

Kapasiteettimarkkinan haasteet – kokemuksia Irlannista

Ekonomisti Juha Teirilä, Energiavirasto

Suomessa on viime aikoina alettu enenevässä määrin keskustella siitä, miten parhaiten varmistetaan se, että sähkömarkkinoilla on kaikkina aikoina riittävästi tuotantokapasiteettia kulutukseen nähden. Hoitavatko markkinat riittävät investoinnit itse vai tarvitaanko jonkinlainen kapasiteettimekanismi, jolla tuotantokapasiteettia hankitaan korvausta vastaan erikseen?

Huoli sähkön tuotantokapasiteetin riittävydestä Suomessa kaikissa tilanteissa ei ole pelkästään tuulesta temmattu, sillä vaikka tuulivoiman määrä on viime vuosina kasvanut merkittävästi, sähkömarkkinoilla on myös muita kehityskulkuja, jotka lisäävät sähkön riittävyysriskejä. Esimerkiksi kaukolämmön sähköistyminen, missä yhtä aikaa sekä sähköä että kaukolämpöä tuottavia laitoksia on alettu korvata sähköä pelkästään kuluttavilla sähkökattiloilla, saattaa muuttaa talvipäivien sähkönkulutusprofiilia riittävyyden kannalta haitalliseen suuntaan. Viime aikoina on myös uutisoitu useista Suomeen sijoittuvista uusista datakeskushankkeista. Näiden sähkönkulutus on yllättävän suurta. Tilannetta helpottaa kuitenkin tämän vuoden lopulla valmistuva uusi siirtoyhteys Suomen ja Ruotsin välillä.

Fingrid on arvioinut, että sähkön kulutus Suomessa saattaa vuonna 2030 olla keskimäärin jopa 50 % suurempi kuin tällä hetkellä [1]. Kasvusta vastaisi pääasiassa teollisuuden sähkönkulutus (ml. sähkökattilat ja datakeskukset). Jos arvio pitää paikkansa, kulutus voi muuttua nopeastikin. Fingrid ennustaa kulutuksen lisääntymisen painottuvan kuitenkin 2020-luvun loppuun.

Vuosi sitten tammikuussa Suomessa oli ennätyksellisen korkeita sähkön hintoja. Tämä johtui osaltaan käytävyysoongelmista useissa voimalaitoksissa. Varsinainen sähköpula oli tuolloin vielä kaukana, mutta korkeat hinnat kertovat riittävyytilanteen kiristymisestä, sillä aiemmin vastaavista olosuhteista on selvitty alemmilla hinnoilla. Tänä talvena tilanne ei ole välttämättä parempi, koska esimerkiksi Suomen suurin kivihiiltä käyttävä lauhdevoimalaitos, Meri-Porin voimalaitos (enimmillään 565 MW), poistui viime keväänä markkinakäytöstä.

Vastaava sähkömarkkinoiden kehityskulku kuin Suomessa on tuttua monessa Euroopan maassa. Sen varmistamiseksi, että tuotantokapasiteettia on riittävästi erityisesti silloin, kun uusiutuvien (aurinko- ja tuulivoima) tuotanto on vähäistä, käytetään useassa maassa jonkinlaista kapasiteettimekanismia. Suomen tehoreservin kaltaisessa kohdennetussa kapasiteettimekanismissa kapasiteettimaksu maksetaan vain joillekin tuotantolaitoksille. Nämä laitokset eivät saa osallistua energiamarkkinoille, vaan ne pidetään valmiudessa ja ne tuottavat sähköä vasta vain aivan välttämättömässä tilanteessa, kun kaikki muu kapasiteetti on ensin käytetty. Markkinanlaajuudessa kapasiteettimekanismissa kaikki tuottajat osallistuvat sekä kapasiteetti- että energiamarkkinoille.

Irlannissa on käytetty markkinanlaajuista kapasiteettimekanismia vuodesta 2018 lähtien. Sen tarkoitus on ollut taata tuulivoimavaltaisessa sähköjärjestelmässä riittävästi toimitusvarmaa kapasiteettia kustannustehokkaasti myös vähätuulisina ajanjaksoina. Kaikki ei ole kuitenkaan mennyt kuten suunniteltiin. Viime vuosina Irlannissa ei ole ollut harvinaista, että kantaverkkoyhtiö on varoittanut sähköpulaista. Myös väliaikaista kriisireserviä on jouduttu hankkimaan nopealla aikataululla. Vielä viime syksynä Entso-E on listannut talvikatsauksessaan Irlannin maaksi, jossa riittävyysoongelmia saattaa tulla tänä talvena (myös Suomi on mainittu tässä yhteydessä) [2].

Mikä Irlannissa sitten meni pieleen vai onko siellä ollut vain huonoa tuuria? Irlannin sähkömarkkinalla on useita piirteitä, jotka ovat tuttuja myös Suomesta. Tämän vuoksi voi olla hyödyllistä katsoa tarkemmin, mitä Irlannissa oikein tapahtui ja mitä sieltä voidaan ottaa opiksi. Suomessahan on paraikaa käynnissä hallitusohjelman mukainen selvitystyö, jossa etsitään keinoja toimitusvarmuuden parantamiseksi mm. fossiilittoman jouston kautta [3]. Ruotsissa keskustelua kapasiteettimarkkinasta on ollut jo pitempään (kts. esim. [4]).

1. Irlannin sähköjärjestelmä

Irlannin saarella on Irlannin ja Pohjois-Irlannin yhteisesti hallinnoima sähkömarkkina, josta käytetään nimeä SEM (Single Electricity Market). Sähkömarkkinaa koskevat päätökset tehdään SEM-komiteassa (SEM Committee, SEMC). Kantaverkkoa operoivat niin ikään yhdessä EirGrid Irlannissa ja SONI Pohjois-Irlannin puolella (vastaavasti Suomessahan kantaverkkooyhtiö on Fingrid).

Muihin eurooppalaisiin sähkömarkkinoihin verrattuna Irlannin sähkömarkkinan erityispiirre on, että se on suhteellisen erillään muista sähköverkoista. Irlannista on kaksi siirtoyhteyttä Isoon-Britanniaan. Niiden siirtokapasiteetti on yhteensä 1000 MW suuntaansa, mikä vastaa siis noin puolta Suomen ja Ruotsin välisestä siirtokapasiteetista. Tosin kolmannen siirtoyhteyden Irlannin ja Ison-Britannian välillä pitäisi valmistua tämän vuoden alussa ja siirtoyhteyden Ranskaan ensi vuonna.

Perinteisesti Irlannissa on tuotettu sähköä lähes pelkästään fossiilisilla polttoaineilla: turpeella, maakaasulla, kivihiilellä ja öljyllä. 2010-luvulla asetettujen ilmastotavoitteiden vuoksi fossiilisesta sähköntuotannosta pyrittiin pääsemään eroon suhteellisen nopealla aikataululla. Käytännössä tämä tarkoitti tuulivoiman merkittävää lisäämistä ja maakaasun käyttöä tuulettomina ajanjaksoina. Viime vuonna Irlannin sähköntuotannosta tuulivoimalla tuotettiin 46 % (Suomessa vastaava luku oli 25 %), maakaasulla 37 % ja muilla fossiilisilla enää 11 % [5]. Tuulivoimatuotannon lisäksi myös aurinkovoiman pitäisi kasvaa Irlannissa vielä reilusti, sillä hallituksessa on asetettu tavoitteeksi, että 80 % sähkön kulutuksesta tuotettaisiin uusiutuvilla vuonna 2030 [6].

Hetkitäinen sähkönkulutus on Irlannissa viime vuosina vaihdellut 3000–7000 MW välillä [5]. Se on siis enimmillään ollut samaa luokkaa kuin Suomessa kesällä. Toisin kuin Suomessa, jossa kulutus talven kylmimpinä päivinä voi olla kaksinkertainen kesän alimpiin kulutuksiin nähden, kulutus ei Irlannissa vaihtele vuoden sisällä yhtä paljon. Lämmitykseen käytetään Irlannissa paljon maakaasua ja öljyä, mutta lämmityksen sähköistyminen on ollut nopeaa varsinkin uudemmissa taloissa, mikä muuttanee Irlannin vuotuista sähkönkulutusprofiilia jatkossa jonkin verran enemmän Suomen kaltaiseksi.

EirGrid on ennustanut kulutuksen kasvavan Irlannissa lähivuosina merkittävästi, mediaaniskenaariossa 40 % vuodesta 2022 vuoteen 2032. Kasvuodotusten taustalla ovat suurten energiankuluttajien, erityisesti datakeskusten, lisääntyminen sekä liikenteen ja lämmityksen sähköistyminen. Vuonna 2032 30 % Irlannin koko sähkön kulutuksesta arvioidaan tulevan datakeskuksista ja muilta uusilta suurilta sähkönkuluttajilta [7].

SEM käynnistyi Irlannissa vuonna 2007. Sitä uudistettiin merkittävästi vuonna 2018, jotta se vastaisi paremmin EU:n enemmän kilpailuun kannustavaa ja muun Euroopan kanssa yhdenmukaista markkinamekanismia. Tuoloin aiempi kapasiteettimekanismi korvattiin luotettavuusoptioihin (*reliability option*, suomeksi myös toimitusvarmuusoptio) perustuvalla markkinanlaajuisella kapasiteettimekanismilla. Tärkein syy kapasiteettimarkkinalle Irlannissa on ollut suuri ja nopeasti kasvava tuulivoiman määrä. Tämä on aiheuttanut

kustannuspaineita säästä riippumattomalle tuotannolle, jota kuitenkin tarvitaan tuulettomina ajanjaksoina. Kapasiteettimarkkinalta tulevien kapasiteettimaksujen tarkoitus on pitää näitä tuotantolaitoksia kannattavina.

Luotettavuusoptioihin perustuvaa kapasiteettimarkkinaa pidetään yleisesti markkinaehtoisimpana ja vähiten energiamarkkinaan puuttuvana ratkaisuna, mikä edesauttaa sen hyväksyntää EU-komissiossa. EU-komissio pyrkii EU:n laajuiseen, yhtenäiseen, mahdollisimman kilpailulliseen sähkömarkkinaan, jossa kansallista valtiontukea on vain välttämättömistä syistä. Luotettavuusoptioihin perustuva kapasiteettimarkkina on Euroopassa käytössä myös Italiassa ja Belgiassa.

2. Irlannin kapasiteettimarkkina

Irlannin kapasiteettimarkkina sisältää runsaasti monimutkaisia yksityiskohtia, mutta sen perusajatus on yksinkertainen. Pääsääntöisesti kerran vuodessa pidetään huutokauppa, jossa sähköntuottajat (myös sähkövarastot, kulutusjousto ja siirtoyhteydet) jättävät laitospohjaisen tarjouksen, millä hinnalla ne ovat valmiita asettamaan tai pitämään laitoksen sähköntuotantokapasiteetin sähkömarkkinan käytössä tietyinä tulevana ajanjaksona. Tämä ajankohta eli kapasiteetin toimitusjakso on vuoden pituinen (on myös 10 vuoden sopimuksia) ja sitä vastaava huutokauppa käydään 1–4 vuotta ennen toimitusjakson alkua. Suurin osa kapasiteetista pyritään hankkimaan 4 vuotta ennen toimitusta, jotta myös uudet rakennettavat voimalaitokset voivat osallistua huutokauppaan. Tällöin kilpailu huutokaupassa lisääntyy, ja hinnat pysyvät todennäköisemmin maltillisempina. Täydentäviä huutokauppoja järjestetään tarvittaessa lähempänä toimitusjaksoa.

Huutokaupan järjestäjä eli kantaverkkoyhtiöt ovat etukäteen arvioineet markkinoilla tarvittavan tuotantokapasiteetin määrän (kansallinen sääntelyviranomaisen lopulta vahvistaa tämän) ja huutokaupassa tarjouksia hyväksytään halvimasta alkaen, kunnes on saatu kokoon tavoiteltu kapasiteetti. Hyväksytyille tarjoajille maksetaan kapasiteettimaksu, joka määräytyy kalleimman läpimenneen tarjouksen perusteella. Kapasiteettimaksu tulee sähköntuottajille siis sähkömarkkinoilta (energiamarkkinoilta) saatujen tulojen lisäksi. Kaikki laitokset, ne, jotka saavat kapasiteettimaksuja, ja ne, jotka eivät saa, voivat toimia sähkömarkkinoilla normaalisti.

Kapasiteettimaksun tarkoitus on varmistaa, että riittävän määrän sähköntuottajia on kannattavaa pysyä markkinalla ainakin koko toimitusjakson ajan riippumatta siitä, miten ne saavat tuolloin tuottoja sähkömarkkinalta. Irlannissa kaikkien nimellistehoitan yli 10 MW:n säädettävien (*dispatchable*, eli ei esim. tuulivoimala) voimalaitosten on pakko osallistua kapasiteettimarkkinalle. Tällä pyritään takaamaan kapasiteetti- ja huutokaupan kilpailullisuus ja määrävän markkina-aseman väärinkäyttö. Jos sähköntuotantolaitos pystyy kattamaan kaikki kustannuksensa jo sähkömarkkinalta saaduilla tuloilla, se ei tarvitse kapasiteettimaksua ollakseen kannattava. Tällainen laitos tarjoaa kapasiteettinsa kapasiteettimarkkinalle hintaan 0 €. Nämä ovat tyypillisesti laitoksia, joilla on alhaiset tuotantokustannukset ja joita käytetään usein. Toisessa ääripäässä ovat laitokset, joiden tuotantokustannukset ovat kalliimpia ja jotka sen vuoksi tuottavat harvoin, jos lainkaan. Pysyäkseen markkinalla ne tarvitsevat kapasiteettimaksun, joka kattaa kokonaan laitoksen kiinteät kustannukset. Kalleimmat tarjoukset kapasiteettimarkkinalla jättävät kuitenkin tyypillisesti laitokset, joita ei ole vielä olemassa. Tällaiset laitokset sisällyttävät tarjoukseensa investointi- ja rahoituskustannuksiaan, mutta huomioivat siinä myös odotettavissa olevat tulot sähkömarkkinalta.

Jos markkinoilla on ylikapasiteettia eli tuotantoa on toimitusjaksolla enemmän kuin mitä kulutuksen kattamiseksi tarvitaan, saattaa kapasiteettimaksun määräksi tulla huutokaupassa 0 € (jos tämä on etukäteen tiedossa, ei huutokauppaa kannata edes järjestää). Yleisempää on, että sähköntuotantokapasiteettia tarvitaan markkinalla lisää, jolloin kapasiteettimaksu tyypillisesti määräytyy uusien rakennettavien laitosten kustannuksista. Kapasiteettimaksut maksavat lopulta sähkön kuluttajat sähkölaskunsa mukana. Yleisesti kustannustehokkaimpien tuotantolaitosten pitäisi pärjätä kapasiteettihuutokaupassa kalliimpia paremmin.

Sähköntuotantokapasiteettia tarvitaan eniten sähkön riittävyyden kannalta kaikista kriittisimpinä ajankohtina - kun kulutus on tuotantoon nähden suurta, tai kun sähkön riittävyys vaarantuu esimerkiksi voimalaitosten rikkoutumisten vuoksi. Ison-Britannian kapasiteettimarkkinalla kapasiteettimaksua saavien voimalaitosten tuotannon oikea-aikaisuus on varmistettu hyvin suoraviivaisesti. Siinä kantaverkkoyhtiö antaa ilmoituksen, kun se toteaa, että sähköpulan riski on lähiaikoina korkea. Kapasiteettimaksua saavan voimalaitoksen kannattaa viimeistään tällöin alkaa tuottaa sähköä, koska jos aikaisintaan neljän tunnin kuluttua operaattorin ilmoituksesta, tapahtuu ns. ”System Stress Event”, jossa kulutusta joudutaan kytkemään pois korkean sähköpulariskin vuoksi, ja voimalaitos ei silloin tuota sähköä kapasiteettimarkkinalla läpimennyt määrä, laitoksen omistaja joutuu maksamaan tuntuvan sakkomaksun.

Luotettavuusoptioihin perustuvassa kapasiteettimarkkinamallissa, kuten Irlannissa, on sama tarkoitus kuin Ison-Britannian mallissa, mutta velvoite olla markkinan käytettävissä kriittisimpinä ajankohtina on toteutettu aivan eri tavalla. Luotettavuusoptiomallissa hinnan ajatellaan kertovan riittävyytilanteesta eli silloin, kun sähkön markkinahinta on korkea, ajatellaan markkinan olevan lähempänä riittävyyden vaarantumista ja tällöin enemmän tuotantoa halutaan käyttöön.

Käytännössä Irlannin malli toimii siten, että jos sähkön hinta ylittää tietyn ennalta määritetyn rajahinnan (*strike price*, Irlannissa n. 500 €/MWh), sähköntuottaja joutuu maksamaan kapasiteettimaksua takaisin kapasiteettimarkkinalla läpimenneen kapasiteetin osalta tuon markkinahinnan ja rajahinnan välisen erotuksen (*difference payment*). Eli jos sähkön hinta on vaikka 600 €/MWh yhdellä tunnilla ja rajahinnaksi on sovittu 500 €/MWh, niin tuottaja, jolla on mennyt kapasiteettimarkkinalla 80 MW tuotantokapasiteettia läpi, joutuu maksamaan tuon tunnin osalta takaisin $(600 \text{ €/MWh} - 500 \text{ €/MWh}) \times 80 \text{ MW} = 8000 \text{ €}$.

Tämä takaisinmaksu synnyttää taloudellisen kannustimen olla markkinoiden käytettävissä silloin, kun se on eniten tarpeen. Jos tuottaja ei tuota kapasiteettimaksun perusteena olevan kapasiteetin mukaisesti silloin, kun hinta ylittää rajahinnan, se joutuu maksamaan takaisinmaksun, joka on sille puhdasta tappiota. Joissain maissa, esimerkiksi Italiassa, on tämän takaisinmaksun lisäksi vielä Ison-Britannian tyylinen sakkomaksu, minkä tarkoitus on vielä tehostaa taloudellista kannustinta olla käytettävissä.

Vaikka tuottaja tuottaa sovitulla kapasiteetilla silloin, kun hinta ylittää rajahinnan, se joutuu silti maksamaan hintojen eroon perustuvan takaisinmaksun. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että tuottaja ei hyödy yhtään rajahintaa korkeammista hinnoista, koska se joutuu maksamaan takaisin koko rajahinnan ylittävän osan eli se voi saada myymästään sähköstä tuloja korkeintaan tuon rajahinnan verran. Tällöin tuottajalle muodostuu käytännössä hintakatko sen myymälle sähkölle. Myös sähkön kuluttajille tämä näkyy hintakattona. Jos sähköstä maksettu hinta onkin rajahintaa korkeampi, erotus hyvitetään kuluttajille takaisinmaksujen kautta. Luotettavuusoptioihin perustuvan kapasiteettimarkkinan voikin ajatella myös niin, että sähköntuottajille kapasiteettimaksu on korvaus siitä, että ne hyväksyvät markkinoilla hintakaton. Vastaavasti kuluttajat maksavat

kapasiteettimaksut, mutta saavat vastineeksi hintakaton. Hintakatto ei ole kuitenkaan täydellinen, koska vain osalle kapasiteetista maksetaan kapasiteettimaksua ja kaikki toimijat eivät saa sitä lainkaan. Käytännössä tämä on kuitenkin johtanut siihen, että tarjoushinnat kasaantuvat rajahinnan alle.

Luotettavuusoption rajahinta pitää tietysti määritellä huolellisesti. Se ei voi olla alhaisempi kuin tuotantolaitosten muuttuvat tuotantokustannukset, koska muuten tuottaja ei saa kustannuksiaan katetuksi. Irlannissa rajahinta määräytyy kaavasta, joka perustuu oletettuun kalleimman tuotantomuodon kustannustasoon. Kaavassa on mukana mm. päästöoikeuksien ja polttoaineiden hinnat ja rajahinta nousee aina laskennallisten tuotantokustannusten noustessa. Markkinaoperaattori julkaisee hinnat viikoittain.

Luotettavuusoptioista käytetään nimitystä optio, koska ne toimivat samantyyllisesti kuin rahoitusmarkkinoilla käytettävät osto-optiot. Voidaan ajatella, että sähköntuottaja myy kuluttajalle option, joka oikeuttaa kuluttajan ostamaan kohde-etuutta eli tässä tapauksessa sähköä optiossa sovitulla toteutushinnalla (*strike price*). Kuluttajan kannattaa käyttää tätä optiota vain, kun kohde-etuuden markkinahinta ylittää toteutushinnan. Option hinta, jonka kuluttaja maksaa option myyjälle (sähköntuottaja) muodostaa kapasiteettimaksun. Optiot ikään kuin taataan luotettavalla tai toimitusvarmalla tuotantokapasiteetilla (esimerkiksi sähköntuotantolaitos tai kulutusjousto-yksikkö) eli ne eivät voi olla puhtaasti taloudellisia sitoumuksia.

Keskeinen tekijä kapasiteettimarkkinoilla ovat eri tuotantoteknologioiden erilaiseen luotettavuuteen tai toimintavarmuuteen perustuvat teknologiakohtaiset ns. vähennyskertoimet (*de-rating factor*), joista määräytyy, paljonko tuotantolaitoksen nimellistehosta hyväksytään luotettavaksi kapasiteetiksi huutokauppaan. Esimerkiksi Irlannissa tuulivoiman vähennyskerroin on vaihdellut 5 % ja 10 % välillä. Tuulivoimalat voivat siis osallistua kapasiteettimarkkinalle, mutta esimerkiksi nimellisteholtaan 100 MW tuulipuisto voi tarjota kapasiteettimarkkinalle vain noin 5–10 MW tehoa. Kaasuvoimalalle vastaava kerroin on laitoksen koosta riippuen ollut n. 80–90 %.

Myös kulutusjousto voi osallistua kapasiteetti-huutokauppaan. Koska kulutusjousto ei myy sähköä markkinalle, sen täytyy maksaa takaisinmaksu vain, jos se ei niukkuustilanteessa vähennä kulutusta sovitusti. Kulutusjousto on yleensä aika kallista. Suuret teollisuuslaitokset eivät yleensä ole valmiita vähentämään kulutustaan vielä 500 €/MWh sähkön hinnalla. Tässä mallissa ne siis saavat kapasiteettimaksun ja sen vastineeksi ne suostuvat vähentämään kulutustaan alemmalla hinnalla kuin millä ne muutoin niin tekisivät. Tuotantolaitokseen nähden kulutusjousto on sisältyvä kapasiteettimarkkinalla kuitenkin useita hankaluuksia alkaen jouston mittaamisesta ja sopivan vähennyskertoimen määrittämisestä. Esimerkiksi joskus voi olla vaikea todentaa, kuinka paljon kulutusta olisi tosiasiallisesti ollut ilman joustoa.

Irlannissa kapasiteettimarkkinatarjouksille on kattohinta. Olemassa oleville voimalaitoksille se on alempi kuin rakentamattomille ja kulutusjoustoille. Tarjoushintakaton tarkoitus on estää markkinavoiman väärinkäyttöä erityisesti, jos tarjoajia on vähän. Toisaalta liian alhaiseksi asetettu hintakatto saattaa jättää voimalaitosten saaman kapasiteettimaksun liian alhaiseksi ja aiheuttaa niiden poistumisen markkinalta.

Markkinavoiman väärinkäyttöä vähentää myös laskeva kysyntäkäyrä kapasiteettimarkkinalla. Jos hinta jää alhaiseksi, kapasiteettia hankitaan enemmän ja vastaavasti vähemmän, jos hinta on korkea. Hankinnassa otetaan huomioon myös tietyt alueelliset rajoitukset sähköverkossa eli esimerkiksi suur-Dublinin alueelta tulee aina saada tietty minimimäärä kapasiteettia.

Luotettavuusoption toteutushinnan viitehintaa, jonka suhteen takaisinmaksu määräytyy, voi olla vuorokausimarkkinan hinta, päivän sisäisen markkinan hinta tai säätömarkkinan hinta riippuen siitä, millä markkinalla toimija myy sähköä. Myymättä jääneelle osuudelle viitehintaa on aina säätömarkkinan hinta, joka voi olla korkeakin, sillä säätömarkkinalla on Irlannissa käytössä ns. niukkuushinnoittelu (*ASP, Administered Scarcity Pricing*). Siinä hinta asetetaan hyvin kireässä markkinatilanteessa tietyn kaavan perusteella tarkoituksella korkeaksi. Hinta määräytyy pääasiassa jäljellä olevien nopeiden reservien määrän perusteella. Mitä vähemmän niitä on, sitä korkeampi hinta. ASP-hinta on kuitenkin vähintään luotettavuusoption toteutushinta ja enimmäislään sähkömarkkinan hintakatto 4000 €/MWh. Korkean hinnan tarkoitus on signaloida niukkuutta, jotta kannustin kapasiteettimaksua saaville laitoksille tuottaa olisi korkea, kulutusjousto aktivoituisi ja kapasiteettimaksun ulkopuolella olevaa tarjontaa olisi markkinalla mahdollisimman paljon. Käytännössä hinta on määrätynyt Irlannissa ASP:n kautta hyvin harvoin.

3. Kapasiteettimarkkinan toiminta

Irlannissa on tähän mennessä ollut 14 kapasiteettihuutokauppaa. Osa näistä on koskenut samaa kapasiteetin toimitusjaksoa. Vuoden mittainen toimitusjakso alkaa aina lokakuun alussa ja tällä hetkellä on menossa seitsemäs toimitusjakso, johon kapasiteettia on hankittu.

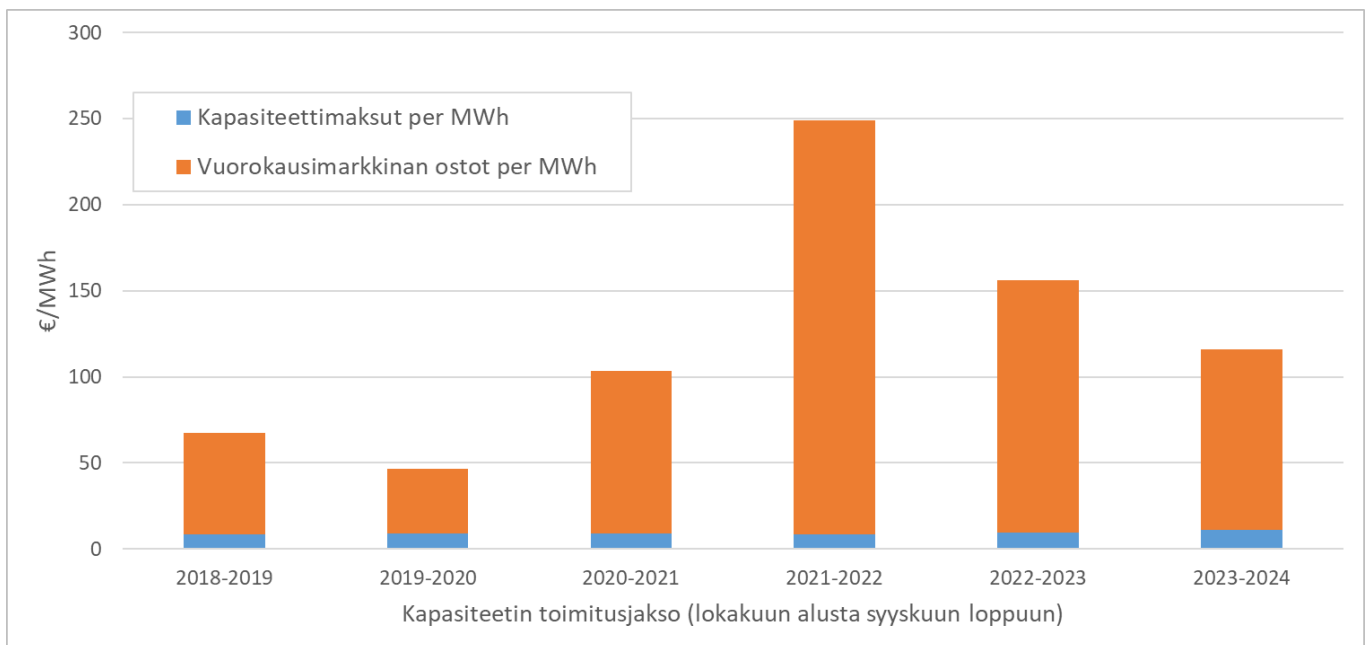
Kapasiteettihuutokauppojen selvityshinta oli aluksi yleensä n. 40–50 €/kW/vuosi. Myöhemmin hinta on ollut selvästi korkeampikin, erityisesti jos toimitusjakson alku on lähellä. Esimerkiksi meneillään olevalle toimitusvuodelle, joka alkoi lokakuun alussa, hankittiin tammikuun 2021 kapasiteettihuutokaupalla 6138 MW kapasiteettia ja hinnaksi tuli 47,82 €/kW/vuosi. Kapasiteetista maksettiin tämän huutokaupan perusteella yhteensä n. 313 milj. €. Tuolloin yksittäinen nimellistehoaltaan 100 MW kaasua käyttävä laitos pystyi vähennyskerroin huomioituna tarjoamaan 90 MW ja tarjouksen mennessä läpi se saa siis kapasiteettimaksuina n. 4,3 milj. € vuoden aikana. Vuoden kuluttua samalle toimitusjaksolle hankittiin 1471 MW lisää kapasiteettia. Hinnaksi tuli tällöin 146,92 €/kW/vuosi ja kapasiteettimaksun kokonaismäärä oli n. 216 milj. €. Vielä viime huhtikuussa tälle toimitusjaksolle hankittiin 785 MW lisää. Hinta oli tuolloin 147,58 €/kW/vuosi ja kokonaishinta 116 milj. €.[8]

Kuvassa 1 on esitetty vuosittaiset kokonaiskapasiteettimaksut suhteessa vastaavana aikana vuorokausimarkkinalla maksettuihin hintoihin sähköstä. Nämä molemmat tulevat lopulta sähkön kuluttajien maksettavaksi. Kapasiteettimarkkinan kustannus on ollut aika tasainen, noin 8–11 €/MWh, kun taas sähkön hinta energiamarkkinalla on vaihdellut paljon. Kapasiteettimarkkinakustannuksen osuus koko summasta on ollut 3–18 %. Energiamarkkinakustannukset vaikuttavat siis kokonaiskustannuksiin paljon kapasiteettimarkkinakustannuksia enemmän.

Näistä luvuista ei voi suoraan päätellä, mikä on kapasiteettimarkkinan ”hinalappu” (Irlannissa tai yleisesti) eli paljonko kokonaiskustannukset kasvavat, jos energiamarkkinan lisätään kapasiteettimarkkina. Jos kapasiteettimarkkinaa ei olisi, energiamarkkinalla olisi vähemmän tuotantokapasiteettia, minkä vuoksi hinnat energiamarkkinalla olisivat ajoittain todennäköisesti paljon korkeammat. Kokonaiskustannuksia kapasiteettimarkkinan kanssa ei myöskään tule verrata suoraan vastaavan ”energy-only” -markkinan kustannuksiin, sillä kapasiteettimarkkina vähentää riittävyysriskejä, millä on oma arvonsa, ja siten rahalla saatu ”tuote” on eri.

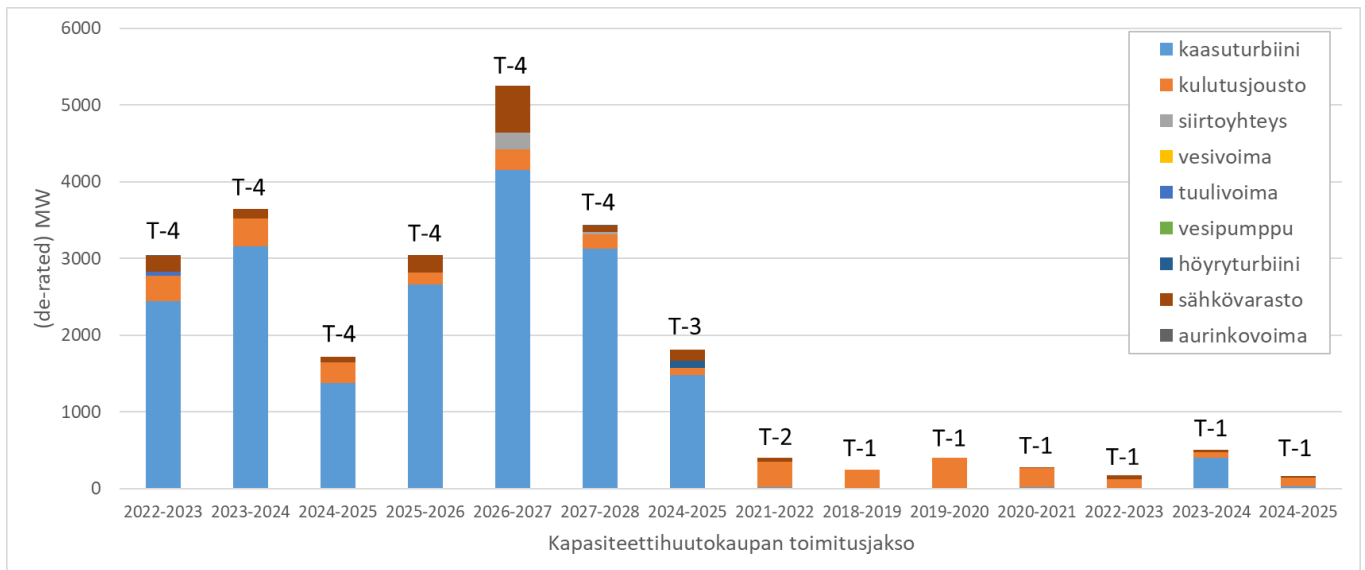
Kapasiteettimaksuja voidaan kuitenkin verrata Irlannissa aiemmin käytössä olleeseen kapasiteettimekanismiin. Siinä tietty ennalta päätetty rahasumma, joka perustui tarvittavan kapasiteetin määrään ja tehokkaan

voimalaitoksen kiinteisiin kustannuksiin, jaettiin tasan kaikille toimijoille, jotka osallistuivat sähkömarkkinoille. Jos yhden voimalaitoksen saama osuus ei riittänyt kattamaan sen kustannuksia, se poistui markkinalta, minkä seurauksena jäljelle jäävät laitokset saivat jatkossa suuremman kapasiteettimaksun. Vastaavasti jos yhden voimalaitoksen saama osuus oli enemmän kuin riittävä, tuli markkinoille uusia voimalaitoksia, mikä vähensi osuutta jatkossa. Kokonaispottia säätämällä saatiin siis haluttu tuotantokapasiteetti. Etuna oli, että maksettava kokonaishinta pysyi koko ajan hallinnassa. Uuden mekanismin huutokauppaan perustuvat kapasiteettimaksut olivat aiempia kapasiteettimaksuja selvästi alemmat eli uutta mekanismia voidaan pitää kustannustehokkaampana.



Kuva 1. Kapasiteettimaksut ja vuorokausimarkkinan ostot per MWh toimitusjaksoittain. Lähteet: [8], [9], omat laskelmat.

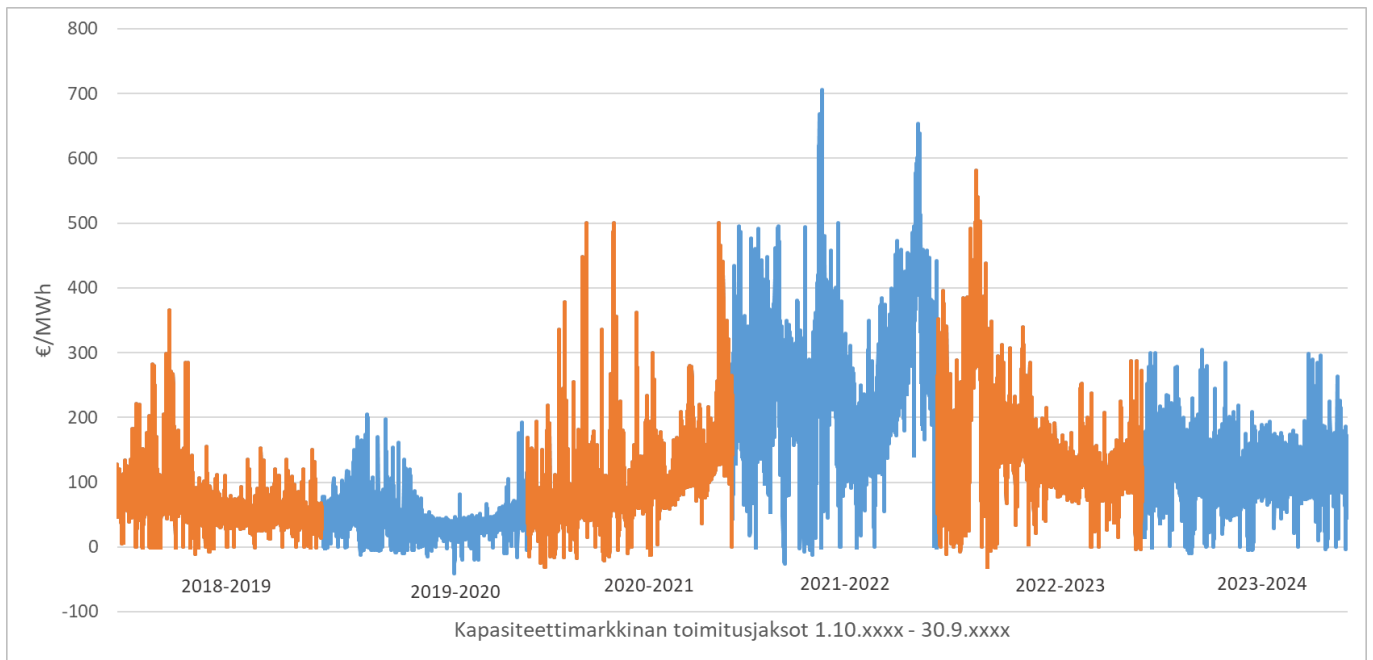
Kuvassa 2 on kapasiteetti huutokaupoissa tarjottu uusi kapasiteetti teknologioittain. Siitä nähdään, että huutokaupoissa, jotka on pidetty 4 vuotta ennen toimitusjaksoa (T-4) pääasiallinen tarjottu uusi voimalaitostyyppi on Irlannissa ollut kaasuvoimala. Lyhyemmässä ajassa näitä voimalaitoksia ei yleensä ehdi rakentaa. Vuotta ennen toimitusta pidetyissä huutokaupoissa (T-1) tarjottu uusi kapasiteetti on ollut lähes kokonaan kulutusjoustoa. Muuta on ollut vaikea saada näin lyhyessä ajassa. Joskus T-4 -huutokaupassa hyväksytyn kaasuvoimalan rakennusprojekti on viivästynyt, ja se on vetäytynyt T-4 -huutokaupan kapasiteettimaksusta ja osallistunut myöhemmin uudestaan lähempänä valmistumista T-1 -huutokauppaan.



Kuva 2. Kapiteettihuutokauppaan tarjottu uusi kapiteetti teknologioittain. Lähde: [8].

Kuvassa 3 on vuorokausimarkkinan tuntihintoja Irlannissa. Hinnat ovat harvoin ylittäneet 500 €/MWh eli takaisinmaksuvelvoite on syntynyt harvoin. 2021–2022 maakaasun hinta oli korkea, mikä nosti myös luottavuusoption toteutushintaa. Viitehinta luottavuusoptioissa on kuitenkin usein ollut säätömarkkinan hinta, joka on usein ollut vuorokausimarkkinan hintaa jonkin verran korkeampi. Kuitenkaan takaisinmaksut eivät ole toistaiseksi olleet merkittäviä. EY-raportin ([11] s. 45) mukaan esimerkiksi toimitusjaksoilla 2018–2021 takaisinmaksut olivat alle 3 % vuotuisista kapiteettimaksuista.

Irlannissa vuorokausimarkkinan hinta määräytyy yleensä maakaasun hinnasta, paitsi ajoittain suuri tuulivoiman määrä laskee hintaa. Suomeen verrattuna Irlannin hinnat ovat viime aikoina olleet ehkä keskimäärin korkeammat, mutta hintojen vaihtelu on ollut Irlannissa vähäisempää kuin Suomessa, vaikka Irlannissa tuulivoiman osuus on paljon suurempi. Tämä johtuu osin siitä, että Suomessa on paljon suhteellisen joustamattonta ydinvoimaa, jota tuulen lisäksi kannattaa myydä markkinalle hyvinkin alhaisilla hinnoilla. Yleisesti kapiteettimarkkina tasoittaa hintavaihtelua alentamalla hintapiikkejä, koska kapiteettia on yleensä enemmän kuin ”energy-only” -markkinalla.



Kuva 3. Vuorokausimarkkinan tuntihinnat Irlannissa 1.10.2018 – 30.9.2024. Lähde: [9].

Päällisin puolin Irlannin kapasiteettimarkkina näyttäisi siis toimineen hyvin. Sähköpulaa ei ole ollut ja hintakin on ollut kohtuullinen. Pinnan alla on kuitenkin kuohunut.

4. Vaikeuksia¹

Irlannin fossiilisiin polttoaineisiin perustuvat voimalaitokset ovat jo aika ikääntyneitä ja ne vaativat säännöllistä huoltoa. Myös kiristyvät ympäristörajoitukset (esimerkiksi päästörajat) ovat vaikuttaneet fossiilisten voimalaitosten kannattavuuteen ja huoltoihin. Jos on ollut tiedossa, että laitos tullaan ympäristösyistä sulkemaan pian, sen perusteellinen huoltaminen ei välttämättä ole ollut taloudellisesti enää kannattavaa. Lisäksi vaihteleva tuulivoimatuotanto on pakottanut myös sellaisia voimalaitoksia joustamaan tuulen mukana, jotka on suunniteltu tasaiseen tuotantoon. Näistä syistä johtuen voimalaitosten suunnittelemattomat epäkäytettävyydet ovat lisääntyneet Irlannissa nopeasti viime vuosina. Vuonna 2016 voimalaitosten epäkäytettävyyssaste (*forced outage rate*) koko Irlannissa oli noin 4 %. Luku on kuitenkin kasvanut vuosi vuodelta.

Epäkäytettävyysongelmat pahenivat merkittävästi keväällä 2020, kun koronapandemian vuoksi asetetut rajoitukset aiheuttivat haasteita Irlannin voimalaitosten vuosihuoltojen suorittamisessa ajallaan. Myös varaosien saaminen vaikeutui koronapandemian vuoksi. Lokakuussa 2020 epäkäytettävyyssaste nousi ennätyskalliseen 24 %:iin. Päiväkohtainen epäkäytettävyyssaste oli vuonna 2020 enimmillään 41 %. Suuri epäkäytettävyyssaste johtui myös siitä, että jotkut laitokset säästivät tuotantokapasiteettiaan talven kovimman kysynnän aikoja varten tai kunnes huolto saatiin kunnolla suoritettua. Näin suurella voimalaitosten poissaololla markkinalta on luonnollisesti suuri merkitys sähkön riittävyyteen ja toimintavarmuuteen.

¹ Tässä kuvatut tapahtumat perustuvat pääosin McCarthy:n ja EY:n raportteihin [10], [11] sekä Eirgridin julkaisemiin vuosittaisiin Winter Outlook -raportteihin.

Yhtäkkiä lisääntyneistä epäkäytettävyyksistä huolimatta Irlannissa arveltiin kuitenkin syksyllä 2020, että tuotantokapasiteettia on riittävästi tulevalle talvelle 2020–2021, vaikkakin ajanjaksoilla, jolloin on kylmä ja ei tuule, voi sähkön riittävydessä tulla haasteita. Lisäksi jos Isossa-Britanniassa on niukkuustilanne yhtä aikaa, siirtoyhteyksien kautta tulee Irlantiin vähemmän sähköä tai tuonnin sijaan sähköä viedään. Osa voimalaitosten huolloista oli siirretty koronapandemian vuoksi kesältä talvelle ja joitain voimalaitoksia oli poistunut markkinalta kokonaan. Näiden tiedettiin osaltaan tulevan kiristämään riittävyystilannetta.

Talvella 2020–2021 kaksi merkittävää kaasuvoimalaitosta rikkoontui pitkäaikaisesti (Whitegate 1 ja Huntstown 2, yhteensä n. 800 MW). Lisäksi kulutuksessa tehtiin ennätyksiä kylmän talven vuoksi. Talvella annettiinkin useita sähköpulavaroituksia² kylminä tuulettomina ajanjaksoina, vaikka tuulituotanto olikin talvella kokonaisuudessaan ennätysellisen suurta. Vakavammilta tilanteilta kuitenkin vältyttiin.

Keväällä 2021 voimalaitosten epäkäytettävyyksiä oli edelleen paljon. Päiväkohtainen epäkäytettävyyssaste ylitti usein 20 %. Whitegaten ja Huntstownin rikkoontuneiden voimalaitosten odotettiin palaavan takaisin normaaliin tuotantoon juuri ennen seuraavaa talvea, mutta oli olemassa varteenotettava riski, että niiden korjaaminen viivästyisi. Näistä syistä kantaverkkoyhtiö Eirgrid esitti ministeriölle, että hankittaisiin nopeasti väliaikaista kriisireserviä (*emergency generation capacity*) tulevaa talvea varten. Nopea aikataulu vaati lakimuutoksia myös erilaisten luvituskäytäntöjen sivuuttamiseksi tai nopeuttamiseksi.

Ministeriö antoi kesällä Eirgridille luvan hankkia 200 MW kriisireserviä, vaikkei ollut varmaa, että ne ehtisivät tulevaksi talveksi. Näin ei käynytäkään mm. sen vuoksi, että ympäristövaikutusarviointi ei onnistunut ajoissa, ja kriisireservin hankinta lopetettiin jo kesällä. Sen sijaan Eirgrid alkoi sopia suurten kulutuslaitosten, erityisesti datakeskusten kanssa, miten ne voisivat vähentää kulutusta silloin, kun riittävyystilanne on kriittinen. Eirgrid myös ehdotti suurten kuluttajien verkkoon liittymisehtojen muuttamista niin, että ne kannustaisivat niiden omaan tuotantoon ja sähkövarastoihin.

Samoihin aikoihin Eirgrid raportoi, että useita uusien voimalaitosten rakennusprojekteja lopetettiin, vaikka ne olivat menestyneet kapasiteettimarkkinalla ja saamassa kapasiteettimaksun, ja vaikka lopettamisesta seurasi vakuusmaksun menetys. Esimerkiksi 513 MW kapasiteettia (10 laitosta 32:sta kapasiteettimarkkinalla läpimenneestä uudesta laitoksesta), jonka piti olla käytettävissä talvella 2022–2023, ei valmistuisikaan. Pidettiin myös mahdollisena, että rakennusprojekteja lopetettaisiin vielä lisää. Syiksi mainittiin suunnitteluprosessin haasteet, ympäristörajoitukset ja viiveet tarvittavien laitteiden toimituksessa. Kapasiteettihuutokaupassa saattoi näkyä myös ns. ”voittajan kirous”, missä kaikkein optimistisimmat aikatauluarvot tehneet toimijat menestyivät huutokaupassa parhaiten, vaikka heidän projektiansa toteutuminen oli muihin verrattuna epätoennäköisintä.

Voimalaitosprojektien lopettaminen tarkoitti sitä, että markkinoilta pikkuhiljaa poistuvien vanhojen voimalaitosten tuotantokapasiteettia ei saataisikaan korvattua uusilla laitoksilla. Eirgrid arvioi, että riittävyystilanne

² Irlannissa, kuten Suomessakin, on käytössä kolmiportainen sähköpulavaroitusjärjestelmä. Irlannissa ”*System alert*” tarkoittaa tilaa, jossa sähköpulan riski on kohonnut, hätätoimenpiteisiin valmistaudutaan ja esimerkiksi yhden suuren voimalaitoksen tippuminen verkosta voi johtaa sähköpulaan (Suomessa ”sähköpula mahdollinen”). ”*Emergency*” -tilassa sähköpulan riski on korkea ja joitain hätätoimenpiteitä (esim. kulutuksen vähentäminen sovitusti) ehkä jo käytetään (Suomessa ”sähköpulan riski suuri”). ”*Major Power System Incident*” -tilassa yli 50 % sähköverkosta on ilman sähköä (Suomessa ”sähköpula”).

olisi tämän vuoksi kireä ainakin kolmena seuraavana talvena, ja piti välttämättömänä, että suljettavista laitoksista ainakin osan elinaikaa jollain tavalla jatkettaisiin.

Kaiken lisäksi vuonna 2021 pidetyssä kapasiteettihuutokaupassa, jossa hankittiin kapasiteettia kaudelle 2024–2025, ei ollut riittävästi tarjontaa ja siten kapasiteettia ei saatu hankittua haluttua määrää. Tälle kapasiteetin toimitusjaksolle pidettiin myöhemmin kaksi lisähuutokauppaa. SEM-komitea alkoi arvioida uudestaan kapasiteettimarkkinan parametreja, ja esimerkiksi tarjousten hintakattoa nostettiin, jotta tarjontaa saataisiin enemmän. Myöhemmän tarkastelun perusteella suurin syy vähäiseen tarjontaan näyttää kuitenkin olleen epävarmuus siitä, pystytäänkö uudet voimalaitokset rakentamaan vaaditussa aikataulussa. Suurena riskinä oli esimerkiksi erilaisten ympäristölupien saaminen ajoissa.

Eryteisesti Eirgrid ei luottanut käytössä olleen kapasiteettimarkkinamekanismin kykyyn hankkia riittävää kapasiteettia tuleviksi vuosiksi ja se ehdotti useita muutoksia mekanismiin. Eirgridin mukaan käytetty kapasiteettimarkkinamekanismi painottaa liikaa kustannuksia eikä juurikaan voimalaitosten muita ominaisuuksia, kuten esimerkiksi tuotannon joustavuutta, joka on keskeistä tuulivoimavaltaisella markkinalla. Lisäksi Eirgridin mukaan Irlannin sähkömarkkinoista vastaava kansallinen sääntelyviranomaisena, CRU (Commission for Regulation of Utilities, Suomessa Energiavirasto), päätti hankkia ilman perusteltua syytä kapasiteettia usein eri määrän (120–150 MW enemmän tai vähemmän) kuin, mitä Eirgrid oli omissa arvioissaan katsonut tarpeelliseksi. Eirgrid kritisoi myös sitä, että CRU ei seurannut uusien, kapasiteettimarkkinalla menestyneiden voimalaitosten valmistumista riittävän tehokkaasti.

CRU julkaisi kuuden kohdan ohjelman, miten riittävyystilannetta saadaan parannettua pidemmällä ajanjaksolla [12]. Toimenpiteisiin kuuluivat mm. väliaikaisen kriisireservin hankinta useiksi vuosiksi, useiden vanhelevien tuotantolaitosten eliniän pidentäminen, kunnes uutta tuotantokapasiteettia saadaan tilalle kapasiteettimarkkinan kautta, ja kulutusjoustop kehittäminen voimakkaamman niukkuushinnoittelun kautta. Hankittava kriisireservi olisi Suomen nykyisen tehoreservin kaltainen. Siihen kuuluvat laitokset eivät saisi osallistua markkinoille normaalisti, vaan niitä käynnistettäisiin vasta viimeisenä keinona, kun muu tuotanto on jo käytössä ja kulutus uhkaa silti ylittää tuotannon.

Syksyllä 2021 Eirgrid arvioi, että tulevasta talvesta tulisi sähkön riittävyyden osalta vielä haastavampi kuin aiempina vuosina. Odotus oli, että sähköpulavaroituksia tulisi talven aikana useita, ja riski siirtyä seuraavalle tasolle, hätätilaan, jossa tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta, oli kasvanut. Talvesta tuli kuitenkin lauha, minkä vuoksi kulutus ei noussut huippukorkeaksi. Lisäksi voimalaitosten käytettävyyks oli odotettua parempi. Onnea oli myös siinä, että huippukulutustunneille ei juuri osunut vähäistä tuulta tai rajoituksia siirtoyhteyksissä. Sähköpulavaroituksia ei ollut yhtään.

Keväällä 2022 Eirgrid esitti arvion, että CRU:n ehdottamat toimenpiteet riittävyyden takaamiseksi kaikissa tilanteissa eivät ole kysynnän kasvaessa riittäviä tuleville talville, vaan tarvitaan noin 700 MW lisää kriisireserviä. Tilannetta pahensi Venäjän hyökkäys Ukrainaan, minkä seurauksena maakaasun ja kivihiihen tarjonta väheni Euroopassa. CRU oli samaa mieltä riskeistä, mutta piti Eirgridin arviota tuotantovajeesta ylimitoitettuna ja sen vuoksi kuluttajille liian kalliina. CRU ehdotti 450 MW reservin hankkimista ja keskittymistä enemmän kulutuksen kasvun hidastamiseen esimerkiksi viivästyttämällä uusien datakeskusten rakentamista.

Syksyllä 2022 Eirgrid ennakoii, että tuleva talvi 2022–2023 olisi Irlannissa toistaiseksi hankalin. Se arvioi, että odotusarvo tunneille, joilla tuotanto ei riitä kattamaan kysyntää (*LOLE = Loss of Load Expectation*) olisi peräti

51 tuntia, kun Irlannissa tavoitearvo on alle 8 tuntia vuodessa (Suomessa pyritään pysymään alle 2.1 tunnissa). Tämä johtui pääasiassa siitä, että kulutuksen odotettiin kasvavan, epäkäytettävyysaste pysyi edelleen suurena eikä kriisireserviä tullut ajoissa. Huhtikuun ja lokakuun välillä oli ollut sähköpulavaroitus jo 7 kertaa.

Talvella oli kylmiä ajanjaksoja ja joulukuussa tuli uusi kulutusennätys. Sähköpulavaroituksia ei tullut kuitenkaan yhtään. Tilannetta autoivat erilaiset tukijärjestelyt Ison-Britannian kantaverkkoyhtiön kanssa.

Seuraavana talvena 2023–2024 kireän tilanteen arvioitiin jatkuvan, vaikkakin LOLE oli talvelle edelleen korkea, 21 tuntia. Suurten teollisuuskuluttajien kulutusjousto oli tärkeää riittävyyden varmistamiseksi. Talvi oli yleisesti lauha, mutta kylmempänä ajanjaksona tuli taas uusi kulutusennätys. Sähköpulavaroituksia oli talvella yksi. Tulevalle talvelle 2024–2025 LOLE on laskenut jo 3,6 tuntiin.

5. Selvityksiä ja arviointeja

Vuonna 2022, kun huolestuneisuus tuotantokapasiteetin riittävyydestä kaikissa tilanteissa kasvoi, Irlannin energia-asioista vastaava ministeriö tilasi Dermot McCarthyltä, entiseltä Irlannin hallituksen ja pääministerin kansliapäälliköltä, riippumattoman selvityksen syistä, mitkä johtivat kapasiteettivajeeseen ja mitä tilanteesta voidaan oppia. Selvitys julkaistiin vuonna 2023. [10]

McCarthy ei löytänyt mitään yksittäistä syytä tai rakenteellista puutetta, mikä olisi johtanut ongelmiin sähkön riittävyyden suhteen. Hänen mukaansa kaikki osapuolet toimivat vastuullisesti ja ammattitaitoisesti. Kapasiteettiongelmat tunnistettiin ajoissa, joskin arviot tulevasta kapasiteettitarpeesta vaihtelivat. Poikkeustilanteisiin oli jossain määrin varauduttu, tilannetta seurattiin tarkasti ja ongelmiin reagoitiin nopeasti. Osaa toteutuneista riskeistä oli mahdotonta ennakoida.

McCarthyyn mukaan joitain riskejä kuitenkin aliarvioitiin. Tämä koski erityisesti uusien voimalaitosten rakennusprojektien suunnitteluun liittyviä aikatauluriskejä. Viiveet projekteissa olivat todennäköisiä ja niihin olisi pitänyt varautua paremmin. Lisäksi hänen mukaansa kapasiteettimarkkinan suunnitteluun ja toteutukseen liittyvät haasteet aliarvioitiin. Kapasiteettimarkkinan parametrien virittäminen kohdilleen on vaikeaa, kun koko sähköjärjestelmä muuttuu nopeasti kysynnän kasvaessa, voimalaitosten poistuessa ja vaihtelevan, uusiutuvan tuotannon lisääntyessä. Nopea aikataulu ei mahdollistanut riittävää markkinalta oppimista. Jos riskejä olisi tunnistettu suuremmiksi, niihin olisi voinut varautua esimerkiksi siten, että datakeskusten verkkoon liittymisehdot olisivat alusta alkaen olleet samanlaiset haittoja enemmän huomioivat kuin mitä myöhemmin alettiin käyttää.

McCarthy päätyi myös suosittelemaan entistä tiiviimpää yhteistyötä ministeriön, kantaverkkoyhtiön ja sääntelyviranomaisen välillä. Vaikka tämä yhteistyö toimikin Irlannissa hyvin, näillä osapuolilla saattaa olla toisistaan osin poikkeavia tavoitteita. Kun ministeriö ehkä painottaa ilmastotavoitteiden saavuttamista nopealla uusiutuvien lisäämisellä, kantaverkkoyhtiön tehtävä on huolehtia siitä, että sähköverkko on tasapainossa kaikkina aikoina eli että reservikapasiteettia on riittävästi. Sääntelyviranomaisen taas saa usein syyt, jos reservikapasiteetin hankinta tulee kuluttajille liian kalliiksi. Tyypillisesti reservikapasiteetin hinta kasvaa eksponentiaalisesti, kun sitä hankitaan lisää.

McCarthy esitti myös toiveen, että hallitus määrittelisi pitkän ajan tavoitteen, minkälainen sähköjärjestelmän pitäisi olla noin 10–20 vuoden kuluttua, ja viestisi selvästi, miten siihen päästään. Tämä vähentäisi investoijien epävarmuutta tulevasta.

Myös vuonna 2022 CRU pyysi Ernst & Young -konsulttiyhtiöltä (EY) oman selvityksensä kapasiteettimarkkinan toiminnasta. Tarkoitus oli selvittää, onko kapasiteettimarkkina toiminut halutulla tavalla vai pitäisikö sitä jontenkin muuttaa tai kehittää. [11]

EY esitti lukuisia parannusehdotuksia kapasiteettimarkkinaan. Keskeisimpiä muutosesityksiä olivat: 1) valmistuvien projektien edistymisen tarkempi seuraaminen tai niiden mahdollisen viivästyksen huomioiminen hankittavan kapasiteetin määrässä, 2) läpinäkyvyyden lisääminen hankittavan kapasiteetin määrän arvioinnissa, 3) investoiminen infrastruktuuriin, jotta uusia voimalaitoksia voidaan rakentaa useammille paikkakunnille kilpailun lisäämiseksi, 4) tarvittavien ympäristö- ja muiden lupien olemassaolon edellyttäminen jo ennen kapasiteettihuutokauppaan osallistumista, 5) ajan lisääminen huutokaupan tulosten julkaisun ja kapasiteetin toimitusvuoden välillä, jotta uusilla projekteilla on enemmän aikaa valmistua, 6) niukkuushinnoittelumekanismien säätäminen siten, että hinta heijastaa paremmin niukkuutta ja luotettavuusoption toteutushinta ylittyy useammin, 7) de-rating -vähennyskertoimien säätäminen perustuen havaintoihin todellisessa niukkuustilanteessa, 8) sakkomaksu, jos sähköverkon kriittisessä kohdassa oleva voimalaitos ei tuota silloin, kun riittävyysvaroitusta on annettu, 9) laitosten kunnan säännöllinen tarkastaminen, 10) kulutusjoustop osallistumisen helpottaminen kapasiteettimarkkinalle ja kannustimien lisääminen kulutuksen vähentämiseksi niukkuustilanteissa, 11) 15 vuoden kapasiteettitoimitusjakso pääomaintensiivisille mutta tehokkaille voimalaitoksille (CCGT-kaasuvoimalat), 12) viivästyksen herkempi hyväksyminen projekteilta, jotka kuitenkin todennäköisesti valmistuvat sekä 13) vaadittavan luotettavuusstandardin kiristäminen lähemmäs muita Euroopan maita (8 tunnista alemmas).

6. Yhteenveto

Sähkömarkkinaan yhdistetty kapasiteettimekanismi, erityisesti ns. markkinanlaajuinen kapasiteettimekanismi, voi vaikuttaa yksinkertaiselta, mutta kokonaisuus on energiataloustieteen tutkijoiden aarreaitta, sillä se sisältää runsaasti erilaisia monimutkaisia kannustinrakenteita sekä yhteyksiä ja riippuvuuksia eri markkinoiden välillä ja tasapainoilua (trade-offeja) erilaisten tavoitteiden välillä. Samoista syistä kapasiteettimekanismi on vaikea suunnitella ja toteuttaa niin, että se toimii kaikissa tilanteissa halutulla tavalla ja on samalla kustannustehokas. Käytännössä mekanismin parametreja pitää säätää jatkuvasti markkinakokemusten perusteella, vaikka samalla investoijat kaipaavat pitkälle ulottuvaa ennustettavaa markkinaympäristöä.

Irlannin kokemusten perusteella Suomessakin kannattaa seurata sähkömarkkinan kehitystä hyvin tarkasti, koska muutoksia esimerkiksi sähköön kulutuksessa voi tapahtua nopeasti. Toisaalta tuotantopuolella muun kuin tuulivoiman lisääminen saattaa olla hyvin hidasta. Uuden voimalaitoksen rakentamisessa puhtaalta pöydältä 4 vuotta on lyhyt aika. Onkin syytä suunnitella ja viestiä sähköjärjestelmän tavoitetila pitkällä ajanjaksoilla ja varautua huolellisesti erilaisiin skenaarioihin ja epätodennäköisiltäkin vaikuttaviin riskeihin. Suunnittelu tulee tehdä ajoissa ja kokonaisvaltaisesti eri sidosryhmien rajat ylittäen ja huomioida mahdolliset viiveet myös lainsäädäntö- ja viranomaistyössä.

Viitteet

- [1] Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät. Fingridin ennuste Q3/2024. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/ajankohtaista/sahkon-tuotannon-ja-kulutuksen-kehitysnakymat-q3-2024-fingrid.pdf>
- [2] Entso-E Winter Outlook 2024-2025. <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>
- [3] TEM, tiedote. <https://tem.fi/-/tyoryhma-kartoittamaan-keinoja-sahkomarkkinoiden-toimitusvarmuuden-ja-jouston-edistamiseksi>
- [4] SvK:n selvitys kapasiteettimekanismeista. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/a-future-capacity-mechanism-to-ensure-resource-adequacy-in-the-electricity-market.pdf>
- [5] Entso-E:n transparensialusta. <https://transparency.entsoe.eu/>
- [6] Climate Action Plan 2024. <https://www.gov.ie/en/publication/67104-climate-action-plan/#climate-action-plan-2024>
- [7] Eirgrid Generation Capacity Statement 2023-2032. <https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/19035-EirGrid-Generation-Capacity-Statement-Combined-2023-V5-Jan-2024.pdf>
- [8] Kapasiteettihiutokauppojen parametrit ja tulokset. <https://www.sem-o.com/markets/capacity-market-overview/>
- [9] SEMOpx markkinadata. <https://www.semopx.com/market-data/reports/static-reports/>
- [10] McCarthyn raportti. <https://assets.gov.ie/276441/eb496e01-5c01-4594-af09-74342b4ac971.pdf>
- [11] EY:n raportti kapasiteettimarkkinasta. <https://www.semcommittee.com/files/semcommittee/media-files/SEM-22-054A%20Performance%20of%20the%20SEM%20CRM.pdf>
- [12] CRU Programme of Actions. <https://www.cru.ie/publications/27388/>