

MAX / Nurmiainen Sonja

15.12.2025

[Kirjoita jakelu]
Julkinen

Sähkömarkkinatoimikunta 4/2025

Aika 4.12.2025 klo 9.00–14.15

Paikka Fingridin pääkonttori, Nh. Kopula ja Teams

Osallistujat

Jukka Joronen	Tampereen Energia Oy, puheenjohtaja
Oskari Jaakkola	Cactos Oy
Mikko Kettunen	Avant Tecno Oy
Esko Kytömäki	Volue Energy Market Services AS Filial Finland
Tommi Riski	Exilion Management Oy
Jarmo Saari	Sympower Oy
Suvi Salomaa	Kemijoki Oy
Mikko Salminen	Alpiq Finland Oy (poistui kohdassa 3)
Teija Pelkonen	UPM Energy Oy
Antti Keskinen	Fingrid Oyj
Sonja Nurmiainen	Fingrid Oyj, sihteeri
Marja Eronen	Fingrid Oyj
Mikko Piironen	Fingrid Oyj
Laura Ihamäki	Fingrid Oyj
Jukka Kakkonen	Fingrid Oyj

Muistio

1 Kokouksen avaus, asialistan hyväksyminen

Puheenjohtaja Jukka Joronen avasi kokouksen klo 9:04 ja asialista hyväksyttiin.

2 Kantaverkkomaksujen uudistus

Laura Ihamäki Fingridiltä kertoi toimikunnalle kantaverkkomaksuihin suunnitelluista uudistuksista. Esitetyt asiat ovat vasta ehdotuksia ja painotettiin, että Fingrid haluaa tuoda muutosehdotukset markkinatoimijoille ja kantaverkkoasiakkaille mahdollisimman varhaisessa vaiheessa keskusteltavaksi. Koska kyseessä on vasta ehdotus, esimerkiksi kantaverkkomaksujen tulevasta suuruudesta ei ole vielä antaa tietoa.

Aloitettiin kertaamalla kesällä 2024 julkaistut maksu-uudistukset. Liittymismaksu-uudistus, johon liittyvät Etelä-Suomen kulutuspainotteinen alue, Länsirannikon ja Pohjois-Suomen tuotantopainotteinen alue ja Itä-Suomen tasapainoinen alue on puhuttanut toimijoita. Uudistuksessa perittäisiin siis tehopohjaista maksua tuotannolta, joka liittyy tuotantopainotteiselle alueelle ja toisaalta kulutukselta, joka liittyy kulutuspainotteiselle alueelle. Tämä on aiheuttamisperiaatteen mukainen maksu, sillä tuotannon painottuminen yhteen paikkaan ja kulutuksen sijoittuminen toiseen paikkaan lisää tarvetta siirtoverkon rakentamiseen. TEM lähti jo edistämään lakimuutosta, mutta Energiaviraston tulkinta pysäytti uudistuksen etenemisen. Energiaviraston kanta oli, että jakeluverkonhaltijat eivät voi viedä liittymismaksua itse liittyjälle, vaan kustannus pitäisi sosialisoida kaikkien kyseisen jakeluverkon käyttäjien kesken. Tämä on ristiriidassa aiheuttamisperiaatteen kanssa. Seuraava Fingridin avaus on selvittää, voidaanko Suomessa soveltaa sijaintiperusteista siirtopalveluhinnoittelua. Aiheesta on tällä hetkellä kysely Energiavirastolla ja vastausta odotetaan talven aikana. Energiaviraston vastaus ei ole päätös, vaan se kertoo, onko soveltaminen mahdollista. Tammikuussa sähkömarkkinalakiin tulee joustavat liittynät ja sitä tarkentava Energiaviraston määräys on parhaillaan lausuttavana.

Uusia ehdotuksia kantaverkkomaksuihin on pohdittu kustannusvastaavuuden näkökulmasta. Motiivina on kannustaa tehokkaampaan verkkokapasiteetin käyttöön. Vaikka maksukomponentit muuttuisivat, kerättävä kokonaissumma ei muutu, koska Energiavirasto sääntelee sitä. Ehdotukset ovat seuraavat:

1. Kantaverkkolaskutuksessa siirrytään varttiin. Tämä on linjassa sähkömarkkinan varttihinnoittelun kanssa.
2. Tehopohjainen laskutus kantaverkon liittymispisteelle. Tarkoittaa kulutukselle ottotehomaksua ja tuotannolle antotehomaksua.
3. Häviömaksu, joka on energiapohjainen kantaverkon liittymispisteessä. Komponentti voisi olla alueellinen, eli kulutus, joka sijaitsee kulutuspainotteisella alueella maksaa tätä komponenttia suurempana. Vastaavasti tuotannolle.
4. Jännitekohtainen hinnoittelu. Tämä on yleisesti käytössä, esimerkiksi Suomessa jakeluverkonhaltijoillakin.

MAX / Nurmiainen Sonja

15.12.2025

[Kirjoita jakelu]
Julkinen

5. Kokonaiskulutukseen ja -tuotantoon perustuva järjestelmäpalvelumaksu. Tällä komponentilla katetaan mm. järjestelmästäbiiliuden ylläpitoa, kantaverkon käytön suunnittelua, siirtojenhallintaa ja reservejä.

Nyt lausuntokierroksella on tammikuuhun 2026 asti ehdotukset kantaverkkomaksurakenteen muutoksista. Toimijoiden kanssa käydään myös kahdenkeskisiä keskusteluita maksurakenteen muutoksista, ja näitä keskusteluita voi varata Laura Ihamäen kanssa keväälle 2026. Tämän jälkeen kesällä 2026 Fingrid päättää, miten maksurakenteen uudistuksen kanssa edetään. Uudet ehdot lähetetään suunnitelman mukaan Energiavirastolle vahvistettaviksi syksyllä 2026, jonka jälkeen tulee lausuntokierros. Mikäli ehdot vahvistetaan Q2/2027, ensimmäiset muutokset tulisivat käyttöön Q1/2028. Hinnat puolestaan selviäisivät syksyllä 2027.

Toimikunnassa keskusteltiin maksurakenteen muutoksen vaikutuksista toimialaan. Erityisesti energiavarastot aiheuttivat keskustelua. Toimikunnassa peräänkuulutettiin, että onhan tehomaksu ajateltu loppuun asti, sillä energiavarastoille piikkitehot tyypillisesti aiheutuvat siitä, että Fingrid ostaa energiavaraston sähköä reservimarkkinoilta. Toimikunnassa pidettiin todennäköisenä, että reservimarkkinoiden hinnat tulevat nousemaan, koska markkinatoimijat siirtävät tehomaksun aiheuttamat kustannukset reservien hintaan. Todettiin, että tehomaksun pitäisi kohdistua niihin hetkiin, kun verkkokapasiteetti on tiukoilla, eli siinä saisi olla ajallista ja alueellista joustavuutta. Fingrid vastasi, että Norjassa tällaista on kokeiltu, mutta järjestely on johtanut spekulatiivisuuteen ja ongelmiin sähkömarkkinoilla, mikä takia mallista ollaan luopumassa. Energiavarastojen tehomaksuista kyseltiin referenssejä myös Euroopan tasolta. Häviömaksusta pyydettiin lisätietoa, sillä hinnoittelu vaikuttaa monimutkaiselta, erityisesti alueellisten komponenttien takia ja sen, että verkko muuttuu ajan myötä.

Toimikunnasta kommentoitiin, että kantaverkkomaksujen pitää ennen kaikkea olla ennustettavat mahdollisimman pitkälle tulevaisuuteen. Mikäli komponenttien kustannukset muuttuvat vuodesta toiseen, ei toimijoilla ole riittävää ennustettavuutta maksuihin. Esimerkiksi järjestelmäpalvelumaksusta ehdotettiin, että kun se perustuu kokonaistuotantoon ja -kulutukseen, miksei se voisi olla kiinteä kaikille. Esiin nostettiin myös, että aluksi tehtiin kannattava investointiympäristö, ja kun investoinnit on kiinnitetty, niin nostetaan hintoja.

Peräänkuulutettiin, että investointien kannattavuus pitää edelleen turvata, vaikka maksurakenteen muutoksessa ei olekaan tarkoitus muuttaa kantaverkkomaksuilla kerättävää kokonaissummaa. Myös insentiivit joustoon pitää säilyttää. Tehopiikkien tasaus poistaa kulutukselta kannusteen joustaa, esimerkkinä kerrottiin, että Saksassa verkkotariffi leikkaa jouston insentiivin pois. Pyydettiin Fingridiä tekemään kokonaistarkastelua: verkkopuolen kustannusten hinnoittelu tulee vaikuttamaan lopulta sähkömarkkinaan. Toimikuntalaiset kaipasivat esimerkkiä siitä, miten kantaverkkomaksu tulisi jakautumaan eri komponentteihin.

Toimikunnassa nähtiin myös positiivisena asiana se, että Fingrid kehittää maksurakennetta aiheuttamisperiaatteen mukaan ja tavoittelee mahdollisimman kustannustehokasta mallia, eikä pyri rakentamaan kantaverkkoa niin vahvaksi, että kaikki Suomen kulutus voisi olla yhtä aikaa käytössä.

3 Siirtokapasiteetin määräytyminen ja kokemukset Aurora Linen käyttöönoton jälkeen

Mikko Piironen Fingridiltä esitteli Aurora Linen käyttöönoton jälkeisiä kokemuksia. Aurora Line on vaikuttanut Suomen ja Ruotsin SE1 tarjousalueiden väliseen siirtokapasiteettiin. Käyttökokemusta on tosin ehtinyt kertyä vasta muutaman viikon ajalta. FI-SE1 siirtorajalle on Aurora Linen myötä tullut 700 MW lisää tuontikapasiteettia ja 800 MW vientikapasiteettia. Ennen vientikapasiteettia on rajoittanut dynamiikkarajoite, joka on johtunut heikoista maiden sisäisistä verkoista. Nyt dynamiikkarajoite ei ole enää merkityksellinen tekijä, sillä verkot ovat vahvistuneet. Nykyisin kapasiteettia rajoittaa useimmiten johtojen ja komponenttien terminen kuormitettavuus, joka aiheuttaa lisääntynyttä siirtokapasiteetin vaihtelua. Lisäksi Flow Reliability marginia on nostettu 100 MW:sta 200 MW:iin, joka pienentää markkinoilla vapaana olevaa siirtokapasiteettia. Reliability marginin nosto liittyy Flow Based –laskennan mallivirheeseen ja toisaalta uusiutuvan sähkön tuotannon vaihtelun kasvuun.

Siirtokapasiteetti vaihtelee, koska verkossa haetaan kullekin käyttöhetkelle mitoittava vika. Esimerkiksi OL3:n vika edellyttää, että rajasiirrossa on aina riittävästi siirtokapasiteettia 1300 MW teholle. Rajoittava tekijä voi olla myös rinnakkaisen siirtoyhteyden vika, jolloin kuormitus jakautuu jäljelle jääville johdoille. Lisäksi naapurimaiden, kuten Ruotsin, sisäiset verkkoheikkoudet voivat vaikuttaa rajasiirtoon. Sääriippuvainen tuotanto, kuten tuuli- ja aurinkovoima, aiheuttaa epätasaisen tehon jakautumisen verkossa, mikä voi johtaa siihen, että jopa 70 prosenttia siirtokapasiteetista kohdistuu yhdelle johdolle. Tällaiset tilanteet huomioidaan jo ennakoon Flow Based-laskennassa ennen kuin suurimman yksikön vikaantuminen voisi aiheuttaa ongelmia. Siirtokapasiteetin vaihteluun vaikuttaa myös ulkolämpötilan mukaan vaihteleva johtojen kuormitettavuus.

Aurora Linen käyttöönoton jälkeen on selkeästi nähtävissä, että Suomen ja SE1-hinta-alueen hinnat tasoittuivat vastaamaan toisiaan. Suomessa hinnat tippuivat ja SE1:ssä vastaavasti nousivat hieman. Suomen sähkömarkkinan kannalta lisäkapasiteetti auttaa hillitsemään hintapiikkejä, sillä tarjouskäyrän muoto on erittäin jyrkkä viimeisten muutaman sadan megawatin osalta. Nostettiin esiin, että vaikka vuorokausimarkkina on siirtynyt 15 minuutin hintoihin, on kapasiteetin laskenta edelleen tuntitasoista.

Keskusteltiin, ettei mediassa ole näkynyt lähes ollenkaan uutisointia Aurora Linen myötä laskeneista hinnoista. Toimikunnasta kyseltiin, onko odotettavissa, että kapasiteetin laskenta muuttuisi varttitalolle. Fingrid vastasi, ettei se ole kriittinen, koska muutos vaikuttaisi vain ennustemalliin, jossa on paljon muitakin epävarmuuksia. Tärkeämpää olisi saada siirtoennusteet intraday-kapasiteetin laskentaan D-1 aikaikkunassa nykyisen D-2 ajankohdan sijaan. Toivottiin, että Aurora Line -kokemuksia käydään läpi ensi vuonna lisää, kun kokemusta on kertynyt enemmän.

4 Asiakas esittäytyy: UPM Energy Oy

Teija Pelkonen UPM Energyltä esitteli lyhyesti UPM:n toimintaa ja tarkemmin UPM Energyä. UPM Energy näkyy UPM konsernin puhtaan energian käytön mahdollistajana ja se on itsenäinen markkinatoimija konsernin sisällä. Yhtiöllä on vesivoimalaitoksia, osuusvoimalaitoksia Mankala-mallin kautta, sillä on 24 h valvomotoiminta ja kaupankäynti Tampereella ja se toimii sähköpörssissä. UPM Energy toimii aktiivisesti kaikilla sähkömarkkinoilla ja palvelee myös konsernin sisäisiä asiakkaita. Yhtiö tekee myös OTC-

kauppaa, sekä finanssi- että fyysisiä kauppvoja. UPM Energy tarjoaa myös pitkiä PPA-sopimuksia ja tutkii tällä hetkellä aurinko- ja tuulivoimapuistojen rakentamista UPM:n omistamille metsäpalstoille. Myös vety ja siihen liittyvä hiilidioksidin talteenotto ovat tällä hetkellä konsernitasolla kiinnostavia selvityksiä.

UPM Energyn sähköntuotannossa on kahdeksan omaa vesivoimalaa ja lisäksi omistuksia muista vesivoimaloista. Yhteensä portfoliossa on 730 MW vesivoimaa. Ydinvoimaa on osuusvoiman kautta 1090 MW ja lauhdevoimaa Alholmens Kraftin osaomistuksen kautta. Tehtaiden CHP ei ole näissä luvuissa mukana, sillä ne ovat UPM:n omistuksessa. UPM Energy on Suomen toiseksi suurin energiantuottaja.

UPM Energy kertoo olevansa mukana myös virtavesien kunnostusohjelmassa, jossa 500 km virtavesiä kunnostetaan vuoteen 2030 mennessä. Yhtiö on CO₂-vapaan sähkön tuottaja, joka kertoo lähes kaiken tuotantonsa olevan joustavaa.

5 Tasepalvelun ja reservimarkkinoiden ajankohtaiset

Jukka Kakkonen Fingridiltä kertoi sähkömarkkinatoimikunnalle tasepalvelun ja reservimarkkinoiden ajankohtaisista asioista. Tarjonta reservikapasiteettimarkkinoilla on kasvanut mukavasti. Lisääntynyt kilpailu on osaltaan vaikuttanut siihen, että reservikapasiteetin hankintakustannukset ovat olleet ennustettua alhaisemmat. Tämän takia joulukuussa tasevastaavilta ei peritä tuotannon ja kulutuksen volyymimaksuja. Kesän jälkeen toimijoiden nettotasepoikkeamat ovat myös pysyneet kuukausi kuukaudelta pienempinä.

Fingrid mittaa reservitarjonnan riittävyyttä niukkuustuntien lukumäärän avulla. Niukkuustunniksi lasketaan sellainen tunti, kun Fingridin pitäisi ostaa 80 % tai enemmän suomalaisesta reservitarjonnasta veloitteen täyttämiseksi. Markkinan kilpailun säilyttämiseksi tavoitellaan aina, että markkinalle jää enemmän tarjontaa kuin on käyttötilanteen kannalta tarve. Menneisyydessä niukkuustunteja on ollut paljon, mutta viime kesän jälkeen ei lähes ollenkaan – lukuun ottamatta FCR-D alas -reserviä, jossa oli niukkuutta syksyllä. Kakkonen kertoi, että Fingrid on kasvattanut kapasiteettihankintaa. Suomalaisilta toimijoilta hankittiin marraskuussa keskimäärin noin 2000 MW kapasiteettituotteita joka tunnille, ja niiden volyymipainotettu keskihinta oli noin 5 €/MW.

Nettotasepoikkeamien trendi on laskusuuntainen. Siihen on vaikuttanut tasepoikkeamien kustannusriski, joka lisääntyi siirryttäessä 15 min mFRR-energiamarkkinoihin ja automatisoituun järjestelmän tasapainotukseen. Korkeammat tasepoikkeamakustannukset kannustavat toimijoita pysymään taseessa. Tasepoikkeamien kehitys on hyvä sekä Fingridille järjestelmän hallinnan näkökulmasta, että toimijoille maltillisempina pysyvien tasepoikkeamahintojen muodossa. Tasepoikkeamakustannukset nousivat samoihin aikoihin, kun siirryttiin 15 min mFRR markkinaan, eli hinnat keskimäärin loitonivat vuorokausimarkkinan hinnoista. Nyt tasepoikkeamahinnat ovat tulossa lähemmäs vuorokausimarkkinan hintoja, joka on myös toivottu suunta tulevaisuuteen.

Seuraavaksi Kakkonen kertoi tasepalvelun ja reservimarkkinoiden kehittämisestä. Tällä hetkellä Energiavirastolla on kuulemisessa reservi- ja tasevastaavaehtoja koskeva paketti, jonka lausuntoaika on 11.1.2026 asti.

MAX / Nurmiainen Sonja

15.12.2025

[Kirjoita jakelu]
Julkinen

Toimikunnasta tuli kommentti vakuusvaatimuksista, että vasta pari vuotta sitten vakuusvaadetta nostettiin 40 tuhannesta 200 tuhanteen euroon. Markkinatoimijat eivät halua tällaista poukkoilua. Fingrid vastasi, että aiemmin Pohjoismaissa oli käytössä sama vakuuskaava, jota Energiavirasto halusi muuttaa Suomen osalta. Seurauksena vakuusvaateet pienenevät v. 2024. Fingrid on ehdottanut, että minimivakuusvaadetta nostettaisiin. Lisäksi Energiavirasto odottaa Fingridiltä selvitystä ja ehdotusta uudeksi vakuusmalliksi 3/2026 mennessä. Selvitys on käynnissä Fingridillä ja se valmistuu lähiaikoina markkinatoimijoiden kommentoitavaksi.

Fingrid on avannut kuulemisen tasepoikkeaman hinnan muodostuksen muutosehdotuksesta. Tämä tarkoittaa, että jatkossa ei enää otettaisi suurempaa aFRR ja mFRR hinnasta, vaan tasepoikkeaman hinta laskettaisiin näiden kahden markkinan aktivoitujen volyymien painotuksen avulla. Muutosta perustellaan sillä, että aFRR markkina on välivaiheessa Pohjoismaiden PICASSOon liittymisen suhteen, eikä Suomesta voida vaikuttaa sen automaattisiin aktivointeihin, jotka voivat aiheuttaa hintapiikkejä.

Muita reservimarkkinoihin tehtyjä kehitystoimenpiteitä ovat olleet muun muassa varmuusmarginaalin kasvatus pohjoisen AC-yhteydellä sadasta kahteensataan megawattiin, kelluvan kuolleen alueen tuominen mFRR säätöpyyntöihin ja mFRR säätötarjousmäärien julkaisu tulevaisuuteen. Lisäksi on tehty algoritmimuutos hintojen epäloogisen leviämisen estämiseksi. Tämä liittyi siihen, että toisella tarjousalueella aktivoitu säätötarpeeseen nähden ylisuuri jakamaton tarjous vapautti rajasiirtokapasiteettia, jolloin pullonkaulat poistuivat ja korkeammat hinnat levisivät muillekin tarjousalueille. Tarkempi kuvaus uudesta algoritmista julkaistaan myöhemmin pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden verkkosivuilla.

Kakkonen kertoi, että Sähköjärjestelmän tila -sivulle on tulossa reaaliaikainen mFRR hinnan julkaisu kuluvalle ja seuraavalle vartille. Kyseessä on kokeilu, jonka toimivuutta arvioidaan. Pilotti otetaan pois käytöstä, mikäli toimijat alkavat ylisäättää tasettaan hinnan ohjaamana, koska tämä aiheuttaa sähköjärjestelmään haitallista heiluntaa. Todettiin, että aFRR-energiamarkkinalle ei vielä ole tulossa reaaliaikaista hinnan julkaisua. Viimeiseksi kerrottiin, että Fingrid pyrkii vähentämään erikoissäätöjen vaikutuksia aktivoimalla ensin tasesäädön ja vasta sen jälkeen erikoissäädöt. Tällä pyritään varmistamaan, ettei kalliimpia tarjouksia käytetä ensin.

Toimikunnassa kiiteltiin, että epäloogisuuksiin sähkömarkkinoilla on tartuttu. Esityksen suotuisaa reservikehitystä pohdittiin säältään suotuisan syksyn ansiona, mutta todettiin, että kyllä markkinamuutoksetkin ovat osaltaan auttaneet. Toimikunnassa pohdittiin, että kun vuorokausi- ja päivän sisäiset markkinat ovat siirtyneet 15 minuuttiin, onko mFRR-markkinalle tulevaisuudessa edelleen tarvetta ja voisiko Fingrid siirtyä hankkimaan säätöä päivän sisäiseltä markkinalta lisäten osaltaan markkinan likviditeettiä. Ehdotettiin, että mFRR-markkinan voisi muuttaa ensisijaisesti palvelemaan siirtojenhallintatarpeita, jolloin se olisi ainoa markkina, jossa tarjoukset sisältävät sijaintitiedon. Toisaalta pohdittiin, että reservien energiamarkkinoilla sitovat tarjoukset pitää olla jätettynä hyvissä ajoin ennen käyttövarttia, ja tasehallintaa varten päivän sisäisellä markkinalla haluttaisiin käydä kauppaa lähellä toimitushetkeä, jolloin reservimarkkinoille jätetyt tarjoukset eivät välttämättä enää olisi tarjolla päivänsisäisillä markkinoilla.

6 Asiakastyytyväisyyskyselyn tulokset ja palaute kuluneesta vuodesta

Antti Keskinen Fingridiltä esitteli Fingridin saamia tuloksia ensin yleisessä asiakastyytyväisyyskyselyssä. Asiakkaiden luottamus Fingridiin on pysynyt hyvällä tasolla, mutta laskenut hieman vuodesta 2024, joka on tilastoissa ollut ennätysyhyvä vuosi kaikissa kyselyn kategorioissa. Sama trendi näkyi sähkömarkkinapalveluiden yleisissä arvioissa, joissa tulosta ovat todennäköisesti monet vuoden 2025 markkinamuutokset hieman laskeneet.

Seuraavaksi Keskinen kävi läpi sähkömarkkinatoimikunnan oman kyselyn tuloksia. Vastauksia oli saatu hieman enemmän kuin viime vuonna ja tyytyväisyys on tänä vuonna enemmän normaalijakauman mukainen kuin viime vuonna, painottuen kuitenkin korkeisiin arvosanoihin. Toimikunnan mielestä toimiva on ollut kokousten aikataulutus ja sisältö, sillä aiheita on pyydetty myös toimikunnan jäseniltä. Kehitettävää on vuorovaikutteisudessa ja ajankohtaisuudessa. Vuorovaikutteisuutta on pyritty lisäämään ottamalla kokouksiin enemmän roundtable-keskusteluja. Ajankohtaisuutta parantaisi, mikäli muutosehdotukset tuotaisi ajoissa markkinatoimijoiden tietoon, ei vasta silloin kun muutokset on jo päätetty.

Avoimista palautteista toimikuntatyöskentelyn vahvuuksiksi nousi hyvä edustus eri toimialoista ja asiakasryhmistä, sekä syvälliset keskustelut sähkömarkkinoista. Toisaalta aiheiden laajuus ja monimutkaisuus nähtiin myös ajoittain hankalana asiana. Pidettiin kuitenkin tärkeänä, että ongelmista pystytään puhumaan, sillä avoin keskustelu vie asioita eteenpäin. Kehityskohteeksi mainittiin myös, että toimikunnissa käyty hyvä keskustelu pitäisi entistä paremmin tuoda suuren yleisön tietoisuuteen. Toimikuntatyössä tärkeäksi koettiin markkinavuoropuhelu ja toisten liiketoiminnan parempi ymmärtäminen (sääntöjen puitteissa) sekä markkinamuutosten läpikäynti yhdessä. Ensi vuodelle sähkömarkkinatoimikunnan aiheiksi toivottiin markkinamuutosten jälkeisten kokemusten puimista, yhteispohjoismaisen regulaatiokehityksen läpikäyntiä ja eri maiden sähkömarkkinoiden ymmärtämistä. Jatkossakin toivottiin vierailtavan yhden kokouksen puitteissa jonkun toimikuntaan kuuluvan yrityksen toimipaikalla.

Sähkömarkkinatoimikunnan kokouspäiviksi vuodelle 2026 ehdotettiin 13.2., 12.5., 22.9. ja 8.12. Mikäli ehdotetut päivät eivät sovi toimikunnan jäsenille, pyydetään tästä ilmoittamaan pikimmiten sihteeri Sonja Nurmiaiselle.

Oskari Jakkola (Cactos Oy) nimitettiin sähkömarkkinatoimikunnan vuoden 2026 puheenjohtajaksi. Vuoden 2026 uusia jäseniä sähkömarkkinatoimikuntaan ovat Katja Koponen (Suur-Savon Sähkö Oy), Juha Hietaoja (Gasum Oy), Satu Poutanen (Fortum Oyj), Antti Rautiainen (Pohjois-Karjalan Sähkö Oy) ja Mikko Lepistö (SSAB Europe Oy). Lisäksi Petri Vihavainen (Kemijoki Oy) tulee sijaistamaan Suvi Salomaata toistaiseksi.

7 Ajankohtaiset

Marja Eronen Fingridiltä esitti sähkömarkkinoiden ajankohtaisia asioita. Vuorokausimarkkinan siirtyminen 15 minuutin tarjousjaksoihin onnistui ja Euroopassa on suurimmaksi osaksi otettu käyttöön 15 minuutin tuote. Keskimäärin 80 % vuorokausimarkkinan tarjouksista on nyt varttiresoluutiossa. Eronen kertoi, että uusi analyysi on tulossa seuraavan vuoden maaliskuussa. Baltian erikoisuutena näkyy, että 93 % on ollut jo varttiresoluutiossa, mutta kun tähän lisätään blokkitarjousten volyymit, on

osuus enää 30 %. Baltiassa käytetään paljon blokkitarjouksia ja ajoittain niiden vaikutus näkyy myös Suomen tarjousalueella.

Eronen esitteli keskimääräisiä vuorokausimarkkinan hintoja 15 minuutin markkinassa ja muistutti, että markkinan fundamentit ovat pysyneet samoina. Edelleen hintapiikit kohdistuvat samoihin vuorokaudenaikoihin kuin ennenkin. Uutena ilmiönä on nähty niin kutsuttua sahausta, kun hinnat nousevat tai laskevat kohti huippukulutusajankohtia. Sahaus on alkanut tasoittua siihen nähden mitä se oli varttiin siirtymisen alussa. Energiaviraston Juha Teirilä on tehnyt aiheesta hyvän analyysin. Sahausta esiintyy erityisesti silloin, kun Suomi on Baltian kanssa samassa hinnassa. Sahaus liittyy osin blokkitarjouksiin, jotka ovat vielä tuntiresoluutiossa.

Lopuksi Eronen esitteli vuorokausimarkkinoiden optimointimallia ja mitä Euphemia-algoritmi oikeastaan optimoi. Julkisessa keskustelussa on nostettu esiin pullonkaulatulot ja epäilyt, että algoritmi optimoisi pullonkaulatuloja. Eronen peräänkuulutti, että algoritmissa toimivat kansantalouden peruseriaatteen, joissa kansantaloudellinen kokonaishyöty pyritään maksimoimaan. Lähtökohtana Euphemiassa on, että optimointiongelmia jaetaan pienempiin osiin ja niitä ratkaistaan.

Julkisuuudessa on esiintynyt väärinkäsitys, että pullonkaulatulot ovat osa optimointifunktiota ja niitä maksimoitaisi. Euphemiassa on pää- ja osaongelmat, joista pääongelmana ratkaistaan sopiva kokonaismäärä tarjouksia, jotka voitaisi toteuttaa, mutta tässä vaiheessa ei tarkastella hintaa. Seuraavassa vaiheessa algoritmi määrittää alueiden hinnat ja jos ei saada yhtä ratkaisua, algoritmi palaa edelliseen vaiheeseen. Algoritmin kolmas vaihe (PUN) ei ole enää käytössä, vaan siirrytään suoraan neljälänteen vaiheeseen, jossa lasketaan alueiden väliset siirrot ja tasapainotetaan volyymit. Näin syntyy lopullinen ratkaisu sähkömarkkinoiden hinnoista ja siirroista. Ensin siis algoritmi maksimoi kokonaishyödyn ja sen jälkeen se ratkaisee hinnat. Kuluttajien ja tuottajien hyöty sekä pullonkaulatulot voidaan laskea optimoinnin tuloksesta, mutta pullonkaulatulo ei ole erillinen komponentti, joka sisältyy optimointitavoitteeseen.

8 Kokouksen päätös

Kokous päätettiin kello 11:55.