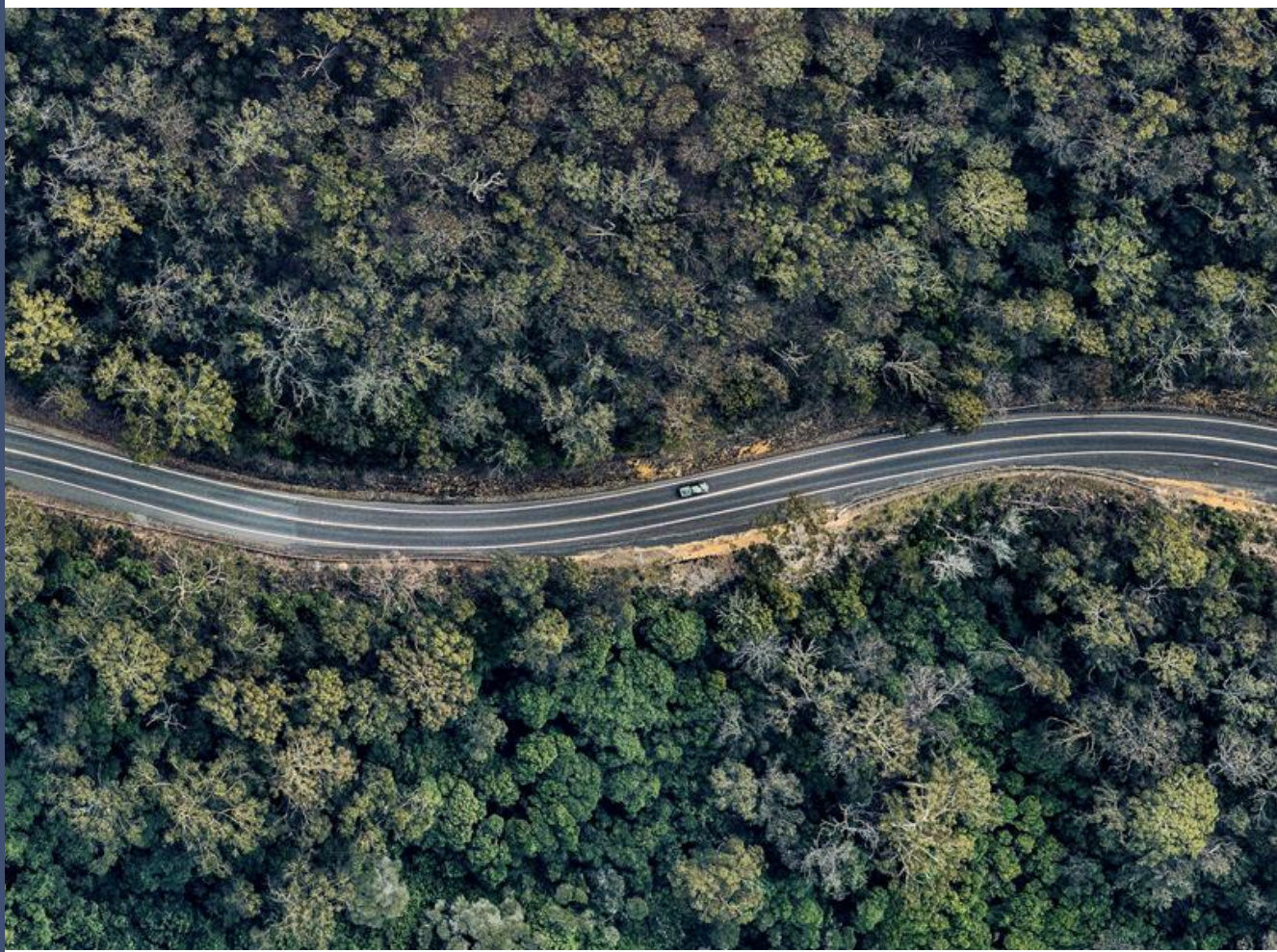




SELVITYS HIILIRAJAMEKANISMIN VAIKUTUKSESTA SÄHKÖN HINTAAN

Raportti työ- ja
elinkeinoministeriölle

29.3.2022





Yhteystiedot

Yhteyshenkilö	Sähköposti	Puhelin
Jenni Patronen	jenni.patronen@afry.com	040-7544922
Nikita Semkin	nikita.semkin@afry.com	040-5130783

AFRY on Euroopan johtavia suunnittelu- ja konsultointiyhtiöitä, joka edistää muutosta kohti kestävämpää yhteiskuntaa. Olemme 16 000 omistautunutta rakennetun ympäristön, teollisuus- ja energia-alojen sekä digitalisaation asiantuntijaa, jotka kehittävät kestäviä ratkaisuja tuleville sukupolville ympäri maailman.

AFRY Management Consulting tarjoaa huippuluokan konsultointi- ja neuvontapalveluita, jotka kattavat koko arvoketjun energia-, metsä- ja biopohjaisessa teollisuudessa. Energiatoimintomme on johtava strategisten, kaupallisten, sääntely- ja poliittisten neuvojen tarjoaja Euroopan energiamarkkinoille. Yli 250 asiantuntijasta koostuva energiatiimimme tarjoaa vertaansa vailla olevaa asiantuntemusta nopeasti muuttuvilla energiamarkkinoilla Euroopassa, Lähi-idässä, Aasiassa, Afrikassa ja Amerikassa.

Copyright © 2022 AFRY Management Consulting Oy

All rights reserved

Kannen kuva: shutterstock.com

Tämä raportti on tehty AFRY Management Consulting Oy:n (AFRY) toimesta työ- ja elinkeinoministeriön käyttöön ("Asiakas"). Raportti on laadittu noudattaen AFRYn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. AFRYn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti. AFRYn näkemyksen mukaan tämän julkaisun sisältämät tiedot ovat paikkansapitäviä ja perusteltuja. Tästä huolimatta raporttia tulkitsevien tai käyttävien osapuolten tulee käyttää omaa harkintaansa sekä ammattitaitoaan julkaisun tietojen soveltamisessa. Tämä julkaisu sisältää osittain informaatiota, joka ei ole AFRYn hallittavissa. Näin ollen AFRY ei anna julkaisun perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta, nimenomaista tai konkludenttista, eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta. AFRY ei vastaa kolmansille osapuolille tämän julkaisun käyttämisen tai siihen luottamisen perustella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.



SISÄLTÖ

TIIVISTELMÄ	1
1. JOHDANTO	3
1.1 Työn tausta ja tavoite	3
1.1.1 Raportin rakenne	3
1.2 Lähteet	4
2. SÄHKÖMARKKINAMALLINNUS METODOLOGIA	5
3. HIILIRAJAMEKANISMI	6
3.1 Tiivistelmä hiilirajamekanismin toiminnasta	6
3.1.1 Toimintaperiaatteet	6
3.1.2 Toimintaperiaatteet sähkön tuonnissa	9
3.2 Hiilirajamekanismin toimeenpano Venäjän sähkön tuonnin kohdalla	11
3.3 Muuta huomioitavaa	14
4. VENÄJÄN SÄHKÖMARKKINA JA KAUPPA SUOMEN KANSSA	16
4.1 Venäjän sähkömarkkina	16
4.1.1 Venäjän sähkömarkkinan eri aluejaot	16
4.1.2 Yleiskuvaus Venäjän sähkömarkkinasta	18
4.1.3 Sähkön tuotantokapasiteetti ja sähköntuotanto	19
4.1.4 Kapasiteettimaksu	21
4.1.5 Sähkön hinta Luoteis-Venäjällä	23
4.2 Sähkökauppa Suomen ja Venäjän välillä	25
4.2.1 Dynaaminen siirtotariffi	28
4.2.2 Sähkön tuonnin volyymi ja tuontiprofiili	29
5. SÄHKÖMARKKINAMALLINNUKSEN TULOKSET	31
5.1 Tuonnin volyymi	31
5.2 Hintavaikutus	31
5.3 Herkkyystarkastelu korkeammalla päästökertoimella	34
5.4 Aurora-linkin viivästymisen vaikutus	35
5.5 Tuloksiin vaikuttavia tekijöitä	37
6. JOHTOPÄÄTÖKSET	38



TIIVISTELMÄ

Hiilirajamekanismi eli CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) on EU:n ilmastopolitiikan mekanismi, jolla valituille EU:n ulkopuolelta tuoduille hyödykkeille lisätään EU:n päästökauppajärjestelmän mukainen hiilen hinta. Hinta kuvastaa EU:ssa valmistettuihin hyödykkeisiin kohdistuvaa kustannusta, joka seuraa EU:n päästövähennystavoitteiden toimeenpanosta. Näihin valittuihin hyödykkeisiin kuuluu muun muassa EU:n ulkopuolelta EU-alueelle tuotu sähkö. Hiilirajamekanismin käyttöönoton vaikutusten arvioimiseksi Suomessa AFRY Management Consulting toteutti selvityksen hiilirajamekanismin toimeenpanon vaikutuksista sähkön tukkumarkkinahintaan sekä Venäjältä tuotavan sähkön määrään Suomessa vuosina 2025, 2030, 2035 ja 2040.

Tämä analyysi hiilirajamekanismin vaikutuksista on tehty ennen Venäjän hyökkäystä Ukrainaan. Työssä ei ole huomioitu tai arvioitu sodan vaikutuksia sähkömarkkinoihin. Tässä raportissa on arvioitu CBAM:in vaikutuksia sähkön tuontiin sotaa edeltävistä lähtökohdista.

Sähkön tuonnin kehittymiseen CBAM:n käyttöönoton jälkeen vaikuttaa merkittävästi CBAM-maksun määrittelyssä käytettävä päästökerroin. Venäjän tuonnin osalta tätä päästökerrointa ei ole vielä yksiselitteisesti määritelty. Päästökertoimen valinnassa huomioitavia seikkoja ovat vaatimukset tietojen luotettavuudelle ja Venäjän sähkömarkkinan rakenne. Venäjän tapauksessa koko maan alueellisen kertoimen käyttäminen ei maan koon ja eri alueiden välisten huonojen siirtoyhteyksien takia ole Eurooppaan ja Suomeen siirretyn sähkön osalta edustavaa. Todellista Eurooppaan tuodun sähkön päästökerrointa edustaisi paremmin esimerkiksi Koillis-Venäjän alueen päästökertoimen käyttäminen tai ensimmäisen hinta-alueen (koostuu Venäjän Euroopan puoleisesta alueesta) päästökertoimen käyttäminen. Suomeen ja Eurooppaan tuodun sähkön osalta voitaisiin hyödyntää jopa pienempien alueiden kuten FFZ-alueiden (Free Flow Zone, FFZ-alueiden sisällä ei ole merkittäviä rajoituksia siirtokapasiteetissa) päästökertoimia. Alueellisten päästökertoimien käyttäminen vaatisi kuitenkin sen, että Venäjältä on saatavilla riittävän luotettavia tietoja näiden alueiden päästökertoimien määrittämiseksi. Mikäli tietoja ei ole, voidaan komission ehdotuksen mukaisesti käyttää EU:ssa fossiilisilla polttoaineilla tuotetun sähkön hiilidioksidi-intensiteetin keskiarvoa.

Suomeen on viime vuosina tuotu noin 3-9 TWh sähköä Venäjältä. Venäjän sähkömarkkinoilla on käytössä kapasiteettimaksut, joita peritään ennalta määritetyiltä arkipäivän tunneilta. Kapasiteettimaksu on korkea ja vähentää sähkön tuontia Suomeen merkittävästi kyseisten tuntien aikana. Täten suurin osa Venäjältä Suomeen tuodusta sähköstä tuodaan kapasiteettimaksullisten tuntien ulkopuolella.

CBAM-maksu nostaa Venäjältä tuodun sähkön hintaa ja vaikuttaa täten vähentävästi tuotavan sähkön määrään. AFRYn tekemien mallinnusten mukaan vuonna 2025 sähkön tuonti Venäjältä vähenisi noin 1,5 TWh verrattuna tilanteeseen, jossa CBAM ei olisi voimassa. Päästökaupan ja samalla CBAM:in hinnan nousu laskee tuonnin vuosivolyymin noin 3 TWh tasolle vuoteen 2030



mennessä. Koska AFRYn mallintamissa skenaarioissa sähkön keskihinta Suomessa nousee päästöoikeuksien hintojen noustessa hieman maltillisemmin, pysyisi sähkön tuonti Venäjältä noin 3 TWh:n tasolla vuoden 2030 jälkeen. Työssä tehtiin herkkyystarkastelu, jossa käytetty päästökerroin nostettiin tasolta 330 kgCO₂/MWh tasolle 500 kgCO₂/MWh. Korkeammalla päästökertoimella tuonnin vuosivolyymi on keskimäärin noin 1,5 TWh pienempi.

Mallinnettu hintavaikutus sähkön keskimääräiseen markkinahintaan Suomessa on noin 2 EUR/MWh verrattuna skenaarioon ilman CBAM:ia. Korkeammalla päästökertoimella hintavaikutus on noin 3-4 EUR/MWh vuodesta riippuen. Hintavaikutusten arvioinnin osalta on syytä huomioda, että tässä työssä tarkastelut on tehty perustuen AFRYn vuoden 2020 lopussa tekemiin aiempiin skenaariomallinnuksiin sähkömarkkinoiden kehityksestä (*Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään*¹). Näissä skenaarioissa ei ole huomioitu mm. viimeaikaista, ennakoitua nopeampaa päästöoikeuksien hinnan nousua ja sen vaikutuksia markkinoihin. CBAM:n hintavaikutus onkin tässä muuttuneessa markkinatilanteessa todennäköisesti hieman edellä esitettyä korkeampi.

CBAM:n vaikutukset sähkön tuntihintaan vaihtelevat suuresti ajallisesti. Vuonna 2025 CBAM:in vaikutus sähkön hinnassa näkyy eniten sähkön hinnan ollessa välillä 25-40 EUR/MWh, jolloin sähkön hinta nousisi keskimäärin noin 4,6 EUR/MWh. Näinä hetkinä Venäjän tuonti yhdessä CBAM:in kanssa toimii usein hinnan asettajana sähkömarkkinoilla Suomessa. Hintavaikutuksen näkyminen erityisesti näinä hieman matalamman sähkön hinnan tunteina johtuu Venäjän tuonnin rakenteesta Suomeen, jossa valtaosa tuonnista tapahtuu kapasiteettimaksullisten tuntien ulkopuolella.

Työssä tarkasteltiin vuoden 2025 osalta myös tilannetta, jossa Aurora-linkki eli uusi siirtoyhteys Suomen ja Ruotsin välillä viivästyisi. Linkin viivästyminen nostaa sähkön hintaa perustilanteessa noin 2 EUR/MWh ja yhteisvaikutuksena CBAM:in käyttöönoton kanssa noin 4 EUR/MWh. Aurora-linkin vaikutus sähkön hintaan on suurimmillaan tammikuussa, sekä elokuun ja lokakuun välillä. Vaikutus sähkön hintaan oli suurimmillaan noin 5 EUR/MWh.

Työssä arvioitiin myös sitä, minkälaisilla ehdoilla CBAM voisi johtaa siihen, että sähkön tuonti Venäjältä loppuisi kokonaan. Mallinnuksen perusteella tuonnin loppuminen vaatisi korkeampia päästöoikeuden hintoja, korkeamman päästökertoimen käyttöä tai mallinnettua matalampia sähkön hintoja Suomessa. Käytetyillä oletuksilla tuonnin loppuminen tapahtuisi noin 140-150 EUR/tCO₂ päästöoikeuden hinnalla. Korkeammalla päästökertoimella (500 kgCO₂/MWh) tuonti loppuisi noin 92-100 EUR/tCO₂ hinnalla. Tuonnin loppuminen kokonaan nostaisi sähkön keskimääräistä markkinahintaa noin 4-5 EUR/MWh.

1

https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS_2021_4.pdf?sequence=4&isAllowed=y



1. JOHDANTO

1.1 Työn tausta ja tavoite

Euroopan komissio antoi 14.7.2021 ehdotuksen Euroopan parlamentin ja neuvoston asetukseksi hiilirajamekanismista (CBAM). Hiilirajamekanismiehdotus on osa Euroopan vihreän kehityksen ohjelmaa ja siihen sisältyvää ilmastopoliittista Fit for 55 -lainsäädäntökokonaisuutta. Hiilirajamekanismi voisi kattaa toteutuessaan myös tuontisähkön, jolloin sillä olisi vaikutusta Venäjän tuontisähkön hintaan ja tätä kautta oletettavasti tuotavan sähkön määrään ja sähkön hintatasoon yleisesti sekä mahdollisesti myös muuten sähkömarkkinoiden toimintaan ja toimitusvarmuuteen.

Tämän selvityksen tavoitteena oli tarkastella sitä, miten sähkön hinta ja toimitusvarmuus kehittyvät Suomessa, jos hiilirajamekanismi kattaisi Venäjän sähkön tuonnin. Selvitys toteutettiin AFRYn BID3-sähkömarkkinamallinnus-työkalulla, joka kattaa koko Euroopan ja Pohjoismaalaiset sähkömarkkinat ja mahdollistaa tuntitason mallinnuksen sähkömarkkinoiden toiminnasta. Työssä on käytetty AFRYn aikaisemmin tekemän työn ”Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään” sähköistymisen perusskenaariota pohjana analyysille. Päästökaupan hintaennusteet on päivitetty vastaamaan uudempiä julkisia ennusteita, mutta sähköntuotannon tuotantorakennetta ei ole voitu tämän projektin puitteissa mallintaa uudelleen vastaamaan tätä muutosta.

Tämä analyysi hiilirajamekanismin vaikutuksista on tehty ennen Venäjän hyökkäystä Ukraina. Työssä ei ole huomioitu tai arvioitu sodan vaikutuksia sähkömarkkinoihin. Tässä raportissa on esitetty CBAM:in vaikutuksia sähkön tuontiin tilanteessa, jossa sotaa ei olisi käyty ja historialliset kauppasuhteet olisivat säilyneet samankaltaisina kuin viime vuosina.

1.1.1 Raportin rakenne

Tämä selvitys koostuu johdantoluvun lisäksi neljästä CBAM:ia, Venäjän sähkömarkkinaa sekä sähkökauppaa Suomen kanssa ja CBAM:in vaikutuksia avaavasta luvusta sekä johtopäätöksistä. Pääpaino selvityksessä on CBAM:in vaikutuksessa Suomen sähkömarkkinaan. Luvussa 2 käydään läpi AFRYn sähkömarkkinamallinnuksen metodologiaa.

Luvussa 3 esitellään CBAM:in perusteet, toiminta ja toimeenpano Venäjän sähkön tuonnin kohdalla. Lisäksi luvussa keskustellaan lyhyesti muista mahdollisista vaikutuksista mitä CBAM:illa voisi olla.

Luvussa 4 kuvataan Venäjän sähkömarkkinaa, eri aluejakoja Venäjän sähkömarkkinoilla, siirtokapasiteetista Suomeen sekä sähkökaupasta Suomen kanssa.

Luvussa 5 esitellään CBAM:in vaikutukset sähkön tuonnin volyymiin Venäjältä Suomeen ja hintavaikutukset sähkön hintaan Suomessa. Lisäksi luvussa tehdään herkkyyštarkastelu korkeammalla päästökertoimella ja analysoidaan millainen vaikutus Aurora-linkin viivästymiselle olisi yhdessä CBAM:in kanssa.



1.2 Lähteet

Jollei toisin ole ilmaistu, kaikkien taulukkojen, kuvien ja kaavioiden lähde on AFRY Management Consulting.



2. SÄHKÖMARKKINAMALLINNUS METODOLOGIA

Skenaarioiden vaikutusten mallinnus perustuu AFRYn kattavaan, tuntitasoiseen BID3-sähkömarkkinamalliin. BID3 kattaa koko Euroopan sähköntuotannon tuotantomuodoittain sekä siirtoyhteydet. Malli huomioi sähköntuotannon todellisen tuotannon ja säädettävyyden sekä vaihtelevan kysynnän tuntitaso profiilien avulla 20 säävuodelle. Sillä voidaan mallintaa tuotannon ja kysynnän kehittymisen vaikutuksia sähkön spot-markkinoihin ja sähkön siirtoon. Selvityksessä mallinnetaan nimenomaan sähkön spot-markkinoita tuntitasolla, jolloin työn ulkopuolelle rajautuvat esimerkiksi alle tunnin aikajänteellä toimivat sähkön reservimarkkinat.

Mallinnuksen tuloksena saadaan kussakin skenaariossa sähkön tuotanto, kulutus, huipputehon tarve, siirto ja hinta Suomelle ja lähialueille tuntitasolla. Näistä on edelleen johdettu muun muassa sähkön tuotannon, kulutuksen ja siirron vuositaseet. Skenaarioita on mallinnettu viiden vuoden intervalleissa siten, että tarkasteluvuodet ovat 2025, 2030, 2035 ja 2040. Jokainen vuosi on mallinnettu käyttäen sähkön tuotannon ja kysynnän profiileita 20 historialliselta säävuodelta (1999–2018), jolloin keskeisenä tuloksena vuosien keskiarvo kuvastaa sääolosuhteiltaan keskimääräistä säävuotta. Tämän lisäksi tarkemmat tulokset saadaan myös yksittäisiltä säävuosilta.



3. HIILIRAJAMEKANISMI

3.1 Tiivistelmä hiilirajamekanismin toiminnasta

Hiilirajamekanismi on EU:n ilmastopolitiikan mekanismi, jolla valituille EU:n ulkopuolelta tuoduille hyödykkeille lisätään EU:n päästökauppajärjestelmän mukainen hiilen hinta. Hinta kuvastaa EU:ssa valmistettuihin hyödykkeisiin kohdistuvaa kustannusta, joka seuraa EU:n päästövähennystavoitteiden toimeenpanosta.

Hiilirajamekanismi pyrkii vähentämään unionin alueelta tapahtuvaa hiilivuotoa kolmansiin maihin² ja siten vähentää globaaleja kasvihuonekaasupäästöjä. Hiilivuodolla tarkoitetaan päästöintensiivisen tuotannon siirtymistä maihin, jossa tuotantokustannukset laskevat matalamman ilmastosäätelyn seurauksena globaalien kasvihuonekaasujen pysyessä samana tai jopa kasvaessa. Markkinamekanismin on tarkoitus parantaa unionin alueella tuotettujen hiilirajamekanismin piirissä olevien hyödykkeiden kilpailukykyä suhteessa muualla tuotettuihin vastaaviin hyödykkeisiin asettamalla hiilidioksidi tonnin hinta yhtäläiseksi. Täten hiilirajamekanismi kannustanee myös kolmansia maita huomioimaan tuotannosta aiheutuvia päästöjä ja asettamaan kunnianhimoisempia ilmastotavoitteita.

Tässä kappaleessa käsitellään ensin hiilirajamekanismin toimintaperiaatteet, päästökustannukseen vaikuttavat tekijät, kolmansiin maihin sovellettava päästölaskenta metodologia, politiikkavalmistelu sekä asteittainen toimeenpano. Tämän jälkeen kappaleessa 3.2 keskitytään hiilirajamekanismin vaikutuksiin Suomen sähkömarkkinoihin Venäjän sähköntuonnin näkökulmasta. Lopuksi keskustellaan epävarmuustekijöistä tulevaisuudessa, joilla on erityistä painoarvoa Suomen sähköntuonnille.

Ellei toisin mainita, kappale pohjautuu Euroopan Komission heinäkuussa 2021 antamaan ehdotukseen hiilirajamekanismin perustamisesta³.

3.1.1 Toimintaperiaatteet

Tarjonta

Komission ehdotus hiilirajamekanismiksi velvoittaa yrityksiä, jotka tuovat hyödykkeitä unionin alueelle⁴, ostamaan kunkin jäsenvaltion toimivaltaisilta viranomaisilta hiilirajamekanismin mukaisia sertifikaatteja (myöhemmin

² Kolmansilla mailla tarkoitetaan unionin tullialueen ulkopuolella olevaa maata tai aluetta.

³ Ehdotus Euroopan Parlamentin ja Neuvoston asetus hiilirajamekanismin perustamisesta KOM (2021) 564 lopullinen: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/ALL/?uri=CELEX:52021PC0564>

⁴ Komission ehdotuksessa käytetään termiä 'ilmoittaja', joka antaa vapaaseen liikkeeseen luovutusta koskevan tulli-ilmoituksen omista nimissään, tai henkilöä, jonka nimissä tällainen ilmoitus annetaan.



'sertifikaatti'), joiden hinta määrittyy ex-ante unionin päästökaupan päästöoikeuksien hintojen mukaan. Tämä sertifikaattijärjestelmä toimisi erillisenä mutta unionin päästökauppaa täydentävänä järjestelmänä. Toisin kuin unionin päästökaupassa, sertifikaateilla on rajoitettu voimassaoloaika (2 vuotta), keskitettyjä jälkimarkkinoita ei ole ja niiden tarjontaa ei ole ennalta rajattu, jotta hiilirajamekanismi ei rajoittaisi kansainvälistä kauppaa. Neuvosto on ehdottanut, että maahantuojien rekisteri keskitettäisiin EU-tasolle⁵.

Sertifikaattien hinnanmuodostus

Sertifikaattijärjestelmän hintaohjaus jäljittelee unionin päästökaupan hintaohjausta. 21 artiklan mukaisesti sertifikaattien hinta määräytyy edellisen viikon EU-päästöoikeuden markkinapäivien päätöshinnan keskiarvon mukaan. Mikäli edellisellä viikolla ei ole järjestetty päästöoikeuksien huutokauppaa, hinta määräytyy vastaavasti sitä edeltävän viikon hinnan mukaan.

Kysyntä

Komission ehdotus hiilirajamekanismista kattaisi toimeenpanovaiheessa sementti-, teräs-, rauta-, alumiini-, lannoite- ja sähkösektorin. Hiilirajamekanismin piiriin kuulu yksinomaan edellä mainittujen sektoreiden tuonti. Tuontihyödykkeiden päästöissä huomioidaan sekä tuotannosta aiheutuneet päästöt että tuotantoprosessissa kulutettujen tuotantopanosten (lähtöaineiden) sitoutuneet päästöt. Hiilirajamekanismin maantieteellinen kattavuus käsittää unionin tullialueen ulkopuoliset maat ja alueet lukuun ottamatta eräitä marginaalisia poikkeuksia⁶.

Tuontiyritysten vastuulla on hankkia tuotujen hyödykkeiden päästöjä vastaava määrä hiilirajamekanismin mukaisia sertifikaatteja kattamaan hyödykkeistä aiheutuneet päästöt. Tämä määrittelee sertifikaattien kysynnän vaikkakin tuontiyritys voi vaatia palautettavien sertifikaattien määrän alentamista, mikäli:

- voidaan osoittaa, että hyödykkeen päästöistä on veloitettu hiilen hinta alkupeämässä (Art 9.1) ja/tai;
- tuonti suuntautuu sektorille, jossa unionin sisäiset toimijat kuuluvat päästöoikeuksien ilmaisjaon piiriin (Art 31.1).⁷

Toimeenpano

⁵ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/03/15/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-council-agrees-its-negotiating-mandate/>

⁶ Liitteen II mukaisesti, seuraavista maista tai alueilta tuodut hyödykkeet eivät kuulu hiilirajamekanismin piiriin: Islanti, Liechtenstein, Norja, Sveitsi, Büsingen, Helgoland, Livigno, Ceuta ja Melilla. Tuontisähkön osalta on toistaiseksi määrittelemättä, mitkä alueet jäävät hiilirajamekanismin soveltamisalan ulkopuolelle.

⁷ Aiemmin unioni on ehkäissyt hiilivuotoa jakamalla päästöoikeuksia maksutta hiilivuodolle alttiille sektoreille. Komission ehdotuksen mukaan kuitenkin niin kutsutusta ilmaisjaosta luovutettiin asteittain hiilirajamekanismin käyttöönoton myötä. Ilmaisjaosta luovuttaessa, Artiklan 31.1 vaikutus vähenisi.



Hiilirajamekanismin toimeenpanon kannalta keskeistä on joka vuosineljänneksen päätyttyä toimitettavat CBAM-raportit, toukokuun loppuun mennessä toimitettava CBAM-ilmoitus sekä sertifikaattien luovutus ja kesäkuun loppuun mennessä tapahtuva sertifikaattien takaisinosto ja mitätöinti (ks. Taulukko 1).

Taulukko 1 – Hiilirajamekanismin toimeenpanon kannalta keskeiset päivämäärät

Päivämäärä	Toimenpiteet
<i>Joka vuosineljänneksen päätyttyä</i>	1) Kvartaalin päätyttyä tuontiyrityksen on varmistettava, että sillä on tilillään vähintään 80 % vaadituista sertifikaateista kattamaan siihen asti tuotujen hyödykkeiden päästöt (22 artikla 2 kohta). 2) CBAM-raportin toimittaminen tuojajäsenvaltion toimivaltaiselle viranomaiselle (35 artikla).
<i>Viimeistään 31. päivä toukokuuta</i>	1) Tuontiyrityksen on annettava CBAM-ilmoitus (6 artikla 1 ja 2 kohta) ja luovutettava vaadittu lukumäärä sertifikaatteja kattamaan edellisvuoden päästöt (22 artikla 1 kohta).
<i>Viimeistään 30. päivä kesäkuuta</i>	1) Tuontiyritys voi jättää takaisinostopyynnön, jolloin jäsenvaltion toimivaltaisen viranomaisen on ostettava takaisin ylimääräiset sertifikaatit, joita ei ole käytetty kattamaan edellisvuoden päästöjä. Takaisinostettavien sertifikaattien lukumäärä saa enintään olla kolmannes yrityksen edellisen kalenterivuoden aikana ostamien sertifikaattien kokonaismäärästä. Takaisinostohinta on sama, jonka yritys on maksanut sertifikaateista ostohetkellä (23 artikla). 2) Jäsenvaltion toimivaltaisten viranomaisten on mitätöitävä sertifikaatit, jotka on ostettu edellisenä kalenterivuonna ja jotka ovat jääneet kyseisessä jäsenvaltiossa valtuutettujen tavaranhaltijoiden kansallisessa rekisterissä oleviin tileihin (24 artikla).

Todentaminen

Artiklan 18 mukaisesti akkreditoidun todentajan on tarkistettava CBAM-ilmoituksessa raportoidut kokonaispäästöt. Kaikki päästökauppadirektiivin mukaisesti hyväksytyt todentajat ovat kelpoisia, samoin kuin muut toimivaltaisten kansallisten viranomaisten hyväksymät tahot, jotka voivat täyttää ehdotuksen liitteessä V asetetut edellytykset. Käyntien tarve määritellään komission täytäntöönpanosäädöksen (8 artiklan 3 kohta) mukaisesti.

Mikäli tuontiyritys ei täytyä hiilirajamekanismin toimeenpanon edellyttämiä velvoitteita, laiminlyönnestä seuraa sanktioita.

Asetuksen politiikkavalmistelu

Komission ehdotuksen mukaan hiilirajamekanismin toimeenpano etenee vaiheittain Taulukko 2 mukaisesti.



Taulukko 2 Hiilirajamekanismin toimeenpanon aikataulu

		Toimeenpano
Toimeenpanovaihe I: osittainen käyttöönotto	2023 - 2025	- Sertifikaattijärjestelmän käyttöönotto: päästöjen laskenta- ja raportointivelvoite - Maksuja ei peritä
Toimeenpanovaihe II: Täysi käyttöönotto	2026	- Päästömaksujen periminen alkaa - Hiilirajamekanismin laajentaminen asteittain vastaavasti EU:n päästökaupan ilmaisjaon kattavuuden supistamisen kanssa

Hiilirajamekanismin päätöksenteko noudatellee tavanomaista lainsäätämisyjärjestystä. Komission heinäkuussa 2021 neuvostolle ja Euroopan parlamentille tehdyn ehdotuksen pohjalta ehdotus siirtyy neuvostokäsittelyyn ja Euroopan parlamentin käsittelyyn. Neuvosto muodosti yleisnäkemyksen esitykseen maaliskuussa 2022. Euroopan parlamentin näkemyksiä odotetaan touko-kesäkuussa 2022, jonka jälkeen kolmikantaneuvottelut ehdotuksesta voivat alkaa. Komission ehdotuksen mukaisesti, sillä on valta antaa delegoituja- ja toimeenpanosäädöksiä ennalta määrätyistä osista, joilla tarkennetaan toimeenpanoon liittyviä kysymyksiä.

3.1.2 Toimintaperiaatteet sähkön tuonnissa

Sähkö poikkeaa muista hiilirajamekanismiin piiriin kuuluvista hyödykkeistä monin tavoin, joten myös mekanismin toimeenpano ja todentaminen tapahtuvat poiketen. Sen lisäksi, että sähköntuonnin seuraaminen sekä mittaaminen on muita hyödykkeitä haastavampaa, kauppaa käydään yhteenliitettyjen sähköverkkojen kautta hyödyntäen sähkökaupalle erityisiä kaupankäynnin muotoja. Päätökset sähköntuonnista tehdään myös muita hyödykkeitä dynaamisemmin ja siirto tapahtuu fyysisten siirtoyhteyksien kautta. Myös sähkön päästökertoimen määrittäminen poikkeaa muista hiilirajamekanismin piiriin kuuluvista hyödykkeistä. Artiklan 7 kohdan 3 mukaisesti tuontisähkön hiilidioksidin päästökerroin⁸ määritetään ensisijaisesti oletusarvojen avulla kuten Taulukko 3 kuvataan. Ennalta määrättyjen ehtojen täyttyessä voidaan käyttää myös sähköntuotannon tosiallisia päästöjä päästökertoimen määrittämiseksi Liitteen 3 kohdassa 5 kuitenkin todetaan, että todellisten päästöjen laskeminen olisi sallittava vain tiukoin edellytyksin sähköntuonnin helpottamiseksi sekä hyödykkeiden kiertämisen⁹ välttämiseksi.

⁸ Hiilidioksidin päästökertoimella tarkoitetaan jollakin maantieteellisellä alueella fossiilisista polttoaineista tuotetun sähkön hiilidioksidi-intensiteetin painotettua keskiarvoa. Hiilidioksidin päästökerroin saadaan jakamalla energia-alan hiilidioksidipäästöt fossiilisista polttoaineista saadun sähkön bruttotuotannolla. Se ilmaistaan hiilidioksiditonneina megawattituntia kohti.

⁹ Ehdotuksen 27 artiklan mukaisesti kiertämisellä tarkoitetaan tilanteita, joissa hiilirajamekanismin soveltamisalaan kuuluvilla tavaroilla käytävän kaupan rakenteen muutokseen ei ole muuta riittävän perusteltua syytä tai taloudellista perustetta kuin tässä



Taulukko 3 – Sähkön päästöjen laskentamenetelmät

	Menetelmä	Kuvaus	Soveltamisen ehdot ¹⁰	Viittaus
Oletusarvot (CO ₂ /MWh)	Erityiset oletusarvot	Kolmannen maan hinnanmuodostus lähteiden keskimääräinen päästökerroin	- Tulee perustua parhaimpiin Komission saatavilla oleviin tietoihin	Liite III, 4.2.1
	Vaihtoehtoiset oletusarvot	EU:ssa fossiilisilla polttoaineilla tuotetun sähkön painotettu keskiarvo	- Käytetään jos erityistä oletusarvoa ei ole määritetty	Liite III, 4.2.2
		Sähköntuotannon keskimääräinen päästökerroin	- Mikäli jäsenvaltion ja kolmannen maan sähkön vaihto on vilkasta ja luotettaviin tietoihin pohjautuen voidaan osoittaa, että keskimääräinen päästökerroin on pienempi kuin EU:ssa fossiilisilla tuotetun sähkön keskiarvo tai pienempi kuin erityinen oletusarvo	Liite III, 4.2.2
Tosiasialliset päästöt (CO ₂ /MWh)	Sähkön todelliset päästöt (yksittäisten laitosten tapauksessa)	- Tuontiyrityksellä on sähkönhankintasopimus (PPA) sähköntuottajan kanssa kolmannessa maassa - Tuotantolaitos on suoraan liitetty EU:n siirtoverkkoon tai voidaan osoittaa, että verkon ylikuormitusta ei esiinny laitoksen ja siirtoverkon välillä missään vaiheessa vientiä - Siirtoverkonhaltijat sitoutuvat sisällyttämään sähköä, jolle todellisten päästöjen käyttöä vaaditaan, vastaavan määrän jaettuun yhteenliittämiskapasiteettiin ja tuotantolaitoksen (sama kuin yllä) nimeämä kapasiteetti ja sähköntuotanto viittaavat samaan enintään tunnin pituiseen ajanjaksoon - Akkreditoitu todentaja varmentaa, että kaikki aiemmin mainitut ehdot täyttyvät ja todentajalle raportoidaan kuukausittain ehtojen täyttymisestä		Liite III, 5.

asetuksessa säädettyjen velvoitteiden välttäminen ja joissa kyseiset tavarat korvataan hieman muutetuilla tuotteilla, jotka eivät sisälly liitteessä I olevaan tavaraluetteloon mutta jotka kuuluvat tämän asetuksen soveltamisalaan kuuluvaan toimialaan.

¹⁰ Mikäli alueelle suuntautuu sähkön tuontia unioniin jälleenmyymiseksi, vaihtoehtoista tai erityistä oletusarvoa ei käytetä



Toistaiseksi on epäselvää, mitä tietoja komissio edellyttää erityisten oletusarvojen soveltamiseksi. Komissiolla on kuitenkin oikeus antaa täytäntöönpanosäädöksiä päästöjen laskentamenetelmien yksityiskohtaisista säännöistä, kuten menetelmistä, joilla varmistetaan tietojen luotettavuutta oletusarvoja määriteltäessä. Neuvosto on julkaisemassaan yleisnäkemyksessä yksinkertaistanut komission ehdottamaa laskentaa esimerkiksi sähkön päästökertoimelle¹¹.

Kolmansien maiden tuontisähkölle voidaan myöntää poikkeuksellisesti määräaikainen vapautus hiilirajamekanismin soveltamisesta tilanteessa, jossa kolmannen maan tai alueen sähkömarkkinat on integroitu unionin sähkön sisämarkkinoihin yhteenkytkennän kautta. Nämä ehdot eivät kuitenkaan täyty Venäjän tapauksessa.

3.2 Hiilirajamekanismin toimeenpano Venäjän sähkön tuonnin kohdalla

Kysymykset hiilirajamekanismin käytännön toimeenpanossa liittyvät ilmoittajan (tuontiyrityksen) luonteeseen, käytettyyn päästökertoimeen ja mahdollisiin alennuksiin, joita sovelletaan sertifikaattien ostovelvoitteeseen.

Tuontiyritys (ilmoittaja)

AFRY näkee kaksi mahdollisuutta määrittää ilmoittajat hiilirajamekanismin noudattamiseksi:

- i. Komission ehdotuksessa todetaan suoraan (5 artiklan 2 kohta), että jos sähköä tuotaessa siirtokapasiteetti jaetaan eksplisiittisen kapasiteetin jakamisen kautta, henkilöä, jolle kapasiteettia on jaettu tuontia varten ja nimeää kapasiteetin tuontia varten – pidetään valtuutettuna ilmoittajana. Venäläiset sähköntuottajat, jotka varaavat kapasiteettia Suomi-Venäjä-yhteysjohdosta, olisivat vastuussa bruttotuonnista EU:hun tuntitasolla, ja siksi niiden olisi tehtävä omat CBAM-sertifikaattihankintansa.
- ii. Ehdotuksessa ei käsitellä yksiselitteisesti sitä, kuka olisi ilmoittaja, jos kapasiteettia ei ole nimenomaisesti jaettu, mutta koska johdanto-osan 39 kappaleessa todetaan, että ilmoittajat voivat edustaa useampaa kuin yhtä maahantuoja, komission tarkoituksena voi olla, että rajayhdysjohdon operaattoria pidetään ilmoittajana kaikkien niiden tuottajien puolesta, jotka eivät varaa siirtokapasiteettia. Yhdysjohdon ylläpitäjä voisi täten kattaa sertifikaattien kustannukset siirtomaksuista, joita se perii yhdysjohdon käyttäjiltä.

¹¹ <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/03/15/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-council-agrees-its-negotiating-mandate/>

Päästökerroin

Kuten aiemmin on esitetty (Taulukko 3), hiilirajamekanismin piiriin kuuluvan tuontisähkön päästömäärä voidaan määritellä joko oletusarvoihin tai yksittäisten toimijoiden tapauksessa tosiasiallisiin päästöihin perustuen. Komission suosiessa oletusarvojen soveltamista hallinnollisen taakan keventämiseksi, tarkastellaan ensin erityisten oletusarvojen soveltamista Venäjän kohdalla.

Jotta kolmannen maan hinnanmuodostus lähteiden keskimääräistä päästökerrointa voidaan käyttää, tulee komissiolla olla saatavilla 'parhaimpiin tietoihin' pohjautuvaa tietoa alueen päästökertoimesta. Toistaiseksi ei ole varmuutta siitä, minkälaista dataa komissiolla tulee olla käytettävissä maakohtaisen erityisen oletusarvon määrittämiseksi ja mikäli Venäjän kohdalla ehdot täyttyisivät. Lisäksi on epäselvää, minkälaista aluejakoa päästökertoimien määrittelyssä voitaisiin harjoittaa.

Selvityksessä on valittu käyttää Venäjän synkronoituja alueita johtuen datan saatavuudesta (ks. Kuva 1). Kuva 2 havainnollistaa Venäjän I synkronoidun vyöhykkeen sähköntuotannon päästökertoimen kehittymisen vuodesta 2020 eteenpäin, jolloin se on vaihdellut 284 ja 377 CO₂/MWh välillä ollen keskimäärin noin 330 kgCO₂/MWh. Venäjän sähkömarkkinoiden aluejakoa käsitellään tarkemmin kappaleessa 4.1.1.

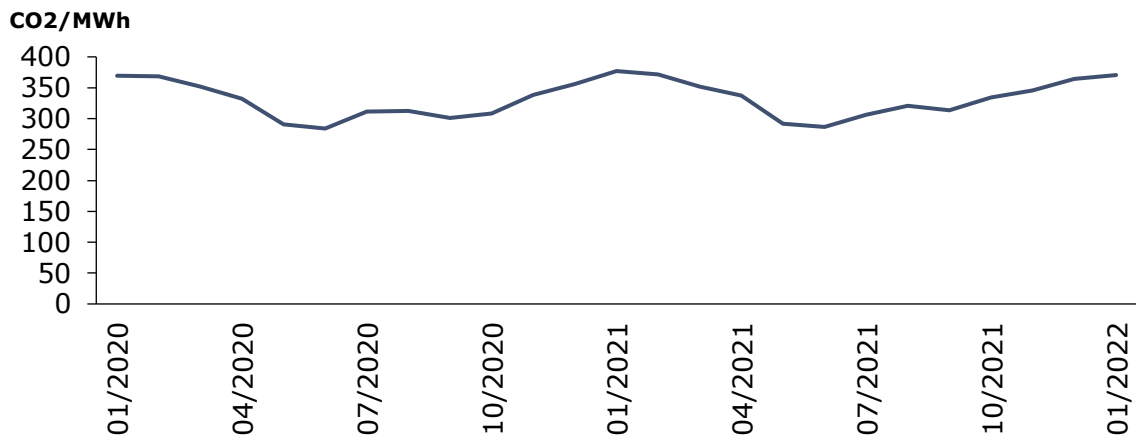
Kuva 1 – Synkronoidut vyöhykkeet



Lähde: ATSEnergo



Kuva 2 – Venäjän I synkronoidun vyöhykkeen sähköntuotannon päästökerroin



Lähde: Atsenergo¹²

Mikäli komissio toteaa, että saatavilla olevien tietojen perusteella erityistä oletusarvoa ei voida määrittää Venäjälle, sovellettaisiin EU:ssa fossiilisilla polttoaineilla tuotetun sähkön hiilidioksidi-intensiteetin keskiarvoa.

Kolmas vaihtoehto olisi, että venäläisten voimalaitosten toiminnanharjoittajat toimittaisivat todelliset päästöt todentamista varten artiklan 10 mukaisesti. Tämän menettely olisi suotuisaa yksittäisten toimijoiden tapauksessa, mikäli se voi osoittaa, että tuotetun sähkön päästökerroin on alhaisempi kuin kolmannen maan keskimääräistä päästökerroin ja EU:ssa fossiilisilla tuotetun sähkön päästökerroin. Edellytykset tosiasiallisten päästöjen käyttämiseksi on määritelty liitteessä III artiklan 5 mukaisesti:

1. Suomalaisen ostajan kanssa on tehty sähkönhankintasopimus (PPA).
2. Tuontitunnilla ei ole ylikuormitusta tuottajan ja Suomen sähköverkon välillä.
3. Siirtokapasiteetti on varattu kyseiselle tunnille koko siirtoreitillä tuottajan ja sen sopimuskuluttajan välillä.
4. Akkreditoitu todentaja varmentaa kaikki edellä mainitut kohdat kuukausittain.

¹² <https://www.atsenergo.ru/results/co2>



Mahdolliset CBAM-sertifikaattien vähennykset

Kuten kohdassa 3.1.1 todetaan, tuontiyritysten on mahdollista hakea vähennystä vuosittain luovutettavien CBAM-sertifikaattien määrään, mikäli hyödykkeestä on maksettu hiilen hinta jo alkuperämaassa tai jos hyödyke kuuluu päästöoikeuksien ilmaisjaon piiriin unionissa. Lähtökohtaisesti näitä ei nähdä sovellettavan Venäjän sähköntuonnin tapauksessa, sillä:

- Kuten kohdassa 3.3 kuvaillaan, AFRYn tämänhetkinen paras näkemys tulevaisuuden kehityskuluista ei sisällä valtakunnallista tai alueellista hiilidioksidin hinnoittelujärjestelmää Venäjällä¹³
- Sähkön tuotanto ei EU:n päästökaupassa kuulu päästöoikeuksien ilmaisjaon piiriin (päästökauppadirektiivin 10 a artiklan 3 kohta).¹⁴

3.3 Muuta huomioitavaa

On tärkeää pitää mielessä, että mahdollinen reaali maailman kehitys saattaa poiketa joistakin tämän selvityksen taustaoletuksista. Tässä selvityksessä oletetaan seuraavaa:

- Dynaamisia vaikutus päästökauppaan ei ole huomioitu: Voidaan olettaa, että EU:n päästökaupparjestelmän päästöoikeuden hinta reagoi hiilirajamekanismin täytäntöönpanoon. Tätä ei ole työssä tarkasteltu tai huomioitu. Hiilirajamekanismin vaikutuksia teollisuustuotantoon Euroopassa ei ole myöskään huomioitu
- Päästökaupan mahdollista laajentumista kattamaan liikenteen sekä rakennukset ei ole myöskään huomioitu taustaoletuksissa.

EU:n päästöoikeuden hinta voi poiketa nykykehitykseen perustuvista oletuksista hiilirajamekanismin käyttöönoton myötä. Vaikutukset päästöoikeuden hintaan voivat olla huomattavia erityisesti, jos hiilirajamekanismin piiriin kuuluvien tuotteiden ja päästöjen kattavuus laajenee komission ehdotusta laajemmalle.

Kysyntäpuolella päästöoikeuden hintaan voi erityisesti vaikuttaa lisääntynyt teollisuustuotanto unionin sisällä hiilirajamekanismin käyttöönoton myötä Määritelmän mukaan hiilirajamekanismi suojaa unionin teollisuutta epäreilulta kilpailulta samalla. Tämä voi lisätä teollisuustuotanto Euroopassa, jolla voisi olla päästöjä nostava vaikutus ja edelleen vaikutus päästöoikeuden hintaa nostavasti. Lisäksi päästöoikeuksien ilmaisjaon korvautuminen

¹³ Venäjän hiilenhinnoittelumekanismien tai Venäjän vientihyvitysten tunnustaminen riippuisi komission täytäntöönpanosäädöksestä (9 artiklan 4 kohta).

¹⁴ Korkean hyötysuhteen CHP-laitokset saavat jonkin verran i, mutta vain lämmitys- ja jäähdytyskuorman osalta (10 a artiklan 4 kohta). Vähemmän vauraiden jäsenvaltioiden sähköntuottajat voivat myös jakaa päästöoikeuksia tuottajille, mutta vain nykyaikaistamiskustannusten korvaamiseksi eikä suhteessa todelliseen tuotantoon (10 c artiklan 1 kohta).



hiilirajamekanismilla voi entisestään vauhdittaa teollisuuden vähähiilistymistä unionissa.

On mahdollista, että Venäjä reagoi hiilirajamekanismin käyttöönottoon muutoin kuin täysimääräisesti unionin määräyksiä noudattamalla. Vastauksena unionin määräyksiin, Venäjä voi esimerkiksi vauhdittaa kansallisen hiilenhinnoittelujärjestelmän käyttöönottoa. Kolmannessa maassa maksettu hiilen hinta vähentäisi hankittavien sertifikaattien lukumäärää ja täten myös Venäjältä Suomeen tuodusta sähköstä maksettavaa hiilirajamekanismimaksua. Venäjä on uutisoinut aloittavansa päästökauppajärjestelmän pilotoinnin vuoden 2022 aikana ¹⁵, jonka lisäksi se hakee unionin tunnustusta hiiliverojärjestelmälleen¹⁶.

Hiilirajamekanismin vastaanottoon liittyy merkittäviä epävarmuuksia. Komission ehdotuksessa todetaan epäsuorasti, että mikäli tuontiyritys ei noudata hiilirajamekanismin mukaisia velvoitteita, voidaan vaatimustenvastaisten tuontiyritykset sulkea pois unionin markkinoilta (4 artikla, 17 artiklan 2 kohta ja 17 artiklan 9 kohta).

¹⁵ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-26/russia-to-begin-carbon-trading-trial-in-sakhalin-next-year>

¹⁶ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-12-21/russia-aims-to-make-carbon-tax-system-that-eu-will-recognize>



4. VENÄJÄN SÄHKÖMARKKINA JA KAUPPA SUOMEN KANSSA

4.1 Venäjän sähkömarkkina

4.1.1 Venäjän sähkömarkkinan eri aluejaot

Venäjän sähkömarkkina voidaan jakaa usealla tavalla eri alueisiin riippuen käyttötarkoituksesta. Eri tavat on esitetty alla lyhyine kuvauksineen ja lisäksi alueet on esitetty karttoina helpottamaan raportin seuraamista sekä hahmottamaan eri alueiden merkityksen.

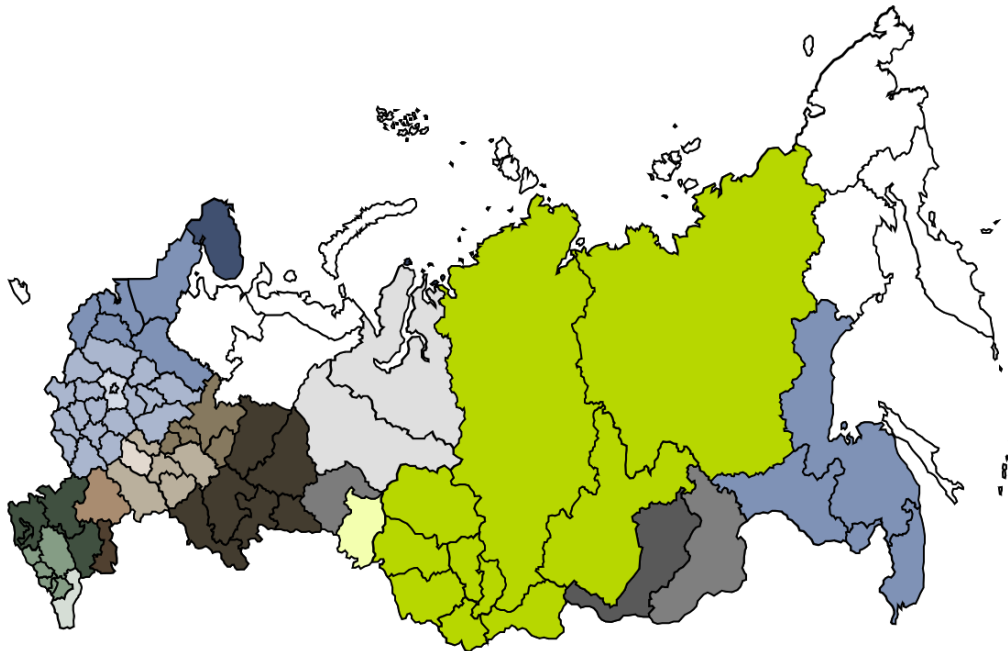
- Hintavyöhykkeet (Kuva 3)
 - Venäjä on jaettu kahteen hintavyöhykkeeseen sekä alueisiin, joilla on säädellyt hinnat. Hintavyöhykkeitä käytetään kapasiteettimarkkinoita, ja niille määritetään vapaasti kilpaillun kapasiteetin hinta.
- Erikseen tasapainotetut sähköjärjestelmät (Kuva 3)
 - 7 erikseen tasapainotettua sähköjärjestelmää.
- Free flow zones (FFZ) (Kuva 4)
 - FFZ:neja hyödynnetään kapasiteettimarkkinalla määritettäessä tarvittavaa kapasiteettia alueella. Erona hintavyöhykkeiden käyttöön FFZ-alueita käytetään määrittämään tuottajien, jotka on valittu ns. "must-run" tuottajiksi, kapasiteettimaksut FFZ-alueella tilanteessa, jossa alueella olisi tuotantovaje. FFZ-alueiden sisällä ei ole merkittäviä rajoituksia siirtokapasiteetissa. Alueita on tällä hetkellä 20.
- Synkronoituidut vyöhykkeet (Kuva 5)
 - Ensimmäinen synkronoitu vyöhyke koostuu edellä mainituista erikseen tasapainotetuista sähköjärjestelmistä pois lukien Idän sähköjärjestelmä.

Kuva 3 – Venäjän hintavyöhykkeet ja sähköjärjestelmät



Lähde: JSC SO UPS

Kuva 4 – Free flow zones – “FFZ”-alueet



Huom: Itäiset alueet eivät ole tarkasti piirretty

Lähde: ATSEnergo

Kuva 5 – Synkronoidut vyöhykkeet



Lähde: ATSEnergo

4.1.2 Yleiskuvaus Venäjän sähkömarkkinasta

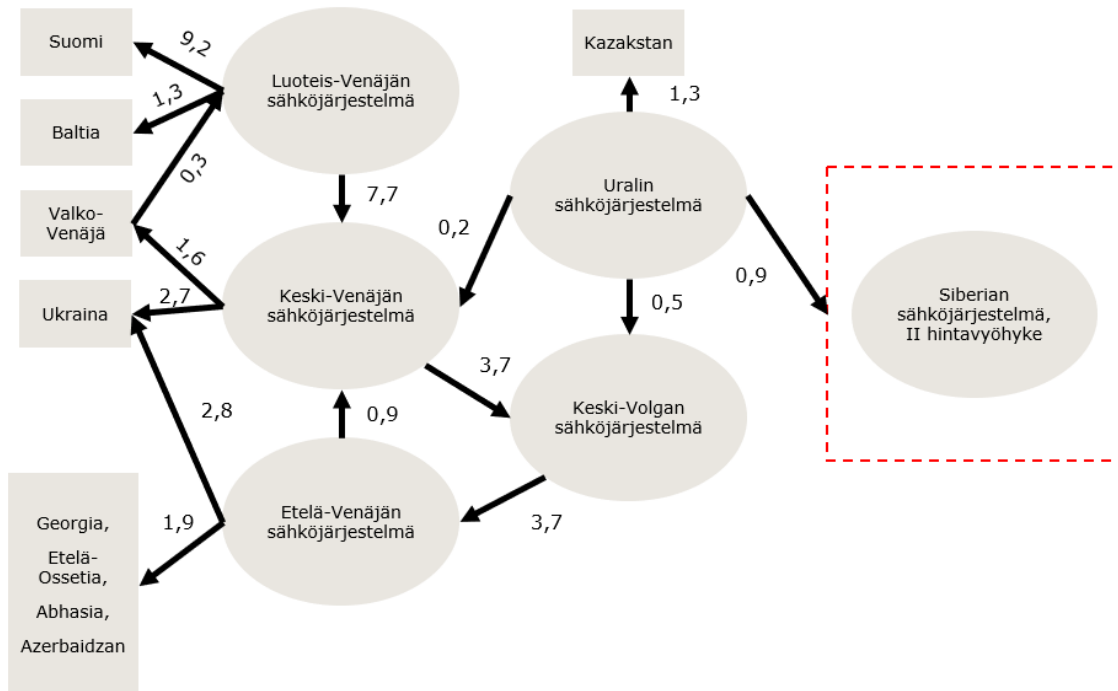
Venäjän sähkömarkkinamalli perustuu solmupistehintamalliin, jossa sähkön hinta lasketaan jokaiselle solmupisteelle (10463 solmua) erikseen. Venäjän sähkömarkkinamalli eroaa Pohjoismaisesta sähkömarkkinamallista lisäksi siinä, että energian lisäksi tuottajille maksetaan kapasiteetista. Kapasiteettimarkkinasta kerrotaan tarkemmin luvussa 4.1.4.

Venäjän sähkömarkkina voidaan jakaa kolmeen osaan, jotka ovat ensimmäinen ja toinen hintavyöhyke sekä erilliset hintavyöhykkeet, jotka eivät osallistu Venäjän tukkusähkömarkkinoille, ja joilla sähkön hinta on säädeltyä. Näiden vyöhykkeiden välillä ei ole juurikaan siirtokapasiteettia, joten ne voidaan käsittää toisistaan erillisiksi. Venäjän sähköjärjestelmä voidaan jakaa osiin myös tasapainotusvelvoitteiden suhteen. Kuva 3 esittää Venäjän hintavyöhykkeet sekä sähköjärjestelmät. Ensimmäinen hintavyöhyke muodostuu Venäjän Euroopan puoleisesta osasta pois lukien Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmän itäiset alueet.

Kuva 6 esittää nettosähkönsiirron Venäjän sähköjärjestelmien ja eri maiden välillä ensimmäisellä hinta-alueella. Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmä on tuotannoltaan ylijäämäinen ja suurin osa ellei kaikki Eurooppaan siirrettävästä sähköstä on tuotettu alueella. Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmästä siirretään

lisäksi merkittävä määrä sähköä Keski-Venäjän sähköjärjestelmään. Perustuen siirretyn sähkön määrään sekä pieneen määrän sähkönsiirtoa ensimmäisen ja toisen hinta-alueen välillä olisi perusteltua, että Venäjältä tuodulle sähkölle ei käytettäisi koko Venäjän päästökerrointa vaan joko ensimmäisen hinta-alueen tai Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmän päästökerrointa. Käytetyn päästökertoimen valintaa on käsitelty luvussa 3.2.

Kuva 6 – Nettosähkönsiirto sähköjärjestelmien välillä ensimmäisellä hintavyöhykkeellä vuonna 2021, TWh

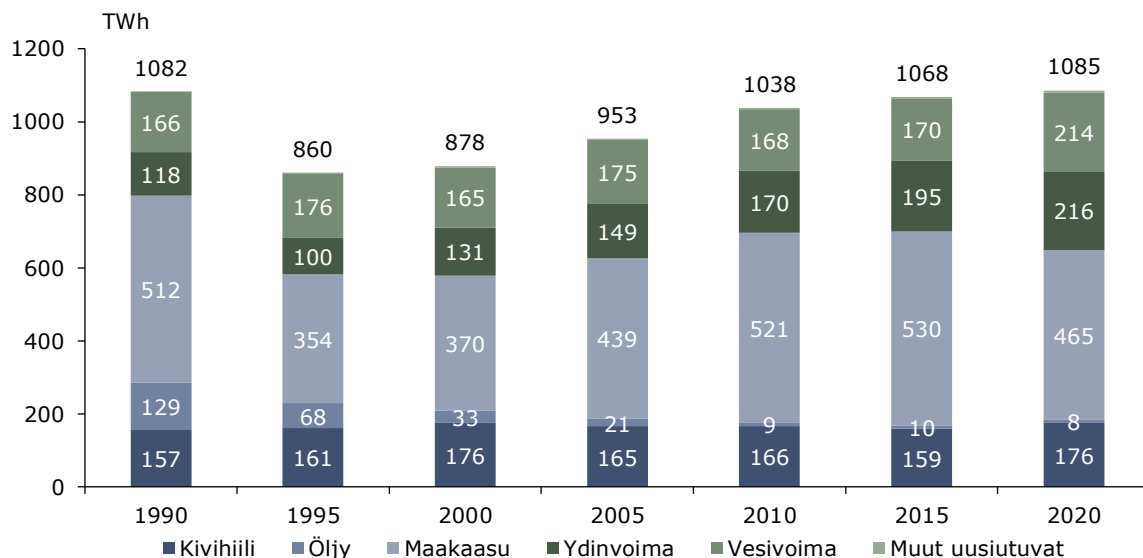


Huom: Ensimmäiseen hintavyöhykkeeseen kuuluvat kuvan sähköjärjestelmät, jotka eivät ole punaisella merkatussa laatikossa

Lähde: JSC SO UPS

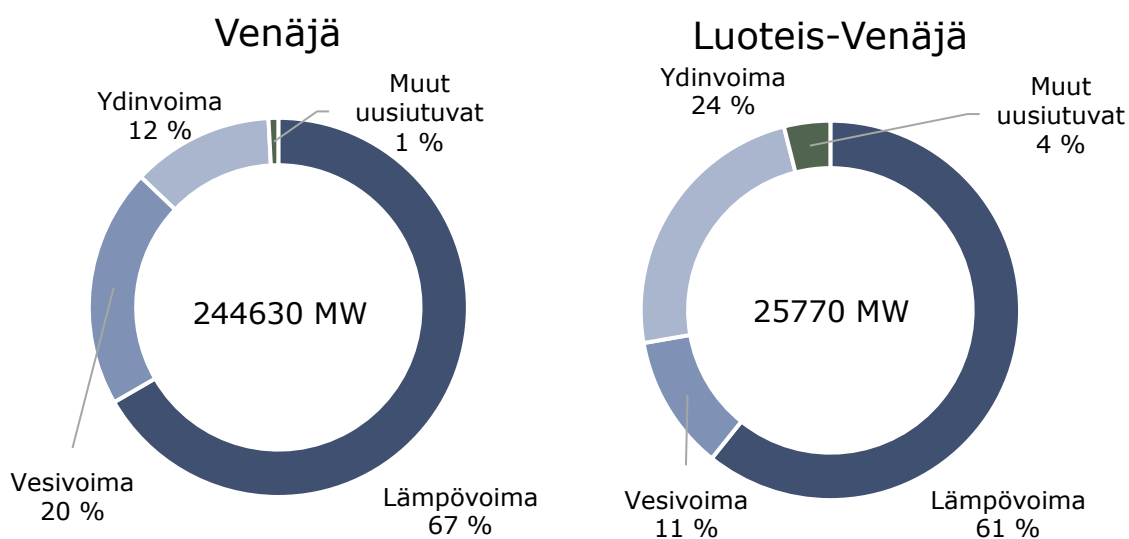
4.1.3 Sähkön tuotantokapasiteetti ja sähköntuotanto

Venäjän sähköntuotantokapasiteetti perustuu pitkälti kaasuun ja hiileen sekä vesi- ja ydinvoimaan. Muiden uusiutuvien kuten aurinko- ja tuulivoiman osuus Venäjän sähköntuotannosta on pieni. Kuva 7 esittelee Venäjän sähköntuotannon kehittymisen polttoaineittain vuodesta 1990 lähtien viiden vuoden välein vuoteen 2020 asti. Öljyn osuus sähköntuotannosta on kutistunut merkittävästi vuosien 1990 ja 2020 välillä. Kivihiilen osuus sähkön tuotannosta on pysynyt lähes vakiona 2010-luvulla, ja kaasun osuus on supistunut noin 7 prosenttiyksikköä. Sekä vesi- että ydinvoiman osuus on kasvanut 2010-luvulla 4 prosenttiyksiköllä.

Kuva 7 – Venäjän sähköntuotanto polttoaineittain 1990-2020


Lähde: IEA

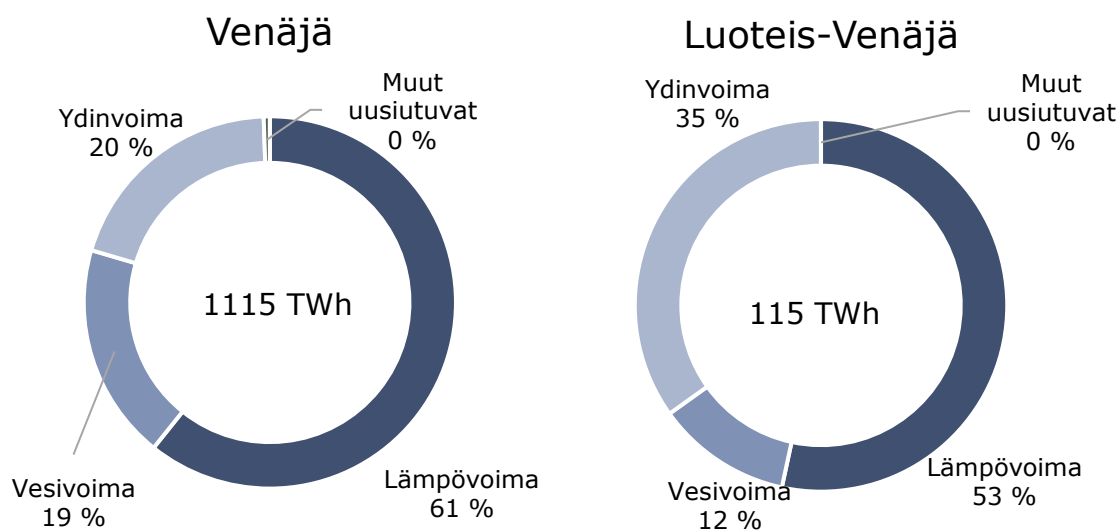
Kuva 8 esittää sähköntuotantokapasiteetin määrän Venäjällä sekä Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmässä sekä eri tuotantotapojen osuudet kapasiteetista. Venäjällä lähes 70 % kapasiteetista on lämpövoimaan perustuvaa. Loppu noin 30 % perustuu vesi- ja ydinvoimaan. Luoteis-Venäjän kapasiteetti on hieman Venäjän keskiarvoa ympäristöystävällisempää päästöttömän kapasiteetin osuuden ollessa lähes 40 %. Hiilen ja kaasun osuuksia ei ollut eritelty lämpövoimakapasiteetista.

Kuva 8 –Sähköntuotantokapasiteetti ja eri tuotantomuotojen osuudet kapasiteetista Venäjällä ja Luoteis-Venäjällä vuoden 2022 alussa


Lähde: JSC SO UPS

Kuva 9 esittää eri tuotantolaitosten osuudet sähköntuotannosta Venäjällä ja Luoteis-Venäjällä tuotantolaitostyypeittäin vuonna 2021. Noin 40 % Venäjällä tuotetusta sähköstä oli päästötöntä vesi- ja ydinvoimaa. 61 % sähköstä tuotettiin lämpövoimalla, josta olettaen vuoden 2020 jakauman perustuen IEA:n dataan, noin 27 % oli tuotettu kivihiilellä. Luoteis-Venäjän sähköjärjestelmässä päästöttömän sähkön osuus oli noin 47 %. Hiilen osuus lämpövoiman tuotannosta on tuntematon.

Kuva 9 – Tuotantomuotojen osuudet sähköntuotannosta Venäjällä ja Luoteis-Venäjällä tuotantomuodoittain vuonna 2021



Lähde: JSC SO UPS

4.1.4 Kapasiteettimaksu

Kapasiteettimarkkinan tehtävänä Venäjällä on varmistaa riittävä määrä kapasiteettia huippukysynnän aikaan. Kapasiteettisopimuksia on monenlaisia esimerkiksi uusille ja vanhoille tuotantolaitoksille ja tuottajille maksettavat kapasiteettikustannukset kerätään sähkön kuluttajilta ja jyvitetään osaksi sähkölaskua. Monista eri sopimustyypeistä johtuen kapasiteettimaksun suuruus määräytyy usean eri komponentin seurauksena. Eri komponentit ja kapasiteettimaksut alueittain ovat löydettävissä ATSEnergon sivuilta¹⁷. Sähkön vienti lasketaan sähkön kulutukseksi ja täten kapasiteettimaksuja maksetaan myös viedystä sähköstä. Kuva 10 esittää kapasiteettimaksun suuruuden vuonna 2022 kuukausittain. Kapasiteettimaksun suuruus määräytyy ATSEnergon määrittämän kuukausittaisen kertoimen mukaan. Kapasiteettimaksun suuruus

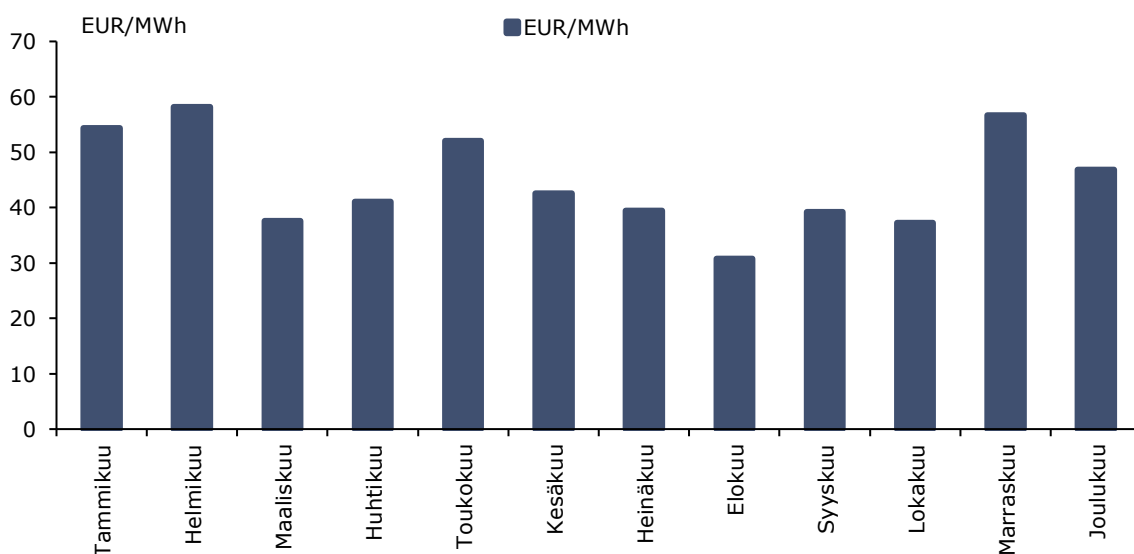
¹⁷

https://www.atsenergo.ru/sites/default/files/proгноз/20220128_anpsr_ishodnye_dannye_i_proгноз_na_2022.pdf



lasketaan jokaisen kuun lopussa kertomalla keskimääräinen huippukysyntä kapasiteettimaksullisten päivien aikaan kapasiteettimaksun suuruudella. Vuoden 2022 kapasiteettimaksu on määritetty jakamalla kuukauden kapasiteettimaksu kuukauden kapasiteettimaksullisilla tunneilla. Ruplat on muunneltu euroiksi käyttämällä Suomen Pankin julkaiseman vuoden 2021 rupla/euro keskipurssin avulla. Kuva 11 esittää kapasiteettimaksulliset tunnit arkipäivinä kuukausittain. Kuukausittaisen kapasiteettimaksullisten tuntien määrä vaihtelee kuukausittain johtuen kuukausien pituuksista sekä vaihtelevasta kapasiteettimaksullisten tuntien päiväprofiilista.

Kuva 10 – Ennuste vuoden 2022 kuukausittaisille kapasiteettimaksuille

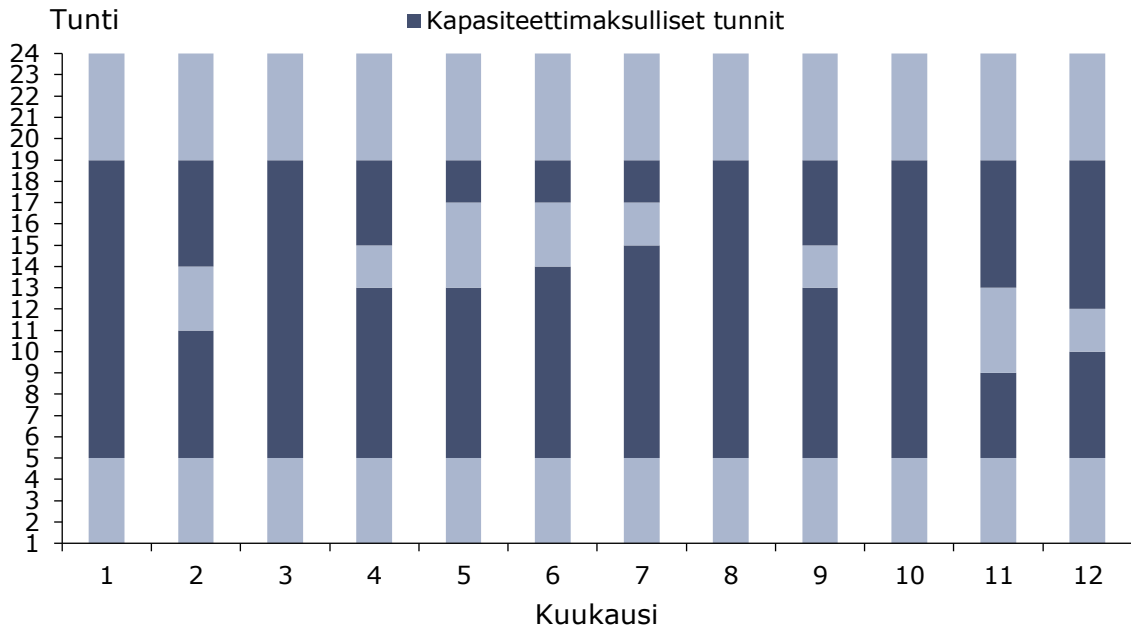


Huom: Ruplat on muunneltu euroiksi käyttämällä Suomen Pankin julkaiseman vuoden 2021 rupla/euro keskipurssin avulla

Lähde: ATSEnergo,



Kuva 11 – Kapasiteettimaksulliset tunnit arkipäivinä kuukausittain vuonna 2022



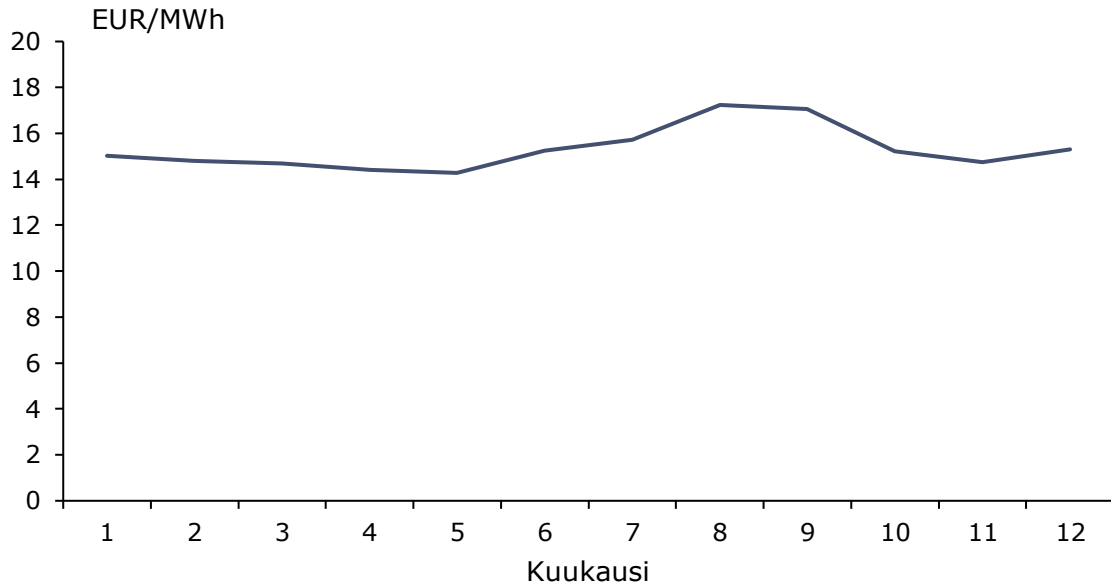
Lähde: Fingrid

4.1.5 Sähkön hinta Luoteis-Venäjällä

Kuva 12 esittää sähkön kuukausittaisen spot-hintaprofiilin Luoteis-Venäjällä vuonna 2021. Sähkön kuukausittainen spot-hintaprofiili oli varsin tasainen ja sähkön hinnassa ei ollut suuria eroja kuukausien välillä. Sähkön spot-hinta oli korkeimmillaan elo-syyskuussa, jolloin se nousi noin 17 EUR/MWh tasolle. Halvimmillaan sähkö oli toukokuussa, jolloin se maksoi noin 14 EUR/MWh.



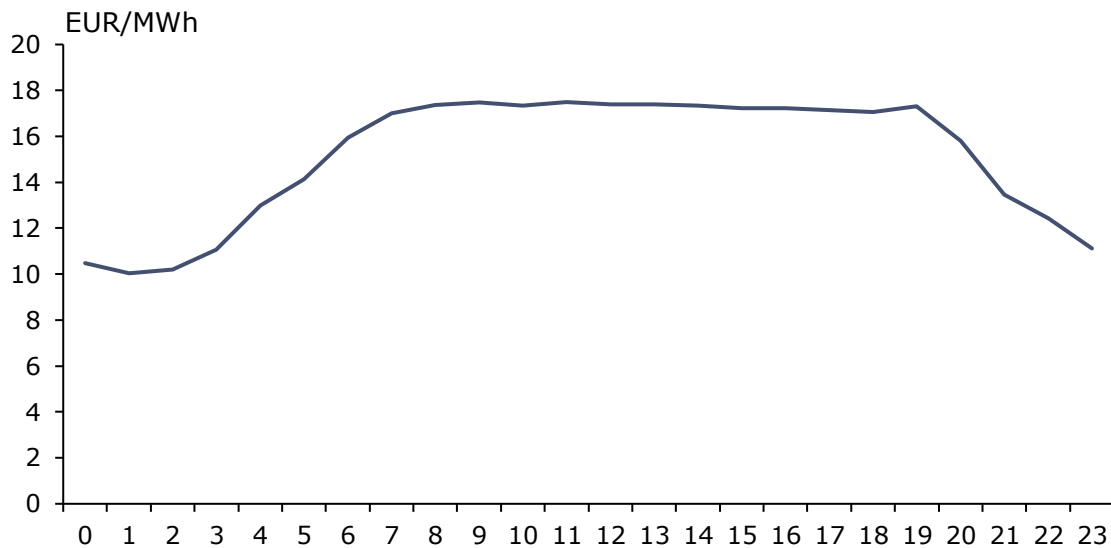
Kuva 12 – Sähkön kuukausittainen spot-keskihintaprofiili Luoteis-Venäjällä vuonna 2021



Lähde: ATSEnergo

Kuva 13 esittää sähkön vuorokausittaisen spot-hintaprofiilin Luoteis-Venäjällä vuonna 2021. Sähkön vuorokausittaisessa keskiarvoprofiilissa on luonnollisesti suurempaa vaihtelua kuin kuukausittaisessa profiilissa, mutta verrattuna esimerkiksi Suomen sähkön hintaprofiiliin, vaihtelut ovat pieniä. Sähkön hinta on alimmillaan yön tunteina ja nousee päivän huippukulutuksen aikaan korkeammalle tasolle.

Kuva 13 – Sähkön keskimääräinen vuorokausittainen spothintaprofiili Luoteis-Venäjällä vuonna 2021



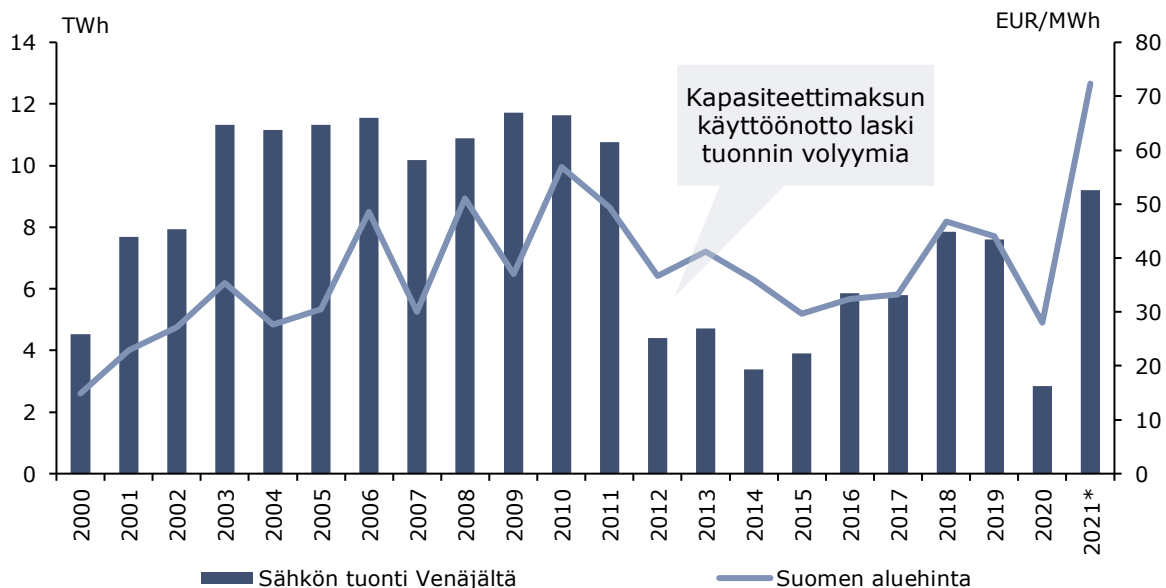
Lähde: ATSEnergo

Luoteis-Venäjän sähkön hinta ei täysin reflektoi Suomeen siirtyvän sähkön tuotantokustannusta. Mallinnuksessa käytettyjä hintoja on korjattu ylöspäin 7,5 %, koska Viipurin solmun hinnalle tehdyn analyysin perusteella Viipurin sähkön hinta on noin 5-10 % korkeampi kuin Luoteis-Venäjän keskimääräinen spot-hinta, ja sähkön vienti Suomeen tapahtuu nimenomaan tästä solmusta.

4.2 Sähkökauppa Suomen ja Venäjän välillä

Sähkön tuonti Venäjältä Suomeen on vaihdellut historiassa merkittävästi. Sähköä on tuotu Venäjältä erityisen paljon vuosina 2003–2011, mutta loppuvuodesta 2011 Venäjällä voimaan tullut kapasiteettimaksu laski tuonnin volyymia merkittävästi. 1.6.2015 Suomen ja Venäjän välisessä sähkökaupassa siirryttiin käyttämään dynaamista siirtotariffia, jonka tarkoituksena oli edistää sähkökauppaa Suomen ja Venäjän välillä hetkinä, jolloin sähkön hintaero alueiden välillä on pieni. Kapasiteettimaksujen vaikutusta kauppaan on kuvattu tarkemmin kappaleessa 4.2.2 ja dynaaminen siirtotariffi on kuvattu tarkemmin kappaleessa 4.2.1. Kuva 14 esittelee sähkön tuonnin Suomeen Venäjältä sekä Suomen sähkön aluehinnan vuosina 2000–2021. Sähkön tuontiin on vaikuttanut sähkön hinnan lisäksi muutokset markkinaolosuhteissa kuten kapasiteettimaksu sekä dynaaminen siirtotariffi. Sähkön tuonti oli pienimmillään vuonna 2020, kun sähkön hinta oli Suomessa alhainen muun muassa Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Norjan hyvien hydrologisten olosuhteiden ja lämpimän vuoden takia. Vuonna 2021 tuonti oli huomattavan korkeaa johtuen muun muassa korkeasta kaasun hinnasta Euroopassa.

Kuva 14 – Sähkön tuonti Suomeen Venäjältä sekä Suomen sähkön aluehinta vuosina 2000–2021



Lähteet: Tilastokeskus, *vuoden 2021 siirtomäärän lähde on Fingrid ja markkinahinnan Nordpool

Kuva 15 esittää sähkön siirtoyhteydet Venäjältä Suomeen. Käytettävissä olevien siirtoyhteyksien teho on yhteensä noin 1460 MW, josta 1300 MW on Fingridin omistamia 400 kV yhteyksiä ja 160 MW muussa omistuksessa olevia 110 kV yhteyksiä. 110 kV yhteydet on kytketty suoraan vesivoimaloihin ja näiden yhteyksien kautta tuodaan täten ainoastaan vesivoimalla tuotettua sähköä Suomeen.

Kuva 15 – Sähkön siirtoyhteydet Venäjältä Suomeen

Lähde: Fingrid

Fingridin omistaman 400 kV yhteyden kautta tuotavan sähkön osuus Suomeen tuotavasta sähköstä on merkittävä. Venäjän puolella sijaitseva ja Venäjän omistuksessa oleva Viipurin asema ja erityisesti sen muuntajalohkot alkavat olemaan teknisen käyttöikänsä päässä. Mikäli sähkön tuonti Venäjältä pienenee merkittävästi muuntajalohkoja ei välttämättä uusita eikä asemaa ylläpidetä (työllistää tällä hetkellä Fingridin mukaan noin 200 työntekijää). Tämä voi vaikuttaa sähkön toimitusvarmuuteen negatiivisesti.

**Taulukko 4 – Viipurin muuntajalohkojen käyttöönottovuodet**

Lohko	Käyttöönottovuosi	Kommentti
Lohko 1	1981	
Lohko 2	1982	
Lohko 3	1984	Uusittu viime vuosina
Lohko 4	2001	Mahdollisesti sähkönsiirron suuntiin molempiin

Lähde: Fingrid

4.2.1 Dynaaminen siirtotariffi

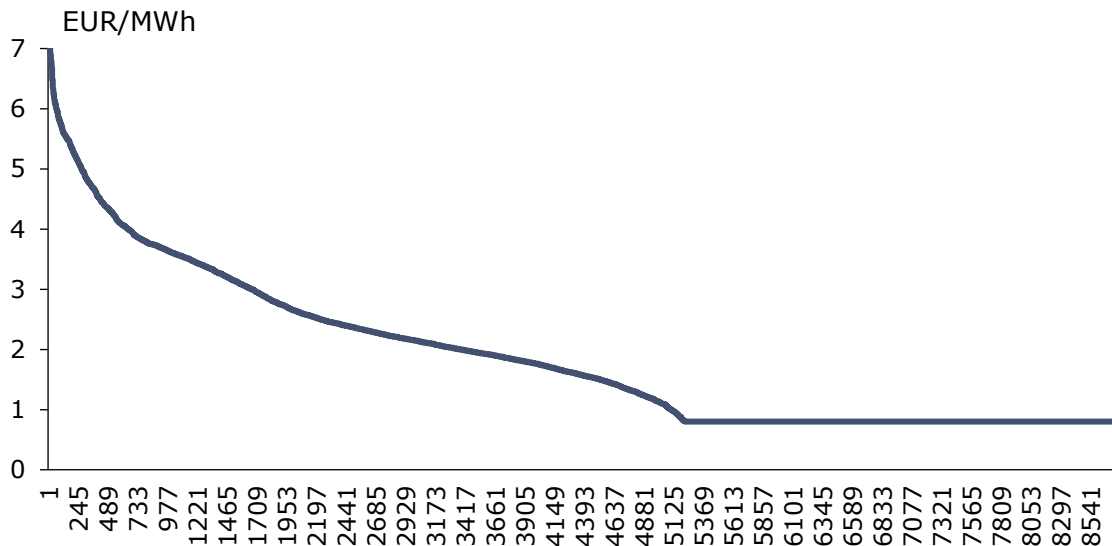
Suomen ja Venäjän välillä on voimassa dynaaminen siirtotariffi, jonka arvo vaihtelee riippuen vuorokauden ajasta, kuukauden kapasiteettimaksun suuruudesta ja alueiden välisestä hintaerosta. Siirtotariffi on pienimmillään, kun alueiden välinen hintaero on pienimmillään ja kasvaa alueiden välisen hintaeron kasvaessa. Siirtotariffin dynaamisuudelle on haluttu edistää kaupankäyntiä myös niinä aikoina, kun alueiden väliset hintaerot ovat pienet. Siirtotariffin laskennallinen arvo voi olla jopa negatiivinen, mutta tariffin osana peritään TSO:iden välinen läpisiirtomaksu (ITC). ITC arvo vuodelle 2022 on 1,1 EUR/MWh. Dynaamisen maksimiarvo vuodelle 2022 on 7 EUR/MWh.¹⁸

Kuva 16 esittää dynaamisen siirtotariffin pysyvyyskäyrän vuonna 2019. Vuosi 2019 valittiin, koska vuosien 2020 ja 2021 ei nähdä edustavan ns. normaalia vuotta Venäjän ja Suomen välisessä sähkökaupassa. Vuonna 2019 ITC-maksun minimiarvo oli 0,8 EUR/MWh. Siirtotariffi oli merkittävän osan vuodesta minimiarvossaan ja oletettavasti suurin osa näistä tunteista oli kapasiteettimaksullisia. Suurimman osan ajasta tariffi on alle 3 EUR/MWh ja maksimi 7 EUR/MWh tariffi perittiin vain 17 tunnin ajalta. Siirtotariffin oletettiin mallinnuksessa olevan minimiarvossaan kapasiteettimaksullisina tunteina, ja muina tunteina siirtomaksun arvona käytettiin ei-kapasiteettimaksullisten tuntien tariffin keskiarvoa. Fingridin perimän tariffin lisäksi Venäjällä peritään sähkönsiirrosta maksu. Maksu muodostuu useiden eri toimijoiden maksuista

¹⁸ <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/rajajohto-informaatio/400-kv-cross-border-connections-between-russia-and-finland/russia-dynamic-tariffs/>

merkittävimmän ollessa FSK:n perimä maksu¹⁹. Venäjän siirron hinta oli noin 4 EUR/MWh.

Kuva 16 – Dynaamisen siirtotariffin pysyvyyskäyrä vuonna 2019



Lähde: Fingrid Avoin Data

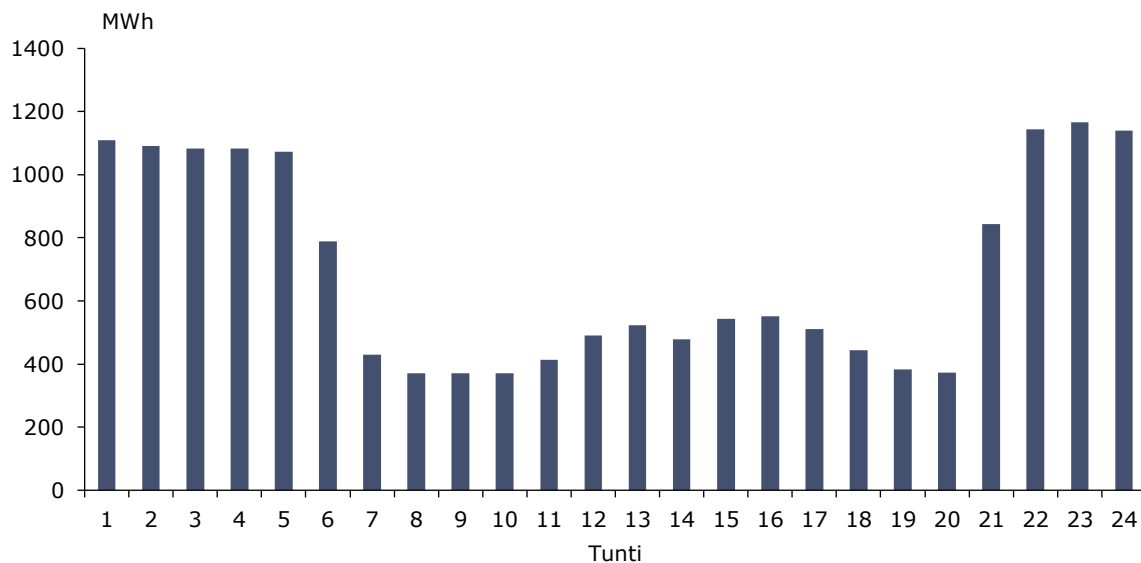
4.2.2 Sähkön tuonnin volyymi ja tuontiprofiili

Kuva 17 ja Kuva 18 esittävät sähkön tuonnin keskimääräisen profiilin kapasiteettimaksullisina päivinä sekä päivinä, jolloin ei peritty kapasiteettimaksua. Kapasiteettimaksun vaikutus näkyy kuvassa selvästi tuonnin tippuessa lähes kolmasosaan kapasiteettimaksullisina tunteina verrattuna kapasiteettimaksuttomiin tunteihin. Päivinä, jolloin ei peritä kapasiteettimaksua tuonnin keskimääräinen profiili on tasainen ja sähköä tuodaan melkein täydellä kapasiteetilla. Täten merkittävä osa sähköntuonnista Venäjältä Suomeen tapahtuu tunteina, jolloin ei peritä kapasiteettimaksua. Vuosi 2019 valittiin, koska vuosien 2020 ja 2021 ei nähdä edustavan ns. normaalia vuotta Venäjän ja Suomen välisessä sähkökaupassa.

¹⁹ https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/Prikaz_FAS_14122021.pdf

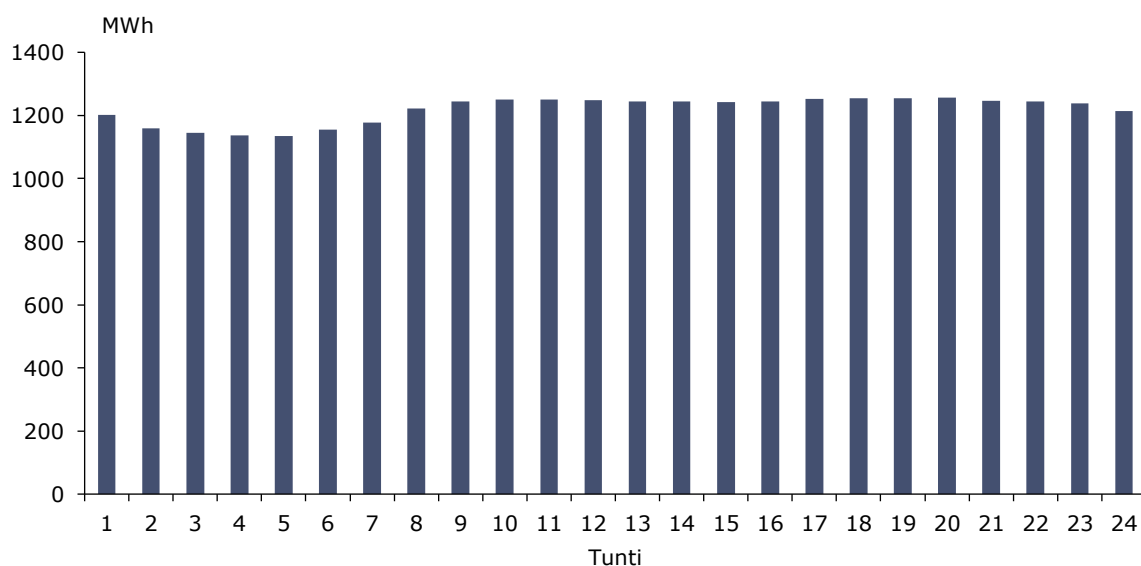


Kuva 17 – Tuonnin keskimääräinen tunnittainen profiili kapasiteettimaksullisina päivinä vuonna 2019



Lähde: Fingrid

Kuva 18 – Tuonnin keskimääräinen tunnittainen profiili päivinä, jolloin ei peritä kapasiteettimaksua vuonna 2019



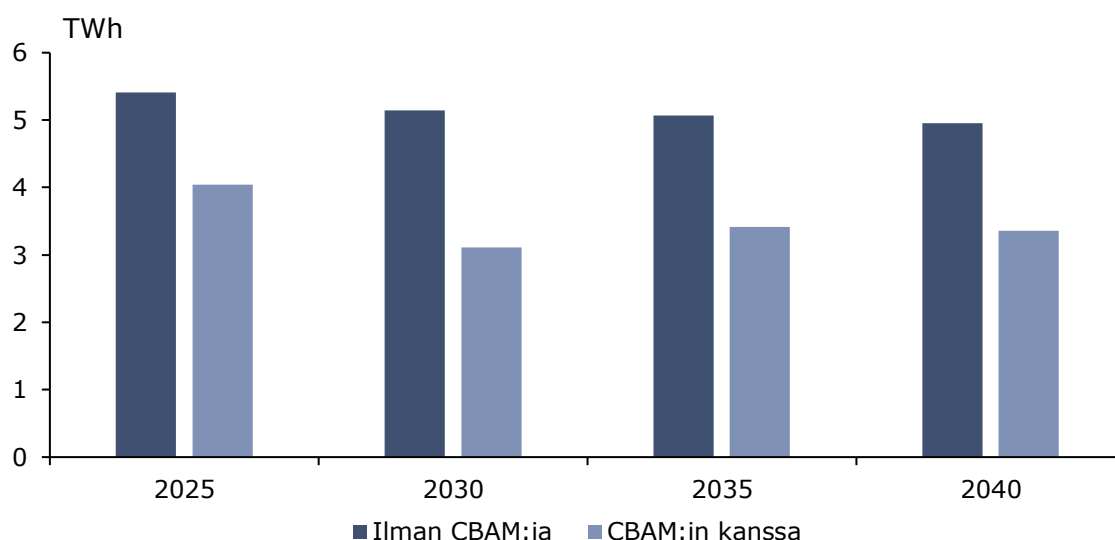
Lähde: Fingrid

5. SÄHKÖMARKKINAMALLINNUKSEN TULOKSET

5.1 Tuonnin volyymi

CBAM nostaa Venäjältä tuodun sähkön hintaa ja vähentää täten tuotavan sähkön määrää. Kuva 19 esittää CBAM:in vaikutuksen sähkön tuonnin volyymiin Venäjältä mallinnuksen perusteella. Vuonna 2025 sähkön tuonti Venäjältä laskisi noin 1,5 TWh verrattuna tilanteeseen, jolloin CBAM ei olisi voimassa. Päästökaupan hinnan nousu laskee tuonnin volyymin noin 3 TWh tasolle. Johtuen sähkön hinnan noususta skenaariossa sekä päästökaupan hieman hitaammasta noususta tuonnin volyymi pysyy 3 TWh tasolla vuoteen 2040 asti.

Kuva 19 – CBAM:in vaikutus sähkön tuonnin volyymiin Venäjältä



Lähde: AFRY Management Consulting

Tuonnin loppuminen kokonaan vaatisi korkeampia päästöoikeuden hintoja, korkeamman päästökertoimen käyttöä tai mallinnettua matalampia sähkön hintoja Suomessa. Tuonnin loppumiseksi laskettiin volyymin laskeminen alle 0,5 TWh. Käytetyillä oletuksilla tuonnin loppuminen tapahtuisi noin 140-150 EUR/tCO₂ päästöoikeuden hinnalla vuosina 2025 ja 2030. Korkeammalla päästökertoimella (500 kgCO₂/MWh) tuonti loppuisi noin 92-100 EUR/tCO₂ hinnalla vuosina 2025 ja 2030. Tuonnin loppuminen nostaisi sähkön hintaa noin 4-5 EUR/MWh. Kuten luvussa 5.2 kerrotaan, sähkön hinta nousee lähestyttäessä vuotta 2040. Täten myöhemmin vuosina tarvittaisiin korkeampi päästöoikeuden hinta, jotta tuonti loppuisi. Esimerkiksi vuonna 2040 päästöoikeuden hinnan tulisi olla noin 210-230 EUR/tCO₂, jotta tuonti loppuisi.

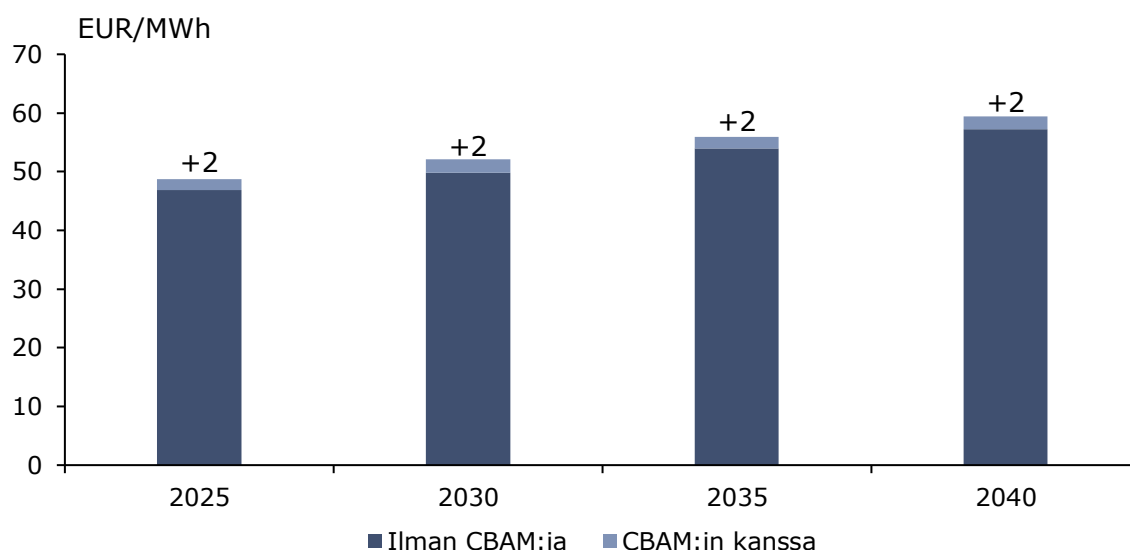
5.2 Hintavaikutus

Nouseva tuodun sähkön hinta Venäjältä sekä pienentyvä volyymi vaikuttavat sähkön tukkumarkkinahintaan Suomessa. Kuva 20 esittää mallinnetun vaikutuksen sähkön hintaan Suomessa. Mallinnettu hintavaikutus on noin 2



EUR/MWh verrattuna skenaarioon ilman CBAM:ia. Hintavaikutusten arvioinnin osalta on syytä huomioda, että tässä työssä tarkastelut on tehty perustuen AFRYn vuoden 2020 lopussa tekemiin aiempiin skenaariomallinnuksiin sähkömarkkinoiden kehityksestä (Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään). Näissä skenaarioissa ei ole huomioitu mm. viimeaikaista ennakoitua nopeampaa päästöoikeuksien hinnan nousua ja sen vaikutuksia tuotantoon ja kulutukseen. CBAM:n hintavaikutus onkin tässä muuttuneessa markkinatilanteessa todennäköisesti hieman edelle esitettyä korkeampi. Päästöoikeuksien vaikutusta on kuvattu tarkemmin luvussa 5.5.

Kuva 20 – CBAM:in vaikutus sähkön hintaan Suomessa

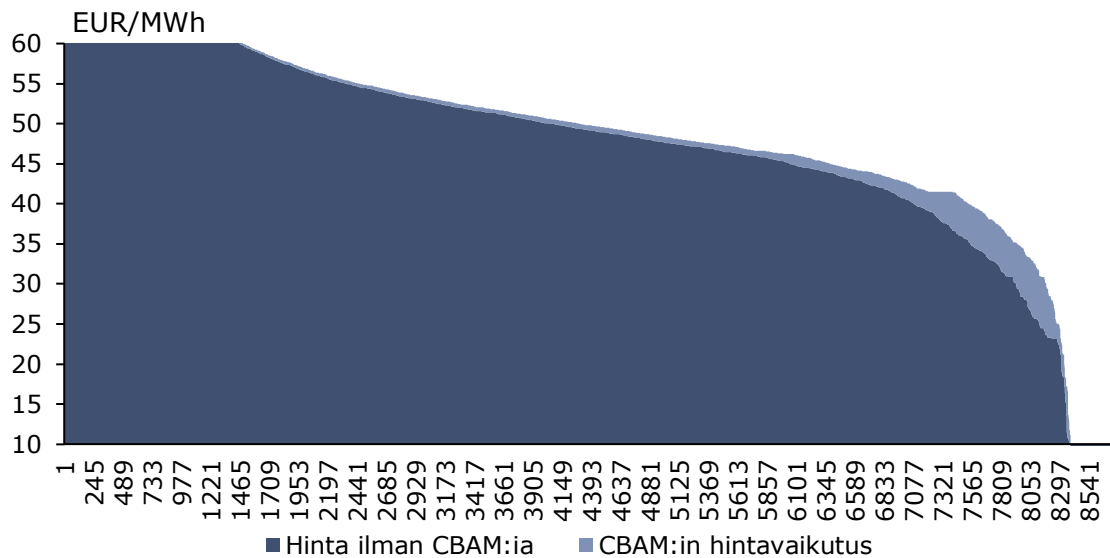


Lähde: AFRY Management Consulting

Hintavaikutus vaihtelee vuoden sisällä merkittävästi. Tämän vaihtelevan vaikutuksen tarkastelemiseksi sähkön tuntihinnat on asetettu pysyvyyskäyrälle ja kuvattu CBAM:in vaikutusta tällä pysyvyyskäyrällä. Vuonna 2025 CBAM:in vaikutus tunnittaisessa sähkön hinnan pysyvyyskäyrässä näkyy eniten sähkön hinnan ollessa 25-40 EUR/MWh välillä, kuten Kuva 21 esittää. Sähkön hinta nousisi keskimäärin noin 4,6 EUR/MWh kyseisten tuntien välillä. Hintavaikutus johtuu pitkälti siitä, että Venäjän tuonti yhdessä CBAM:in kanssa toimii sähkön markkinahinnan asettajana Suomessa kyseisinä hetkinä. Tämä johtuu Venäjän tuonnin rakenteesta Suomeen, jossa valtaosa tuonnista tapahtuu kapasiteettimaksullisten tuntien ulkopuolella.



Kuva 21 – CBAM:in hintavaikutus vuonna 2025

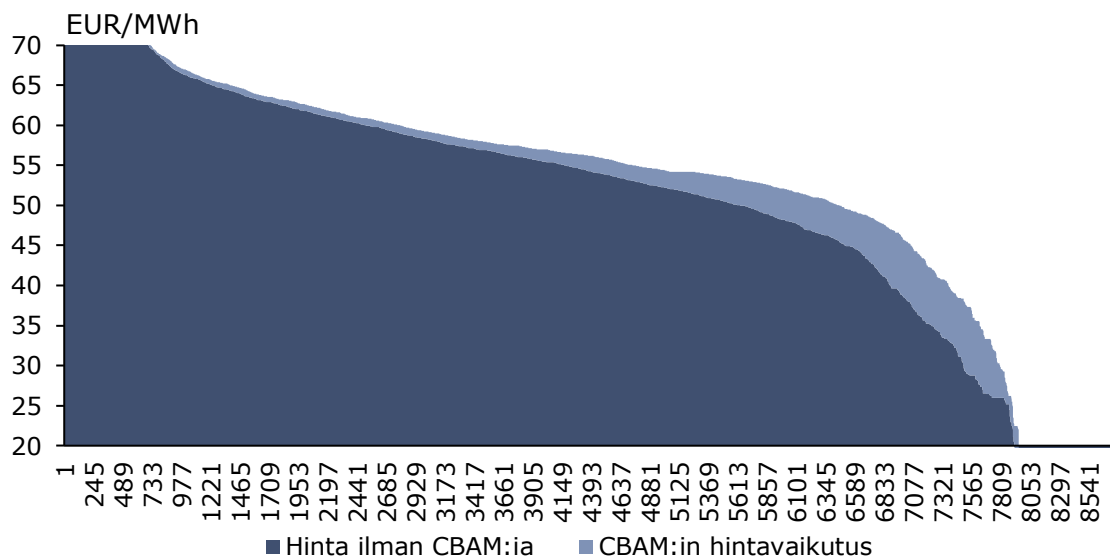


Huom: Analyysi tehty vuoden 2017 säävuodella

Lähde: AFRY Management Consulting

Vuonna 2030 CBAM:in vaikutus tunnittaisessa sähkön hinnan pysyvyyssä näkyy eniten sähkön hinnassa 30-50 EUR/MWh välillä, kuten Kuva 22 esittää. Vuonna 2030 CBAM vaikuttaa sähkön hintaan voimakkaammin kuin vuonna 2025 johtuen kasvaneesta päästökaupan kustannuksesta. Sähkön hinta nousisi keskimäärin noin 5,3 EUR/MWh kyseisten tuntien aikana.

Kuva 22 – CBAM:in hintavaikutus vuonna 2030



Huom: Analyysi tehty vuoden 2017 säävuodella

Lähde: AFRY Management Consulting



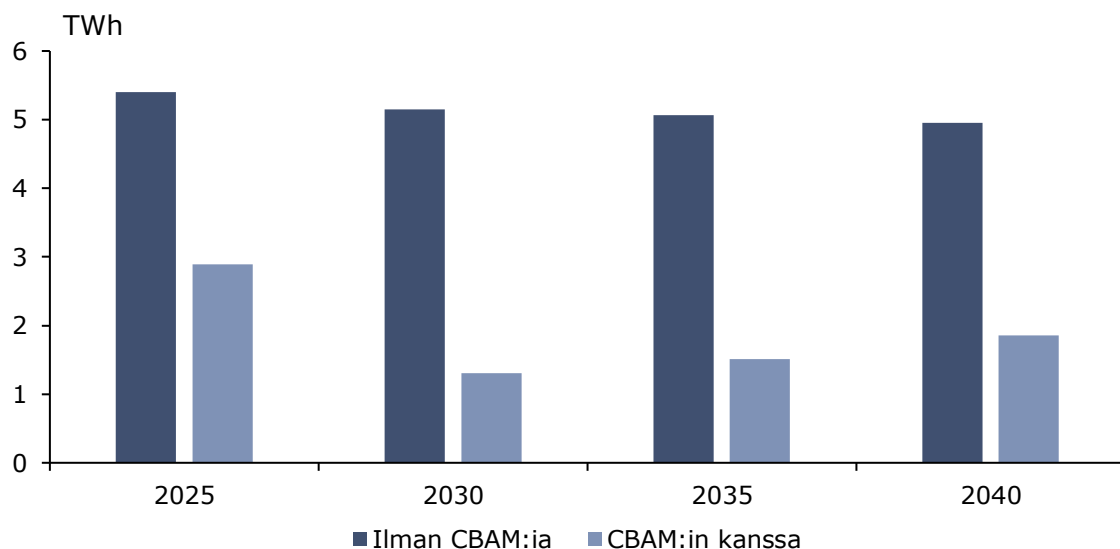
Tuntitason hinta-analyysi tehtiin yhden säävuoden perusteella, jonka nähtiin olevan suhteellisen lähellä normaalia säävuotta. Erilaisina säävuosina vaikutus voi erota tästä merkittävästi.

5.3 Herkkyystarkastelu korkeammalla päästökertoimella

Päästökertoimen laskentamenetelmää hiilirajamekanismille ei ole vielä lopullisesti määritetty. Erilaisten laskentamenetelmien tarkastelemiseksi päästökertoimelle tehtiin herkkyystarkastelu, jossa päästökertoimelle käytettiin arvoa 500 kgCO₂/MWh (alkuperäinen 330 kgCO₂/MWh). Herkkyystarkastelun tarkoituksena on demonstroida mahdollisesti käytettävän korkeamman päästökertoimen vaikutusta.

Kuva 23 esittää CBAM:in vaikutuksen sähkön tuonnin volyymiin Venäjältä korkeammalla päästökertoimella. Korkeamman päästökertoimen vaikutus on vuonna 2025 noin 1,2 TWh suurempi kuin matalammalla päästökertoimella ja ero vaihtelee 1,5-1,9 TWh välillä vuosina 2030, 2035 ja 2040.

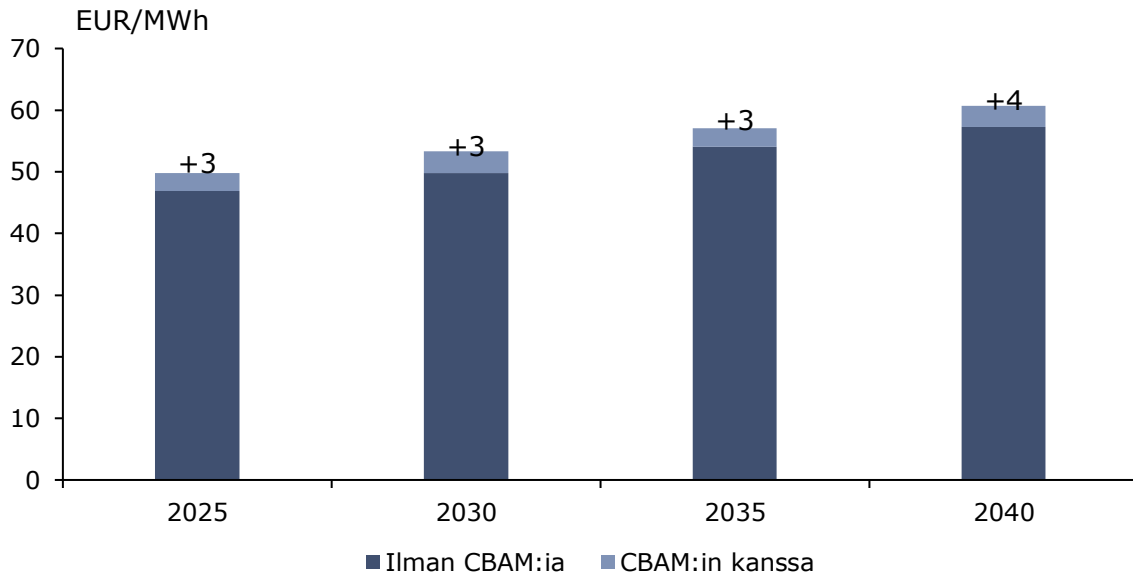
Kuva 23 – CBAM:in vaikutus sähkön tuonnin volyymiin Venäjältä korkeammalla päästökertoimella



Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 24 esittää CBAM:in vaikutuksen sähkön hintaan Suomessa korkeammalla päästökertoimella. Koska Venäjältä tuotava sähkö on kalliimpaa korkeammalla päästökertoimella, tuodaan sähköä vähemmän Suomeen ja täten sähkön hintakin on korkeampi. Korkeampi päästökerroin nostaisi keskimääräistä vuosittaista sähkön hintaa noin 3 EUR/MWh, joka on euron korkeampi kuin perusskenaariossa.

Kuva 24 – CBAM:in vaikutus sähkön hintaan Suomessa korkeammalla päästökertoimella



Lähde: AFRY Management Consulting

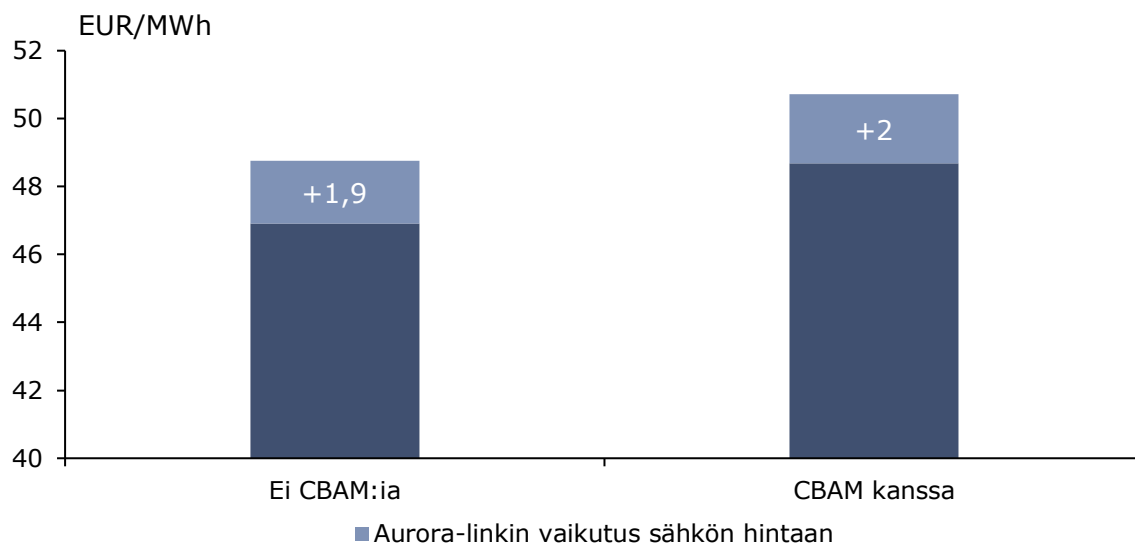
5.4 Aurora-linkin viivästymisen vaikutus

Aurora-linkki on uusi 400 kV:n siirtoyhteys Suomen ja Ruotsin SE1 hinta-alueen välillä. Linkin on suunniteltu olevan toiminnassa vuonna 2025 ja se kasvattaisi siirtokapasiteettia Suomesta Ruotsiin 900 MW:lla ja Ruotsista Suomeen 800 MW:lla.²¹ AFRY mallinsi linkin käyttöönoton viivästymisen vaikutuksen sähkön hintaan vuonna 2025. Kuva 25 esittää Aurora-linkin viivästymisen vaikutuksen sähkön hintaan vuonna 2025 CBAM:in kanssa ja ilman. Linkin viivästyminen nostaa sähkön hintaa noin 2 EUR/MWh ja yhteensä CBAM:in käyttöönoton kanssa noin 4 EUR/MWh.

²¹ <https://www.fingrid.fi/en/grid/construction/cross-border-connections/Aurora-Line-new-finland-sweden-interconnector/#795327a5>



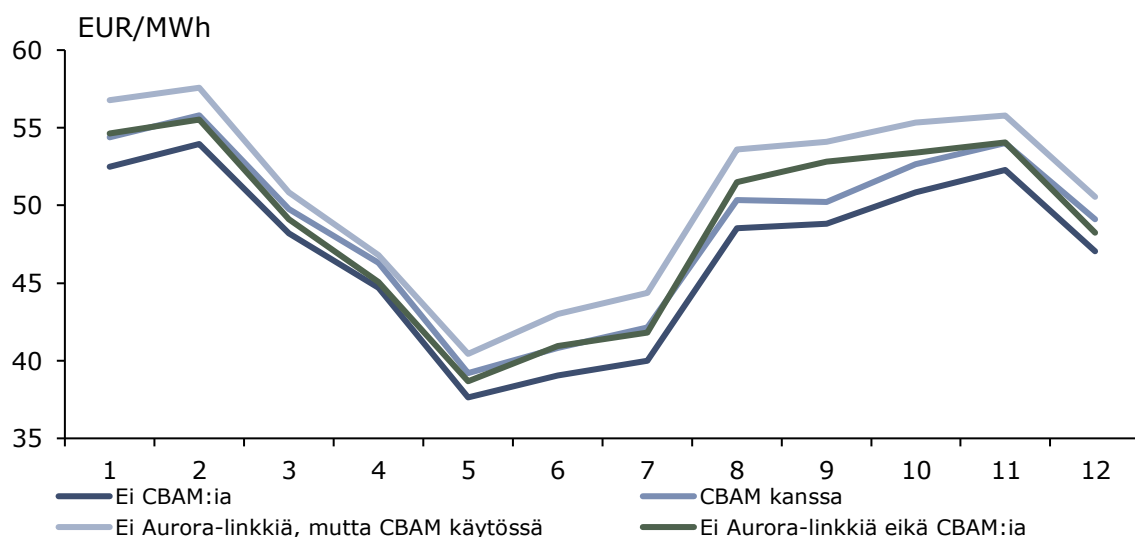
Kuva 25 – Aurora-linkin viivästymisen vaikutus sähkön hintaan vuonna 2025 CBAM:in kanssa ja ilman



Lähde: AFRY Management Consulting

Kuva 26 esittää Aurora-linkin viivästymisen vaikutuksen sähkön kuukausittaiseen hintaprofiiliin vuonna 2025 CBAM:in kanssa ja ilman. CBAM:in vaikutus sähkön kuukausihintaan ei juurikaan vaihtelee kuukausien välillä. Aurora-linkin vaikutus sähkön hintaan on suurimmillaan tammikuussa, sekä elokuun ja lokakuun välillä.

Kuva 26 – Aurora-linkin viivästymisen vaikutus sähkön kuukausittaiseen hintaprofiiliin vuonna 2025 CBAM:in kanssa ja ilman



Lähde: AFRY Management Consulting



5.5 Tuloksiin vaikuttavia tekijöitä

Työssä ei ole huomioitu tai arvioitu sodan vaikutuksia sähkömarkkinoihin. Tässä raportissa on arvioitu CBAM:in vaikutuksia sähkön tuontiin sotaa edeltävistä lähtökohdista. Venäjälle asetettujen pakotteiden vaikutusta muun muassa ruplan kurssiin ei ole huomioitu, vaan työssä on käytetty oletusta, että ruplan ja euron arvojen suhde säilyy vuoden 2021 tasolla.

Työssä käytetyt mallinnusskenaariot pohjautuvat 'Hiilineutraalisuustavoitteiden vaikutukset sähköjärjestelmään'-selvityksessä valmistettuihin skenaarioihin, jotka oli tehty ennen Fit For 55 -paketin julkaisua ja tämän vaikutusta päästökaupan hintaan. Nyt toteutetussa tarkastelussa päästöoikeuden hintaa nostettiin merkittävästi aiemmasta, mutta tämän työn puitteissa sen noususta mahdollisesti seuraavia muutoksia sähköntuotantokapasiteettiin ollut mahdollista huomioida. Tästä syystä kuvissa esitetty 'perustilanteen' keskihinta on suhteellisen korkea.

Korkealla päästöoikeuden hinnalla fossiilisen tuotannon marginaalikustannus kasvaa, mikä vaikuttaa hinnan muodostukseen etenkin Manner-Euroopassa. Siirtoyhteysien kautta korkeammat Manner-Euroopan hinnat vaikuttavat sähkön hintaan myös Pohjoismaissa, sillä se asettaa vaihtoehtoishinnan Pohjoismaiselle varastoitavalle vesivoimatuotannolle. Tätä kautta vaikutus näkyy myös Suomen sähkön hinnassa, vaikka Pohjoismaissa tuotanto painottuu vesi- ja tuulivoimaan. Todellisuudessa korkeammilla päästöoikeuden hinnoilla tuotantorakenne muokkautuisi todennäköisesti vähähiilisemmäksi, hilliten sähkön hinnan nousua, minkä vuoksi CBAM-mekanismi aiheuttaisi suuremman eron Suomen spot-hinnan sekä Venäjän sähkön välille. Täten esitetyt vaikutukset ovat todennäköisesti lyhyellä aikavälillä hieman alakanttiin. CBAM-mekanismi todennäköisesti insentivoisi investointeja uuteen sähköntuotantoon Suomessa, mikä puolestaan tasapainottaisi maksun vaikutusta pitkällä aikavälillä.



6. JOHTOPÄÄTÖKSET

Tämä analyysi hiilirajamekanismin vaikutuksista on tehty ennen Venäjän hyökkäystä Ukraina. Työssä ei ole huomioitu tai arvioitu sodan vaikutuksia sähkömarkkinoihin. Tässä raportissa on arvioitu CBAM:in vaikutuksia sähkön tuontiin sotaa edeltävistä lähtökohdista.

Hiilirajamekanismi (CBAM) nostaa Venäjältä tuodun sähkön hintaa ja täten vaikuttaa vähentävästi Venäjältä Suomeen tuotavan sähkön määrään. Tässä työssä tehtyjen sähkömarkkinamallinnusten perusteella vuonna 2025 sähkön tuonti laskisi noin 1,5 TWh verrattuna tilanteeseen, jolloin CBAM ei olisi käytössä. Tarkastellussa skenaariossa tuonti Venäjältä olisi noin 3 TWh:n tasolla vuonna 2025, ja pysyisi tällä tasolla vuoteen 2040 asti. Mikäli tuonnille sovellettaisiin oletettua korkeampaa päästökerrointa (330 500 kgCO₂/MWh → 500 kgCO₂/MWh), tuonnin volyymi on keskimäärin noin 1,5 TWh pienempi. Komission ehdotus CBAM:in toteutuksesta voi vielä muuttua ja esimerkiksi käytetyn päästökertoimen valinta on vielä auki.

Käytettävän päästökertoimen valintaan vaikuttaa myös tietojen saatavuus ja Venäjän sähkömarkkinoiden rakenne. Venäjän sähkömarkkinoilla alueiden väliset siirtoyhteydet eivät ole vahvat, joten mikäli dataa on saatavilla, tulisi päästöjen laskennassa pyrkiä käyttämään joko Euroopan läheisten sähköjärjestelmien tai hinta-alueen päästökerrointa. Jopa FFZ-alueiden (Free Floz zone, alueen sisällä ei ole merkittäviä rajoituksia siirtokapasiteetissa) päästökerrointen hyödyntäminen voisi olla järkevää, koska alueiden sisällä ei ole siirrossa pullonkauloja. Riittävän hyvän ja luotettavan datan saatavuus ei kuitenkaan ole varmaa ja komissio voi päätyä käyttämään jotain muuta päästökerrointa. Komission alkuperäisessä ehdotuksessa päästökertoimena ehdotettiin käytettäväksi EU:n fossiililla polttoaineilla tuotetun sähkön päästökerrointa. Tämäkin ehdotus voi vielä muuttua ja muun muassa on ehdotettu käytettävän esimerkiksi päästökaupan piirissä olevista laitoksista huonoimman 10% päästökerrointa ²². Tässä selvityksessä käytettiin julkisesti saatavilla olevaa ATSEnergon julkaisemaa päästökerrointa ensimmäiselle synkronoidulle vyöhykkeelle.

Nouseva tuodun sähkön hinta Venäjältä sekä pienentyvä volyymi nostavat sähkön hintaa Suomessa. Mallinnettu hintavaikutus on noin 2 EUR/MWh verrattuna skenaarioon ilman CBAM:ia. Korkeammalla päästökertoimella hintavaikutus on noin 1-2 EUR/MWh korkeampi vuodesta riippuen. Vaikutuksia tarkastellessa täytyy huomioida, että tässä työssä käytetty päästöoikeuden hinta on korkeampi kuin pohjana käytetyissä sähkömarkkinaskenaarioissa, jotka luotu osana 'Hiilineutraalisuus tavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään'- selvitystä vuoden 2020 lopussa. Tässä työssä ei muokattu taustaskenaariota vastaamaan paremmin korkeamman päästöoikeuden markkinatilannetta, mikä tarkoittaa että perushinta on suhteellisen korkea. Tämän vuoksi todellinen hintavaikutus voi olla hieman mallinnettua korkeampi.

²² https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ITRE-AM-704895_EN.pdf



Vuonna 2025 CBAM:in vaikutus tunnittaisessa sähkön hinnan pysyvyyssä näkyy eniten sähkön hinnan ollessa 25-40 EUR/MWh välillä ja sähkön hinta nousisi näiden tuntien aikana keskimäärin noin 4,6 EUR/MWh. Hintavaikutus johtuu pitkälti siitä, että Venäjän tuonti yhdessä CBAM:in kanssa asettaa sähkön markkinahinnan Suomessa näinä hetkinä. Tämä johtuu Venäjän tuonin rakenteesta Suomeen, jossa valtaosa tuonnista tapahtuu kapasiteettimaksullisten tuntien ulkopuolella. Vuonna 2030 CBAM:in vaikutus tunnittaisessa sähkön hinnan pysyvyyssä näkyy eniten sähkön hinnassa 30-50 EUR/MWh välillä ja sähkön hinta nousisi keskimäärin noin 5,3 EUR/MWh kyseisten tuntien välillä.

Työssä tarkasteltiin vuoden 2025 osalta myös tilannetta, jossa Aurora-linkki eli uusi siirtoyhteys Suomen ja Ruotsin välillä viivästyisi. Linkin viivästyminen nostaa sähkön hintaa noin 2 EUR/MWh ja yhteensä CBAM:in käyttöönoton kanssa noin 4 EUR/MWh. CBAM:in vaikutus sähkön kuukausihintaan ei juurikaan vaihtelee kuukausien välillä. Aurora-linkin vaikutus sähkön hintaan on suurimmillaan tammikuussa, sekä elokuun ja lokakuun välillä. Aurora-linkin vaikutus sähkön hintaan on suurimmillaan tammikuussa, sekä elokuun ja lokakuun välillä. Vaikutus sähkön hintaan oli suurimmillaan noin 5 EUR/MWh.

Venäjän tuonin loppuminen kokonaan vaatisi korkeampia päästöoikeuden hintoja, korkeamman päästökertoimen käyttöä tai mallinnettua matalampia sähkön hintoja Suomessa. Käytetyillä oletuksilla tuonin loppuminen tapahtuisi noin 140-150 EUR/tCO₂ päästöoikeuden hinnalla vuosina 2025 ja 2030. Korkeammalla päästökertoimella (500 kgCO₂/MWh) tuonti loppuisi noin 92-100 EUR/tCO₂ hinnalla vuosina 2025 ja 2030. Tuonin loppuminen nostaisi sähkön hintaa noin 4-5 EUR/MWh.

Pitkän aikavälin hintavaikutus olisi todennäköisesti mallinnettua pienempi. CBAM-mekanismi loisi taloudellisia kannustimia uusille tuotantoinvestoinneille, jotka toteutuessaan tasapainottaisivat CBAM:in vaikutusta.

CBAM-mekanismilla voisi olla myös vaikutusta toimitusvarmuuteen Suomessa. Vaikutus voi syntyä etenkin kahta kautta: 1) Viipurin siirtoyhteyden muuntajalohkojen poistuminen, 2) suoraan Suomeen kytkettyjen laitosten kytkeytyminen Venäjän sähköverkkoon. Näistä kahdesta suurempi vaikutus olisi todennäköisesti muuntajalohkojen poistumisella.

AFRY IS AN INTERNATIONAL ENGINEERING, DESIGN AND ADVISORY COMPANY.

We support our clients to progress in sustainability and digitalisation. We are 17,000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 250 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Africa and the Americas.



AFRY Management Consulting

P.O.Box 4, 01621

Visit: Jaakonkatu 3

Vantaa

Finland

+358 10 3311

afry.com

E-mail: jenni.patronen@afry.com

