

Tarvitaanko sähkömarkkinoilla korjaustoimia? – Kooste akateemisesta kirjallisuudesta

Hannu Huuki, Santtu Karhinen, Maria Kopsakangas-Savolainen, Enni Ruokamo ja Jouni RiihÄ

Vuime vuosina koettu sÄhkön binnan voimakas vaihtelu ja korkeat hintapiikit ovat johtaneet poliittiseen keskusteluun sÄhkömarkkinarakenteen korjaustarpeista Euroopan unionissa. Suomessa sÄhköä ei ole jouduttu konkreettisesti säännöstelemään, mutta pariin otteeseen kantaverkkoyhtiö Fingrid on vedonnut sÄhkönkuluttajiin, jotta niukkuustilanteissa sÄhkön käyttöä vähennettäisiin. Tässä kirjoituksessa käymme läpi sÄhkömarkkinoiden kehitystä ja syitä sÄhkömarkkinakeskustelun ajankohtaisuudelle. Lisäksi tuomme esiin akateemisessa kirjallisuudessa tunnistetut mahdolliset markkinaepönnistumisen lähteet, jotka liittyvät ainoastaan energian hinnoitteluun perustuvaan energy only -markkinamalliin. Lopuksi esittelemme ehdotuksia tutkimuskirjallisuudesta siihen, miten markkinaepönnistumisia voitaisiin korjata sÄhkömarkkinasuunnittelussa.

Perjantaina 5.1.2024 sÄhkön arvonlisäverollinen tuntihinta kipusi korkeimmillaan 235,10 senttiin kilowattituntia kohden (snt/kWh), ja vuorokauden keskihinta oli 109,96 (snt/kWh). Vertailun vuoksi edellisenä vuonna 2023 sÄhkön verollinen keskihinta oli 7,02 (snt/kWh). Hinta saattoi monelle tuntua kohtuuttomalta. Kiristynyt tehotilanne, jossa sÄhköjärjestelmän kyky tuottaa riittävästi sÄhköä suhteessa kysyntään on uhattuna, sai myös kantaverkkoyhtiö Fingridin kehottamaan sÄhkönkuluttajia siirtämään sÄhkön käyttöä pois huippukulutustunneilta (Fingrid 2024a).

Vuoden 2024 alun tiukka tehotilanne ja korkeat sÄhkön hinnat eivät olleet yksittäinen tapahtuma. Euroopassa sÄhkön hinnat nousivat vuoden 2021 toisella puoliskolla pysyen korkealla myös vuonna 2022 (Ambec ym. 2023). Suomen osalta hinnat olivat erityisen korkealla vuoden 2022 elokuussa, kun sÄhkön keskihinta oli 32,43 (snt/kWh). Suomessa vuoden 2022 korkein tuntihinta 106,78 (snt/kWh) koettiin 8. elokuuta. Kansainväliset esimerkit Yhdysvalloissa Teksasin ja Kalifornian osavaltioissa (Wolak 2022) sekä Australiassa (AEMO 2022) ovat havainnollistaneet, kuinka sÄhkömarkkinoiden

KTM Hannu Huuki (hannu.huuki@syke.fi) on tutkija Suomen ympäristökeskuksessa ja väitöskirjatutkija Oulun yliopiston kauppakorkeakoulussa, KTM Santtu Karhinen (santtu.karhinen@syke.fi) on erikoistutkija Suomen ympäristökeskuksessa, KTT Maria Kopsakangas-Savolainen (maria.kopsakangas@oulu.fi) on professori Oulun yliopiston kauppakorkeakoulussa ja tutkimusprofessori Suomen ympäristökeskuksessa, KTT Enni Ruokamo (enni.ruokamo@syke.fi) on erikoistutkija Suomen ympäristökeskuksessa, ja KTM Jouni RiihÄ (jouni.rauha@syke.fi) on tutkija Suomen ympäristökeskuksessa ja väitöskirjatutkija Oulun yliopiston kauppakorkeakoulussa. Tutkimukselle on myönnetty Suomen Akatemian rahoitusta projektinumerolla 356493 (ALLTIME) ja Euroopan unionin elpymisvälinerahoitusta (NextGenerationEU) Suomen Akatemian kautta projektinumerolla 348100 (EasyDR). Kiitämme nimetöntä arvioitsijaa kommentteista, jotka paransivat artikkelin esitystapaa.

on haasteellista toimia sähkötehon niukkuustilanteissa.

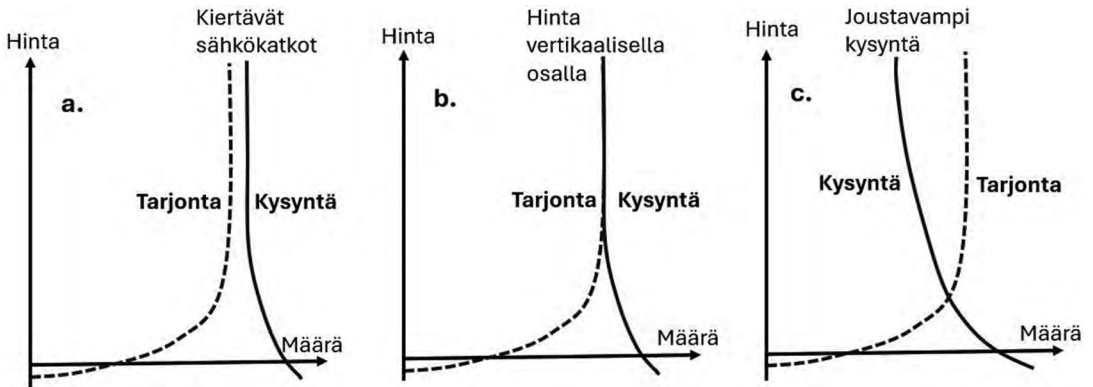
Viime vuosina koetut hinnannousut sähkömarkkinoilla ovat johtaneet esityksiin sähkömarkkinoiden muutostarpeista. Euroopan komission ehdotus sähkömarkkinoiden rakenteen parantamiseksi nostaa esille sekä kuluttajien tarpeen laajaan valikoimaan sähkösopimuksia että tuottajien edellytykset pitkäaikaisiin sopimuksiin yritysten tai julkisten tahojen välillä (Euroopan komissio 2023). Suomessa on keskusteltu etenkin riittävän tuotantokapasiteetin turvaamisesta. Pääministeri Orpon hallitusohjelmassa on kirjaus selvityksen perusteella luotavasta kustannustehokkaasta kapasiteettimekanismista (Valtioneuvosto 2023). Sähkömarkkinoiden muutostarpeita pohdittaessa tulee ensin tunnistaa markkinaepäonnistumisen lähteet, jotta markkinoiden mahdollisiin ongelma-kohtiin voidaan puuttua tehokkaalla tavalla. Lisäksi toimenpiteet markkinarakenteeseen eivät saisi estää tehokasta tuotannon ja kulutuksen allokoimista sähkön lyhyen aikavälin markkinoilla.

Useiden hyödykkeiden kohdalla paras apu korkeita hintoja vastaan on korkeat hinnat. Hintanimittäin kuvaa niukkuutta markkinoilla ja ohjaa uusia investointeja tuottaviin kohteisiin. Sähkömarkkinoiden tapauksessa hinta niukkuustilanteissa ei kuitenkaan aina ohjaa tehokkaaseen tulemaan (Cramton ym. 2013). Markkinoilla voidaan ajautua tilanteeseen, jossa tarjolla oleva tuotanto ei riitä vastaamaan sähkön kulutukseen millään hintatasolla (Kuvio 1a). Tällöin sähköä säännöstellään kuluttajille kiertävien sähkökatkojen avulla¹, ja kuluttajien maksuhukkuus ei vaikuta sähkökatkon kohtaamiseen, koska hintaohjaus puuttuu. Toisaalta kysyntä- ja tarjontakäyrien kohdatessa vertikaalisella alueella, sähkön hintaa ei voida määrittää tasapainopisteessä (Kuvio 1b). Näitä tilanteita varten sähkömarkkinoille tarvitaan ulkopuolisen toimijan asettama hintakatto². Niukkuushetkien hinnoittelun ongelmaa helpottaa, jos sähkön kysyntäkäyrä on joustava, jolloin hintaan reagoimattoman kulutuksen osuus kysyntäfunktiossa pienenee (Kuvio 1c).

¹ Sähköpulan aikana sähkökatkoja kierrätetään eri puolilla Suomea. Kotitalouksille sähköpula voi tarkoittaa muutaman tunnin sähkökatkoa, joka saattaa toistua myöhemmin uudelleen (Fingrid 2023b).

² Huhtikuussa 2022 Nord Pool sähköpörssissä hintakattoa nostettiin tasolta 3000 €/MWh tasolle 4000 €/MWh (Nord Pool 2022). Hintakatto perustuu HMMCP (Harmonised Maximum and Minimum Clearing Prices) -metodologian laskentaperusteisiin (ACER 2023).

Kuvio 1. Tuotantotehon niukkuustilanteet kysyntä-tarjontakehikossa. (a.) Kiertävät sähkökatkot kysynnän ylittäessä tarjonnan. (b.) Tasapainohinnan määrittelyn haaste kysynnän ja tarjonnan yhdistyessä vertikaalisiltaan. (c.) Suurempi kysynnän hintajousto tehostaa hinnanmuodostumista sähkömarkkinoilla



Sähköntuotannossa on tapahtumassa siirtymä kohti tuuli- ja aurinkovoimateknologioita (Fingrid 2024b). Euroopan unionin päästökauppa ei vaikuta näiden vähäpäästöisiksi katsottujen teknologioiden sähköntuotantokustannuksiin. Samalla kyseisten teknologioiden investointikustannukset ovat laskeneet asennetun kumulatiivisen kapasiteetin kasvaessa maailmanlaajuisesti (Way ym. 2022). Nämä säätilasta riippuvat tuotantomuodot haastavat kysyntä-tarjontatasapainon entistä useammin esimerkiksi silloin, kun pitkä tuuleton kausi siirtää tarjontakäyrää vasemmalle. Toisaalta kysyntäpuolella mahdollisuudet joustoon ovat entistä suuremmat (Fingrid 2024b). Kulutusjoustoa, jossa sähkönkäyttö muuttuu hintasignaalien mukaisesti, sähköjärjestelmään on tuonut perinteisesti suurteollisuus. Uusia joustokomponentteja sähkön kysyntään tuovat muun muassa datakeskukset, lämmön tuottaminen sähkökattiloilla, sähköinen liikenne sekä vähittäiskaupan ja kotitalouksien talotekniikan automatiikan optimointi.

1. Sähkömarkkinoiden kehitys

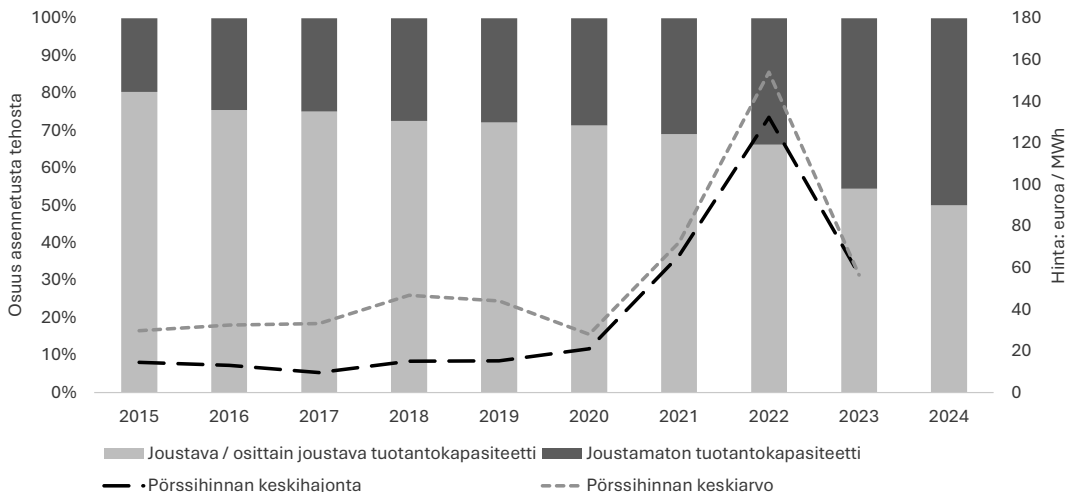
Ilmastonmuutoksen hillinnän, lainsäädännön sekä markkinakehityksen vuoksi Suomen sähköntuotannossa on siirrytty yhä vahvemmin uusiutuvien energialähteiden käyttöön. Erityisesti tuulivoimatuotannon määrä on kasvanut, ja tulee kasvamaan myös jatkossa, mikä vähentää riippuvuutta fossiilisten polttoaineiden käytöstä. Tuulivoiman lisäksi teollisen mittakaavan aurinkosähkötuotanto on ottamassa ensiaskeleitaan. Kun tähän lisätään vielä aurinkosähkön pientuotanto, aurinkosähkö tulee lähivuosina kattamaan selvästi nykyistä suuremman osan Suomen sähköntuotannosta. Vähäpäästöiseen sähköjärjestelmään siirryttäessä myös ydinvoiman merkitys korostuu perusvoiman tuotannossa. Lisäksi sähkön kauppavirrat Suomesta ja Suomeen ovat kehityksen vuoksi murroksessa. Tuonti Venäjältä on loppunut, ja samalla vienti on kasvanut etenkin Viroon, mutta hetkittäin virrat suuntautuvat entistä enemmän myös

Ruotsiin. Yleisesti ottaen, vuositasolla tarkasteltuna Suomi on entistä enemmän omavarainen. Kuitenkin niukkuustilanteissa tuontisähkö on tarpeen täydentämään kotimaista tuotantoa, jotta sähkön pörssihintojen pahimmat hintapiikit voidaan välttää. Rajasiirtokapasiteetin kasvattamisen ja markkina-alueiden integraation lisäksi hintavakautta voidaan parantaa edistämällä joustavien tuotantomuotojen käyttöä, lisäämällä kulutusjoustoa sekä luomalla joustavien ratkaisujen tarjoamiselle suotuisa markkinaympäristö.

Kuviossa 2 joustamattomiin tuotantoteknologioihin luetaan tuuli-, aurinko- ja ydinvoima. Tuulivoima kattoi noin 25 % vuoden 2023 loppuun mennessä asennetusta sähköntuotantotehosta. Ydinvoimatehon määrä on kasvanut Olkiluoto 3 -laitosyksikön käyttöönoton seurauksena (noin 20 % asennetusta sähkötehosta), mutta luonteeltaan ydinvoima on perusvoimaa, eikä sitä lähtökohtaisesti tarjota markkinoille jouston lähteenä, vaikkakin se olisi teknisesti mahdollista. Joustavinta sähköntuotantoa markkinoille ovat perinteisesti tarjonneet vesivoima ja lauhde-

voimalaitokset (pl. ydinvoimalat). Näiden lisäksi myös sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset ovat joustavia, mutta rajoitetusti, sillä niiden tuotanto perustuu pääasiallisesti lämmön kysyntään. Vesivoimatuotannon lisäämismahdollisuudet ovat rajalliset, joskin pumppuvesivoimaloiden suhteen on olemassa suunnitelmia, joissa energian varastointimahdollisuudet ovat hyvin merkittäviä. Erillisiä lauhdevoimalaitoksia on poistunut markkinoilta taloudellisesti kannattamattomina. Kaukolämpötuotannossa on jo havaittavissa siirtymää polttoon perustuvista yhteistuotantolaitoksista sähkön pohjaaviin lämmöntuotantoratkaisuihin, kuten sähkökattiloihin. Kaukolämmön tuotannon kehityskulun kautta tapahtuva sektori-integraatio voi tuoda mukanaan sähkömarkkinoiden kannalta jopa etuja joustavuuden siirtyessä tarjontapuolelta sähkön kulutukseen. Kaiken kaikkiaan kuvion 2 perusteella on havaittavissa, että joustamattoman sähköntuotantotehon osuus on kasvamassa Suomen sähköjärjestelmässä. Vuositason havaintojen perusteella markkinoiden investointimahdollisuuksien arviointi on kuitenkin haastavaa.

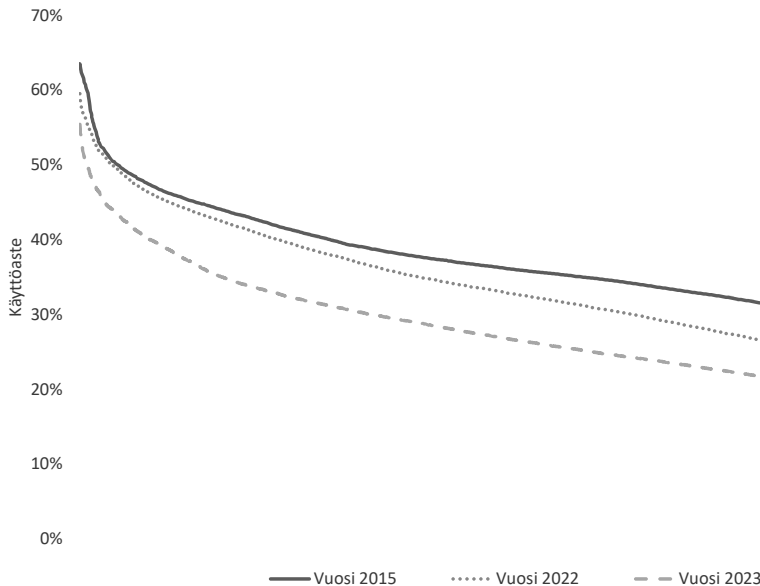
Kuvio 2. Joustavan ja joustamattoman sähköntuotantokapasiteetin sekä sähkön pörssihintojen kehitys vuodesta 2015 lähtien (ENTSO-E 2024).



Kuviossa 3 on järjestetty vuoden tunnit järjestykseen sen perusteella, kuinka suuri osuus kullakin tunnilla joustavasta tuotantokapasiteetista on ollut käytössä Suomessa. Nämä havainnot osoittavat, että joustavien sähköntuotantomuotojen keskimääräinen käyttöaste on ollut laskusuunnassa. Kehitys haastaa joustavien sähköntuotantomuotojen taloudellista kannattavuutta, mikäli joustamattomilla sähköntuotantomuodoilla ja tuonnilla voidaan kattaa yhä suurempi osa sähkön kulutuksesta. Tällöin jous-

ville sähköntuotantomuodoille jää entistä harvempia ajanhetkiä, joilla kattaa toiminnan kiinteät kustannukset. Suomessa on edelleen ajanhetkiä, jolloin lähestulkoon kaikki käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti on käytössä. Toisin sanoen, sähköjärjestelmässä on suuri tarve joustaville sähköntuotantomuodoille sekä sähkön toimitusvarmuuden että hintavakauden kannalta, mikäli kulutusjousto ei lisäänty merkittävästi.

Kuvio 3. Joustavan ja osittain joustavan sähköntuotantokapasiteetin käyttöaste (ENTSO-E 2024).



Fingridin verkkovision (Fingrid 2023a) skenaarioissa erotellut kulutusjouston lähteet ovat teollisuuden, kaukolämmön ja vihreän vedyn tuotannossa käytettävien elektrolyysereiden sähkönkulutus, sekä kotitalouksien sähkölämmitys ja sähköautojen lataus. Skenaarioissa eniten epävarmuutta on vedyn tuotantokapasitee-

tissa, kun taas kotitalouksien sähkölämmitys ja sähköautojen latauksen kulutusjoustopotentiaalit eivät juurikaan vaihtele.

Kuluttajia voidaan kannustaa ajoittamaan sähkönkulutustaan vallitsevan tuotantotilanteen ja verkkokapasiteetin mukaan. Tämänkaltaisen kulutusjousto voi auttaa parantamaan

sähköverkon vakautta ja tehokkuutta sekä ehkäisemään tai lykkäämään kalliita infrastruktuurin päivityksiä, mikä johtaa lopulta hiilidioksidipäästöjen ja kuluttajien energiakustannusten vähenemiseen (O'Connell ym. 2014). Vaikka kulutusjousto on tunnistettu tärkeäksi resurssiksi energijärjestelmälle, se on edelleen alihyödynnetty. Syyt kulutusjouston alihyödyntämiseen liittyvät muun muassa kannustimiin osallistua kulutusjoustoon sähkön hinnoittelun ja kuluttajille tarjottujen sopimusten kautta sekä saatavilla oleviin kulutusjoustopalveluihin ja -teknologioihin (Ruokamo ym. 2019).

Suomessa kuluttajien kohtaama sähkön kokonaishinta muodostuu kolmesta komponentista: sähkön siirrosta, veroista ja kilpailutettavissa olevasta sähköenergian hinnasta. Kuluttajille on tarjolla monenlaisia sähköenergian hinnoittelusopimuksia, joissa hinnoittelu vaihtelee useamman vuoden välein muuttuvista kiinteistä hinnoista aina lyhyellä aikavälillä vaihtuviin hintoihin. Tällä hetkellä dynaamisin kuluttajille tarjolla oleva sopimustyyppi on pörssisähkö, jossa hinnat vaihtelevat tunneittain noudattaen sähköpörssi Nord Poolin spot-hintoja. Kansainväliset tutkimukset ovat osoittaneet, että dynaaminen hinnoittelu vaikuttaa kotitalouksien sähkön kulutuskäyttäytymiseen (Allcott 2011; Faruqi ja Sergici 2013). Toisaalta pörssisähkösovimukset eivät ole osoittautuneet suosituimmaksi sopimusvaihtoehdoksi kotitalouksien keskuudessa. Esimerkiksi Suomessa vain seitsemällä prosentilla kotitalouksista oli pörssisähkösopimus vuonna 2016 (Energiavirasto 2017). Tämän jälkeen pörssisähkösopimusten osuus on kuitenkin kasvanut ja vuonna 2023 pörssisähkösopimuksia arvioitiin olevan noin 29 prosentilla kotitalouksista (Yle 2024).

Kaiken kaikkiaan sähkön kuluttajille on tärkeää luoda kannusteet toimia markkinahintojen

ohjaamalla tavalla, mutta samalla tarjota mahdollisuus suojautumiseen sähkön hinnan suurilta vaihteluilta. Onkin toivottavaa, että sähkön hintojen vaihtelu ei johda kuluttajien poistumiseen dynaamisista sopimustuotteista liialliseksi koetun hintariskin vuoksi. Vastauksena suojauksen ja kannustimien yhdistelmälle Borenstein (2021) ehdottaa suojaustuotetta, jossa kiinteällä hinnalla suojattu energiamäärä seurailee koko sähköjärjestelmän kulutusprofiilia. Tämä mahdollistaa kulutuskohteelle sähkölaskun suojaamisen hintavaihtelulta hankkimansa suojaustuotteen osuuden mukaisesti. Kuluttaja toimii tuntimarkkinoilla siltä osin kuin kohteen kulutus poikkeaa suojatusta kyseisellä tunnilla. Täten suojaustuote säilyttää kannustimen kulutuksen optimoinnille tuntihintoihin pohjautuen. Myös Suomessa sähkön jälleenmyyjät ovat tuoneet markkinoille kulutusvaikutussopimuksia, jotka yhdistävät kiinteän ja dynaamisen hinnoittelun. Näissä sopimuksissa pääosa kuluttajan sähkön hinnasta on suojattu kiinteälle tasolle, mutta kuluttaja voi vaikuttaa hintaan ajoittamalla kulutustaan pörssihintojen mukaan.

2. Sähkömarkkinoiden toiminta ja markkinaepäonnistumisen lähteet

Suomen sähköjärjestelmä on osa pohjoismaista synkronialuetta. Sähkömarkkinoilla kauppaa käydään osana eurooppalaisia sähkömarkkinoita rajasiirtoyhteyksien rajoitukset huomioiden. Hinta valtaosalle Suomessa tuotetun ja kulutetun sähkön volyyminä on jo pitkään määräytynyt toimitushetkeä edeltävänä päivänä käytävällä Nord Pool Spot -vuorokausimarkkinalla (Energiavirasto 2022). Tässä huutokauppaneitelmällä toimivassa markkinapaikassa sähkön

ostajat ja myyjät jättävät tarjoukset siitä, minkä verran ne haluavat tuottaa ja ostaa sähköä kullakin hinnalla. Tarjouksillaan ne samalla sitoutuvat markkinatasapainon mukaiseen kauppaan. Sähkön tuottaja saa tässä markkinamallissa korvauksen vain tuotetusta energiasta eli kyseessä on niin kutsuttu *energy only* -markkina.³ Kuviosta 2 nähdään, että Suomen sähkömarkkinoiden keskihinta on vaihdellut merkittävästi vuosina 2015–2023. Vaikka pitkän aikavälin hintatrendiä sotkeekin energiakriisi, kuviosta voidaan havaita voimistunut hintavaihtelu, mikä voidaan olettaa jatkavan kasvuaan uusiutuvan sääriippuvaisen tuotannon osuuden kohotessa.

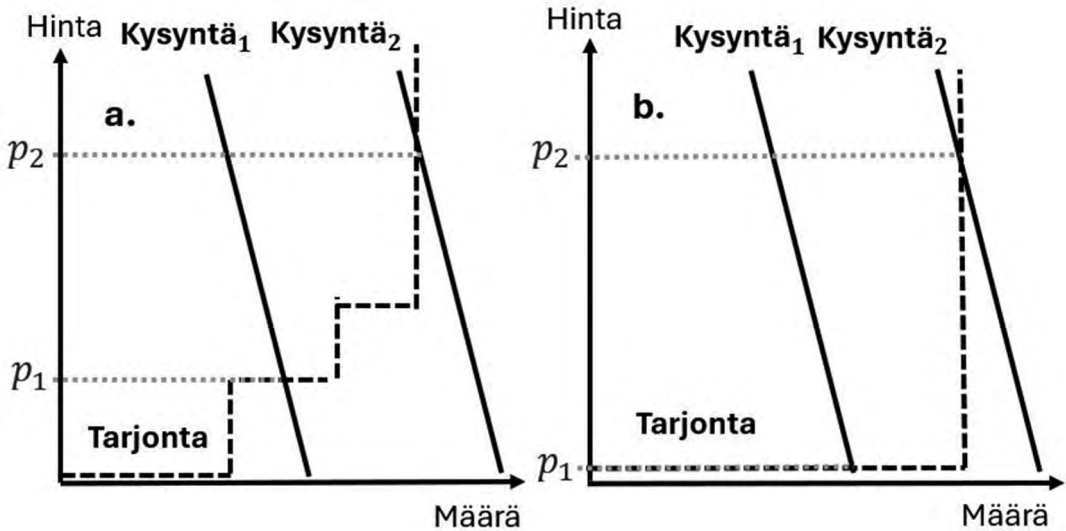
Hintavaihtelu sähkömarkkinoilla luo kannustimen investoida joustavaan säävarmaan tuotantoon.⁴ Kannuste voidaan ymmärtää *energy only* -markkinan teoriakehikon avulla. Lyhyen aikavälin tasapainossa rajakustannushinnasta voidaan poiketa tuotannon niukkuuden vuoksi. Täten pitkän aikavälin tasapainossa tuottajat saavat korvauksen investoinneistaan

tuotantokapasiteettiin. Niukkuusvuokrat, eli sähköntuottajien saamat ylimääräiset tulot, jotka syntyvät, kun sähköntuotantokapasiteettia on niukasti tarjolla suhteessa kysyntään, ohjaavat investoimaan sosiaalisesti optimaaliseen tuotantopalettiin pitkän aikavälin tasapainossa (Crew ym. 1995). Teoreettisesti *energy only* -markkinat toimivat myös tilanteessa, jossa sähköntuotanto pohjautuu täysin tuotantoteknologioihin, joiden tuotannon rajakustannus on lähellä nolaa (Barroso ym. 2021). Kuviossa 4a, jossa sähkön tarjontafunktio muodostuu useiden tuotantoteknologioiden marginaalikustannusten mukaan, investointien pitkän aikavälin tuotot muodostuvat tasaisesti tuotantoteknologioiden rajakustannusten hintaportaille. Kuviossa 4b tarjonta perustuu pelkästään teknologioihin, joiden rajakustannushinta on lähellä nolaa. Tällöin investointien pitkän aikavälin tuotot nojaavat vahvasti korkeisiin sähkön hintoihin pienellä osalla investointien käyttöajasta.

³ Suomessa käytössä olevassa *energy only* -markkinassa poikkeamat ennustutusta tasapainosta hoidetaan päivän sisäisillä markkinoilla ja kantaverkkoyhtiö Fingridin ylläpitämillä reservimarkkinoilla. Reservimarkkinatuotteissa maksetaan tyypillisesti sekä kapasiteetista että energiasta.

⁴ Eri tuotantomuodot saavat eri hinnan vuositasona, ja tämän pitäisi marginaalikustannusten lisäksi sisältää korvaus investoinnista. Esimerkiksi vuonna 2023 kaasulla tuotetun sähkön keskihinta oli noin 125 prosenttia markkinahinnasta. Vastaavasti tuulivoimatuotannon arvokerroin on ollut selvässä laskussa koko tarkastelujaksomme ajan, niin että vuosina 2022–2023 tuulivoiman saama keskihinta oli vain noin 71 prosenttia koko vuoden keskihinnasta. Kokonais- tuotannosta lasketun tuulivoimatuotannon prosenttiosuuden korrelaatio sähkön tukkubinnan kanssa on myös kääntynyt selvästi negatiiviseksi. Tuulivoiman lisärakentamisen jatkumiseksi tarvitaan myös lisää joustavaa kysyntää.

Kuvio 4. Sähkömarkkinoiden tarjonta- ja kysyntäkäyrät tilanteessa, jossa on (a.) useita eri rajakustannustason sähköntuotantoteknologioita ja (b.) rajakustannuksiltaan lähellä nollaa olevia tuotantoteknologioita. (Kuvio sovellettu Barroso ym. (2021) tutkimuksesta)



Pitkän aikavälin markkinoiden likviditeetti korostuu etenkin tulevaisuudessa, jos sähkön pörssihintojen vaihtelu voimistuu (Kuvio 4b ääritapauksena). Tällöin sekä sähkön tuottajien että kuluttajien tarve suojautua markkinariskiltä kasvaa (Barroso ym. 2021). Epävarmuus sähkön tulevista hinnoista ja siitä, riittävätkö tuotantotulot kattamaan investoidulta sähköntuotantokapasiteetilta vaaditun tuoton, vaikuttaa sijoittajien kykyyn investoida etenkin pääomavaltaiseen uusiutuvaan energiaan (Fabra 2022). Tehokas markkinatasapainoloppulema vaatii tehokkaita, rationaalisia ja täydellisesti riskin hinnoittelevia markkinoita (Lebeau ym. 2024). Käytännössä markkinoiden toimintaan liittyy potentiaalisia epäonnistumistilanteita. Täydellisesti toimivien markkinoiden esteitä ovat *puuttuvan rahan* (*missing money*), *toimintavarmuuden ulkoisvaikutuksen* (*reliability externality*) ja *puuttuvien markkinoiden* (*missing markets*) aiheuttamat ongelmat.

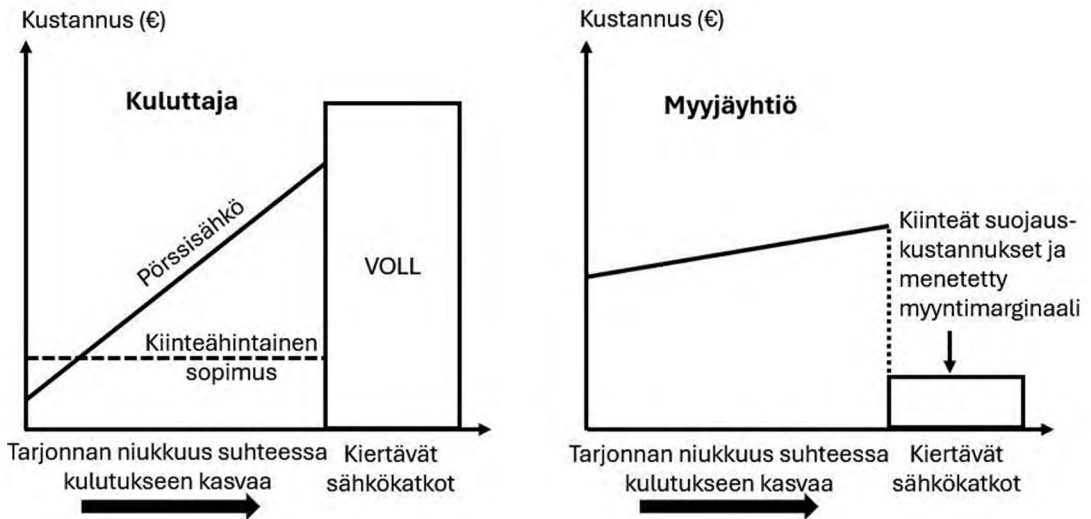
Sähkömarkkinoiden pitkän aikavälin toimintavarmuus voi heikentyä, jos odotetut tulot energia- ja säätötuotemarkkinoilta eivät kannusta tuottajia investoimaan riittävästi tuotantokapasiteettiin, jolla järjestelmätason luotettavuuskriteerit täyttyvät. *Puuttuvan rahan* ongelma ilmenee, jos sähkömarkkinoiden hintakatto asetetaan liian alhaiseksi, tunnin sisäiset reservipalvelut ovat riittämättömästi kompensoituja, tai kuluttajien preferenssit sähköjärjestelmän toimintavarmuuden tasosta eroavat hallinnollisista kriteereistä (Joskow 2013).

Sähköjärjestelmässä joudutaan turvautumaan kiertäviin sähkökatkoihin, jos tarjolla oleva tuotantokapasiteetti ei riitä kattamaan kysyntää. Kulutus ja tuotanto saadaan tällöin vastaamaan toisiaan katkaisemalla sähkönjakelu asiakkaille eri puolilla Suomea (Fingrid 2023b). Sähköpulan sattuessa (Kuvio 5) sähkön jälleenmyyjä ei korvaa kuluttajalle tuottamatta jääneestä säh-

köstä, vaan kuluttaja kokee tappion, joka on menetetyt sähkönkulutuksen arvo (*Value of Lost Load, VOLL*). Koska sähkömyyjät eivät ole vastuullisia korvaamaan kiertävien sähkökatkojen aiheuttamia kustannuksia kuluttajille, ovat jälleenmyyjien kannustimet riittävän tuotantomää-

rän hankkimiselle vajavaiset. Tämä voi johtaa siihen, että pitkällä aikavälillä järjestelmässä ei ole tarpeeksi tuotantokapasiteettia vastaamaan kulutuspiikkejä. Ilmiötä Wolak (2022) kutsuu *toimintavarmuuden ulkoisvaikutukseksi*.

Kuvio 5. Kustannus kuluttajalle (vasemmalla) ja jälleenmyyjälle (oikealla) pakotettujen sähkökatkojen tilanteessa. (Kuvio sovellettu Billimoria ja Poudineh (2019) tutkimuksesta)



Ongelma markkinoiden toiminnassa voi liittyä myös *puuttuvien markkinoiden* tilanteeseen. Markkinat voivat epäonnistua hintariskin allokoimisessa, jos riskejä ei voida tehokkaasti kohdentaa alhaisin transaktiokustannuksin pitkän aikavälin sopimusmarkkinoiden kautta (Newbery 2016). Riskinhallintasopimusten puutteellisuus tarkoittaa sitä, että investoijat, jotka haluavat suojautua hintariskiltä, eivät löydä vastapuolta riskimarkkinoilla. Tällöin Arrow-Debreu markkinatulema ei toteudu, koska riskiltä suojautumisen markkinat ovat puutteelliset (Shu ja Mays 2023; Joskow 2022). Kun investoijat ovat riskinkarttajia ja mahdollisuudet suojautua hintariskiltä ovat vajavaiset, voivat markki-

nahtoiset tuotantokapasiteetti-investoinnit olla alimitoitettuja järjestelmän toimintavarmuuden näkökulmasta (Mays ym. 2022).

Riskiä karttavat sijoittajat määrittävät tuotanto-investoinnin riskipreemion teknologiakohtaisesti, mikä puolestaan nostaa sähköntuotantoteknologioiden keskimääräistä kustannustasoa. Koska tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon epä säännöllisyys rajoittaa näiden teknologioiden arvoa sähköjärjestelmässä, sijoituspäätökset vaihtelevaan energiantuotantoon ovat herkkiä muutoksille teknologioiden kokonaiskustannuksissa (Dimanchev ym. 2023). Pitkän aikavälin markkinoiden epätäydellisyys voi johtaa sähköjärjestelmän tuotantopalettiin, jossa tuuli- aurinko- ja

varastointiteknologioihin investoidaan vähemmän kuin täydellisen pitkän aikavälin markkinan tapauksessa. Tämä puolestaan johtaa korkeampiin sähköjärjestelmän kokonaispäästöihin (Dimanchev ym. 2024). Esimerkiksi Euroopassa yli 2–3 vuoden päähän ulottuvien *forward*-tuotteiden markkinoiden likviditeetti on alhainen (Batlle, Schittekatte ja Knittel 2022a; Batlle, Schittekatte ja Knittel 2022b). Täten puuttuvien markkinoiden tilanne tulee huomioida markkinakorjausehdotuksia tarkasteltaessa.

3. Markkinakorjausehdotukset

Kannustinta pitkän aikavälin investointeihin voidaan lisätä nostamalla hintakattoa. Euroopan sähköpörseissä käytettävän HMMCP-mekanismiin (*Harmonized Maximum and Minimum Clearing Price*) mukaisesti hintakatto nousee, jos markkinahinnat saavuttavat 70 prosenttia aiemmasta hintakatosta tietyllä frekvenssillä (ACER 2023). Hintakaton nosto voi johtaa ongelmalliseen tilanteeseen, jossa kuluttajat eivät uskalla ottaa vaihtuvahintaisia sopimuksia. Samalla menetetään hintoihin reagoivaa kulutusta markkinoilta ja kasvatetaan todennäköisyyttä, jossa kulutuksen ja tarjonnan vertikaaliosat kohtaavat (Kuvio 1b).

Toisena vaihtoehtona kuluttaja voi ottaa omalle vastuulle sähköriittävyyden kiertävien sähkökatkojen aikana. Sähköautojen, erillisten akkuvarastointiratkaisujen ja aurinkovoimatuotannon yleistyessä tämä voi olla osalle kotitalouksista mahdollista. Ratkaisu ei kohteile reilusti eri tuloluokkien ja alueiden kotitalouksia, koska kaikilla kotitalouksilla ei ole varaa tai kerrostaloissa mahdollisuutta suojautua sähkökatkoilta omilla järjestelmillään. Toiseksi siirtoverkkohinnoittelu ei tällä hetkellä ohjaa tehok-

kaasti investointeihin hajautetun tuotannon osalta (MIT 2016). Kun verkkohinta perustuu osaltaan energiapohjaiseen hinnoitteluun, ja verkon ylläpitokustannukset perustuvat verkon mitoitukseen, johtaa energiamaksun minimointi epätehokkaisiin investointeihin järjestelmän kokonaiskustannusten kannalta. Tapahtuu ristisubventiota, kun kotitaloudet, jotka eivät kykene investoimaan omiin tuotanto- tai varastointiratkaisuihin, maksavat muiden kotitalouksien osalta verkon ylläpitoon tarvittavia maksuja kuluttamaansa energiaan perustuen (Billimoria ja Poudineh 2019). Mahdollisuus sähkön hajautettuun pientuotantoon ja varastointiin on asia, joka tulee huomioida jatkossa, kun verkon toimitusvarmuuden tasoa mietitään. Kattavana ratkaisuna sähköjärjestelmän pitkän aikavälin toimintavarmuuden kannalta tätä ei kuitenkaan voida nähdä. Seuraavissa alaluvuissa läpikäymme kirjallisuudessa esitetyjä ratkaisuja sähköjärjestelmän niukkuushetkiltä suojautumiseen ja pitkän aikavälin resurssiiriittävyteen.

3.1. Kapasiteettimarkkinat

Energy only – markkinoiden lisäksi toinen yleisesti käytössä oleva tapa vaikuttaa tuotantoresurssien kykyyn kerätä tuloja markkinoilta on niin kutsuttu kapasiteettimarkkina. Siinä energian tuottajat saavat tuotetun energian lisäksi kompensatiota tuotantokykyisen kapasiteetin ylläpidosta. Korvaus on tyypillisesti laskennallisesti sidonnainen toimintavaraan kapasiteettiin (ks. esim. Doorman ym. (2016)).

Kapasiteettimekanismi pyrkii vastaamaan puuttuvan rahan ongelmaan (Joskow 2008). Kapasiteettimarkkinoiden avulla pyritään tuotamaan sähköjärjestelmään tuotantokapasiteettimäärä, joka minimoi sähkökatkojen aiheuttaman haitan kapasiteetikustannukset huomioi-

den (Cramton ym. 2013). Yleisesti kapasiteetti-markkina vaatii keskusjohtoisesti määritetyn tavoitteen hankitulle määrälle sekä hankitun kapasiteetin ominaisuuksille. Mekanismi kapasiteetin hankinnalle voidaan järjestää eri tavoin. Kapasiteetti voidaan ostaa esimerkiksi huutokaupalla, strategisena reservinä tai toimintavarmuusoptiona (Doorman ym. 2016). Toimitusvarmuusoption etuina voidaan nähdä, että se tarjoaa kulutuspuolelle suojauksen korkeita hintoja vastaan, ja toisaalta vähentää tuottajan riskiä korvaamalla niukkuushetkien piikkituntikorvaukset tasaisella kapasiteettikorvauksella (Cramton ym. 2013). Toimitusvarmuusoptio myös vähentää tuottajien kannustinta hyödyntää markkinavoimaa niukkoina hetkinä, kun sähkön hetkellinen hinta ylittää toimitusvarmuusoption toteutushinnan. Toisaalta optiomuotoinen kapasiteettimekanismi suosii piikkihetkien tuotantoteknologioita kuten kaasuturbiinilaitoksia, joilla on matala investointikustannus ja korkea tuotantokustannus. Täten tuantoresurssivalikoima saattaa painottua liiallisesti esimerkiksi kaasuturbiinien varaan (Mays ym. 2019).

3.2. Velvoitettu pitkän aikavälin suojaus

Kapasiteettimarkkinamekanismit pohjaavat arvion tuotantoteknologioiden kyvystä tarjota toimitusvarmaa kapasiteettia. Säädettyville tuotantoteknologioille, kuten kaasuturbiineille, toimitusvarman kapasiteetin määrä voidaan arvioida tarkemmin ja suoraviivaisemmin kuin säästä riippuville tuotantoteknologioille, kuten tuuli- ja aurinkovoimalaitoksille. Tuuli- ja aurinkovoimat tuotannon lisääntyessä kapasiteettimarkkinamekanismi ei enää toimi yhtä tehokkaasti pitkän aikavälin toimitusvarmuusmekanismina kuin aiemmin (Wolak 2022). Vaihtoeh-

toisena ratkaisuna kapasiteettimekanismille Wolak (2022) ehdottaa tuotantoresurssien riittävyyden takaamiseksi standardoitua kiinnitetyn hinnan johdannaissopimusta (*standardized fixed-price forward contract*, SFPFC) sähkön tukkuostajille.

SFPFC-mekanismi velvoittaa sähkön jälleenmyyjät ja suuret kulutuskohteet ostamaan SFPFC-yksiköitä siten, että ne kattavat suuremman osan odotetusta kulutuksesta toimitusajan lähestyessä. Esimerkiksi 95 % arvioidusta kulutuksesta velvoitetaan kattamaan vuosi etukäteen, 90 % kulutuksesta 2 vuotta etukäteen, 87 % kulutuksesta 3 vuotta etukäteen ja 85 % kulutuksesta 4 vuotta etukäteen. Katettu osuus ennustetusta kulutuksesta ja vaaditun aikavälin pituus ovat parametreja, jotka markkinavalvoja määrittää siten, että pitkän aikavälin toimitusvarmuuden arvioidaan olevan halutulla tasolla.

SFPFC-lähestymistavassa sähkön tuottajat myyvät tietyn määrän energiaa jälleenmyyjille ennalta sovittuun hintaan, ja sopimuksen muoto määritetään jälkikäteen vastaamaan järjestelmän todellista kulutusta toimitusjakson aikana. SFPFC-yksiköt tasataan sähkön tuntihintoja vastaan, jolloin tuottajien ja kuluttajien kannustimet toimia markkinahintasihtinaalin mukaisesti säilyvät ennallaan. SFPFC-mekanismi allokoii sähköjärjestelmän kysyntään vastaamisen riskin sähkön tuottajille. Täten mekanismi kannustaa riskin ristiinvaluuttamiseen säädettyjen tuotantoteknologioiden ja uusiutuvien, säästä riippuvien tuotantomuotojen, välillä. Lisäksi on tärkeää, että mekanismi ei estä loppukuluttajien ja varastointiresurssien aktiivista osallistumista reaaliaikaisen tarjonnan ja kysynnän tasapainon hallintaan.

Shaffer ja Wolak (2024) ehdottavat SFPFC-mandaattia Kanadan provinssin, Albertan, sähköjärjestelmän pitkän aikavälin resurssiriittä-

vyiden takaamiseksi. Suositusta perustellaan sillä, että mekanismi takaa investoijille tulovirran, joka lisää sijoittajien luottamusta uuden tuotantokapasiteetin kustannusten takaisinmaksuun. Lisäksi pitkän aikavälin resurssien riittävyyden saavuttamiseksi tarvittavan tuotantokapasiteetin ja aktiivisen kysyntäpuolen osallistumisen yhdistelmä jätetään markkinaosapuolten päätettäväksi. Täten SFPFC-mekanismi soveltaminen on markkinavalvojan näkökulmasta suoraviivaisempaa kuin kapasiteetti-perusteinen lähestymistapa. Mekanismi rajoittaa sähköntuottajien kannustimia hyödyntää markkinavoimaa sähkön lyhyen aikavälin markkinoilla, koska kaikilla toimittajilla on kiinteähintaisia solmittuja sopimusvelvoitteita toimittaa energiaa kaikkina vuorokauden aikoina, ja näiden velvoitteiden suuruus noudattaa järjestelmän kysynnän muotoa.

Shaffer ja Wolak (2024) korostavat, että sopimukset tulee suunnitella siten, että ne huomioivat järjestelmän kuormitustason yli vuoden aikavälillä. Sopimusten sovittaminen yhteen järjestelmän kuormitustason kanssa kannustaa markkinaosapuolia hankkimaan energiaa tavalla, joka heijastaa todellista kysyntäprofiilia, parantaen siten järjestelmän luotettavuutta. Yksittäisenä sopimustyypinä SFPFC-mekanismi voikin ohjata markkinoiden tuotantokapasiteetin lähimmäs tehokasta tulemaa (Shu ja Mays 2023).

3.3. Vakuutus pohjainen malli toimitusvarmuudelle

Mekanismit, joissa keskusjohtoisesti määritetään investointitaso kapasiteetille saattavat johtaa yli-investointeihin ja ylimääräisiin kustannuksiin sähkönkuluttajille, mikäli sähköpulan riski korostuu liikaa päätöksenteossa (Newbery ja Grubb 2014). Suotuisa tuotantokapasiteetin

hankintamekanismi pyrkii sisäistämään kuluttajien preferenssit halutulle toimintavarmuudelle. Billimoria ja Poudineh (2019) ehdottavat vakuutus pohjaista ratkaisua toimintavarmuuden asettamiseksi, jossa vakuutusyhtiö tekee päätökset tarvittavasta kapasiteetista siten, että vakuuttaja kantaa kustannusvastuun kuluttajille aiheutuvista kiertävistä sähkökatkoista.

Mallissa erotetaan toisistaan energia ja toimintavarmuus, ja se antaa kuluttajien määrittää halutun toimintavarmuuden tason. Kuluttajat voivat valita haluavatko, ja missä määrin, vakuuttaa itsensä kiertävien sähkökatkojen varalta. Vakuutusyhtiö kerää vakuutusmaksun ja korvaa vakuutetuille riittämättömästä tuotantokapasiteetista johtuvan sähkökatkosta aiheutuvan haitan. Koska vakuuttajalla on taloudellinen vastuu tuotantokapasiteetin niukkuudesta, on vakuuttajalla myös taloudellinen kannustin investoida erilaisiin resurssilähteisiin, jotka voivat vastata resurssipulaan. Investoinnit voivat kohdistua esimerkiksi tuotantolaitoksiin, niukuushetkien kulutusjoustoon tai sähkön varastointiratkaisuihin.

3.4. Julkinen toimija pitkän aikavälin markkinoiden vastapuolena

Nykyisin sähköntuottajat voivat myydä tuotantonsa kahdenvälisillä pitkäaikaisilla sähkönhankintasopimuksilla (*Power Purchase Agreement*, PPA), jossa vastapuolena on tyypillisesti suuri sähkönkäyttäjä. PPA-sopimukset eivät välttämättä kykene yksistään korjaamaan puuttuvien pitkän aikavälin suojaustuotteiden ongelmaa. Kahdenvälisesti sovitut hinnat heikentävät PPA-markkinoiden läpinäkyvyyttä ja pitkiin sopimuksiin liittyy vastapuolen riski vastata ostositoumuksistaan. Lisäksi sähkön kulutuksen kustannusten suojaaminen pelkästään

PPA-sopimuksin voi olla vajavaista (Ambec ym. 2023). Markkinakorjausehdotuksena on esitetty julkisen toimijan avoimia huutokauppamekanismeja pitkän aikavälin sopimuksille, jolloin markkinasääntelijä voisi toimia hinnanerosopimusten (*Contract for Difference*, CfD) vastapuolena. Tällöin markkinoiden vastapuoliriski poistuu ja pitkän aikavälin markkinoiden likviditeetti paranee (Ambec ym. 2023; Fabra 2022). CfD-tuotteiden suunnittelussa tulee kiinnittää erityistä huomiota referenssituotantoprofiilin määrittämiselle, jotta kannustimet lyhyen aikavälin tehokkaalle tuotantopäätökselle eivät häiriinny (Schittekatte ja Batlle 2023a). Schlecht ym. (2024) ehdottavat hinnanerotuotteeksi finanssi-CfD sopimusta, jossa hinnanerotkorvaus ja tuotantoresurssin lyhyen aikavälin tuotantopäätös erotetaan toisistaan.

Schittekatte ja Batlle (2023b) esittävät yhdeksi syyksi pitkän aikavälin markkinoiden epätäydellisyydelle sähkön kulutuksen puutteelliset kannustimet suojata sähkönhankinta. Jos kuluttajien odotus on, että sähkön hintojen noustessa korkealle poliittinen paine ajaa päättäjät kohtuullistamaan asiakkaiden sähkölaskuja, eivät he osallistu tehokkaalla tavalla pitkän aikavälin markkinoille. Jos poliittinen paine ajaa julkisen vallan alentamaan sähkön kuluttajien sähkölaskua markkinastressitilanteessa, on parempi tehdä hintojen kohtuullistaminen näkyväksi etukäteen ja avoimesti. Täten Schittekatte ja Batlle (2023b) ehdottavat markkinasääntelijän hankkimaa kohtuullistamistuotetta (*affordability option*), joka suojaisi heikossa asemassa olevia sähkön kuluttajia pitkään jatkuvilta korkeilta hinnoilta sähkömarkkinoilla. Kohtuullistamistuotetta ei ole suunniteltu yksittäisten hintapiikkien tapauksiin, vaan tuote toimisi *aasialaisen option* tavoin, aktivoituen esimerkiksi silloin, kun sähkön keskihinta yli kuukauden ylittää tietyn raja-

arvon. Tuotteen avulla osa kuluttajista voisi suojautua pitkäkestoisen hintarasituksen jaksoilta, ja sähkön tuottajat puolestaan vaihtaisivat osan korkeista tuloistaan tasaisemmaksi rahavirraksi yli investoinnin toiminta-ajan.

4. Yhteenveto

Yhteiskuntamme on riippuvainen sähköstä ja suuri osa sähkön käytöstä on välttämätöntä. Viime vuosien esimerkit sekä kotimaassa että kansainvälisesti osoittavat, että sähköjärjestelmässä voidaan ajautua pitkäkestoiseen sähkön tarjonnan niukkuustilanteeseen, jolloin hinnat sähkömarkkinoilla nousevat korkealle ja poliittinen paine ajaa julkisen vallan kompensoimaan kuluttajien kohonneita kustannuksia. Tämän vuoksi niukkuustilanteisiin varautuminen etukäteen on erittäin tärkeää, jotta kaikilla markkinaosapuolilla on riittävät mahdollisuudet suojautua riskeiltä.

Tutkimuskirjallisuudesta ei nouse esille yksittäistä ratkaisua sähkömarkkinoiden järjestämiseen. Ratkaisua suunniteltaessa on välttämätöntä huomioida, että se ei voi olla väliaikainen, jos markkinahäiriö on rakenteellinen. Investointeja uuteen tuotantoon ei tehdä riittävästi, jos ratkaisu ei ole uskottava. Ihanteellinen ratkaisu parantaa sähkön toimintavarmuutta ja saatavuutta, mutta on samalla mahdollisimman yksinkertainen. On myös tärkeää, että valittu ratkaisumeکانismi ei häiritse sähkön lyhyen aikavälin markkinoiden tehokkuutta, vaan kannustaa tuotannon ja kulutuksen optimiallokaatioon. Kuluttajille pitää säilyttää dynaamisen hinnoittelun houkuttelevuus, mutta mahdollistaa myös sähkölaskujen suojaaminen esimerkiksi teknologian tai sopimusvaihtoehtojen kautta.

Energiamurros on valtava muutos koko yhteiskunnalle. Se muuttaa tapaamme tuottaa ja käyttää sähköä, mutta mahdollistaa samalla merkittävää hyvinvoinnin kasvua Suomessa. Markkinasääntely voi onnistuessaan tukea lisääntyvää hyvinvointia tai vajavaisesti suunniteltuna estää tehokasta siirtymää kohti vähäpäästöistä sähköjärjestelmää. Olemme keskellä suurta Euroopan unionin laajuista lainsäädäntöponnistusta, jonka yhteisvaikutusten ja parhaiden ratkaisujen arvioimiseksi on syytä käydä keskustelua kansallisten toimenpiteiden osalta myös Suomessa. Nähdäksemme kirjoituksessamme esitelty tutkimuskirjallisuus tarjoaa keskustelulle hyvän pohjan. □

Kirjallisuus

- ACER (2023), Harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling in accordance with Article 41(1) of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (CACM Regulation), 10 January 2023, <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/ACER%20Decision%2001-2023%20on%20HMMCP%20SDAC%20-%20Annex%201.pdf> (viitattu 8.4.2024)
- AEMO (2022), AEMO suspends NEM wholesale market, <https://aemo.com.au/newsroom/media-release/aemo-suspends-nem-wholesale-market> (viitattu 18.3.2024).
- Allcott, H. (2011), "Rethinking real-time electricity pricing", *Resource and Energy Economics* 33(4): 820–842.
- Ambec, S., Banal, A., Cantillon, E., Crampes, C., Creti, A., Decarolis, F., Fabra, N., Gerlagh, R., Kneuhoff, K., Landais, C., Liski, M., Llobet, G., Newbery, D., Polo, M., Reguant, M., Schwenen, S., ja Vehviläinen, I. (2023), Electricity market design: Views from European economists. CEPR Policy Insight No 120, CEPR Press, Paris & London, <https://cepr.org/publications/policy-insight-120-electricity-market-design-views-european-economists> (viitattu 22.1.2024).
- Barroso, L., Munoz, F. D., Bezerra, B., Rudnick, H. ja Cunha, G. (2021), "Zero-Marginal-Cost Electricity Market Designs: Lessons Learned from Hydro Systems in Latin America Might Be Applicable for Decarbonization", *IEEE Power and Energy Magazine* 19(1): 64–73.
- Battle, C., Schittekatte, T. ja Knittel, C. R. (2022a), "Power price crisis in the EU: Unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy", An MIT Energy Initiative Working Paper February 25, 2022, <https://energy.mit.edu/publication/power-price-crisis-in-the-eu-unveiling-current-policy-responses-and-proposing-a-balanced-regulatory-remedy/> (viitattu 21.3.2024).
- Battle, C., Schittekatte, T. ja Knittel, C. R. (2022b), "Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for desperate measures", An MIT Energy Initiative Working Paper March 31, 2022, <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/04/MITEI-WP-2022-03.pdf> (viitattu 21.3.2024).
- Billimoria, F. ja Poudineh, R. (2019), "Market design for resource adequacy: A reliability insurance overlay on energy-only electricity markets", *Utilities Policy* 60: 100935.
- Borenstein, S. (2021), Texas, Hedg'Em. Energy Institute Blog, Berkeley, <https://energyathaas.wordpress.com/2021/03/15/texas-hedgem> (viitattu 8.4.2024).
- Cramton, P., Ockenfels, A. ja Stoft, S. (2013), "Capacity market fundamentals", *Economics of Energy and Environmental Policy* 2(2): 727–736.
- Crew, M. A., Fernando, C. S. ja Kleindorfer, P. R. (1995), "The theory of peak-load pricing: A survey", *Journal of Regulatory Economics* 8(3): 215–248.

- Dimanchev, E., Gabriel, S. A., Reichenberg, L. ja Korpaas, M. (2023), “Consequences of the Missing Risk Market Problem for Power System Emissions”, MIT CEEPR Working Paper Series, <https://ceep.mit.edu/workingpaper/consequences-of-the-missing-risk-market-problem-for-power-system-emissions/> (viitattu 8.3.2024).
- Dimanchev, E., Fleten, S. E., Gabriel, S. A., ja Korpaas, M. (2024), “Effects of Electricity Sector Climate Policies in a Second-Best World of Missing Risk Markets”, *Findings*, March. <https://doi.org/10.32866/001c.94993> (viitattu 15.4.2024).
- Doorman, G., Barquin, J., Barroso, L., Battle, C., Cruickshank, A., Dervieux, C., Flanagan, R., Gilmore, J., Greenhalg, J., Höschle, H., Mastropietro, P., Keech, A., Krupa, M., Riesz, J., LaRose, B., Schwenen, S., Thorpe, G., De Vos, K., de Vries, L. ja Wright, J. (2016), “*Capacity Mechanisms: Needs, Solutions and State of Affairs*”, CIGRE, Paris, France.
- Energiavirasto (2017), National Report 2017 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission, https://www.ceer.eu/documents/104400/5988265/C17_NR_Finland-EN.pdf/b1048901-ce81-7586-4a9f-5f9fdb4ce5b8 (viitattu 2.4.2024).
- Energiavirasto (2022), National Report on the state electricity and gas markets in Finland to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission, <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/National+Report+on+electricity+and+gas+markets+in+2022+in+Finland+20230712.pdf> (viitattu 2.4.2024).
- ENTSO-E (2024), Transparency platform, <https://transparency.entsoe.eu/> (viitattu 8.4.2024).
- Euroopan komissio (2023), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union’s electricity market design. COM(2023) 148 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023PC0148> (viitattu 19.2.2024).
- Fabra, N (2022), “DP17689 Electricity markets in transition: a proposal to reform European electricity markets”, CEPR Discussion Paper No. 17689, <https://cepr.org/publications/dp17689> (viitattu 30.1.2024).
- Faruqui, A., ja Sergici, S. (2013), “Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing”, *The Electricity Journal*, 26 (7): 55–65.
- Fingrid (2023a), Sähköjärjestelmävisio 2023, https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/sahkomarkkinat/2023/fingrid_sahkojarjestelmavisio_2023.pdf (viitattu 8.4.2024).
- Fingrid (2023b), Kysymyksiä ja vastauksia sähköpulausta, <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/tietoa-sahkopulasta/kysymyksiä-ja-vastauksia/#miten-sahkopula-nakyisi-suomessa> (viitattu 8.4.2024).
- Fingrid (2024a), Fingrid nostaa valmiutta sähkön kirstytyneen tehotilanteen vuoksi, <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2024/fingrid-nostaa-valmiutta-sahkon-kirstytyneen-tehotilanteen-vuoksi/> (viitattu 8.4.2024).
- Fingrid (2024b), Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät. Fingridin ennuste Q1/2024, <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/sahkon-tuotannon-ja-kulutuksen-kehitysnakymat-q1-2024-fingrid.pdf> (viitattu 8.4.2024).
- Joskow P. L. (2008), “Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design”, *Utilities Policy* 16: 159–170.
- Joskow, P. (2013), “Symposium on capacity markets”, *Econ. Energy Environ. Policy* 22: v-vi.
- Joskow, P. (2022), “From hierarchies to markets and partially back again in electricity: responding to Deep Decarbonization Commitments and Security of Supply Criteria”, *Journal of Institutional Economics* 18(2): 313–329.
- Lebeau, A., Petitet, M., Queminn, S. ja Saguan, M. (2024), “Long-term issues with the Energy-Only Market design in the context of deep decarbonization”, *Energy Economics* 132: 107418.

- Mays, J., Morton, D. P. ja O'Neill, R. P. (2019), "Asymmetric risk and fuel neutrality in electricity capacity markets", *Nat. Energy* 4 (11): 948–956.
- Mays, J., Craig, M. T., Kiesling, L., Macey, J. C., Shaffer, B. ja Shu, H. (2022), "Private risk and social resilience in liberalized electricity markets", *Joule* 6: 369–380.
- MIT (2016), Utilities of the Future: an MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition, <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>. (viitattu 8.4.2024).
- Newbery, D. ja Grubb, M. (2014), "The Final Hurdle?: Security of Supply, the Capacity Mechanism and the Role of Interconnectors", EPRG Working Paper 1412, <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2014/09/1412-PDF1.pdf> (viitattu 30.1.2024).
- Newbery, D. (2016), "Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors", *Energy Policy* 94: 401–410.
- Nord Pool (2022), DAY-AHEAD: New harmonised maximum clearing price from delivery day Wednesday 11th May, <https://www.nordpool-group.com/en/trading/Operational-Message-List/2022/04/day-ahead-new-harmonised-maximum-clearing-price-from-delivery-day-wednesday-11th-may-20220411122700/> (viitattu 16.2.2024).
- O'Connell, N., Pinson, P., Madsen, H., ja O'Malley, M. (2014), "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39: 686–699.
- Ruokamo, E., Kopsakangas-Savolainen, M., Meriläinen, T., ja Svento, R. (2019), "Towards flexible energy demand – Preferences for dynamic contracts, services and emissions reductions", *Energy Economics* 84: 104522.
- Shaffer, B. ja Wolak, F.A. (2024), "Market Design for the 21st Century: Recommendations for Alberta's Power Market", University of Calgary. School of Public Policy, Research paper, 17:02, https://www.policyschool.ca/wp-content/uploads/2024/02/EEP50-ABPowerMarkt.Schaffer.Wolak_.pdf (viitattu 8.4.2024).
- Schittekatte T. ja Batlle C. (2023a), "Power Price Crisis in the EU 3.0: proposals to complete long-term markets", CEEPR WP 2023-04, <https://ceepr.mit.edu/workingpaper/power-price-crisis-in-the-eu-3-0-proposals-to-complete-long-term-markets/> (viitattu 15.3.2024).
- Schittekatte T. ja Batlle C. (2023b), "Assuring a sustainable decarbonization: affordability options", *IEEE power and energy magazine*, 21 (4): 72–79.
- Schlecht, I., Mauer, C. ja Hirth, L. (2024), "Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them", *Energy Policy* 186: 113981.
- Shu, H. ja Mays, J. (2023), "Beyond Capacity: Contractual Form in Electricity Reliability Obligations", *Energy Economics* 126: 106943.
- Valtioneuvosto (2023), Vahva ja välittävä Suomi: Pääministeri Petteri Orpon hallituksen ohjelma 20.6.2023, <https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/165042> (viitattu 9.4.2024).
- Way, R., Ives, M. C., Mealy, P. ja Farmer, J. D. (2022), "Empirically grounded technology forecasts and the energy transition", *Joule* 6 (9): 2057–2082.
- Wolak, F.A. (2022), "Long-term resource adequacy in wholesale electricity markets with significant intermittent renewables", *Environmental and Energy Policy and the Economy* 3 (1): 155–220.
- Yle (2024), Näin sähkön hinta oikeasti määräytyy – Sähkösovimusten suosiossa on tapahtunut suuri muutos, <https://yle.fi/a/74-20077503> (viitattu 8.4.2024).