EH 07/09/2022

AJANKOHTAINEN ENERGIAPOLITIIKAN TILANNE EU:SSA JA SUOMESSA

Eduskunnan talousvaliokunta 7.9.2022. Asia: O 13/2022 vp
Fortum Oyj:n lausunto

Korkea maakaasun hinta sekä sähkön tarjonnan niukkuus ovat nostaneet sähkön hinnat ennätystasoille kaikkialla Euroopassa. EU:ssa on 170 GW maakaasulla toimivaa sähköntuotantokapasiteettia ja sillä tuotetaan noin viidennes EU:ssa tuotetusta sähköstä. Kaasulla toimivat voimalaitokset ovat olleet vuodesta 2021 alkaen sähkömarkkinoiden ns. marginaalissa, mikä tarkoittaa, että kaasulaitos on useasti ollut ajokustannuksiltaan kallein kysynnän tyydyttämiseen tarvittava laitos. Siispä sähkönhinta on asettunut suunnilleen tyypillisen kaasulaitoksen ajokustannusten tasolle, ja kaasun ja sähkön hinnat ovat korreloineet vahvasti. Euroopan laajuiset, siirtoyhteyksin yhteen liitetyt sähkömarkkinat ovat välittäneet kaasun vaikutuksen myös niihin maihin, joissa kaasun rooli on pieni – kuten Pohjoismaihin.

Kaasumarkkinoiden vaikea tilanne näyttää jatkuvan toimitusten loputtua Nord Stream -putkien kautta. Nykytiedoin näyttää siltä, että jos lämpötilat ovat keskimäärin normaalit tai sitä korkeammat tulevan talven aikana ja jo syksyllä vallinnut korkeiden hintojen alas painama kaasun kulutus säilyy talven yli, Euroopan nykyiset kaasuvarastot todennäköisesti riittävät talven tarpeisiin. Kylmä talvi kuitenkin todennäköisesti vaatisi lisätoimia, esimerkiksi kaasun kulutuksen hallinnollista sääntelyä.

Vaikean tilanteen voi kuitenkin ennakoida jatkuvan tulevan talven jälkeenkin: tarjonta on edelleen todennäköisesti heikkoa, koska uusia tarjonnanlähteitä, pääasiassa LNG-tuontiterminaaleja, on mahdollisesti käytössä, mutta niiden kapasiteetti ja globaaleilla LNG-markkinoilla tarjolla oleva kaasu eivät todennäköisesti riitä korvaamaan kuin osan Venäjän menetetyistä volyymeistä. Lisäksi EU:n ja monen EU:n jäsenvaltion

asettama uusi regulaatio[1] kaasuvarastojen pakollisista täyttöasteista tarkoittaa, että kesän aikana markkinalla on runsaasti liki joustamatonta ja täten hintaa nostavaa kysyntää, jonka tehtävä on täyttää kaasuvarastot jälleen regulaation asettamalle, jopa 90 prosentin tasolle marraskuun 1. päivään mennessä.

Koska tulevan talven jälkeen varastojen täyttöaste on todennäköisesti ennätysalhainen, myös kesällä 2023 varastojen täyttämiseen tarvittavan kaasun määrä on suuri, luokkaa 50 % suurempi kuin vuoden 2022 kesällä. Tiukan maakaasumarkkinatilanteen voi siis ennakoida jatkuvan, ellei pahenevan vuonna 2023.

Sähkön hinnan rajut liikkeet ja korkea taso eivät ole seurausta yksinomaan kaasun hinnasta. Eri voimalatyyppien teoreettisten tuotantomarginaalien repeäminen syksyllä viittaa siihen, että markkinatoimijat arvioivat ensi talvella tarvittavan sähköntuotantokapasiteetin olevan loppumassa kesken Keski-Euroopassa, ja hinnan asettaa tuotannon sijasta sähkön kysynnän joustavuus. Myös tämä seikka viittaa siihen, että tiukkuus sähkö- ja kaasumarkkinoilla ei helpota ennen kuin kysynnän ja tarjonnan suhde muuttuu selvästi joko uutta tuotantoa rakentamalla tai kysyntää radikaalisti vähentämällä.

Alhainen ydin- ja vesivoiman tuotanto tiukentaa Keski-Euroopan sähkömarkkinoiden tilannetta. Molemmat tuotantomuodot tuottavat parhaillaan noin 25-30 % edellisvuotta vähemmän sähköä. Alhainen veden määrä Rein-joessa on lisäksi aiheuttanut ongelmia jopa kahdelle kolmasosalle Saksan kivihiilivoimaloista, joille polttoaine tuodaan tyypillisesti jokiproomuilla. Lopputuloksena maakaasun osuus Euroopan sähköntuotannosta ei ole kuluvana vuonna juurikaan laskenut ennätyshinnoista huolimatta.

Energian hintojen rajut liikkeet sekä korkea taso tarkoittavat, että tukkumarkkinoille osallistumisen kustannukset nousevat korkeampien vakuustarpeiden myötä. Pohjoismaiden sähköjohdannaisten kaupankäyntivolyymi on laskenut tänä vuonna noin 60 prosentilla edellisvuoteen verrattuna, ja saman mittaluokan pudotuksia on

[1] https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storages_en

raportoitu myös Saksan sähköfutuureissa sekä tärkeimmillä kaasun markkinapaikoilla. Vähäinen aktiviteetti tarkoittaa hinnanmuodostusprosessin heikentymistä sekä kasvanutta hinnan volatiliteettia. Itseään ruokkivana prosessina tämä volatiliteetti voi vähentää aktiviteettia entisestään. Valtaviksi paisuneet vakuustarpeet taas johtavat heikentyneeseen sähköntuottajien kykyyn suojata tuotantoaan markkinariskeiltä ja samalla tarjota kiinteähintaisia sopimuksia markkinalle ja kuluttajille. Korkeista vakuustarpeista kärsivät siis välillisesti kaikki.

Kohtuuttomien vakuusvaatimusten helpottamiseksi tarvitaan myös sääntelymuutoksia. Johdannaismarkkinoita säätelevä EU:n EMIR-lainsäädäntö ei tee eroa välittäjien ja puhtaasti oman tuotantonsa suojaustoimintaa harjoittavien toimijoiden välillä, vaan molempia koskevat samat käteisvakuusvaatimukset. Energiayhtiöiden, jotka suojaavat omilla voimalaitoksillaan tuotetun sähkön tulevia toimituksia pitäisi voida käyttää omaa tuotantoaan vakuutena. EU komission tulisi ryhtyä välittömästi EMIR-säädösten muutostyöhön vakuuksien osalta.

Korkeat ja volatiilit hinnat ovat kasvattaneet kiinnostusta **muuttaa sähkön tukkumarkkinoiden hinnanmuodostusta** suuntaan, jossa käyttökustannuksiltaan edullisempi tuotanto ei enää saisi kalleimpia tuotantokustannuksia vastaavaa hintaa vaan sitä vähemmän. Näin kerättyjä varoja käytettäisiin kuluttajien sähkönhintojen tukemiseen.

Mekanismi, jossa hinta asettuu kalleimman tarjonnan tyydyttämiseen tarvittavan tarjontalähteen tuotantokustannusten tasolle, ei koske vain sähkömarkkinoita: myös muiden raaka-aineiden, aina öljystä viljoihin, hinnoittelu toimii täsmälleen samalla periaatteella. Toisaalta sähkön muita raaka-aineita vaikeampi varastoitavuus ja sen myötä volatiilisuus sekä heikko lyhyen aikavälin joustavuus sekä tuotanto- että kysyntäpuolella voivat puoltaa tarvetta hillitä erityisen korkeita hintoja säädöksin. Toisin kuin vaikkapa polttoaineiden kohdalla, sähkössä erityisen korkeat piikkihinnat eivät välttämättä välity loppukäyttäjälle, jolloin tämän preferenssit eivät välity myöskään hinnanmuodostukseen. Tämä voi kasvattaa hintapiikkejä entisestään ja johtaa kohtuuttomiin tilanteisiin niille kuluttajille ja yrityksille, joita markkinahinta välittömästi koskee.

EH 06/09/2022

Puuttuminen hinnanmuodostukseen **hintakaton** avulla onkin yksi tapa rajoittaa kustannuksia loppukäyttäjälle. Parhaillaan Euroopassa on jo käytössä hallinnollinen hintakatto erityisiä vikatilanteita varten, mutta yksi ehdotus on sellaisen luominen myös markkinoilla olevan kapasiteetin loppumisesta johtuvien piikkihintojen hillitsemiseen. Hintakatto voisi toimia niin, että tietyn hintarajan ylittyessä kantaverkko-operaattori kytkee osan kulutuksesta irti. Hyöty tulisi siitä, että irtikytkentä tapahtuisi ennen kuin hinta nousisi asetettua kattoa korkeammalle, mikä vähentäisi kysyntäpuolen kokonaiskustannuksia merkittävästi.

Haaste on asettaa katto sellaiselle tasolle, ettei se rajaa markkinaehtoisia tuotanto- tai kysyntäjoustoja pois markkinoilta. Nämä joustot eivät ole staattisia vaan kehittyvät jatkuvasti kun esimerkiksi sähköä kuluttavat yritykset investoivat uuteen automatiikkaan. Maailmalla on runsaasti kokemuksia huonosti suunnitelluista kattohinnoista – esimerkiksi Australiassa sähkön tukkumarkkina jouduttiin kokonaan lopettamaan, kun vain muutamaan sataan dollariin laskenut hintakatto esti kaasuvoimaloita käynnistymästä kokonaan.[2] Hyvin suunnitellulla hintakatolla olisi vaikutusta siis lähinnä markkinoilla olevan kapasiteetin loppumisesta johtuviin äärimmäisiin hintapiikkeihin, ei tyypilliseen hintatasoon, joka muodostuisi edelleen markkinoilla. Lisäksi on ilmiselvää, että markkinavääristymien välttämiseksi hintakatto olisi otettava käyttöön mahdollisimman laajalla alueella yhtäaikaisesti. Esimerkiksi naapurimaita alemman hintakaton käyttöönotto tarkoittaisi sitä, että tuonnin houkutteleminen silloin kun sitä eniten tarvitaan olisi mahdotonta ilman erityisjärjestelyitä.

Myyntihinnan rajoittaminen inframarginaalisille eli polttoainekustannuksiltaan hiili- ja kaasuvoimaa edullisemmille teknologioille on äskettäisen asiakirjavuodon[3] perusteella Euroopan komission ykkösvaihtoehto tukkumarkkinamallin uudistamiseksi. Tarkalleen ottaen komission ehdotus on eräänlainen markkinamekanismiin sisällytetty windfall-vero, jossa viranomainen kerää toimijoiden saamat teknologiakohtaiset ”ylituotot” pois day-ahead -huutokaupan

[2] https://www.powermag.com/australian-energy-crisis-prompts-suspension-of-national-electricity-market/
[3] https://www.spglobal.com/commodityinsights/pt/market-insights/latest-news/electric-power/090222-ecs-president-von-der-leyen-prepares-for-sept-14-power-market-reform-statement

jälkeen ja kompensoi ostajia myöhemmin kerätyillä varoilla. Ehdotus on monia muita esitettyjä vaihtoehtoja vähempiriskinen siltä kannalta, ettei se suoranaisesti puutu markkinan hinnanmuodostukseen ja sikäli riskeeraa markkinan toimivuutta tai välitöntä toimitusvarmuutta.

Toisaalta malli olettaa, että viranomaisen olisi mahdollista eritellä tarjontakäyrältä eri tuotantoteknologiat ja asettaa kullekin mielekäs ”ylituoton” raja. Kuitenkin todellisuudessa tarjontakäyrät muodostuvat portfolio- eikä laitostasolla, jolloin toimijan tarjouskäyrällä saattaa olla ”sekaisin” esimerkiksi vesivoimaa, kysyntäjoustoa, varastoja ja niin edelleen. Vesivoiman osalta lisäksi vesivoiman tarjontahinta heijastelee ei niinkään todellisia tuotantokustannuksia vaan dynaamisen optimoinnin perusteella laskettua arvostusta siitä, kuinka paljon vesivoimavolyymeja voidaan tarjota nyt, jotta tarjontaa säännöstelyaltaissa ja varsin monimutkaisissa jokisysteemeissä riittää myös tulevaisuuden tarpeisiin. Pidemmällä aikavälillä on lisäksi kysyttävä, miten paljon ”ylituottojen” kerääminen alentaisi investointihalukkuutta puhtaaseen sähköntuotantoon, jonka kasvattaminen on ainut kestävä tie pysyvästi ulos energiakriisistä. Lyhyen aikavälin toimia pohtiessa tulisikin muistaa vaikutukset investointihorisonttiin.

Erityinen ongelma mallissa liittyy etukäteen suojattuihin tuotantovolyymeihin. Tyypillisesti iso sähköntuottaja myy ison osan tuotannostaan etukäteen johdannaisilla. Jos sähkön hinta toimitusjaksolle suojauksen teon jälkeen nousee, johdannaispositio kääntyy tappiolliseksi, mutta toimija voi odottaa, että tulot sähkön fyysisestä tuotannosta kattavat nämä tappiot suojatun tuotantomäärän osalta täysimääräisesti. Ehdotettu muutos johtaisi kuitenkin siihen, että johdannaispositiosta koituva tappio säilyy, mutta toimija ei enää saakaan sen neutraloivaa määrää tuloja sähkön myymisestä day-ahead -markkinalle. Nykyisessä hintaympäristössä tappio olisi isolle sähköntuottajalle helposti satoja miljoonia, ellei miljardeja euroja. Muutos kannustaisi paitsi poistumaan johdannaismarkkinalta kokonaan, lisäten edelleen sekä tuottajien että ostajien riskitasoa, myös etsimään vaihtoehtoisia tapoja myydä fyysinen sähköntuotanto day-ahead -huutokaupan sijasta esimerkiksi kahdenvälisesti tai muilla markkinapaikoilla, joita ehdotettu uudistus ei koske. Kehityksellä voisi olla erittäin

negatiivisia ja vaikeasti ennakoitavia vaikutuksia sähkömarkkinoihin sekä sähkön hinnanmuodotukseen ja sen läpinäkyvyyteen.

Kaasulla tuotetun sähkön hintakatto Espanjan ja Portugalin mallin mukaisesti on kolmas usein ehdotettu muutos tukkumarkkinamekanismiin. Sen kantava idea on tukea kaasuvoimaloiden operoijia vastineeksi siitä, että nämä käyttäytyvät sähkömarkkinalla ikään kuin kaasu maksaisi vain Eur 40/MWh (todellisen yli Eur 200/MWh:n hinnan sijasta). Tällöin siis marginaalissa olevien kaasuvoimaloiden myyntitarjoukset sähkömarkkinalle ovat muun Euroopan kaasuvoimaloita huomattavasti alempia, mikä on laskenut sähkön tukkuhinnan Espanjassa jopa neljäsosaan siitä mitä hinta on esimerkiksi Saksassa. Järjestely on tarkoitettu väliaikaiseksi ja muun muassa tällä perusteella Euroopan komissio on sen hyväksynyt. Varjopuolena toimessa on kaasunkulutuksen lisääntyminen sekä rajasiirtojen vääristyminen. Käytännössä Espanjan kaasuvoimalat ovat ajaneet selvästi enemmän kuin niiden olisi markkinaehtoisesti pitänyt, mikä on tiukentanut muun maailman kaasumarkkinaa. Osittain kasvanut kaasuvoiman tuotanto on mennyt vientiin Ranskaan ja muualle Eurooppaan, jossa vastaavaa hintakattoa ei ole. Espanjalaiset kuluttajat subventoivat siis muun Euroopan sähkön hintaa sekä kaasuntuottajia. Hintakatto ei ole Espanjassa ja Portugalissa johtanut kaasun saannin häiriöihin suuren LNG-tuontikapasiteetin ansiosta (EU:n LNG-tuontikapasiteetista jopa kolmannes mutta kaasun kulutuksesta vain noin kymmenys sijaitsee Iberian niemimaalla), mutta EU:n tasolla vastaavan mekanismin myötä kaasun tuontikapasiteetista tulisi pula, mikä johtaisi alati kasvaviin subventioihin kaasuvoimaloiden omistajille, jotka kilpailisivat nyt keskenään ja teollisuutta sekä vähittäismyyjiä vastaan vähistä kaasumolekyyleistä. Samalla keinotekoisen alhainen sähkön tukkuhinta vähentäisi kannustimia kysyntäpuolen joustoihin ja muiden tarjontalähteiden käyttöönottoon.