

Tutkimuskysymys:

Fingrid on rajoittanut Ruotsi-Suomi rajakapasiteettia antamalla osan siitä aFRR-markkinoille. Mikä on ollut kyseisen kapasiteettivähennyksen vaikutus Suomen alueella sähkön ostokustannuksiin tarkasteltavalla ajanjaksolla ja mitkä päivät ovat yksittäisinä olleet kalleimmat? Mikä on ollut kansantaloudellinen hyöty/haitta?

Johtopäätökset:

Ruotsi-Suomi-rajakapasiteetin varauksen aFRR-markkinoille vaikutuksia tutkittiin 3 kuukauden jaksolla 17.2. – 16.5.2024. Tähän ajanjaksoon sisältyi hyvin erilaisia päiviä tutkitussa markkinaympäristössä. Ajanjakson päivät jaettiin erilaisiin vaikutusten todennäköisyyksiin käytettyjen siirtokapasiteettien ja varattujen aFRR-allokaatioiden perusteella. Ajanjaksolta löydettiin ne päivät, joilla varauksella on todennäköisesti vaikutusta Suomen alueen hintaan vuorokausimarkkinoilla. Lisäksi todennäköiset päivät jaettiin hinnan ja varauksen suuruuden perusteella päiviin, joissa vaikutus on todennäköisesti suuri ja niihin, joissa vaikutus on pienempi. Tämän perusteella löydettiin 3 päivää, joissa vaikutus on suuri, 44 päivää, joissa vaikutus on pienempi, ja 43 päivää, joissa vaikutusta ei ole. Erilaisten todennäköisyyksien perusteella valittiin 12 päivää tarkempaan tutkimukseen. Näinä päivinä tutkitut vaikutukset olivat suunnilleen ennustuksen suuntaisia ja näistä voitiin tehdä karkeasti yleistettyjä johtopäätöksiä. Yksittäisistä päivistä suurin vaikutus oli 2.5.2024, jolloin päivän keskihinta nousi noin 12 €/MWh aFRR-varauksen seurauksena. Yksittäisistä tunneista kyseisenä päivänä suurin vaikutus oli noin 98 €/MWh. Hinnan nousun vaikutuksia sähkön hankinnan kokonaiskustannuksiin laskettiin Suomen sähkön kokonaiskulutuksen määrän perusteella. Tuloksista havaittiin, että tarkastelujakson 3 päivän aikana, jolloin vaikutus oli suuri, sähkön hankintakustannukset kasvoivat noin 2,3 M€ päivässä aFRR-varauksen seurauksena. Pienemmän vaikutuksen päivinä (44 päivää) vaihtelua oli enemmän, mutta keskimäärin kustannusten nousu oli noin 0,3 M€ päivässä. Kun tämän perusteella laskettiin kokonaiskustannusten nousu koko 3 kuukauden tarkastelujaksolle, saatiin noin 20 M€ kustannusten nousu, joka vastaa keskimäärin noin 1 € lisäkustannusta jokaisesta Suomessa kulutetusta MWh:sta. Keskimäärin tämä tarkoittaa noin 2 %:a tarkastellun ajanjakson keskihinnasta (50 €/MWh).

Electrical Engineering

28 June 2024

Juha Koskela
Kimmo Lummi
Pertti Järventausta

Research question:

Fingrid has allocated some of the cross-border transmission capacity between Finland and Sweden for balancing to aFRR markets. What has been the impact of this capacity reduction on electricity market price (day ahead market) in the region of Finland during the period studied and on which individual days the impacts have been the most expensive? What has the economic advantage or disadvantage been at a national level?

Conclusions:

The effects of the Sweden-Finland cross-border capacity reservation on the aFRR market were studied in a 3-month period between 17 February – 16 May 2024. This period included very different days in the market environment studied. The days of the period were divided into different impact probabilities based on the used transmission capacities and reserved aFRR allocations. From the period, we found the days on which the reservation is probable to influence the Finnish area price on the day-ahead market. In addition, the probable days were divided based on price and the size of allocation into days with a probably high impact and those with a smaller impact. Based on this, 3 days with a high impact, 44 days with a lower impact, and 43 days with no impact were found. Based on various probabilities, 12 days were chosen to be studied in more detail. The effects studied on these days were roughly in line with the prediction and only roughly generalized conclusions could be drawn from them. Of the individual days, the biggest impact was on May 2, 2024, when the daily average price increased by approximately 12 €/MWh because of the aFRR allocation. Of the individual hours on that day, the biggest impact was approximately 98 €/MWh. The effects of the price increase on the total cost of purchasing electricity were calculated based on the amount of total electricity consumption in Finland. From the results, it was found that during the 3 days of the studied period, when the impact was large, electricity procurement costs increased by approximately 2.3 M€ per day because of the aFRR allocation. In the days of lower impact (44 days), there was more variation, but the average increase in costs was around 0.3 M€ per day. When, based on this, the increase in total costs was calculated for the entire 3-month review period, an increase in costs of approximately 20 M€ was obtained, which corresponds to approximately 1 € additional cost on average for each MWh consumed in Finland. On average, this means about 2 % of the average price of the period under review (50 €/MWh).

Raportti

Johdanto

Suomen kantaverkkoyhtiön Fingrid Oyj:n uudet ehdot automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) hankinnalle ovat astuneet voimaan 17.2.2024, joita on edelleen täydennetty 29.5.2024 voimaan astuneilla ehdoilla^(a). Uudet ehdot mahdollistavat aFRR-kapasiteetin hankinnan pohjoismaisilta markkinoilta ja myös liittymisen eurooppalaiseen aFRR-energiamarkkinaan (PICASSO) tulevaisuudessa. Tätä varten Energiaviraston vahvistamana on mahdollistettu siirtokapasiteetin varaaminen (allokointi) Suomen (FI) ja Pohjois-Ruotsin (SE1) tarjousalueiden väliltä aFRR-markkinaa varten. Muutoksen seurauksena Fingrid voi hankkia aFRR-kapasiteettia Suomen ulkopuolisilta tarjousalueilta ja vastaavasti muut pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt voivat hankkia Suomen tarjousalueelta aFRR-kapasiteettia. Hankittavan kapasiteetin määrää on rajoitettu siten, että siirtosuunnassa Ruotsista Suomeen, siirtokapasiteetista voidaan allokoita enintään 5 % vuorokausimarkkinoille annettavasta siirtokapasiteetista ja siirtosuunnassa Suomesta Ruotsiin enimmäismäärä on 10 %. Rajoitusten eron taustalla on oletus siitä, että tyypillinen siirtosuunta on Ruotsista Suomeen päin ja pienemmällä allokaatiolla tämä kapasiteettivaraus vaikuttaisi vähemmän markkinahinnan määrittelyyn. Vastaavasti epätyypilliseen siirtosuuntaan Suomesta Ruotsiin voitaisiin allokoita enemmän kapasiteettia aFRR-markkinan käyttöön.

Pohjoismaisilla aFRR-markkinoilla voidaan käydä kauppaa alas- ja ylössäätökapasiteeteista. Tarjousten tulee olla vähintään 1 MW suuruisia (enintään 50 MW) ja tarjousten hinta tulee olla välillä $\pm 15\,000$ €/MWh. Vuoden 2024 kahdelle ensimmäiselle kvartaalille Pohjoismaissa ylläpidettävän aFRR-kapasiteetin tavoitemäärä vuorokaudelle on 300–400 MW, josta Fingridin osuus vaihtelee 46–62 MW välillä. aFRR-kapasiteettia hankitaan vain osalle vuorokauden tunneista 00:00-01:00 ja 05:00-00:00. aFRR-markkina on tärkeä komponentti tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpidossa ja taajuuden vakautusreservin (FCR) vapauttamisessa, mutta samalla sinne tarjottu kapasiteetti on pois vuorokausimarkkinoilta. Tuotantokapasiteetin vähenemisellä on markkinahintaa nostava vaikutus, koska tätä ei tällöin voida tarjota vuorokausimarkkinalle. Ajatuksena onkin, että jos aFRR-kapasiteettia voidaan hankkia Suomen ulkopuolelta, niin aFRR-kapasiteettiin voitaisiin käyttää vähemmän tuotantoa Suomessa, jolla olisi hintaa laskeva vaikutus, kun tukkumarkkinoille tulisi enemmän tuotantoa. On kuitenkin huomioitava myös se, että siirtokapasiteetin varaus aFRR-markkinalle vähentää tukkumarkkinoilla käytössä olevaa siirtokapasiteettia, joka taas nostaa sähkön hintaa niissä tilanteissa, joissa maksimituonti Ruotsin SE1-alueelta Suomeen on käytössä. Jos taas kaikki kapasiteetti Suomesta SE1-alueelle on käytössä, siirtokapasiteetin varauksella on hintaa laskeva vaikutus. Kapasiteettivaraus aFRR-markkinalle on käytössä vain Suomen ja Ruotsin SE1-alueen välillä, koska aFRR-kapasiteetin siirto ei teknisesti ole mahdollista Suomen ja Ruotsin SE3-alueiden välillä. Osa aFRR-kapasiteetista voidaan myös siirtää Suomen ja Viron välillä erillisen sopimuksen perusteella, mutta tässä yhteydessä ei tapahdu vastaavaa siirtokapasiteetin

allokaatiota kuin Suomen ja Ruotsin SE1-alueen välillä. Tässä raportissa selvitetään siirtokapasiteettivaruksen vaikutuksia Suomen aluehintaan ehtojen uudistuksen voimaan astumisen jälkeen kolmen kuukauden aikana (17.2.2024 alkaen 90 vuorokautta) huomioiden erilaiset markkinatilanteet Suomen ympäristössä. Tarkastelun ulkopuolelle on rajattu aFRR-allokaatioiden hyötyjen tarkastelu. aFRR-allokaation ansiosta aFRR-kapasiteettia voidaan saada hankittua edullisemmin.

Tutkimusmenetelmät

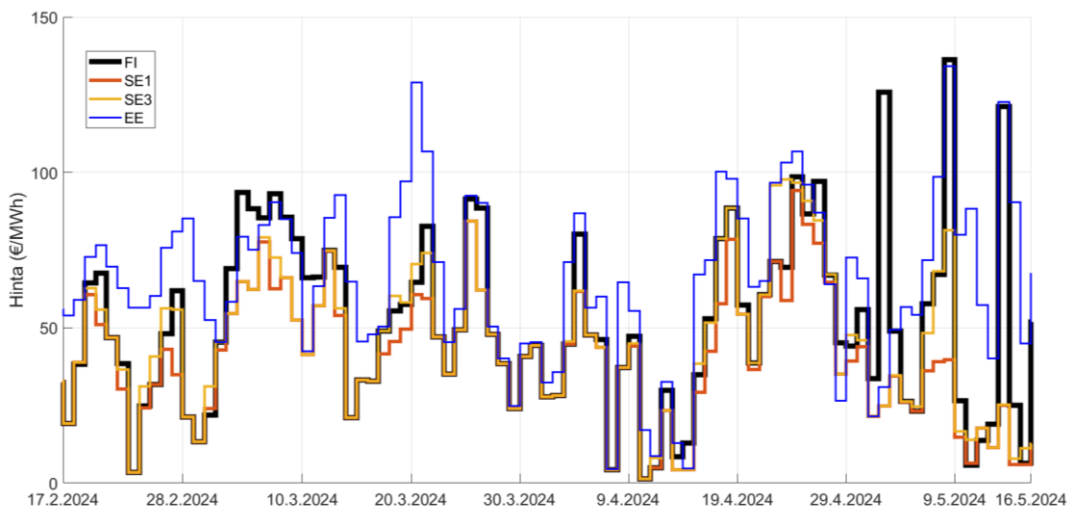
Siirtokapasiteetin varauksen vaikutuksia Suomen aluehintaan tutkitaan Tampereen yliopiston kehittämällä kolmitasoisella mallinnuksella. Malli perustuu Suomen ja sen naapurialueiden tarjouskäyrien mallintamiseen. Mallin ensimmäinen taso on Suomi, jonka hintaa tutkitaan. Toinen taso on Ruotsi ja Baltia, joista on suorat siirtoyhteydet Suomen alueelle. Kolmas taso sisältää ne tarjousalueet, joista on suorat siirtoyhteydet toiselle tasolle, eli Ruotsiin ja Baltiaan. Näitä alueita ovat Norjan tarjousalueet NO1, NO3 ja NO4, Tanskan DK1 ja DK2, sekä Saksan ja Puolan alueet. Toinen taso mallinnetaan aggregoitujen alueiden perusteella, koska markkinoiden koon vuoksi tarjouskäyriä Ruotsin eri tarjousalueille (SE 1, 2, 3 ja 4) ja Baltian maihin (Viro, Latvia, Liettua) ei julkaista erikseen. Mallissa tason 1 (Suomi) ja tason 2 (Ruotsi ja Baltia) tarjouskäyrät sekä näiden väliset rajasiirrot mallinnetaan huomioiden mahdolliset tutkittavat muutokset. Oletus on, että näiden muutosten vaikutus tasolle 3 on vain vähäistä, joten tason 3 hinnat ja rajasiirrot tasolle 2 pidetään vakiona.

Suomen, Ruotsin ja Baltian alueelle tehdyt tarjoukset (sisältäen käyrä- ja blokkitarjoukset) on hankittu Nord Poolin^(b) datapalvelun kautta. Tutkimuksessa käytetyt toteutuneet hinnat ja rajasiirrot, sekä rajasiirtojen allokaatiot on poimittu ENTSO-E:n transparency platform -palvelusta^(c). Kokonaiskulutus, siirtokapasiteetit Suomen ja SE1-alueen välillä, sekä aFRR-kapasiteetit on poimittu Fingridin avoimesta datasta^(d). Tutkittavalta aikajaksolta etsitään ensin tiettyjä tyypillisiä markkinatilanteita, joissa allokaation vaikutuksia tutkitaan.

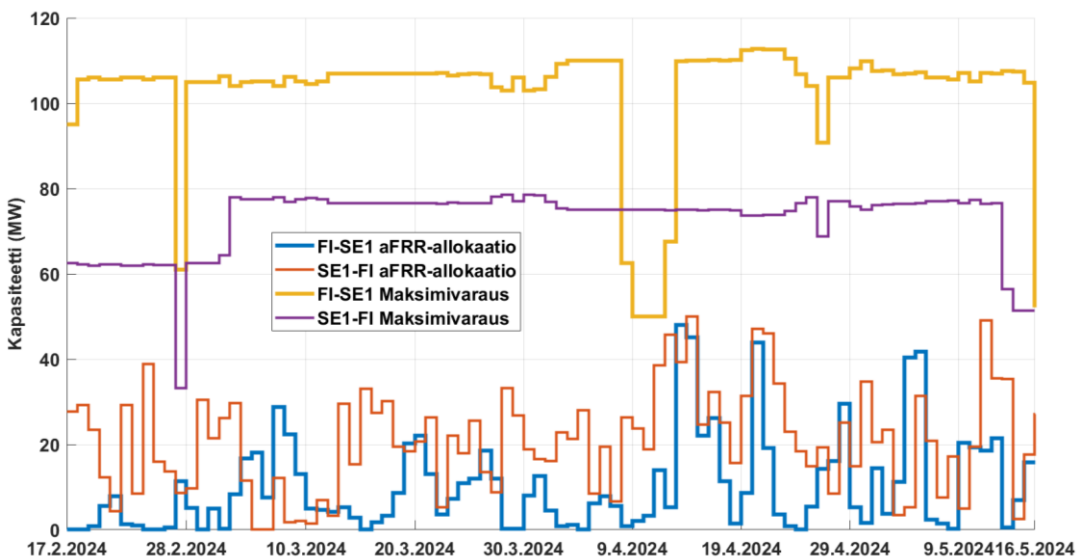
Tutkittavien päivien valinta

Allokaation vaikutukset ovat riippuvaisia ympäröivästä markkinatilanteesta. Koska allokaatio tapahtuu FI-SE1-siirtoyhteydessä, niin Suomen ja Ruotsin (SE1) alueiden välinen hintaero on merkittävimmissä roolissa vaikutusten kannalta. Oletettavasti vaikutus on suurin päivinä, jolloin FI-SE1-hintaero on mahdollisimman suuri. Tilanteeseen kuitenkin vaikuttaa myös hintaerot muihin naapurialueisiin. Kuvassa 1 on esitetty päivittäiset hintakeskiarvot Suomen tarjousalueella ja viereisillä tarjousalueilla SE1, SE3 ja EE. Toinen vaikuttava tekijä on se, kuinka paljon aFRR-kapasiteettia on allokoitu. Kuvassa 2 on esitetty aFRR-allokaation suuruus keskimäärin (tunnilla) päivittäin suuntiin FI-SE1 ja SE1-FI sekä maksimivaraukset molempiin suuntiin perustuen siihen, mitä Energiaviraston määrittämänä voidaan enintään allokoida. Kuvasta nähdään, että päivittäin keskimäärin vain osa mahdollisesta maksimivarauksesta allokoidaan. Kolmantena merkittävänä tekijänä sille, vaikuttaako allokaatio markkinahintaan on se, kuinka suuri osa mahdollisesta

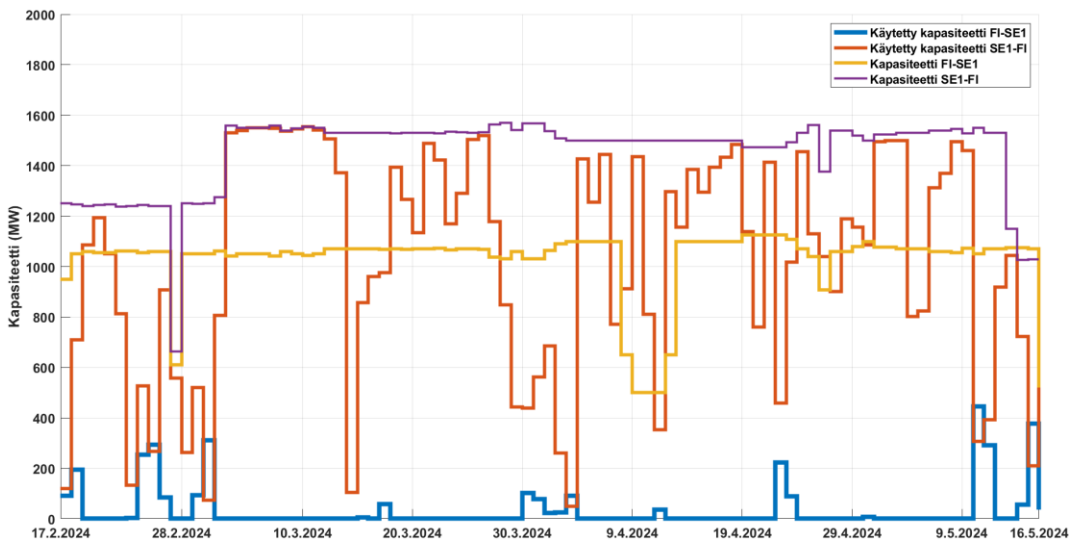
siirtokapasiteetista on käytössä. Kuvassa 3 on esitetty kunkin päivän keskimääräinen siirtoyhteyden (SE1-FI ja FI-SE1) kaupallinen käyttö huomioiden vuorokausimarkkinan suunniteltu siirto ja aFRR-allokaatio sekä keskimäärin päivittäin varattavissa olevat siirtokapasiteetit. Mitä lähempänä kaupallinen käyttö on käytössä olevaa suurinta mahdollista siirtokapasiteettia, sitä todennäköisemmin allokaatio vaikuttaa markkinahintaan. Jos koko siirtokapasiteetti ei ole käytössä, aFRR-allokaatioon varatulla siirtokapasiteetilla ei ole vaikutusta markkinahintaan. Sen sijaan, jos kaikki siirtokapasiteetti on varattuna kaupalliseen käyttöön, alueiden välille muodostuu hintaero ja muodostunut pullonkaula nostaa vastaanottavan alueen hintatasoa vuorokausimarkkinalla.



Kuva 1. Tarjousalueiden (FI, SE1, SE3 ja EE) päivittäiset keskihinnat tarkasteluvälillä.

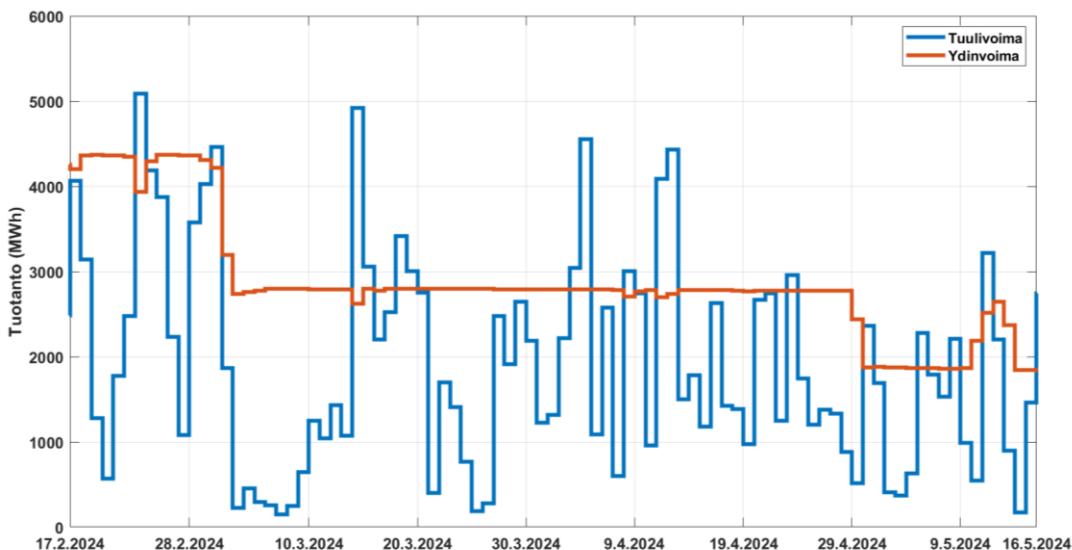


Kuva 2. Toteutuneet aFRR-allokaatiot ja Energiaviraston sallimat maksimivaraukset aFRR-markkinalle siirtokapasiteetista päiväkohtaisina keskiarvoina tunnille.



Kuva 3. Päivän keskimäärin käytetyt kapasiteetit FI-SE1 ja SE1-FI rajayhteudessa, sekä keskimäärin käytettävissä oleva kapasiteetti.

Tutkittavat päivät valittiin edellä esitettyjen päivien keskiarvojen perusteella. Tilanteita selittämään on lisäksi kuvassa 4 esitetty keskimääräiset tuntikeskiarvot tuulivoiman ja ydinvoiman tuotannosta Suomessa tutkitulla aikavälillä. Kuvasta havaitaan, että tutkittuun 3 kuukauden jaksoon sisältyy hyvin erilaisia päiviä tuulivoiman tuotannon suhteen ja lisäksi jakson aikana Olkiluodon ydinvoimalan reaktorit olivat huolloissa. Jakson alkuosassa pääosin kaikki ydinvoimakapasiteetti oli käytössä, mutta OL3:ssa aloitettiin vuosihuolto 2.3.2024 alkaen. Jakson loppuosassa oli vielä OL2:ssa polttoaineen täyttökesekeytys, sekä OL1:n vuosihuolto alkoi 12.5.2024.



Kuva 4. Tuulivoiman ja ydinvoiman keskimääräinen tuotanto tunnissa päivittäin tarkastelujakson aikana Suomessa.

Tarkastelujakson päivistä muodostettiin todennäköisyysaikataulu sen perusteella, kuinka todennäköistä oli, että aFRR-allokaatio vaikutti kyseisen päivien hintaan. Todennäköisyys muodostettiin pääasiassa kahden tekijän perusteella:

1. Oliko vapaata siirtokapasiteettia FI ja SE1 -alueiden välillä ja kuinka paljon?
2. Kuinka suuri keskimääräinen aFRR-allokaatio oli?

Päivät ryhmiteltiin todennäköisyysaikatauluun seuraaviin ryhmiin:

- a. Erittäin todennäköinen vaikutus
- b. Todennäköinen vaikutus
- c. Mahdollinen vaikutus yksittäisinä tunteina
- d. Erittäin epätodennäköistä, että vaikutusta olisi

Kokonaisuudessaan 90 päivän jaksoa tarkasteltaessa huomattiin, että suuntaan FI-SE1 epätodennäköisiä päiviä (d.) oli 78 kpl ja mahdollisia päiviä (c.) havaittiin 12 kpl. Näissäkin 12 päivässä todennäköisyys vaikutuksiin on pieni. Näin ollen tarkastelussa keskityttiin pääasiassa siirtosuuntaan SE1-FI. Tähän suuntaan havaittiin päiviä todennäköisyyden perusteella seuraavasti:

- a. 23 kpl
- b. 24 kpl
- c. 25 kpl
- d. 18 kpl

Näistä päivistä kiinnostavimpia oli erittäin todennäköiset päivät (a.), joita oli siis noin neljännes kaikista päivistä (23 kpl). Vaikutuksen todennäköisyyden lisäksi tarkasteltiin mahdollisen vaikutuksen suuruutta. Oletettavasti vaikutus on sitä suurempi, mitä korkeampi sähkön hinta on, koska tällöin tarjouskäyrän kulmakerroin on yleensä suurempi. Lisäksi vaikutuksen suuruuteen vaikuttaa aFRR-allokaation suuruus sekä mahdollisesti eri alueiden väliset hintaerot. Vaikutuksen todennäköisyyden ja potentiaalisen suuruuden perusteella valittiin 4 erilaista päivätyyppiä ja näistä jokaisesta valittiin 3 tyypillistä päivää tarkastelujaksolta:

1. Erittäin todennäköinen suuri vaikutus
 - a. 3.3.2024, 2.5.2024 ja 13.5.2024
2. Mahdollinen tai todennäköinen vaikutus molempiin suuntiin
 - a. 27.2.2024, 9.4.2024 ja 12.4.2024
3. Erittäin todennäköinen keskisuuri vaikutus
 - a. 7.3.2024, 25.3.2024 ja 9.5.2024
4. Todennäköinen suuri vaikutus
 - a. 22.2.2024, 21.4.2024 ja 24.4.2024

Tulokset

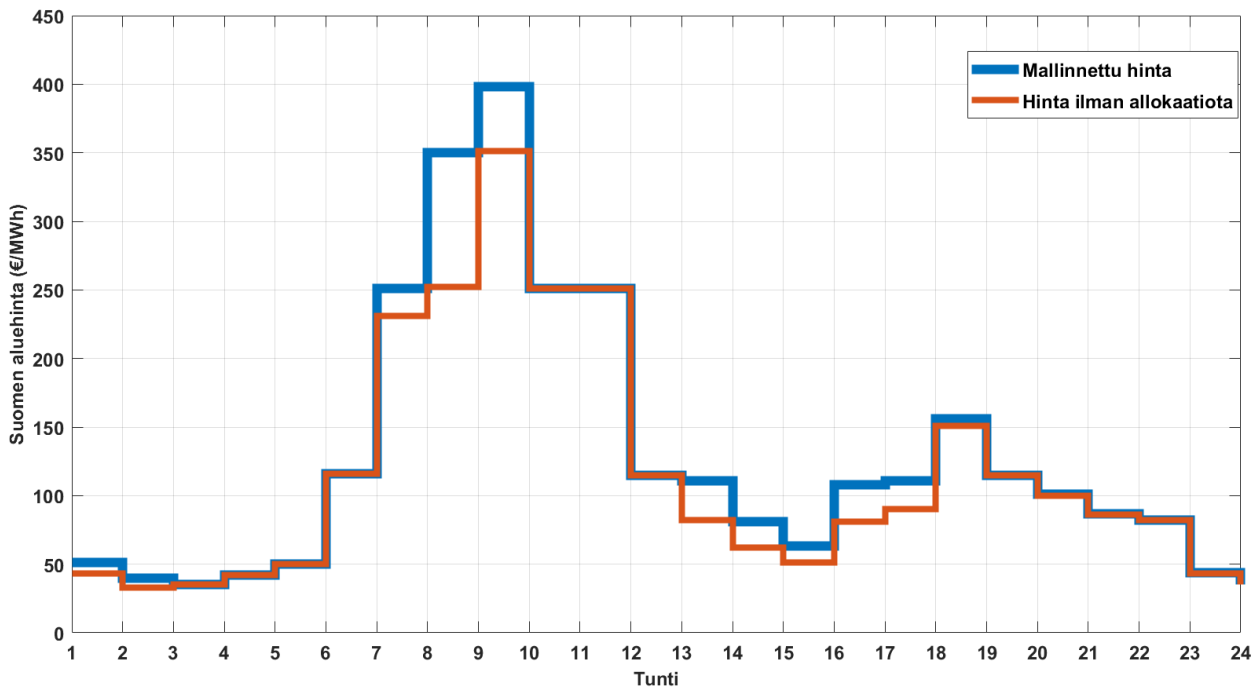
Valituille päiville tehtiin mallinnus, jonka tulokset päivän keskihintoina on esitetty taulukossa 1, jossa ensimmäinen sarake vastaa edellä esitettyä listausta päivätyypeistä. Alkuperäinen hinta tarkoittaa toteutunutta hintaa kyseisenä päivänä. Mallinnettu hinta on mallinnuksen antama hinta kyseiselle päivällä toteutuneilla lähtötiedoilla ja hinta ilman aFRR-allokaatiota tarkoittaa mallinnettua hintaa siten, että aFRR-allokaatio on lisätty mahdolliseen siirtokapasiteettiin SE1 ja FI alueiden välille. Mallinnus tehtiin päivän jokaiselle tunnille erikseen euron tarkkuudella, josta ero alkuperäisen ja mallinnetun hinnan välillä aiheutuu. Alkuperäinen hinta on määritetty sentin tarkkuudella jokaiselle tunnille ja kun mallinnuksessa käytetään tunnilla euron tarkkuutta, virhe tunnilla on $\pm 0,5$ €. Riippuen siitä, miten virheet jakautuvat päivän ajalle, tällä voi olla vaikutusta keskihintaan jopa hieman yli euron. aFRR-allokaation vaikutuksia tarkasteltaessa tuleekin verrata hintoja mallinnettuun hintaan.

Taulukko 1. Suomen alueen keskihinnat tutkittuina päivinä eri tilanteissa

| Päivä | Tyyppi | Alkuperäinen hinta (€/MWh) | Mallinnettu hinta (€/MWh) | Hinta ilman allokaatiota (€/MWh) |
|-----------|--------|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|
| 22.2.2024 | 4 | 38,43 | 39,29 | 37,88 |
| 27.2.2024 | 2 | 61,95 | 62,96 | 61,58 |
| 3.3.2024 | 1 | 69,00 | 70,13 | 68,63 |
| 7.3.2024 | 3 | 93,09 | 92,88 | 90,63 |
| 25.3.2024 | 3 | 91,40 | 90,08 | 89,79 |
| 9.4.2024 | 2 | 47,29 | 48,29 | 46,67 |
| 12.4.2024 | 2 | 29,84 | 30,96 | 29,67 |
| 21.4.2024 | 4 | 60,74 | 60,92 | 60,79 |
| 24.4.2024 | 4 | 98,62 | 97,04 | 96,17 |
| 2.5.2024 | 1 | 125,87 | 126,83 | 114,50 |
| 9.5.2024 | 3 | 26,53 | 27,08 | 26,50 |
| 13.5.2024 | 1 | 121,18 | 121,33 | 109,67 |

Allokaation vaikutus päivän keskihintaan on tyypillisesti melko pieni, mutta tyyppin 1 päivinä, jolloin myös hinta on korkea, vaikutus on merkittävä. Suurin vaikutus havaittiin 2.5.2024, jolloin allokaatio nosti päivän keskihintaa noin 12 €/MWh. Kuvassa 5 on esitetty esimerkkinä kyseisen suurimman yksittäisen vaikutuksen päivän mallinnus tunneittain, josta huomataan, että useina tunteina allokaatiolla ei ole vaikutusta hintaan, mutta yksittäisinä tunteina vaikutus voi olla hyvinkin merkittävä. Suurimpana yksittäisenä tuntina (9. tunti CET) vaikutus oli noin 98 €/MWh. Mallinnuksessa havaittiin, että erityisesti FI-EE-siirtoyhteydellä on myös merkittävä vaikutus siihen, miten SE1-FI-allokaatio vaikuttaa sähkön hintaan. Jos Viron suuntaan on kapasiteettia

käytettävänä ja siten Viron hinta on lähtötilanteessa sama kuin Suomessa, niin edullisemman sähkön lisätuonti SE1-alueelta Suomeen laskee myös Viron hintaa, jos kapasiteettia vain on käytettävissä ja siten vähentää allokaation vaikutusta Suomen hintaan. Tämä vaikutus on myös mallinnettu tämän tarkastelun mallinnoissa. Tyyppin 2 päivinä, jolloin oli mahdollista, että myös FI-SE1-allokaatio vaikuttaisi yksittäisinä tunteina Suomen aluehintaan, vaikutusta ei mallinnoissa havaittu. Mallinnusten perusteella voidaankin todeta, että todennäköisyyksien c. ja d. päivinä ei allokaatiolla ole vaikutusta Suomen aluehintaan.



Kuva 5. Esimerkki hintojen mallinnuksesta 2.5.2024

Kun allokaatiolla on vaikutusta hintaan, niin sillä on vaikutusta myös markkinoilta hankittavan sähkön kokonaiskustannuksiin. Taulukossa 2 on esitetty tulokset aFRR-allokaation vaikutuksen tarkasteluista sähkömarkkinoilta ostetun sähkön kustannuksiin, joihin aFRR-allokaatiolla on suora vaikutus. Vaikutus saadaan kertomalla kunkin tunnin hintavaikutus saman tunnin markkinan volyyymilla, eli sillä miten paljon markkinan kautta on ostettu sähköä Suomen alueella. Taulukossa 2 esitetty markkinan volyyymi on tutkittujen tapausten keskiarvo kyseisenä päivänä. Markkinan volyymin muutos hinnan muuttuessa on huomioitu tässä tarkastelussa, eli kun sähkön hinta laskee, niin volyyymi kasvaa, koska enemmän ostotarjouksia hyväksytään. Tämä volyyymi ei kuitenkaan ole suoraan hintakäyrien leikkauspiste, koska hintakäyrissä on mukana myös rajasiirrot, joiden kautta osa Suomen kulutuskäyrästä voi olla siirtoa naapurialueille. Markkinan volyyymi riippuu kulutuksesta ja taulukosta 2 havaitaankin, että helmi- ja maaliskuussa, kun oli vielä kylmää, kulutus oli suurempaa ja siten markkinan volyyymi oli korkeampi kuin huhti- ja toukokuussa. Taulukossa 2 aFRR-allokaation vaikutus on laskettu jokaisen tunnin hintavaikutuksen ja tapausittain määritetyn markkinan volyymin summana kyseiselle päivälle. Taulukon 2 tuloksista huomataan, että oletuksen mukaisesti suurin vaikutus oli tyyppin 1 päivinä

2.5.2024 ja 13.5.2024, jolloin vaikutus sähkön hankintakustannuksiin oli noin 1,8 M€. Kolmantena tyyppin 1 päivänä (3.3.2024) vaikutus jäi huomattavasti pienemmäksi, koska silloin hintataso oli keskimäärin alhaisempi. Vaikutuksen suuruuteen vaikuttaa vaikutuksen todennäköisyys, markkinan volyyymi ja hintataso. Tyypillisenä todennäköisen vaikutuksen päivänä vaikutus on suunnilleen 200 k€ päivässä, mutta tässä on suurta päiväkohtaista vaihtelua. Esimerkiksi 7.3.2024 vaikutus oli huomattavasti tätä korkeampi (440 k€). Tähän vaikutti korkea hintataso ja korkea markkinan volyyymi. Sen sijaan esimerkiksi 21.4.2024 vaikutus oli hyvin vähäinen (17 k€), joka johtui osin keskimääräisestä hintatasosta ja keskimääräisestä markkinan volyyymistä, mutta suurin vaikutus oli sillä, että suurimmat aFRR-allokaatiot eivät osuneet sellaisiin tunteihin, joissa vaikutus olisi ollut suurin. Kun tarkastellaan koko 3 kuukauden jaksoa, niin voidaan karkeasti arvioida, että jaksolla oli 3 päivää, jolloin vaikutus oli suunnilleen 1,8 M€ ja yhteensä 44 päivää, jolloin vaikutus oli karkeasti keskimäärin 0,2 M€. Muina päivinä (43) vaikutusta ei oletettavasti olisi ollut.

Taulukko 2. aFRR-allokaation kokonaisvaikutus tukkumarkkinoilta ostettuun sähkөө

| Päivä | Tyyppi | Markkinan volyyymi (MWh/päivä) | Allokaation vaikutus (€/päivä) |
|-----------|--------|--------------------------------|--------------------------------|
| 22.2.2024 | 4 | 184 646 | 269 814,90 € |
| 27.2.2024 | 2 | 178 981 | 255 005,30 € |
| 3.3.2024 | 1 | 177 874 | 273 043,18 € |
| 7.3.2024 | 3 | 192 199 | 440 088,90 € |
| 25.3.2024 | 3 | 180 640 | 53 058,20 € |
| 9.4.2024 | 2 | 160 955 | 274 229,70 € |
| 12.4.2024 | 2 | 160 542 | 205 909,10 € |
| 21.4.2024 | 4 | 157 928 | 17 341,80 € |
| 24.4.2024 | 4 | 166 424 | 141 775,10 € |
| 2.5.2024 | 1 | 149 062 | 1 865 417,20 € |
| 9.5.2024 | 3 | 148 228 | 83 633,90 € |
| 13.5.2024 | 1 | 147 232 | 1 751 522,60 € |

Sen lisäksi, että aFRR-allokaatio on suoraan vaikuttanut tukkumarkkinoilta ostetun sähkön kustannuksiin, niin sillä on vaikutus myös kaiken Suomessa kulutetun sähkön kustannuksiin. Markkinan ulkopuolisen sähkön hankinnan sopimuksia määritettäessä tukkumarkkinan hinta toimii referenssinä ja on siten määrittämässä sopimusten hintoja. Voidaan olettaa, että jos aFRR-allokaatiota ei olisi, niin tällä olisi vastaava hintavaikutus myös tukkumarkkinan ulkopuolisiin sähkösopimuksiin ja siten aFRR-allokaatiolla on vaikutus myös markkinan ulkopuolisen sähkön hankinnan kustannuksiin. Taulukossa 3 on esitetty sähkön kokonaiskulutus Suomessa tutkittuina

päivinä ja tukkumarkkinan ulkopuolinen kulutus, joka saadaan vähentämällä markkinan volyyymi kokonaiskulutuksesta sekä aFRR-allokaation vaikutus tukkumarkkinan ulkopuolelta hankitun sähkön kustannuksiin. Tuloksista nähdään, että suurin vaikutus (654 k€) oli 2.5.2024 ja vaikutukset noudattavat suunnilleen samaa päiväjakoa, kuin tukkumarkkinalta ostetun sähkön vaikutuksetkin. Samaa jakoa noudattaen 3 kuukauden jaksolla oli karkeasti 3 päivää, jolloin vaikutus oli karkeasti keskimäärin 0,5 M€ ja 44 päivää, jolloin vaikutus oli karkeasti keskimäärin 0,1 M€.

Taulukko 3. aFRR-allokaation kokonaisvaikutus tukkumarkkinan ulkopuoliseen sähkön hankintaan

| Päivä | Tyyppi | Kokonaiskulutus (MWh/päivä) | Tukkumarkkinan ulkopuolinen kulutus (MWh/päivä) | Allokaation vaikutus (€/päivä) |
|-----------|--------|-----------------------------|---|--------------------------------|
| 22.2.2024 | 4 | 262761 | 78115 | 108 209,17 € |
| 27.2.2024 | 2 | 257186 | 78205 | 95 617,32 € |
| 3.3.2024 | 1 | 237409 | 59535 | 88 314,43 € |
| 7.3.2024 | 3 | 262007 | 69808 | 152 027,90 € |
| 25.3.3024 | 3 | 224815 | 44176 | 10 742,62 € |
| 9.4.2024 | 2 | 211537 | 50582 | 69 414,29 € |
| 12.4.2024 | 2 | 218124 | 57582 | 78 106,45 € |
| 21.4.2024 | 4 | 229610 | 71682 | 11 308,52 € |
| 24.4.2024 | 4 | 225579 | 59155 | 56 545,34 € |
| 2.5.2024 | 1 | 198524 | 49463 | 654 199,88 € |
| 9.5.2024 | 3 | 214476 | 66249 | 34 231,58 € |
| 13.5.2024 | 1 | 190551 | 43318 | 349 969,45 € |

Kuten edellä on huomattu, aFRR-allokaation vaikutukseen vaikuttaa moni tekijä ja lopulta tarkkaa vaikutusta ei pystytä täysin määrittämään olosuhteiden mukaan, vaan jokaisena päivänä vaikutus on erilainen. Kun tarkastellaan koko 90 päivän tarkasteluväliä, voidaan laskea yhteen, että tarkasteluvälillä oli 3 päivää, jolloin odotettu aFRR-allokaation vaikutus oli karkeasti yhteensä 2,3 M€ ja yhteensä 44 päivää, jolloin odotettu karkeasti vaikutus on keskimäärin 0,3 M€ luokkaa. Loppuina 43 päivänä oletettavasti vaikutusta ei ole tai se on hyvin pieni. Näin ollen hyvin **karkeasti voidaan arvioida, että koko 3 kuukauden tarkastelujaksolla allokaatio aFRR-markkinalle SE1-FI siirtosuunnassa on nostanut noin 20 M€ Suomessa käytetyn sähkön hankintakustannuksia.** Karkeasti arvioituna tämä vastaa suunnilleen noin 1 euroa per kulutettu MWh.

Pohdinta

Sähkön hinnan muodostuminen eurooppalaisella vuorokausimarkkinalla on hyvin monimutkainen prosessi ja erityisesti Suomen hinnan muodostamisessa on korkea herkkyys, koska Suomessa on paljon sääriippuvaa tuotantoa. Tämä tekee Suomen aluehinnasta hyvin vaihtelevan ja herkän, jolloin yksittäisen muutoksen tutkiminen markkinaympäristössä voi saada hyvin erilaisen vasteen eri tilanteissa. Tässä raportissa on selvitetty aFRR-markkinalle allokoitun siirtokapasiteetin vaikutuksia Suomen sähkön hintaan. Tämä tarkastelu on tehty 3 kuukauden ajanjaksolla (17.2. – 16.5.2024) ja sen tuloksia ei voi suoraan soveltaa muihin tarkastelujaksoihin. Tarkastelujaksolla oli tilanteita, joissa ydinvoimakapasiteettia oli poissa käytöstä ja lisäksi Suomen ja Viron välinen siirtoyhteys oli käytössä vain osittain. Näillä oli vaikutusta tutkittuun tulokseen.

Tässä tutkimuksessa käytettiin Tampereen yliopiston kehittämää kolmitasoista mallia sähkön hinnan tutkimiseen. Malli ei huomioi mahdollisia vaikutuksia toisen tason (Ruotsi ja Baltia) ulkopuolella, mutta oletettavasti nämä vaikutukset olisivat hyvin pieniä, koska tutkitut muutokset ovat hyvin pieniä koko pohjoismaisen markkinan mittakaavassa. Toisaalta malli ei huomioi mahdollisia tason 2 sisäisiä muutoksia, koska tarjouskäyriä ei ole saatavilla erikseen Ruotsin eri alueille ja Baltian eri maihin. Baltiassa ongelma on hyvin vähäinen, koska siellä eri maiden hinnat eroavat toisistaan vain poikkeustilanteissa. Ruotsin osalta tämä vaikuttaa tuloksiin, koska alueilla SE1 ja SE3 on monesti eri hinta ja Suomesta on siirtoyhteys molempiin. Voisikin käydä niin, että aFRR-allokaation vaikutus siirtyisikin toiseen siirtoyhteyteen ja siten vaikuttaisi vain Ruotsin sisäisiin hintaeroihin, joita käytetty malli ei huomioi. Kuitenkin tarkasteltuina päivinä tällainen tilanne olisi epätodennäköistä, koska tutkittuina päivinä SE3 alueen hinnat olivat yleensä Suomen alueen hintaa matalammat, jolloin ei ole riskiä siitä, että lisääntynyt SE1-FI siirto lisäisi siirtoa FI-SE3 siirtoyhteydessä. Tutkituista päivistä ainoastaan 21.4.2024 oli tilanne, jossa Suomen ja SE3 alueiden hinnat olivat samat, mutta korkeammat kuin SE1 alueen. Tällöin oli mahdollista, että aFRR-allokaation poiston hyöty olisi siirtynyt Suomen läpisiirtoon. Kuitenkin tuona päivänä 21.4.2024 aFRR-allokaation vaikutus oli pienin tutkituista (vain 17 k€), joten tällä olisi vain hyvin pieni vaikutus tutkimuksen tuloksiin.

Tarkastellulla jaksolla kuvan 2 mukaisesti toteutuneet aFRR-allokaatiot olivat hyvin pieniä suhteessa Energiaviraston sallimiin maksimivarauksiin. Jos allokaatio tapahtuisi tähän maksimivaraukseen saakka, vaikutus sähkön hintaan olisi merkittävästi korkeampi. Tässä raportissa on tutkittu vain suoraan siirtokapasiteetin varauksen vaikutusta sähkön hintaan. Voidaan olettaa myös, että kapasiteettivarauksella ja siten liittymisellä pohjoismaiseen aFRR-markkinaan on vaikutusta, siihen paljonko Suomessa täytyy varata kapasiteettia aFRR-markkinalle. Jos aiemmin aFRR-markkinalle varattua kapasiteettia vapautuu tukkumarkkinoille, tällä voidaan olettaa olevan hintaa laskeva vaikutus. Tässä täytyy huomioida myös se, että uuden pohjoismaisen aFRR-markkinan kautta Suomessa olevaa kapasiteettia voidaan tarjota myös muille pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille ja siten tämän kapasiteetin ollessa pois Suomen tukkumarkkinalta, tämä nostaa Suomen alueen sähkön hintaa. Näin ollen aFRR-kapasiteetin vaikutus sähkön markkinahintaan on kaksisuuntainen ja siksi jätetty tästä tarkastelusta

ulkopuolelle. Tämä tarkastelu ei ota kantaa siihen, mikä aFRR-markkinan ja erityisesti sille varatun siirtokapasiteetin hyöty on, vaan tässä keskitytään vaikutuksiin sähkön vuorokausimarkkinalla. Huomioitavaa on myös se, että koska siirtokapasiteetin aFFR-allokaatio nostaa sähkön hintaa, tämä tarkoittaa sitä, että Suomessa täytyy ottaa käyttöön sellaista tuotantoa, joka ei ilman allokaatiota toteutuisi. Tällä tuotannolla on oletettavasti edullisempaa tuotantoa korkeammat päästöt, joten tämä kasvattaa myös Suomen sähkön tuotannon päästöjä.

- (a) <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2024/reservimarkkinaehdot-vahvistettu--kaupankayntimahdollisuudet-afrr-kapasiteettimarkkinalla-suomen-ja-ruotsin-valilla-laajenevat2/>
- (b) <https://www.nordpoolgroup.com/en/services/power-market-data-services/aggregatedbiddingcurves/>
- (c) <https://transparency.entsoe.eu/>
- (d) <https://data.fingrid.fi/>