 1 minuutin keskiarvona (ACE OL). Punaisella käyrällä (5 minuutin keskiarvo) on esitetty FRR reservin kokonaistarve alueen tasevirheen korjaamiseksi. Punaisen käyrän ja harmaan katkoviivan välistä tasevirhettä korjataan taajuuden vakautusreserveillä.
- Vihreällä käyrällä (15 minuutin keskiarvo) kuvataan tasevirhettä mikä kyetään korjaamaan manuaalisella taajuuden palautusreservillä.
- Punaisen käyrän (kokonais FRR) ja vihreän käyrän (mFRR tarve) erotuksena saadaan minimi aFRR tarve (sininen käyrä).
- aFRR määrä on minimivelvoite. Kasvattamalla aFRR määrää, mFRR määrää voidaan vastaavasti pienentää



An aerial photograph of a dense forest with a power line tower and its associated cables running through the center. The text is overlaid on the image.

aFRR-markkinan siirtokapasiteettivarauksen hinnoittelumenetelmän muutosesitys

Taustaa

- ACER päätös (no 22/2020) edellyttää TSOilta muutosehdotusta siirtokapasiteettivaruksen hinnoittelumenetelmään (mark-up methodology)
- Muutos toimitettava viimeistään 5.8.2021 NRAiden hyväksyttäväksi
- TSOiden selvitettävä nykyisen ennustemenetelmän tarkkuutta mm.
 - käytettävä historia-ajanjakso
 - korjaustermin voimassaolo
 - ennusteen referenssipäivä
 - muut korjaustekijät

ACER Decision on Nordic CCR Market-based allocation process methodology:
Annex I

Methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR

Article 6

Determination of the forecasted market value of cross-zonal capacity for the exchange of energy in single day-ahead coupling

1. The initial forecasted market value of cross-zonal capacity used for the exchange of energy, defined for each direction, for each bidding zone border and for each day-ahead market time unit, shall be:
 - (a) equal to the positive market spread for each day-ahead market time unit of the reference day for the direction of the positive market spread; or
 - (b) equal to zero for each day-ahead market time unit of the reference day for the direction of the negative market spread or in case of zero market spread.
2. A mark-up will be added to the initial forecasted market value of cross-zonal capacity calculated in accordance with paragraph 1, in order to take into account the uncertainty of the forecasted market value of cross-zonal capacity. This mark-up is defined for each direction as follows:
 - (a) if there is a negative or zero market spread for the initial forecasted market value of cross-zonal capacity in accordance with paragraph 1, the mark-up will be 0.1 EUR/MWh; and
 - (b) if there is a positive market spread, for the initial forecasted market value of cross-zonal capacity in accordance with paragraph 1, the mark-up will be 1 EUR/MWh.
3. If the average positive forecast error over the last 30 days, per bidding zone border and per direction, excluding the 5% hours with the highest positive forecast errors, is 1 EUR/MWh higher or lower than the mark-up applied the day before, the TSOs of this bidding zone border shall respectively increase or decrease the mark-up pursuant to paragraph 2(b) with 1 EUR/MWh for the respective direction. The mark-up for a positive market spread, can never be lower than the default value pursuant to paragraph 2(b) and never higher than 5 EUR/MWh. The updated mark-ups shall be published pursuant to Article 12(1).
4. No later than 12 months after approval of this methodology, the TSOs shall submit an amendment to this methodology based on one of the alternative principles pursuant to Article 39(5). This amendment shall at least include a calculation of a dynamic mark-up value, for each bidding zone border and for each direction, replacing paragraph 3 and 4, and shall be supported by an assessment that shows at least:

Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017 establishing a guideline on electricity balancing

5 August 2020

- (a) the accuracy of the forecasted market value when applying different ranges of historical time series as input data for determining the mark-ups, per bidding zone border and per direction;
 - (b) the accuracy of the forecasted market value when applying different time intervals for defining and updating the mark-ups, per bidding zone border and per direction;
 - (c) the accuracy of the forecasted market value when applying different reference days;
 - (d) the accuracy of the forecasted market value when applying additional relevant factors influencing demand and generation patterns in the different bidding zones;
 - (e) the estimated welfare effect for a range of confidence levels of the positive forecast errors, per bidding zone border and per direction.
5. The forecasted market value for the exchange of energy for each direction shall be equal to the sum of the initial forecasted market value pursuant to paragraph 1 and the mark-up pursuant to paragraph 2.
 6. The reference day shall be the previous day for which the clearing prices for each day-ahead market timeframe are available for each bidding zone.
 7. The TSOs shall monitor the efficiency of the forecasting methodology pursuant to Article 12(5).

Siirtokapasiteettivarauksen markkina-arvon ennustaminen (ACERin päätös 5.8.2020)

Alustavasti ennustettu markkina-arvo



Korjausermi

- on kahden tarjousalueen välinen hintaero referenssipäivän jokaiselle markkina-ajanjaksolle positiivisen hintaeron suuntaan
- on nolla muissa tapauksissa

- Korjaus on 1 EUR/MWh positiivisen hintaeron suuntaan
- Korjaus on 0,1 EUR/MWh negatiivisen hintaeron (tai nolla hintaeron) suuntaan
- Korjaus on dynaaminen välillä 1 – 5 EUR/MWh

Elokuussa 2021 toimitettavan muutosehdotuksen tulee sisältää vähintään ehdotus dynaamisen korjausermin laskennasta

Muutosehdotuksen valmisteluaikataulu

- **Muutosten selvitystyö (helmikuu 2021)**
- **Konsultaatiodokumentaation laadinta (helmikuu 2021 – maaliskuu 2021)**
- **Julkinen kuuleminen (6.4.2021 – 7.5.2021)**
- Muutosehdotuksen viimeistely kuulemisen jälkeen (toukokuu 2021)
- Muutosehdotuksen toimittaminen NRAiden hyväksyttäväksi (kesäkuu 2021)

- Muutoehdotus toimitettava hyväksyttäväksi NRAille viimeistään 5.8.2021



Julkisen kuulemisen dokumentit

- Taustadokumentti sisältäen tehdyn selvityksen nyky menetelmän tarkkuudesta sekä tutkituista muutoksista
 - Muutosehdotus siirtokapasiteettivarauksen hinnoittelumenetelmään
 - Tutkitut muutokset tuovat vain pieniä parannuksia nyky menetelmään
 - Koneoppimiseen perustuvat menetelmät lisäävät kompleksisuutta ja vähentävät läpinäkyvyyttä
- ⇒ **TSO:t ehdottavat jatkoa nykyiselle menetelmälle**

Kansantaloudellisia hyötyjä voidaan arvioida paremmin aFRR markkinan käyttöönoton jälkeen

Explanatory document for all TSOs' of Nordic CCR proposal for amendment to the methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

All TSOs' of the Nordic CCR proposal for amendment to the methodology for the market-based allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity for the Nordic CCR in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

April 2021

Yhteenvetoa julkisesta kuulemisesta

- Julkisen kuulemisen aikana saatiin 7 vastausta (4 pohjoismaista energia-alan järjestöä + Vattenfall, Statkraft ja Fortum)
- Yleiskommentti: tässä vaiheessa ei muutoksia hinnoittelun ennustemenetelmään
- Sidosryhmien lisäkommentteja mm.

- Vaihtoehtoisia menetelmiä (ID huutokaupat, vastakauppa, eksplisiittiset kapasiteettituotteet, co-optimisation)
- Tuntiarvot 30-päivän keskiarvojen sijaan
- Lisäkertoimen aloitusarvo 5 EUR/MWh (tai 1 EUR/MWh)
- Referenssipäivän määritelmä

- Hyötyjen tarkasteluun käytetään jäännöskuormaa (tai tuuliennustetta) selittävänä tekijänä
- Ennustetaan suoraan seuraavan päivän hintaa
- Ei kannatusta kompleksisille malleille (esim. ARIMA)
- 70% sääntö mainittu

Muutosehdotuksen valmistelun jatkoaikataulu

- Muutosten selvitystyö (helmikuu 2021)
- Konsultaatiodokumentaation laadinta (helmikuu 2021 – maaliskuu 2021)
- Julkinen kuuleminen (6.4.2021 – 7.5.2021)
- **Muutosehdotuksen viimeistely kuulemisen jälkeen (toukokuu 2021)**
- **Muutosehdotuksen toimittaminen NRAiden hyväksyttäväksi (kesäkuu 2021)**
- Muutoehdotus toimitettava hyväksyttäväksi NRAille viimeistään 5.8.2021



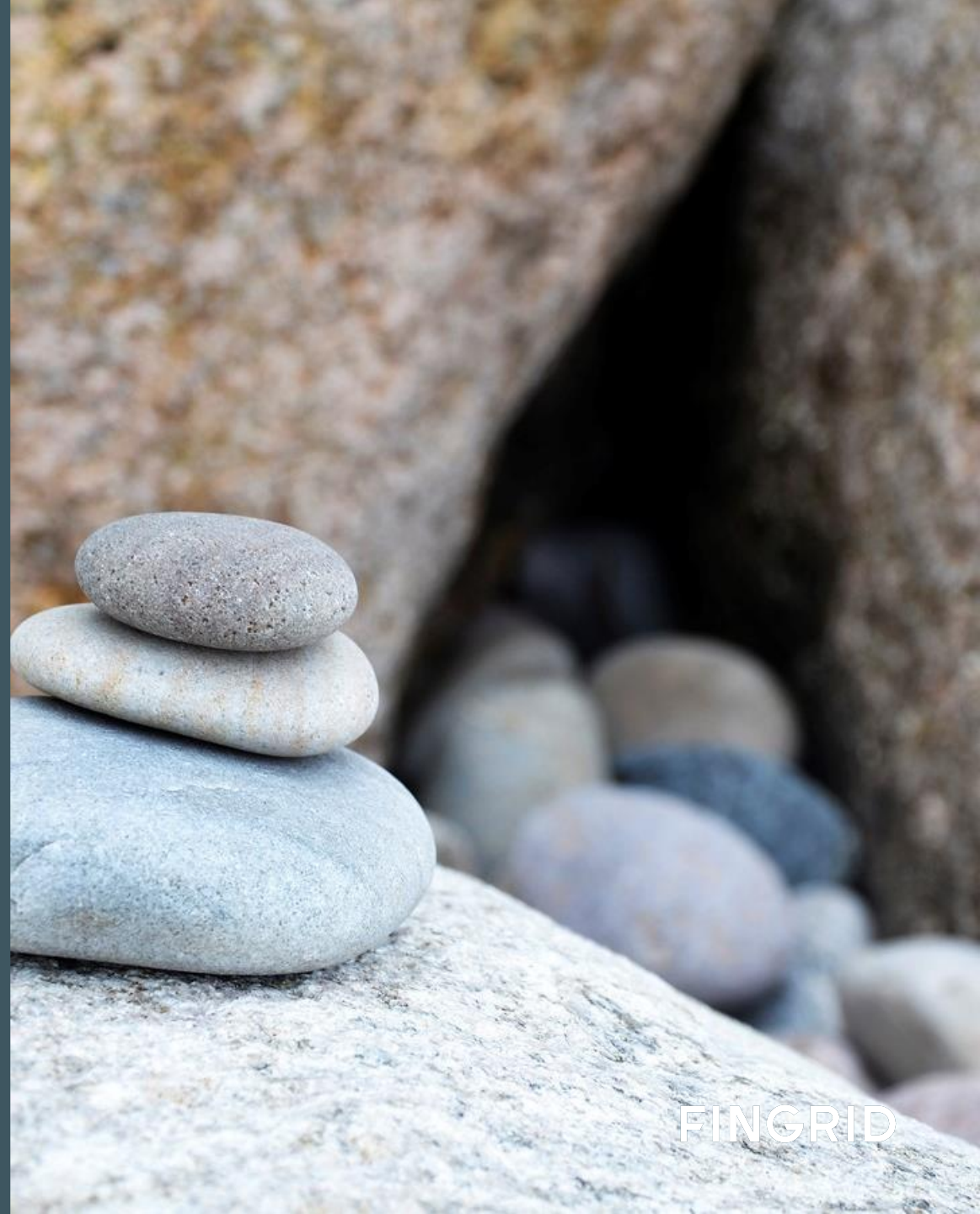
An aerial photograph of a dense forest with a tall power line tower in the center. The tower is supported by several cables that stretch across the forest. The trees are mostly green, with some brownish patches. The sky is clear and blue. The text "Muut asiat" is overlaid in the center in a large, white, sans-serif font. The text "FINGRID" is in the bottom right corner in a smaller, white, sans-serif font.

Muut asiat

FINGRID

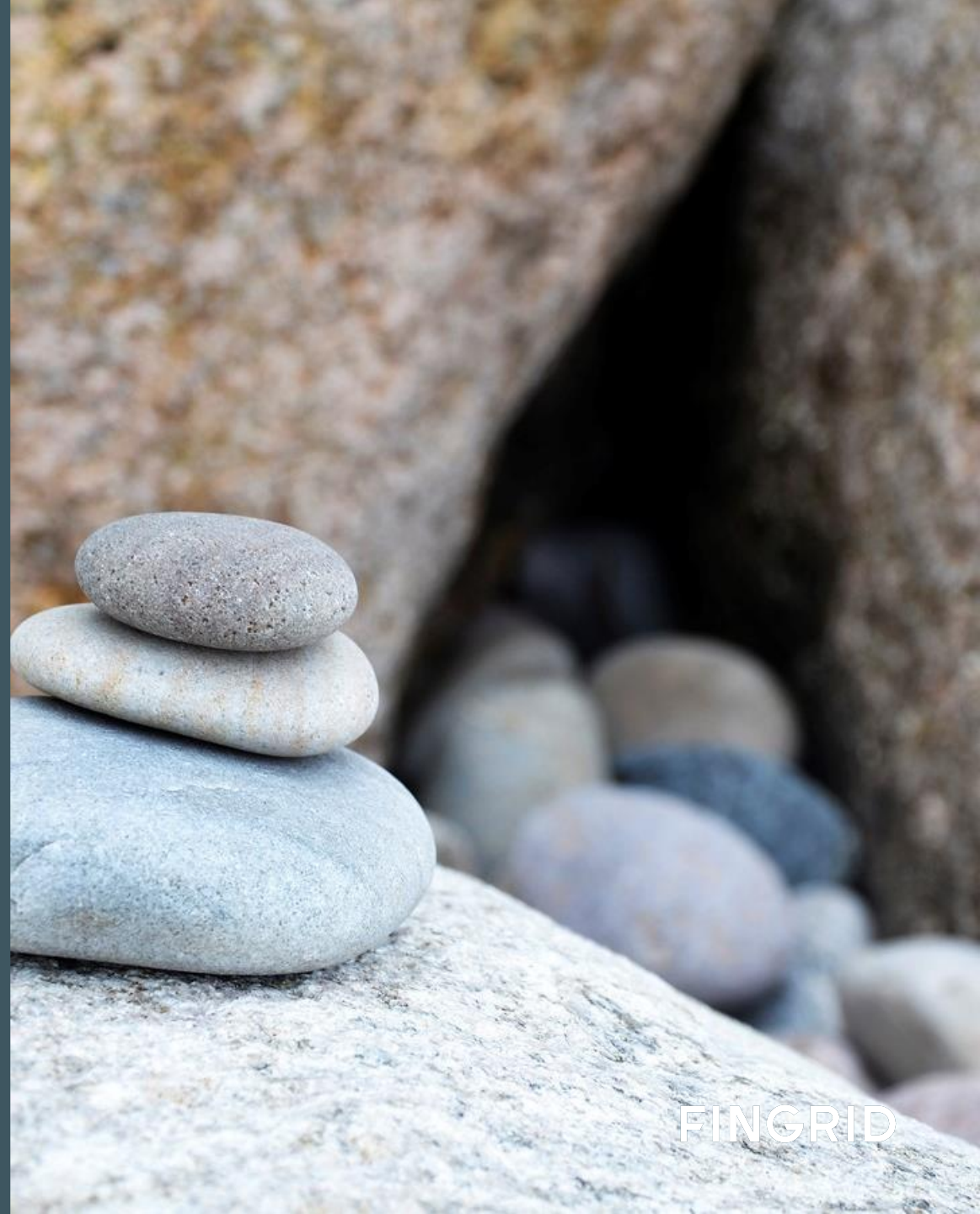
Muut asiat

- Tiedon vaihdon kehitystyö
- Webinaarit ja konsultaatiot
- Pohjoismaisen NBM referenssiryhmän kokousagenda



Muut asiat

- Tiedon vaihdon kehitystyö
- Webinaarit ja konsultaatiot
- Pohjoismaisen NBM referenssiryhmän kokousagenda



Velvoite tiedonvaihdon kehittämisestä

SML 588/2013, päätös muuttamisesta 108/2019

49 §

Sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämän tiedonvaihdon kehittäminen

Järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan tehtävänä on sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämän tiedonvaihdon kehittäminen vastuualueellaan yhteistyössä sähköalan yritysten kanssa. Kehittämistoiminnalla on edistettävä tehokkaasti sekä sähkömarkkinoiden osapuolien, verkonhaltijoiden ja tasevastaavien kannalta tasapuolisesti ja syrjimättömästi toteutettua sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämää tiedonvaihtoa sekä tiedonvaihdon tietoturvan asianmukaista tasoa. Lisäksi kehittämistoiminnalla on edistettävä kysyntäjoustopuon ja muiden lisäarvopalvelujen kehittämistä sekä pienimuotoisen sähköntuotannon verkkoon pääsyn edellytyksiä.

Edellä 1 momentissa tarkoitetun tiedonvaihdon kehittämiseen kuuluvat ainakin:

- 1) tiedonvaihtoon liittyvien menettelytapojen ja standardien kehittäminen ja niihin liittyvään kansainväliseen kehitystyöhön osallistuminen;
- 2) sähköalan yritysten tiedonvaihtoon käyttämien tietojärjestelmien yhteensopivuuden ja tiedonvaihdon oikeellisuuden edistäminen;
- 3) tiedonvaihtoon liittyvien menettelytapojen ja standardien muuttamista koskevien ehdotusten tekeminen ministeriölle;
- 4) tiedonvaihtoon liittyvä tiedottaminen, koulutus ja neuvonta.

Sisällysluettelo

108/2019

3 § - Määritelmät

8 § - Järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan sähköverkkolupa

22 § - Verkonhaltijan tehtävät sähköntoimitusten mittauksessa

5 luku - Kantaverkkoa ja kantaverkonhaltijaa koskevat säännökset

47 § - Valtakunnallinen taseselvitys

49 § - Sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämän tiedonvaihdon kehittäminen

49 a § - Sähkökaupan keskitetyn tiedonvaihdon palvelut

49 b § - Järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan tiedonvaihtopalvelujen maksut

74 § - Taseselvitys

75 a § - Velvollisuus käyttää sähkökaupan keskitetyn tiedonvaihdon palveluita

11 a luku - Sähkökaupan markkinaprosesseihin liittyvän tiedon hallinta

75 b § - Sähkökaupan markkinaprosesseihin liittyvän tiedon hallinta

75 c § - Sähkökaupan markkinaprosesseihin liittyvän tiedon säilyttäminen

75 d § - Henkilötunnuksen käyttäminen henkilön yksilöimiseksi

75 e § - Loppukäyttäjän ja sähköntuottajan

Tiedonvaihdon kehittäminen etenee



Sähkömarkkinatoimikunnalle
tiedoksi työn eteneminen
16.3.2021

Fingridin sisäinen
organisointumisen ja
suunnitelma

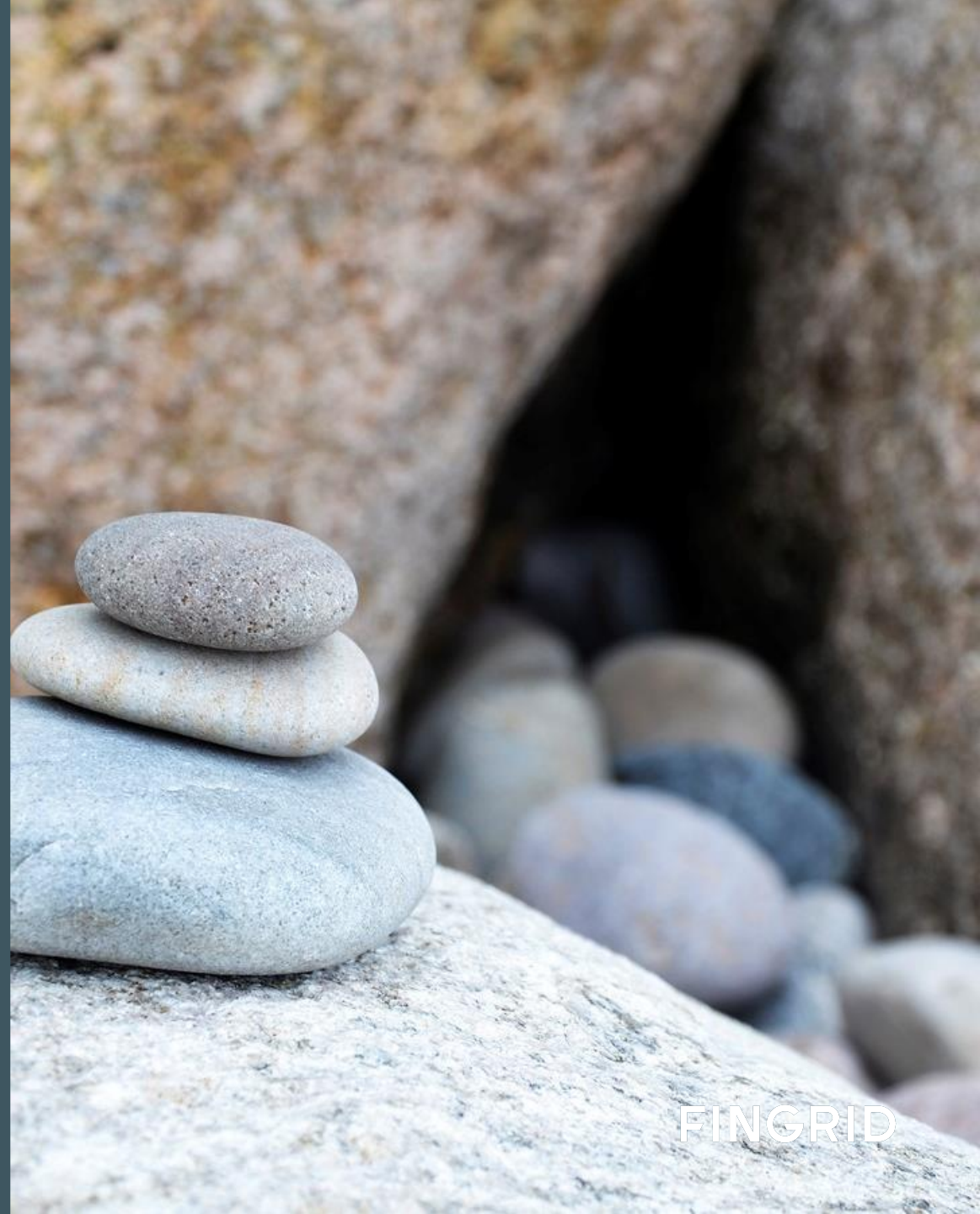
Ehdotus etenemisestä
sähkömarkkinatoimikunnalle
9.6.2021

Riippuen 9.6.2021
toimikunnan palautteesta ja
ehdotuksista, Fingrid kokoaa
eri osapuolista koostuvan
tiedonvaihdon kehitysryhmän

Tiedonvaihdon
kehitysryhmän työskentelyn
aloitus syksyllä 2021 tai
vaihtoehtoisesti työpajojen
järjestäminen erillisistä
teemoista

Muut asiat

- Tiedon vaihdon kehitystyö
- Webinaarit ja konsultaatiot
- Pohjoismaisen NBM referenssiryhmän kokousagenda

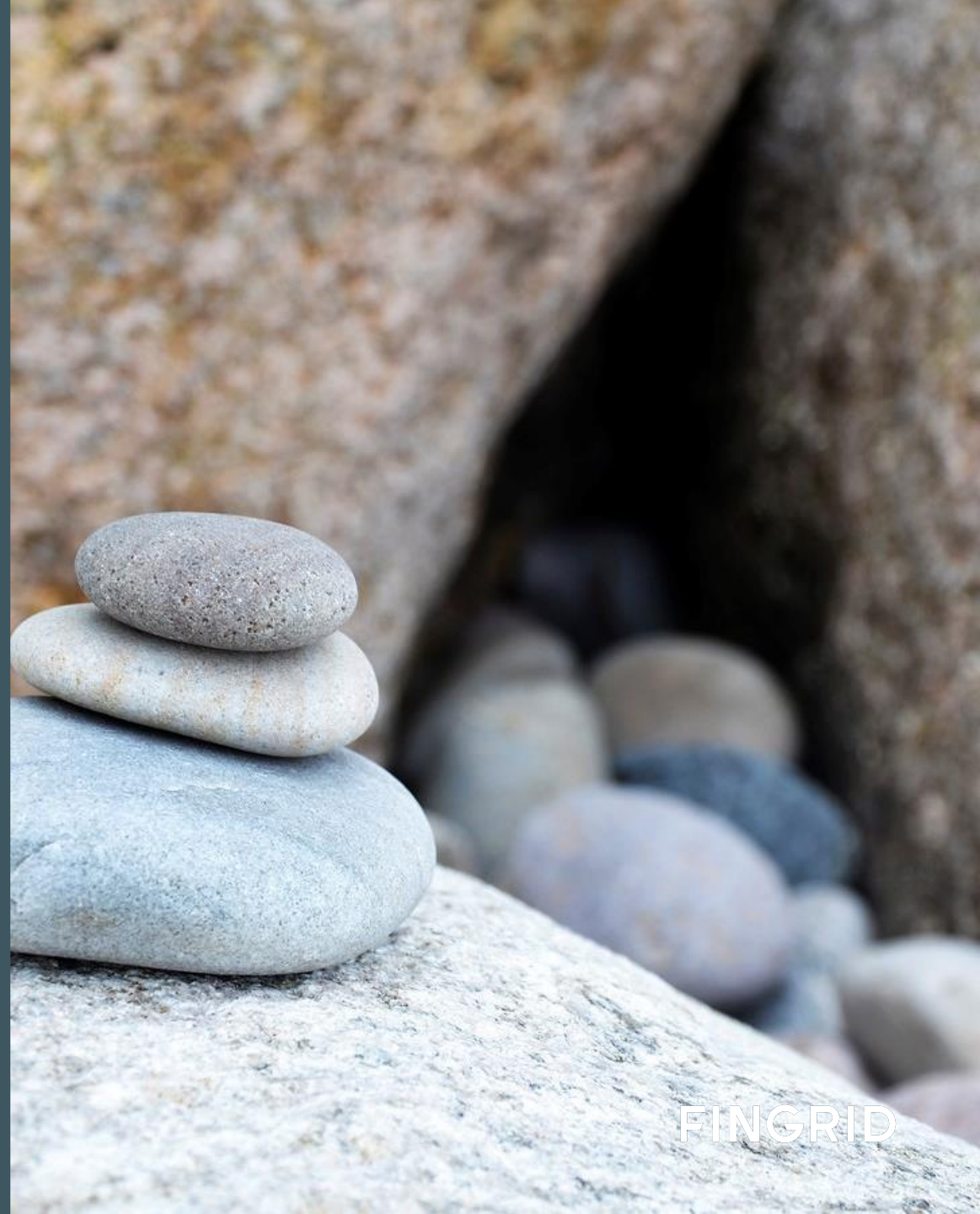


Webinaarit ja konsultaatiot

- aFRR mark up –laskennan konsultaatio päättynyt 14.5.
- Menneet webinaarit
 - Kansalliset webinaarit: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pohjoismainen-tasehallinta/>
 - Yhteispohjoismaiset webinaarit: <https://nordicbalancingmodel.net/category/publications/>
- Tulossa pohjoismaisia webinaareja
 - 15 min imbalance settlement period –webinar, 7.6.2021 klo. 13-14.30 CET
 - Ilmoittautuminen ja lisätietoja: <https://koulutuskalenteri.adato.fi/Default.aspx?tabid=372&id=2282>
 - Webinar on updated Implementation Guide for market participants in the common Nordic mFRR energy activation market, 16.6.2021 klo. 13-16 CET
 - Ilmoittautuminen ja lisätietoja: <https://koulutuskalenteri.adato.fi/Default.aspx?tabid=372&id=2283>

Muut asiat

- Tiedon vaihdon kehitystyö
- Webinaarit ja konsultaatiot
- Pohjoismaisen NBM referenssiryhmän kokousagenda



NBM referenssiryhmässä keskusteltavana

- Feedback from the group members and TSOs' actions based on the results
- Status of the NBM Roadmap and Roadmap 2021 for the NRA processes
- FRR dimensioning in the Nordics
- aFRR Capacity market mark-up methodology – consultation feedback and the actions based on that
- Panel discussion on transparency
- mFRR energy activation market: bid selection process and bid attributes
- Maximum price for balancing energy – ENTSO-E proposal
- MARI & Picasso tentative timeline for accession



Kiitos!

FINGRID