

Pekka Sulamaa<sup>1</sup> - Juha Forsström<sup>2</sup>

# Selvitys päästökaupan markkinava- kausvarannon vaikutuksista sähkön tukkuhintaan

Kesäkuu 2015  
Valtioneuvoston selvitys-  
ja tutkimustoiminnan  
julkaisusarja 9 /2015

---

<sup>1</sup> Sulamaa Consulting Oy

<sup>2</sup> Teknologian Tutkimuskeskus, VTT Oy



# Esipuhe

Tämä Pekka Sulamaan ja Juha Forsströmin laatima raportti päästökaupan markkinavakausvarannon taloudellisista vaikutuksista kuuluu selvityshankkeisiin, joita ETLA tekee EU-aloitteiden vaikutusten arvioinnin tehostamiseksi osana ETLAn ja valtioneuvoston kanslian puitesopimusta. Tämä arvioinnin tehostaminen on puolestaan osa valtioneuvoston päätöksentekoa tukevaa selvitys- ja tutkimustoimintaa, jonka tavoitteena on luoda perusta tutkimustiedon systemaattiselle ja laaja-alaiselle käyttämiselle päätöksenteossa, tiedolla johtamisessa ja toimintakäytännöissä.

Heli Koski  
Tutkimusjohtaja  
ETLA

Tämä julkaisu on toteutettu osana valtioneuvoston vuoden 2014 selvitys- ja tutkimussuunnitelman toimeenpanoa ([www.vn.fi/teas](http://www.vn.fi/teas)). Julkaisun sisällöstä vastaavat tiedon tuottajat, eikä tekstisisältö välttämättä edusta valtioneuvoston näkemystä.

ISSN PDF 2342-6799  
ISBN PDF 978-952-287-188-6

# Sisälllys

## Esipuhe

## Sisälllys

<b>1 Johdanto</b>	<b>3</b>
1.1 Markkinavakausvarannon toimintaperiaate ja suunniteltu aikataulu	7
1.2 MVV – vaikutus päästöoikeuden hintaan	9
1.3 MVV – vaikutus päästöoikeuden hintaan	10
<b>2 Markkinavakausvarantoon liittyviä vaikutusanalyyskejä ja kannanottoja</b>	<b>14</b>
2.1 Suomen Elfi / Energiakolmio	14
2.2 Thomas Reuters	14
2.3 Energiateollisuus ry / Energiautiset	16
2.4 Sandbag 6. ETS-päästökatsaus	17
2.5 UK analysis: Impacts of the Market Stability Reserve on the EU ETS	19
<b>3 Mallilaskelmien taustaa ja skenaariokuvaukset</b>	<b>20</b>
3.1 Suomen ja pohjoismaiden sähkömarkkinan kehitys	20
3.2 Skenaariokuvaukset	23
<b>4 Mallilaskelmien tulokset</b>	<b>23</b>
4.1 Pohjoismaiset sähkömarkkinat	23
4.2 Suomen alue	27
<b>5 Yhteenvedo</b>	<b>30</b>
<b>Liite 1</b>	<b>33</b>

# 1 Johdanto

Osana vuoden 2030 ilmasto- ja energiapakettiin liittyvää tiedonantoa<sup>3</sup> komissio julkaisi 22. päivänä tammikuuta 2014 ehdotuksen Euroopan parlamentin ja neuvoston päätökseksi markkinavakauseron (MVV) perustamisesta unionin kasvihuonekaasupäästöjen kauppajärjestelmään, sen toiminnasta sekä direktiivin 2003/87/EY muuttamisesta<sup>4</sup>.

EU-maat ja Euroopan parlamentti pääsivät 5.5.2015 alustavaan yhteisymmärrykseen päästökaupan toiminnan vahvistamiseksi markkinavakauseron yksityiskohdista ja aikataulusta. Aikataulusta sovittiin, että vakausero otetaan käyttöön vuoden 2019 alusta. Tässä kokouksessa päästiin neuvotteluratkaisuun jossa jakamatta jääneet päästöoikeudet sekä myöhemmin huutokaupattavaksi siirretyt päästöoikeudet (backloading) sijoitetaan vakauseraan.

Vakauseron liittämällä päästökauppajärjestelmään pyritään vakauttamaan päästökaupan hintakehitystä ja parantamaan järjestelmän mukautumiskykyä häiriötilanteissa. Päästökauppajärjestelmän tehokas toiminta on keskeinen edellytys sille, että EU pystyy saavuttamaan päästövähennystavoitteensa kustannustehokkaalla tavalla. Komissio on ilmoittanut tekevänsä ehdotuksen päästökaupan laajemmasta uudistuksesta, kun ratkaisu markkinavakauseron perustamisesta on saatu.

Taustana em. direktiivimuutokselle on Euroopan päästömarkkinoilla vallitseva päästöoikeuksien ylijäämä, joka päästökauppajärjestelmän kolmannen kauden (2013—2020) alussa on noin 2 miljardia päästöoikeutta. Komissio arvioi ylijäämän kasvavan noin 2,6 miljardiin vuoteen 2020 mennessä. Ylijäämän suuruus johtuu pääosin talouskriisin aiheuttamasta kysynnän laskusta sekä kansainvälisten yksiköiden käytön huomattavasta lisääntymisestä toisen päästökauppakauden (2008—2012) lopulla. Alla on kuvattu päästöoikeuksien ylijäämän kehitystä ja päästöoikeuden hinnan (EUA) alenemista viime vuosina.

Kuva 1.1 EUA hinnat ja päästöoikeuksien ylijäämän kehitys



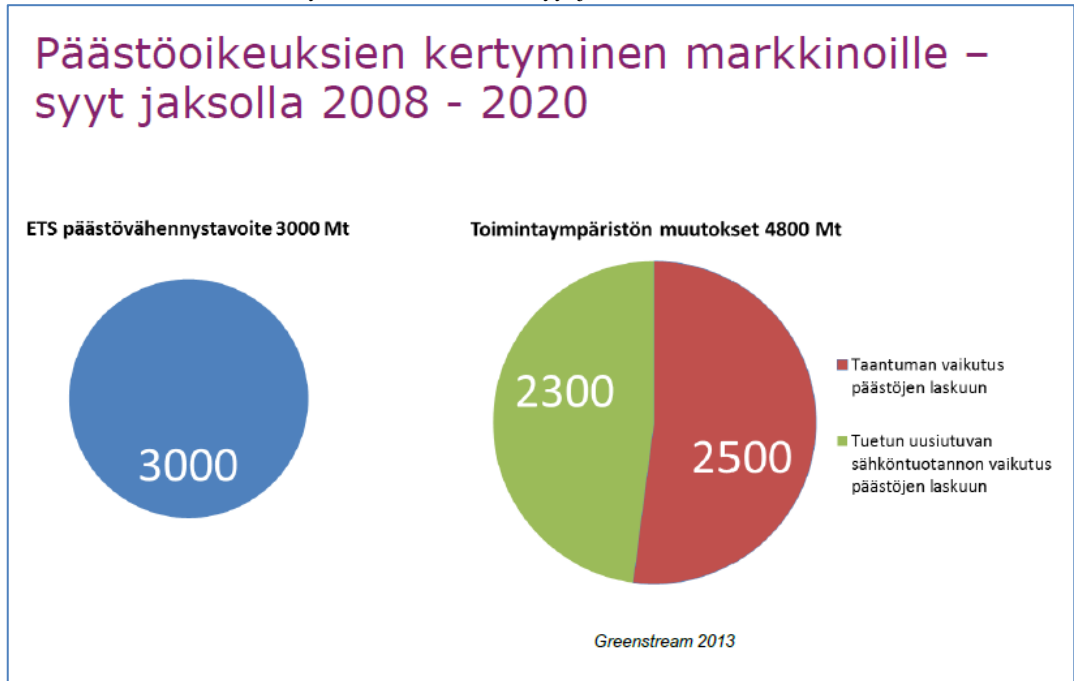
Lähde: ECOFYS Assessing design options for a market stability reserve in the EU ETS

<sup>3</sup> (COM(2014) 15 final)

<sup>4</sup> (COM(2014) 20 final)

Taantuman lisäksi päästöoikeuksien ylijäämän kehitykseen on vaikuttanut sähkön tuotannon rakenteen muuttuminen vähäpäästöisempään suuntaan (tämä on ollut erityisen voimakas kehitys Saksassa jossa tuuli- ja aurinkovoimaa on tuettu merkittävästi).

Kuva 2.1 Päästöoikeuksien kertyminen markkinoille – syyt jaksolla 2008 - 2020



Lähde: Energiategollisuus ry / Poukka esitys, Päästökaupan kehitysnäkymät vuoteen 2030

Lyhyen aikavälin toimenpiteenä ylijäämän rajoittamiseksi komissio ehdotti vuonna 2012 huutokaupattavien päästöoikeusmäärien lykkäämistä kolmannen kauden lopulle ns. backloading-menettelyä. Ehdotuksen mukaan yhteensä 900 miljoonaa päästöoikeutta siirretään vuosilta 2014-2016 huutokaupattavaksi vuosille 2019-2020. Lykkääminen vähentää päästöoikeuksien ylijäämää kuitenkin vain tilapäisesti korjaamatta järjestelmän rakenteellista ongelmaa. Neuvosto ja Euroopan Parlamentti ovat hyväksyneet ns. backloading-menettelyn edellyttämän direktiivimuutoksen vuoden 2013 lopulla.

Kuva 2.2 Alkuperäinen Backloading esitys



Lähde: Energiateollisuus ry / Poukka esitys, Päästökaupan kehitysnäkymät vuoteen 2030

Backloading-menettelyn alkuperäinen esitys olisi merkinnyt 900 miljoonan päästöoikeuden huutokaup-  
paamista siten, että lykätään nämä 3. päästökauppakauden alusta kauden lopulle seuraavasti:

Taulukko 1.1 alkuperäinen Backloading palautusaikataulu

Mt	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Backloading	-400	-300	-200			+300	+600

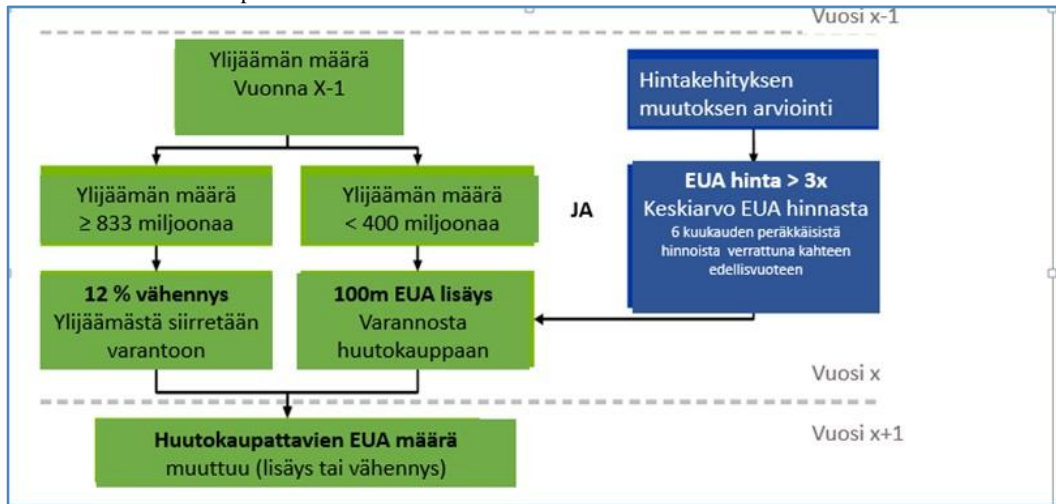
Keskipitkällä aikajänteellä komission ehdotuksen tavoitteena on rajoittaa päästöoikeuksien ylitarjontaa päästöoikeusmarkkinoilla sekä parantaa päästökauppajärjestelmän mukautumiskykyä mahdollisiin markkinoiden epätasapainoa aiheuttaviin tekijöihin. Markkinoilla olevan ylijäämän rajoittaminen vahvis-  
taa järjestelmän ohjausvaikutusta ja siten parantaa kustannustehokkuutta pitkällä aikavälillä. Koska va-  
kausvarannon toiminta perustuu päästöoikeusmarkkinoilla olevaan päästöoikeuksien ylijäämään, varanto  
pystyy suojaamaan järjestelmää päästöoikeuksien kysynnän muutosten aiheuttamalta epätasapainolta.

## 1.1

### Markkinavakauservarannon toimintaperiaate ja suunniteltu aikataulu

Komission ehdotuksen mukaisesti suunnitteilla on markkinavakauservaranto (MVV) mekanismi, joka aloittaa toimintansa 1. päivänä tammikuuta 2019. Vakauservaranto toimisi siten, että liikkeellä olevien päästöoikeuksien kokonaismäärän ollessa ennalta määritellyn vaihteluvälin (400—833 miljoonaa päästöoikeutta) ulkopuolella, varantoon siirrettäisiin päästöoikeuksia markkinoilta tai varannosta siirrettäisiin päästöoikeuksia takaisin markkinoille (päästöoikeushuutokauppaan). Alla oleva kuva esittää MVV:n toimintaperiaatteen.

Kuva 1.3 MVV toimintaperiaate



Lähde: Ecofys Assessing design options for a market stability reserve in the EU ETS (2014)

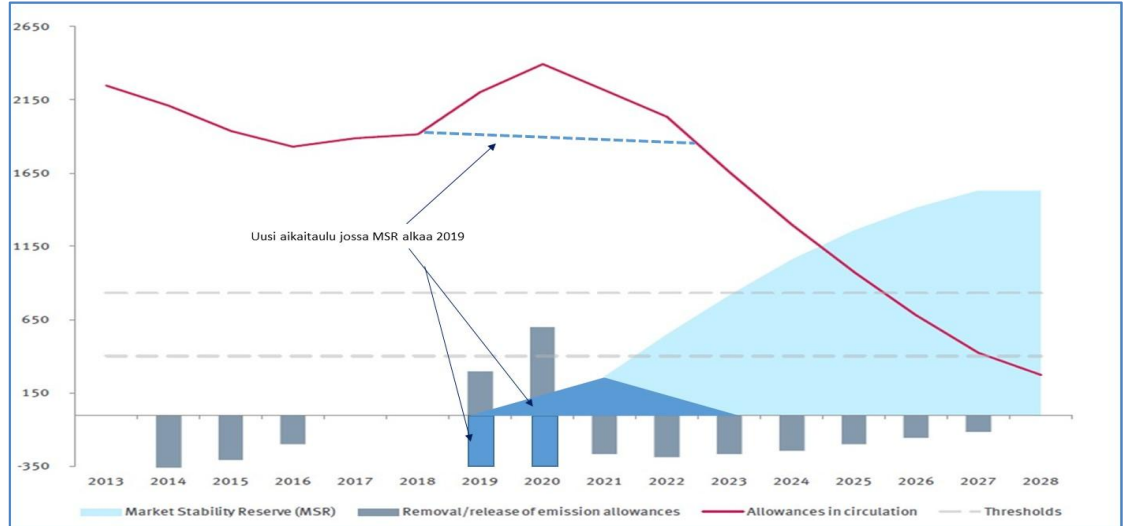
MVV toimisi siis seuraavan periaatteen mukaisesti: jos vuoden x-1 joulukuun 31. päivänä liikkeellä olevien päästöoikeuksien määrä on yli 833 miljoonaa kappaletta, tällöin vuoden x+1 huutokaupasta vähennetään automaattisesti päästöoikeuksien määrä, joka vastaa 12 % vuoden x-1 ylijäämästä. Vähennyksen tulee olla vähintään 100 miljoonaa päästöoikeutta. Jos vuoden x-1 joulukuun 31. päivänä ylijäämä on alle 400 miljoonaa päästöoikeutta, lisätään vuoden x+1 huutokaupattavien päästöoikeuksien määrää 100 miljoonalla kappaleella. Jos varannossa on alle 100 miljoonaa päästöoikeutta siirrettäväksi, kaikki varannossa olevat yksiköt siirretään takaisin päästömarkkinoille.

Vaikka ylijäämä ei laskisi alle 400 miljoonan rajan ja jos päästöoikeuden hinta on kolme kertaa korkeampi kuin keskiarvo edellisestä kahdesta vuodesta niin myös tällöin huutokaupattavien määrään lisätään maksimissaan 100 miljoonaa päästöoikeutta. Tämän on tarkoitus tasata päästöoikeuden hintaheilahtelua ja tuoda hintavakautta päästömarkkinoille.

Liikkeellä oleviin päästöoikeuksiin luetaan vuoden 2008 jälkeen markkinalle laskettujen päästöoikeuksien sekä puhtaan kehityksen mekanismeista ja yhteistoteutuksesta vuoden 2008 jälkeen päästökaupassa käytettyjen päästöyksiköiden summa, josta vähennetään vuoden 2008 jälkeen todennetut päästöt, vanhentumisen takia mitätöidyt päästöoikeudet sekä vakauservarannossa olevat päästöoikeudet.

Kuvassa 1.4 on kuvattu MVV mekanismin vaikutukset päästöoikeuksien varantoon.

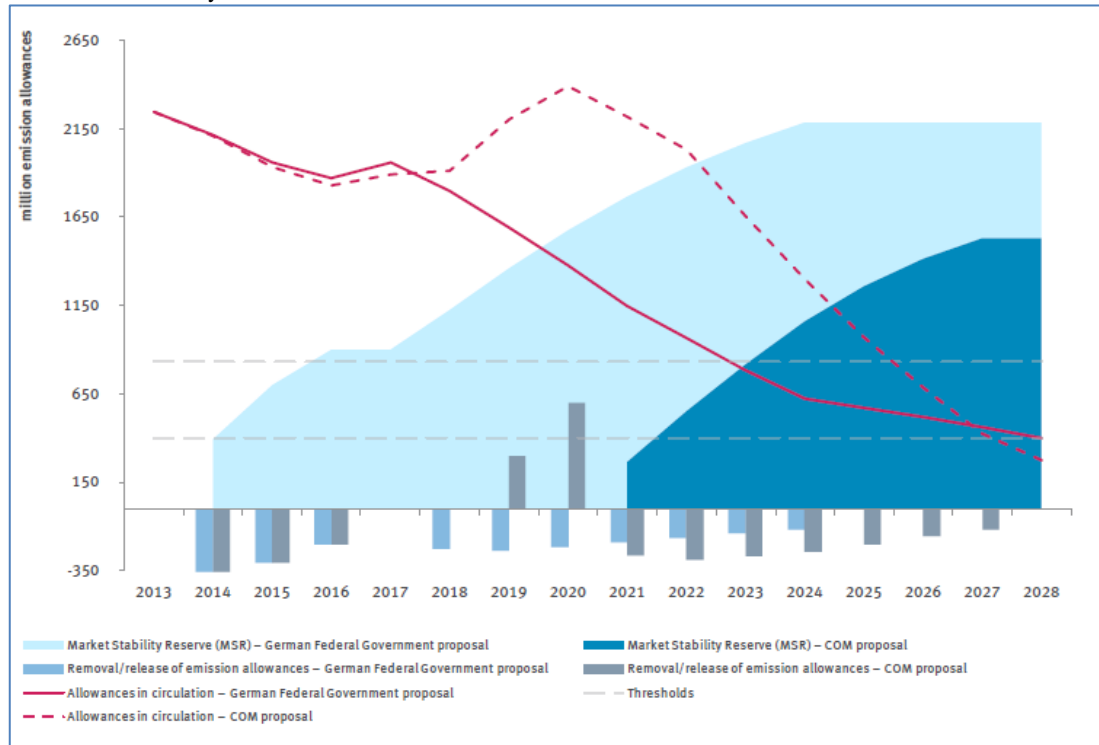
Kuva 1.4 MVV vaikutus päästöoikeuksien ylijäämään



Lähde: German Emissions Trading Authority - Strengthening Emissions Trading (2014)

Kuvassa 1.4 on esitetty Komission alkuperäinen suunnitelma sekä 5.5.2015 päätetty uusi vakausvarannon käyttöönottoaikataulu (sininen katkoviiva, jossa Backloading päästöoikeuksia ei palauteta huutokauppaan). Punainen käyrä kuvaa päästöoikeuksien ylijäämän kehitystä alkuperäisessä komission esityksessä.

Kuva 1.5 Saksan esitys MVV aloittamisesta 2017



Lähde: German Emissions Trading Authority - Strengthening Emissions Trading (2014)



MVV mekanismin aikataulun aikaistamista oli vaadittu usean jäsenmaan (mm. Saksa, Tanska, Ruotsi ja UK) sekä järjestön (Eurelectric, IETA) taholta. Saksan ehdotus sisältää myös ehdotuksen, että Backloading vähennystä ei palauteta huutokauppaan vaan lisätään MVV varantoon. Saksan ehdotusta havainnoidaan kuvassa 1.5. Tämän ehdotuksen ja komission alkuperäisen ehdotuksen kompromissina syntyi 5.5.2015 päätetty aikataulu.

## 1.2 MVV – vaikutus päästöoikeuden hintaan

Päästöoikeuden hinta määräytyy markkinalla, jossa sekä kysyntä- ja etenkin tarjontatekijät riippuvat poliittisista päätöksistä. Päästöoikeuden tarpeelle on vaikeampi määritellä vaihtoehtokustannuksia koska päästövähennemä perustuu poliittisesti päätettyihin tavoitteisiin ja EU-tukiin eikä kilpailuihin markkinoihin. Öljyllä esimerkiksi on kilpailtu markkina ja vaihtoehtokustannukset eri tuotantomuodoille. Voidaan esimerkiksi arvioida tuotetaanko maailman öljy jatkossa vesisärötyksellä, aavikolta tai kenties arktisilta alueilta poraamalla ja näitä hintatasoja voidaan verrata kysyntänäkymiin. Vastaavaa analyysia on huomattavasti hankalampi tehdä päästöoikeuden hinnalle.

IEA julkisti vuonna 2007 raportin<sup>5</sup> 'CO2 ALLOWANCE AND ELECTRICITY PRICE INTERACTION' jossa listataan eri tekijöitä jotka vaikuttavat päästöluvan hintaan. keskeisiä olivat:

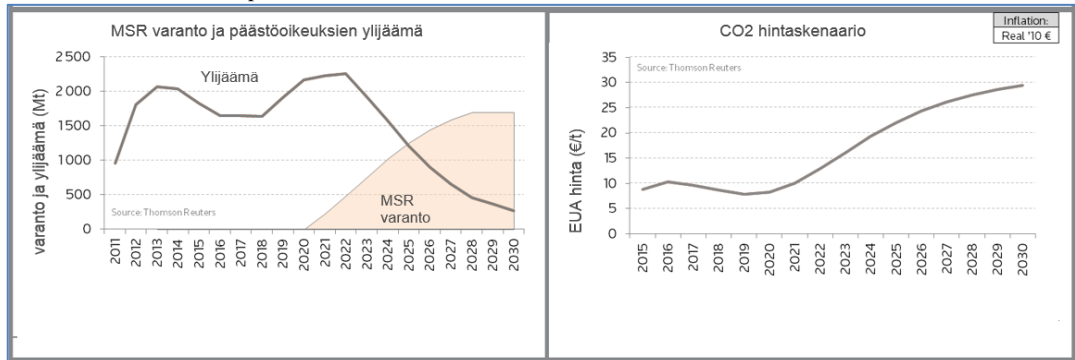
- Päästökaton sitovuus ja tiukkuus (kuinka esimerkiksi tuotannon rakenne muuttuu)
- Kansainvälisten hyvitysten käyttö
- Polttoaineiden suhteellinen hinta (esimerkiksi kaasun hinnan nousu suhteessa hileen hintaan nostaa hiilen kysyntää ja sitä kautta nostaa kysyntää päästöoikeuksille)
- Ilmaolosuhteet (sähköntuotantoon vaikuttaa merkittävästi ilman lämpötila, auringon määrä, tuulisuus)
- Sääntely ja säännöt (mitä esimerkiksi tehdään päästöoikeuksille kun voimalaitos suljetaan)
- Poliittikaepävarmuus (politiinen päätöksenteko lyhytnäköisempää kuin investoinnit joilla vaikutetaan ilmastonmuutokseen ja päästöihin)
- Muut (esimerkiksi finanssisuojauus – päästöluvan futuuri hinta otetaan huomioon tuotantokuluna ja näin suojataan katemarginaali)

Suomen ja pohjoismaisen markkinan erityispiirteenä on vesivoiman merkittävä rooli joten sääolosuhteet ja etenkin sade-/lumimäärä on merkittävä tekijä.

Markkinavakausvaranto vähentää päästöoikeuksien määrää ja sitä kautta nostaa päästöoikeuksien hintaan. Alla on kuvattu eräs skenaario (Thomson Reuters) päästöluvan hinnan kehityksestä jos mekanismi otetaan käyttöön komission alkuperäisen esityksen mukaisesti (2021).

<sup>5</sup> <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-allowance--electricity-price-interaction.html>

Kuva 1.6 MVV vaikutus päästöoikeuden hintaan



Lähde: Thomson Reuters esitys, Stig Schjølset, Will the stability reserve change the game?

Päästöoikeuden hinta lähtisi yllä nousuun vasta 2021 jälkeen kun markkinavakausero otetaan käyttöön.

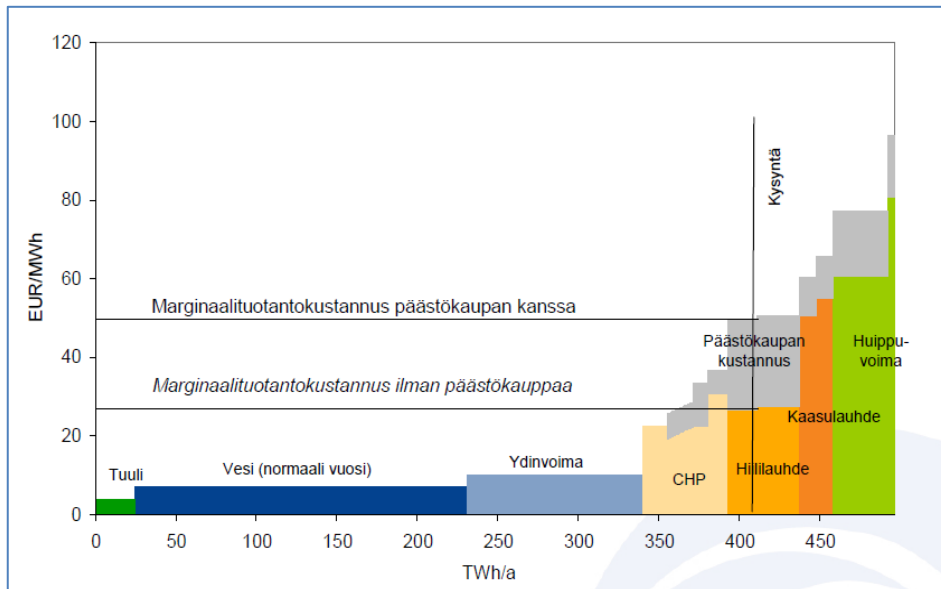
### 1.3. MVV – vaikutus sähkön hintaan

Päästöoikeuden hinta vaikuttaa sähkön tukkumarkkinahintaan muuttamalla fossiilisella polttoaineella tuotettavan sähkön tuotantokustannuksia (kun päästöoikeuksia ostetaan). Tässä selvityksessä tarkastelemme Suomen tukkusähkön hintaa, joka määräytyy pohjoismaisella sähkömarkkinalla. Päivittäinen ja tuntikohtainen tukkusähkön systeemihinta määräytyy Nosrdpool Spot<sup>6</sup> sähköpörsissä marginaalisen tuotantomuodon mukaisesti (perustuen annettuihin osto- ja myyntitarjouksiin). Euroopan sähkömarkkinoiden integraatio (market coupling, joka yhdistää Euroopan sähköpörsit) merkitsee, että yhä enenevässä määrin pohjoismaista sähkömarkkinaa on tarkasteltava osana Eurooppalaista sähkömarkkinaa. Tämä riippuu tietenkin siirtoyhteyksien riittävydestä. Päästömarkkinoita koskeva markkinavakausero on EU tasoinen mekanismi, jonka vaikutuksia tulisi ideaalisessa tilanteessa analysoida koko Euroopan tasolla. Käytännössä tämä vaatisi yksityiskohtaista koko Euroopan alueen sähkömarkkinoita kuvaavaa mallia ja informaatiota kunkin maan MVV implementoinnin yksityiskohdista. Tässä selvityksessä laskeaan pohjoismaiden sähköpörsin mukainen systeemihinta (hinta joka vallitsisi ilman siirtorajoitteita) sekä Suomen aluehinta (Suomi eriytyy omaksi hinta-alueekseen kun siirtokapasiteetti ei riitä tukemaan pörsrikauppojen mukaisia siirtoja). Saksan hinta oletetaan annetuksi (siirto Saksaan tai Saksasta tapahtuu olemassa olevien siirtoyhteyksien kautta hintaeroon perustuen).

Pohjoismaisessa tukkusähkömarkkinassa marginaalinen tuotantomuoto on edelleen hiililauhe, joskin hiililauhteen osuus koko tarjonnassa on kokoajan pienentynyt. Päästölupa nostaa fossiilisen polttoaineen hintaa suhteessa polttoaineen päästökertoimiin.

<sup>6</sup> <http://www.nordpoolspot.com/#/nordic/table>

Kuva 1.7 Päästöoikeuden vaikutus sähkön tukkuhintaan



Käytännössä päästöluvan hinnan välittymiseen tukkusähkömarkkinan hintaan vaikuttaa monet eri tekijät: kysyntätilanne (huippu- vs. normaalikysyntätilanne), sopimusrakenne (esim. miten sähkönhinnan muutoksiin on suojauduttu finanssimarkkinoilla), sääntely (esim. Espanjassa on rajoitettu sitä kuinka paljon päästöluvan hinta saa nostaa tukkusähkön hintaa) jne. Kun otetaan huomioon tuotantotavan tyypillinen hyötysuhde sekä tuotannon muut muuttuvat kustannukset voidaan arvioida päästöoikeuden hankinnan aiheuttamaa lisäystä sähköntuotannon muuttuviin kustannuksiin. Esimerkkinä alla yksi tällainen laskelma:

Taulukko 1.2 Sähköntuotannon marginaalikustannukset eri päästöoikeuden hinnoilla

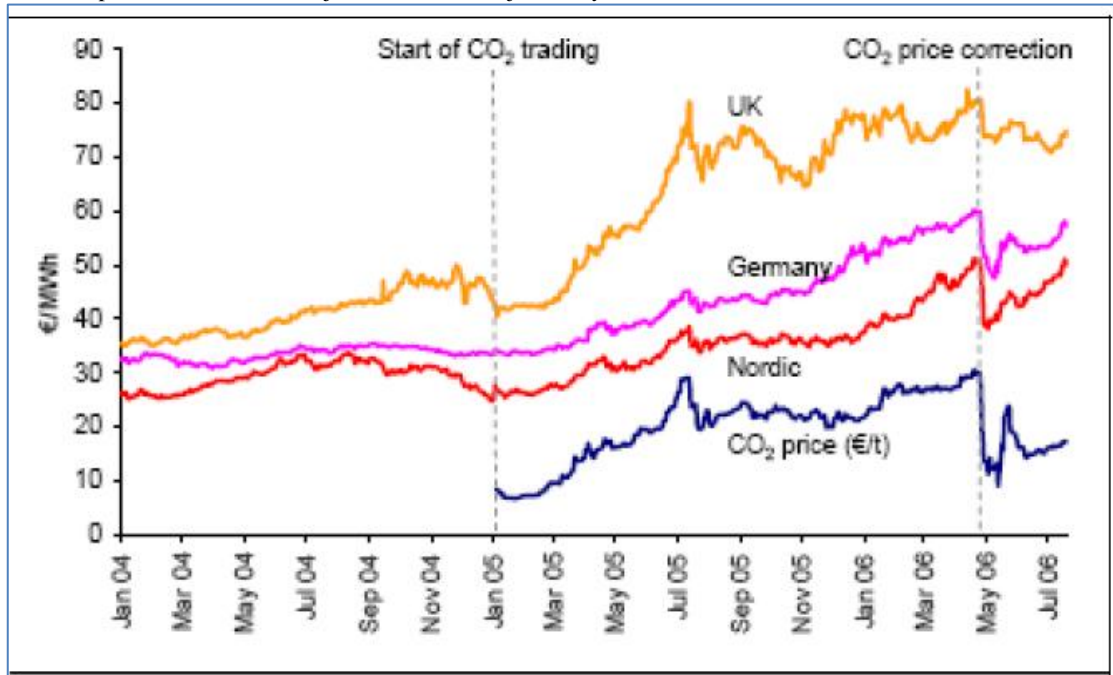
Laitostyyppi	päästöoikeuden hinta				
	0 €/t	5 €/t	10 €/t	15 €/t	20 €/t
Kivihiililauhde	20,0	24,8	29,5	34,3	39,1
Maakaasulauhde	28,0	30,0	32,0	34,0	36,0
Öljylauhde	44,7	48,4	52,0	55,6	59,3
Kaasuturbiinisähkö	125,0	131,6	138,2	144,8	151,4
Turvelauhde	17,1	22,5	27,9	33,3	38,7
Puulauhde	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
Kivihiilivastapaine	8,4	10,4	12,5	14,5	16,5
Maakaasukombi	16,3	17,4	18,6	19,8	21,0
Öljyvastapaine	20,2	21,9	23,5	25,2	26,8
Turvevastapaine	7,5	9,9	12,2	14,6	16,9
Puuvastapaine	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

Lähde: Kara Mikko, 2005. Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan. Espoo. VTT tiedotteita 2280.

Suomessa päästökauppa koskee noin 600 laitosta. Työ- ja elinkeinoministeriö tekee päätöksen ilmaisjakomääristä direktiivin mukaan ilmaisjakoon oikeutetuille laitoksille direktiivin ja sitä täydentävien säädösten mukaisesti. Energiavirasto jakaa päästöoikeudet laitoksille<sup>7</sup>. Toiminnanharjoittajat raportoivat hiilidioksidipäästöistään vuosittain Energiavirastolle.

IEA raportissa<sup>8</sup> päästöluvan hinnan ja tukkusähköhinnan korrelaatiota on kuvattu mm. pohjoismaiden, Saksan ja Englannin osalta

Kuva 1.8 päästöoikeuden hinnan ja tukkusähköhintojen kehitys



Lähde <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-allowance--electricity-price-interaction.html>

VATT-selvityksessä<sup>9</sup> analysoitiin EU ETS päästöluvan hinnan vaikutusta Suomen tukkusähkömarkkinahintaan. Selvityksen mukaan päästöluvan hinnoista (2005-2006) noin 75-95 % heijastui Suomen aluehintaan. Korrelaatioon vaikutti merkittävästi sähkön kysynnän taso. Selvityksessä varioitiin päästöluvan hintaa ja simuloitiin mallilla eri kysyntätilanteissa vaikutusta Suomen sähkönhinnan tasoon. Päästöluvan hinta vaikuttaa voimakkaasti sähkön hintaan huippukysynnän aikana (jolloin käytetään hiililauhdetta).

<sup>7</sup> Kansallista harkintaa ei asiassa ole.

<sup>8</sup> <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/co2-allowance--electricity-price-interaction.html>

<sup>9</sup> Honkatukia, J., Mälkönen, V., Perrels, A., (2006): Impacts of the European Emissions Trade System on Finnish Wholesale Electricity Prices, VATT-Discussion Papers, Helsinki

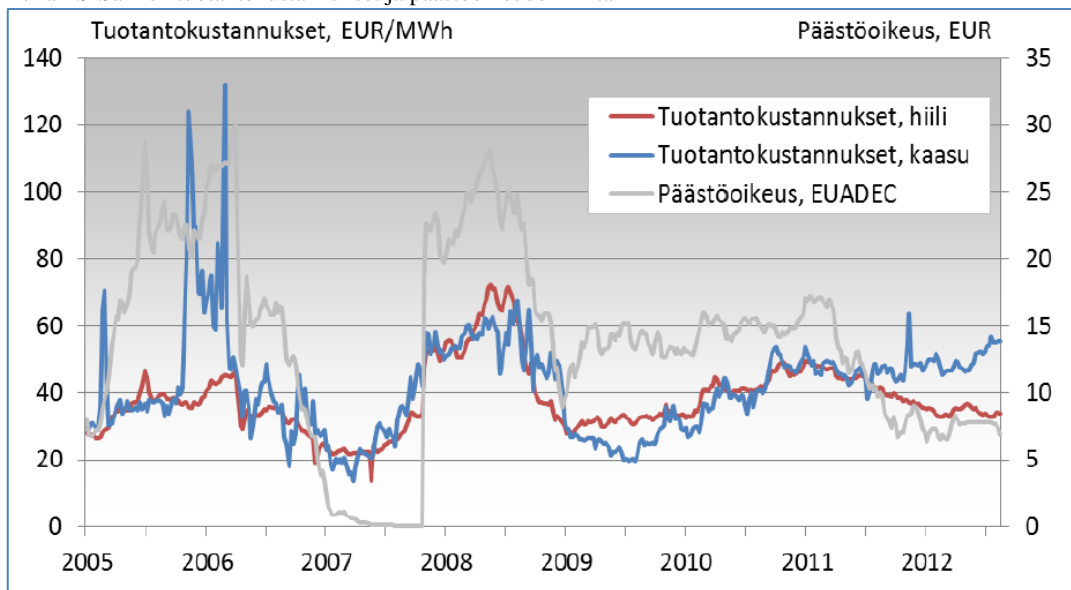
Taulukko 1.3. Päästöoikeuden hinnan ja Suomessa sähkön aluehinnan korrelaatio

	low loads	medium loads	high loads
<b>dETS in %</b>	share of dETS passing	share of dETS passing	share of dETS passing
<b>12 %</b>	0.47	0.97	1.11
<b>25 %</b>	0.45	0.94	1.07
<b>50 %</b>	0.43	0.89	1.02

Lähde VATT-Discussion Papers 405 (2006)

Historiallisesti polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnoista johdetut hiili- ja kaasulauhteen tuotantokustannukset ovat pitkällä aikavälillä seuranneet toisiaan. Ajoittaiset erot hintasuhteissa ovat kaventuneet polttoaineiden tai päästöoikeuden kysynnän muutosten myötä. Nykyisellään verrattain korkea kaasun hinta yhdistyneenä alhaiseen päästöoikeuden hintaan tekee hiilestä huomattavasti kaasua edullisemmän sähkön tuotannon polttoaineena.

Kuva 1.9 Sähkön tuotantokustannukset ja päästöoikeuden hinta



## 2 Markkinavakauservarantoon liittyviä vaikutusanalyyskejä ja kannanottoja

### 2.1 Suomen Elfi / Energiakolmio

Elfi-Energiakolmion selvityksen<sup>10</sup> tavoitteena oli arvioida päästökaupan markkinavakauservarantoa koskevan ehdotusten vaikutusta sähkön hintaan ja sen aiheuttamiin kustannuksiin sähkön käyttäjille. Lähtökohtana tarkastelulle on Thomson Reuters Point-Carbonin tekemät päästöoikeuden hintaskenaariot vuosille 2014-2030. Skenaariot kattoivat MVV aloituksen vuonna 2021 ja varhennetun aloituksen 2017 yhdistettynä backloading oikeuksien siirron suoraan MVV varantoon.

Vaikutuksia sähkön hintaan on arvioitu kalliimpien sähköntuotantoon kulloinkin tarvittavien tuotantomuotojen päästökertoimien kautta. Suomen sähkön hintaan päästöoikeuden hinnan muutos vaikutti selvästi hiililauhteen toimiessa hinnoittelun perustana niin Pohjoismaisesti kuin Saksassakin.

Suomen Elfi:n tilaaman selvityksen mukaan hiililauhteen osuus Suomessa laskee ydinvoiman ja uusiutuvan energiatuotannon noustessa ja samaan aikaan hiililauhteen tarve Pohjoismaissa vähenee runsaasti. Hiililauhteen markkinavaikutus tuleekin tällöin suurempana siirtoyhteyksien kautta muilta markkinoilta, jossa hiililauhteen rooli markkinalla pysyy edelleen merkittävänä (Saksa, Tanska). Näiden tekijöiden vuoksi sähkön hinnoitteluun vaikuttava päästökerroin LASKEEKIN Suomessa nykyisestä 0,75 €/MWh per €/tCO<sub>2</sub> tasolle 0,5 €/MWh per €/tCO<sub>2</sub>

Selvityksen mukaan Sähkön hinnan nousu on varsin voimakasta päästöoikeuden hinnan mukana ja kohdistuu kaikille sähkön käyttäjille. Lisäksi huomioitavaa on, että varhennetuilla toimenpiteillä päästöoikeuden hinta ja sähkön hinta lähtee nousuun selvästi Komission esitystä aiemmin. Tämä eri päästösten hintaero kohdistettuna Suomen maltillisesti nousevaan sähkön kulutukseen (84 TWh/a -> 2030 91,4 TWh/a) kertoo päätöksen kokonaiskustannuksen olevansähkön käyttäjille noin 4,5 miljardia euroa. Eniten sähkön hinnan nousu lisää käyttäjien kustannusta vuosina 2020-2023 noin 600 M€/a

Elfin selvitys on raportoitu hyvin yleisellä tasolla. Raportoituja vaikutuslaskelmia onkin kritisoitu koska esimerkiksi ns. Manakala-periaatetta ei ole huomioitu (alla energiateollisuus ry kommentti).

### 2.2 Thomas Reuters

Elfi/Energiakolmio selvitys perustui Point Carbon / Thomson Reuters tekemiin skenaarioon<sup>11</sup> MVV-mekanismiin vaikutuksista päästöluvan hintaan.

<sup>10</sup> [http://www.elfi.fi/index.php?action=download\\_resource&id=38&module=resourcesmodule&src=%40random54ead78a1af27](http://www.elfi.fi/index.php?action=download_resource&id=38&module=resourcesmodule&src=%40random54ead78a1af27)

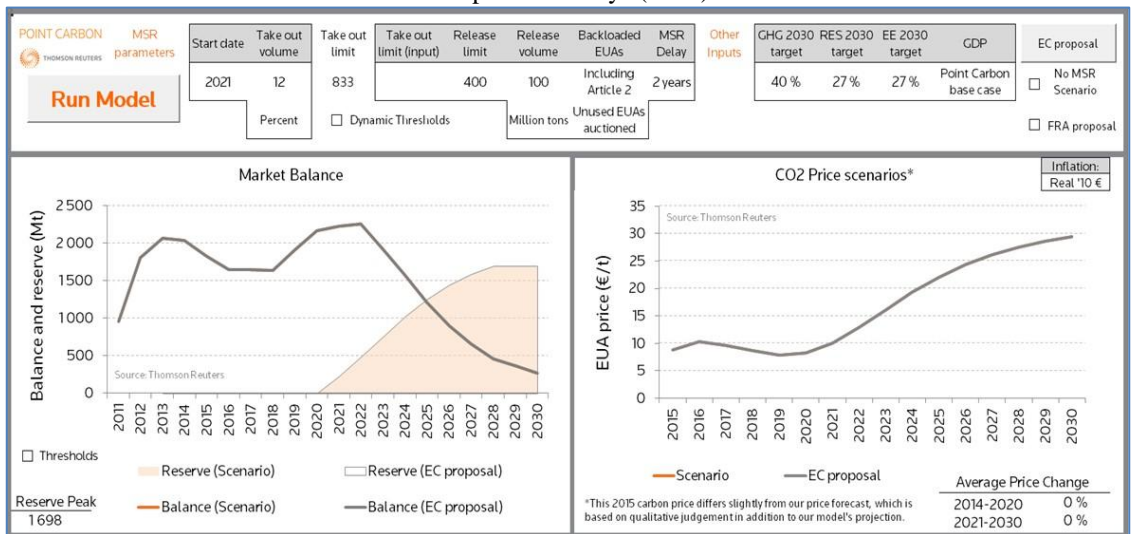
<sup>11</sup> Point Carbon esitys: The MSR: Impact on market balance and prices sekä Thomson Reuters analyysi: 2030 Carbon Price Forecast: Peering through the political fog

Thomson Reuters on laskenut simulointimallillaan eri MVV vaihtoehdoista seuraavia todennäköisiä päästöoikeuden hintaskenaarioita, joita hyödynnetään myös tämän raportin simulointien taustaoletuksina.

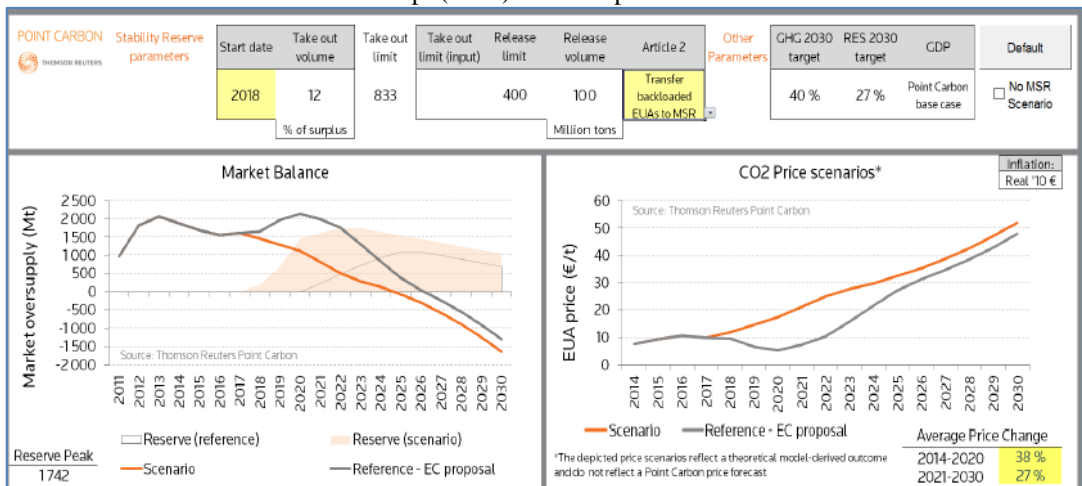
Thomson Reuters perusskenaarion taustaoletukset

- 40% GHG kasihuonekaasuvähennys -> 2.2% päästökattovähennys alkaen 2021
- 27% uusiutuvan osuus energian kysynnästä
- ei kansainvälisten hyvitysten käyttöä 2020 jälkeen
- MVV implementoidaan 2021
- BKT kasvu 1.7 prosenttia/vuosi 2020 asti, 1.9 prosenttia/vuosi periodille 2021-30

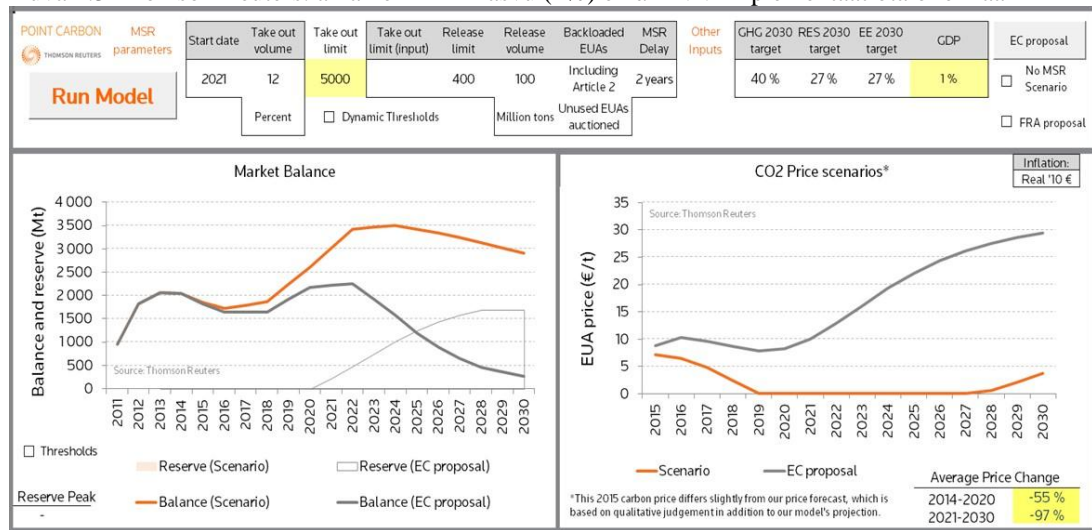
Kuva 2.1 Thomson Reuters: komission alkuperäinen esitys (2021)



Kuva 2.2 Thomson Reuters: aikaisempi (2017) MVV implementaatio



Kuva 2.3 Thomson Reuters: alhainen BKT kasvu (1%) eikä MVV implementaatiota ollenkaan



Kuvan 2.3 skenaariosta huomataan, että Ilman markkinavakauserävarantoa ja taantumien pitkittyessä päästöoikeuden hinta laskisi nollaan. Uusimman 5.5.2015 aikataulun mukaisen skenaarion Thomson Reuters julkaisi osana MVV sopimuksen liitettä.

## 2.3 Energiateollisuus ry / Energiautiset

Energiautisten kirjoituksessa<sup>12</sup> ”Kokonaiskuva hukassa” (23.3.2015) todetaan, että suurten suomalaisten teollisuussähkökäyttäjien teettämä selvitys (em. ELFI-selvitys) ei ota huomioon nykyisin käytössä olevien tukien vähenemistä toimivan päästökaupan olosuhteissa ja/tai päästöoikeuksien myynnistä saatavia tuloja ja siten yliarvioi vakauserävarantomekanismien kustannuksia.

Teollisuuskäyttäjien teettämän selvityksen mukaan sähköstä maksettaisiin vakauserävarantomekanismien aikaistamisen seurauksena 4,5 miljardin euron ylimääräinen lasku vuosien 2017–2030 välisenä aikana. Tämä arvio on energiateollisuus ry asiantuntija Joonas Poukan mukaan liian korkea.

Teollisuuden teettämässä laskelmassa 4,5 miljardin euron lisälasku sähkön käyttäjille kertyisi vuosina 2015–2030. Vuositasolle muutettuna vaikutus olisi keskimäärin 280 miljoonaa euroa. Jos vaikutusten oletetaan koskevan kaikkia sähkökäyttäjiä, nousisi sähkön hinta muutamalla prosentilla.

Poukka laskee, että teollisuus käyttää Suomessa kulutetusta sähköstä vuosittain 47 prosenttia, joten sen osuus 4,5 miljardista olisi 2,1 miljardia. Vientiteollisuuden osuus kaikesta teollisuuden käyttämästä sähköstä taas on noin puolet.

<sup>12</sup> <http://www.energiautiset.fi/uutiset/kokonaiskuva-hukassa.html>



Teollisuuden teettämässä laskelmassa oletetaan, että päästökaupan vakauserän käyttöönoton aikaistaminen nostaisi samalla tavalla jokaista Suomessa vuosittain käytetyn kilowattitunnin hintaa. Näin ei kuitenkaan tapahdu, todetaan Energiauutisten kirjoituksessa.

Suomalainen teollisuus tuottaa itse merkittävän osan sähköstään Mankala-periaatteella. Päästöttömän Mankala-sähkön osuus teollisuuden sähkön käytöstä on vuosittain 45 prosenttia. Sen kustannuksia päästökauppa tai vakauserän käyttö eivät nosta.

Kun teollisuuden päästötön Mankala-sähkö otetaan huomioon laskelmissa, kutistuu teollisuuden osuus lisäkuluista 2,1 miljardista eurosta 1,2 miljardiin euroon. Vuositasolla tämä olisi noin 73 miljoonaa euroa, josta hiilivuodolle alttiiden alojen osuus on noin puolet.

Poukka laskee, että Suomella olisi varaa pitää huolta kilpailukyvyistä kohdennetulla kompensatiolla.

”Kun päästökauppa toimii ja ohjaa yritykset investoimaan päästöttömiin energiantuotanto-muotoihin, ei uusiutuvan energian käyttöä tarvitse tukea yhtä runsaskätisesti kuin nykyisin. Valtio saa myös tuloja päästöoikeuksien myymisestä” toteaa Poukka. Poukan laskelmien mukaan valtion rahaa säästyy yhteensä noin kaksi miljardia euroa. Tällä voitaisiin helpottaa päästökaupan teollisuudelle aiheuttamia kustannuksia.

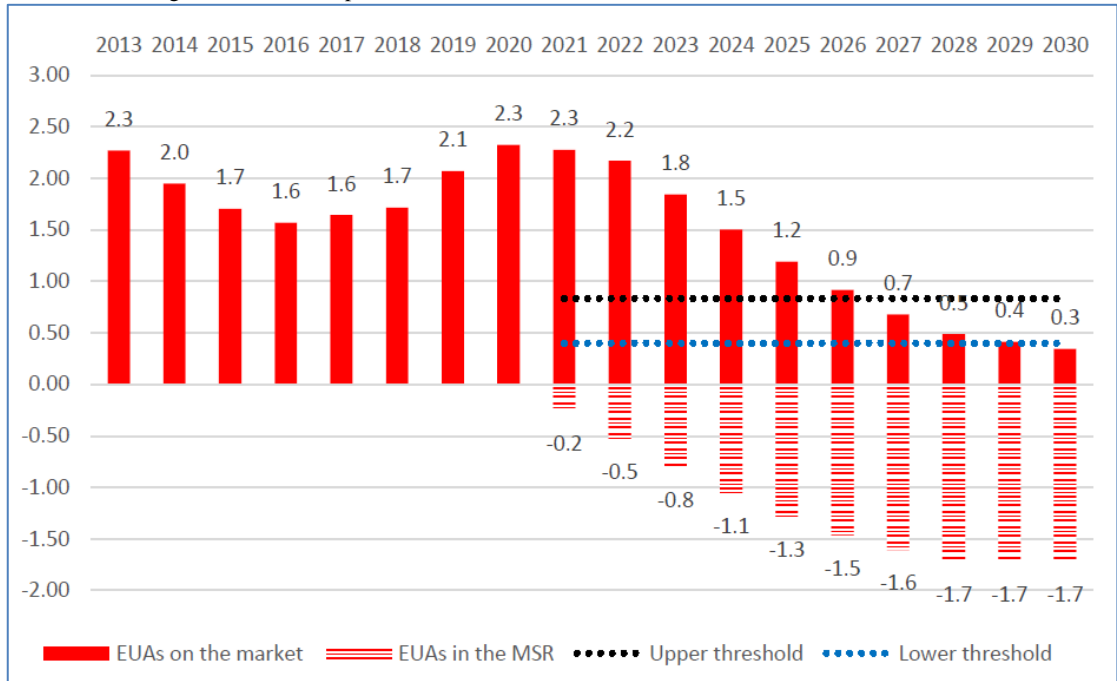
## 2.4 Sandbag 6. ETS-päästökatsaus

Sandbag organisaation 6. Euroopan päästökaupan tilaa koskevassa seurantaraportissa<sup>13</sup> luodaan katsaus mm. markkinavakauserän toimintaan. Seurantaraportin mukaan komission oma arvio päästöoikeuksien ylijäämästä vuoteen 2020 mennessä (2,6 miljardia) on aliarvio. Seurantaraportin mukaan aleneva sähkönkysyntä sekä teollisuuden hidaskasvu ja rakennemuutos voisi johtaa jopa 4,5 miljardin päästöoikeuden ylijäämään 2020.

Sähköntuotannon päästöt vähenevät laitosten tehokkuuden sekä uusiutuvan energian kasvaessa. Alhainen päästöoikeuden hinta ei kuitenkaan ohjaa kohti kehitystä jossa hiilen ja kaasun osuus vähenisi ilmastotavoitteiden mukaisesti.

<sup>13</sup> <http://climateobserver.org/reports/slaying-dragon-vanquish-surplus-rescue-ets-sandbag/>

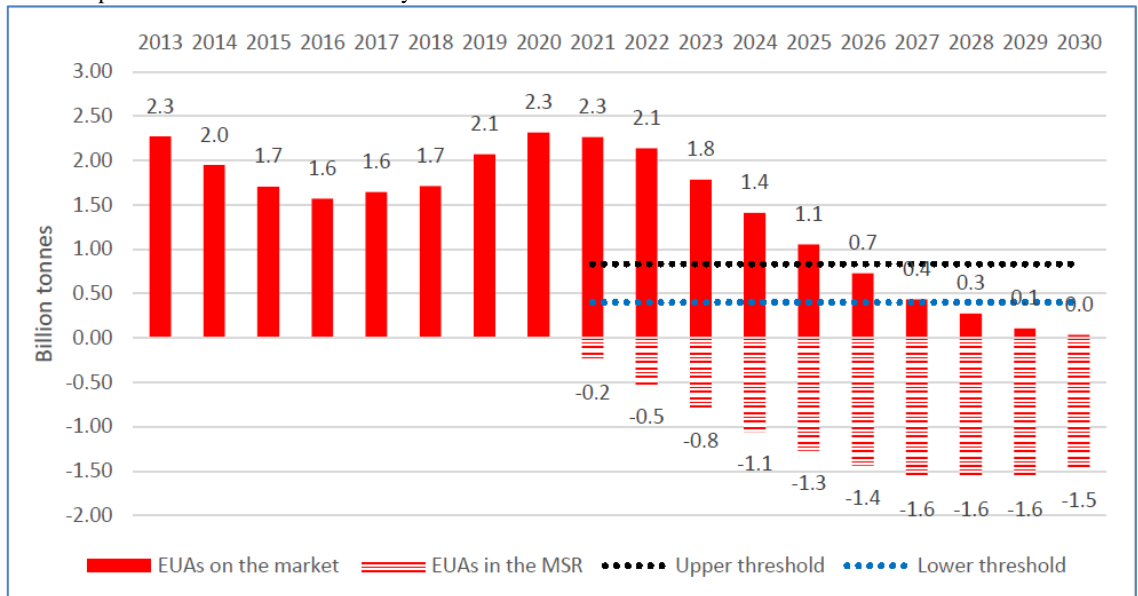
Kuva 2.4 Sandbag: Komission alkuperäinen MVV-ehdotus



Lähde Sandbag/ The Environmental Outlook for the EU Emissions Trading Scheme

Sandbag-organisaation arvio MVV-mekanismiin vaikutuksista päästöoikeuksien määrään on hyvin samansuuntainen kuin Thomson Reuters. Jos oletetaan päästökaupan päästökaton lineaarinen vähennyskertoimen tiukentuminen vuodesta 2021 alkaen 1,74% -> 2,2 %. saavutetaan MVV alaraja (400 miljoonaa päästöoikeutta) kaksi vuotta aikaisemmin, 2027, kuin yllä olevassa kuvassa (jossa LFR 1,7%).

Kuva 2.5 päästökaton lineaarinen vähennyskertoimen tiukentuminen vuodesta 2021 alkaen

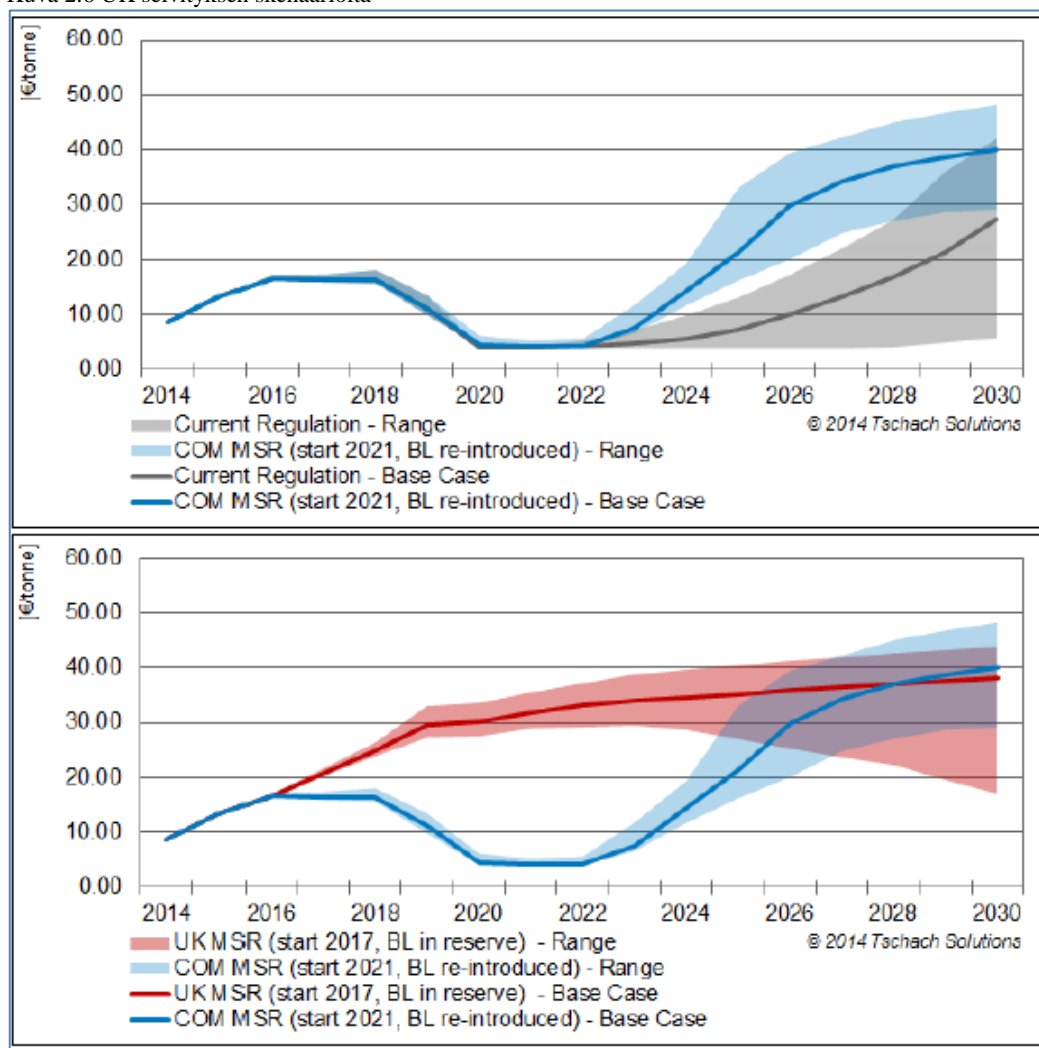


Lähde Sandbag/ The Environmental Outlook for the EU Emissions Trading Scheme

## 2.5 UK analysis: Impacts of the Market Stability Reserve on the EU ETS

Britannian hallituksen teettämässä selvityksessä<sup>14</sup> luodaan katsaus MVV-mekanismiin vaikutuksiin. Selvitys pitää MVV-mekanismia periaatteeltaan hyvänä ja suosittelee MVV-mekanismiin sopeutusrajoja. Raportti tosin huomauttaa, että alaraja (400 milj. päästöoikeutta) saatetaan saavuttaa liiankin nopeasti. Selvityksessä luodaan katsaus eri skenaarioihin MVV-mekanismiin vaikutuksista Päästöoikeuksien ylijäämän ja –hinnan kehityksiin:

Kuva 2.6 UK selvityksen skenaarioita



Yllä on kuvattu päästölavan hintaa alkuperäisen ja aikaistetun (2017) aikataulun skenaarioissa. Kuvissa on eri hintahaarukoita riippuen taloudellisen kasvun ja uusiutuvan teknologian kehityksen nopeudesta. UK-selvitys viittaa Ecofys-Taschini<sup>15</sup> raporttiin jonka mukaan MVV-mekanismi luo kustannushyötyjä teollisuudelle antamalla oikean signaalin päästöjen vähennykselle ajoissa. Ajoissa tehdyt investoinnit päästöjen vähentämiseksi luo tasaisemman sopeutusuran kokonaispäästöjen tavoitetasojen saavuttamiseksi. Lisäksi uusiutuvan teknologian lisääminen saattaa vähentää ao. teknologian yksikkökustannuksia (vrt. aurinkovoima).

<sup>14</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/391813/MSR\\_analytical\\_paper\\_final\\_17\\_December.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/391813/MSR_analytical_paper_final_17_December.pdf)

<sup>15</sup> <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2015-assessing-design-options-for-market-stability-reserve-euets.pdf>

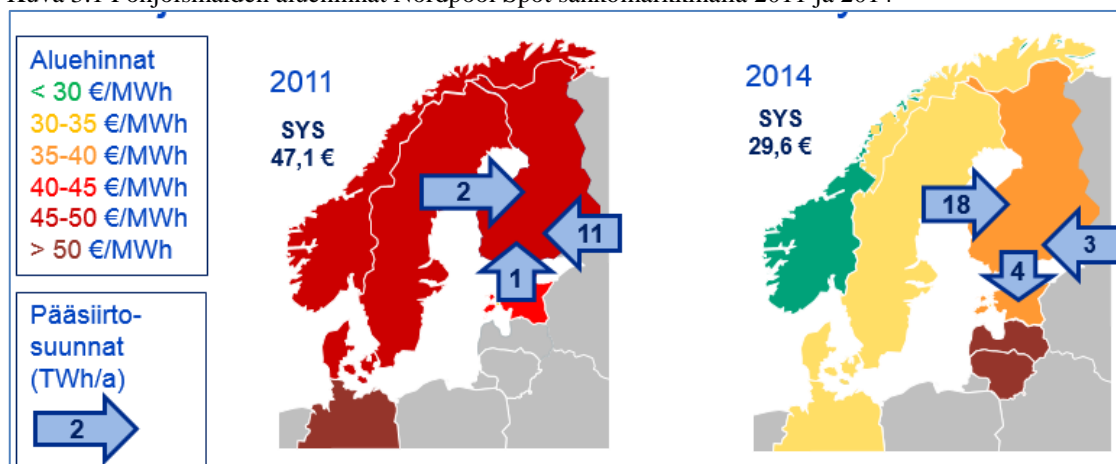
## 3 Mallilaskelmien taustaa ja skenaariokuvaukset

### 3.1 Suomen ja pohjoismaiden sähkömarkkinan kehitys

Pohjoismainen sähkömarkkina on yhä enenevässä määrin integroitunut Manner-Euroopan sähkömarkkinoihin. Investoinnit ovat pääosin tukimekanismeihin perustuvaa (tuulivoima) kapasiteettia. Tukkusähkön alhainen hinta ei houkuttele uusia investointeja markkinaperusteisesti.

Uusiutuvalla energialla tuotetun tarjonnan lisääntyminen viime vuosina sekä sähkön kysynnän kasvun hidastuminen talouksien taantumassa ovat alentaneet tukkusähkön systeemihintaa merkittävästi. Vuonna 2011 keskiarvoinen systeemihinta oli 47,1 euroa per MWh kun se vuonna 2014 oli 29,6 euroa per MWh. Samalla hintaerot alueiden välillä ovat kasvaneet. Merkittävä tekijä tässä kehityksessä on ollut tuulivoiman lisääminen etenkin Ruotsissa.

Kuva 3.1 Pohjoismaiden aluehinnat Nordpool Spot sähkömarkkinalla 2011 ja 2014



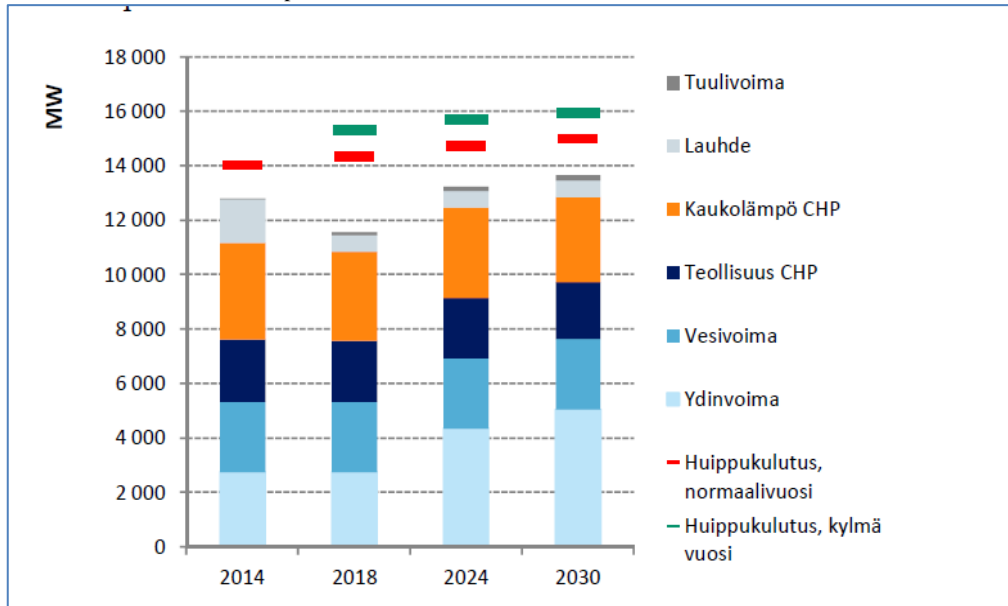
Lähde: Fingridin esitys sähkömarkkinapäivässä 2015

Voimakas uusiutuvan sähköntuotannon kasvu on jo muokannut (Saksa ja Tanska) ja tulee enenevässä määrin muokkaamaan sekä pohjoismaista että keski-eurooppalaista sähkömarkkinaa tulevien vuosikymmenien aikana. Erillisen lauhdevoiman markkinaehtoinen käyttö on ollut laskussa ja mm. Pohjolan Voiman Kristiinankaupungin ja Porin Tahkoluodon lauhdevoimalaitokset ovat lakkautusuhan alla<sup>16</sup>.

Suomessa sähkön hinta ollut korkeampi kuin systeemihinta (pohjoismainen hinta, joka on laskettu ilman siirtorajoitteita). Tämä tilanne jatkunee kunnes Olkiluoto 3 yksikkö tulee markkinoille. Kaikissa skenaariossa oletetaan uusien ydinvoimaloiden tulevan käyttöön vuosina 2019 (1600 MW) ja 2025 (1200 MW). Loviisa 1 on käytettävissä vuoden 2027 loppuun ja Loviisa 2 vuoden 2030 loppuun saakka.

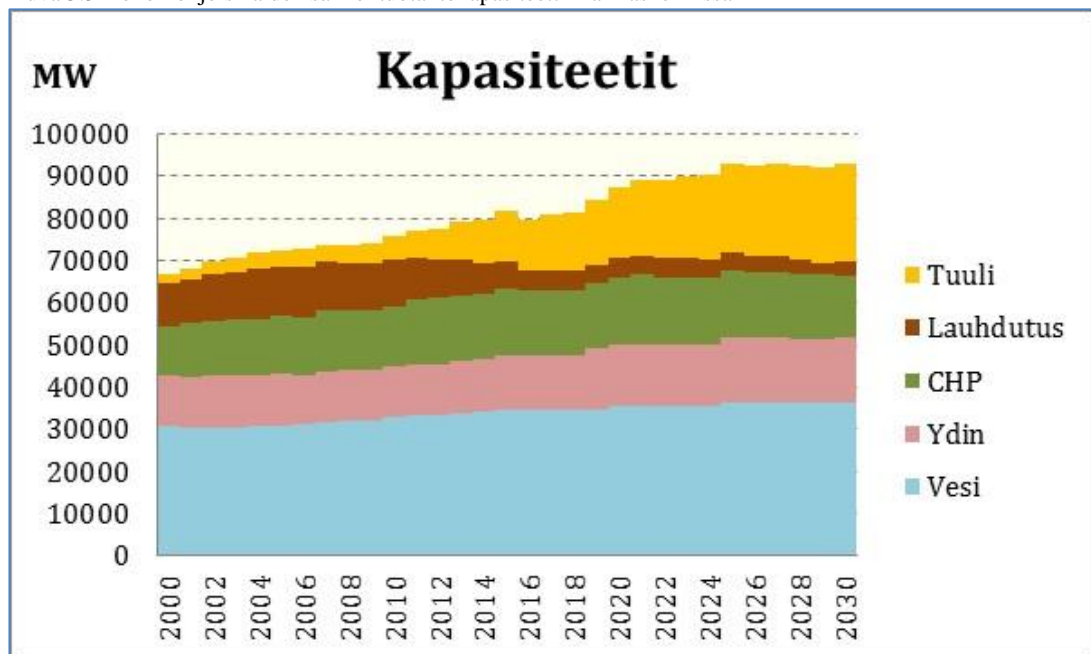
<sup>16</sup> <http://www.maaseuduntulevaisuus.fi/lakkautus-uhkaa-porin-ja-kristiinankaupungin-voimalaitoksia-1.112059>

Kuva 3.2 Suomen tuotantokapasiteetin muutosvuoteen 2030 mennessä.



Lähde: Tem selvitys Suomen sähkötehon riittävyys ja kapasiteettirakenteen kehitys vuoteen 2030

Kuva 3.3 Koko Pohjoismaiden sähköntuotantokapasiteetti mallilaskelmissa



Tuulivoiman osuus kasvaa ja lauhteen osuus pienenee. Sähkön kysynnän osalta on käytetty taulukossa 3.1 esitettyjä arvoja<sup>17</sup>. Taloustaantuma vaikuttaa nykytilanteessa edelleen ja vasta vuoden 2020 tienoilla ollaan taas lamaa edeltävällä kulutustasolla Pohjoismaissa. Suomen osalta tulevaisuuden kysyntäarvioissa on huomioitu TEMin ja VTT:n (TEM 2013 a,b, Lehtilä et al. 2014) uusimpia kysyntäkenaarioita. Muiden Pohjoismaiden kysyntäkehityksissä hyödynnetään viranomaisarvioita.

<sup>17</sup> mm. Nordel (2003-2008), ENTSO-E (2012a), NVE 2011-2013, 2014, DEA 2013, Svensk energi 2013, 2014, Energateollisuus 2013, 2014. Tulevaisuuden arviot perustuvat kirjoittajan näkemykseen muun muassa seuraavien lähteiden pohjalta: NREAP Sweden (2010),

Monet energiatehokkuus- ja päästövähennystoimet vähentävät polttoaineiden kulutusta mutta lisäävät sähkön kulutusta pidemmällä tähtäimellä. Jos esimerkiksi puolet Pohjoismaiden henkilöautoista olisi sähköautoja tai plug-in-hybridejä, lisääntyisi sähkön kulutus noin 15 TWh:lla. Tätä voidaan pitää realistisena vaihtoehtona vuoteen 2030 mennessä, joskin liian optimistisena vuoteen 2020 mennessä. Samoin perinteisestä öljylämmityksestä halutaan luopua. Yhtenä korvaavana vaihtoehtona ovat silloin erilaiset lämpöpumput, jotka omalta osaltaan lisäävät sähkön kulutusta.

Karkeana muistisääntönä voidaan pitää, että 10 TWh:n muutos sähkön kysynnässä (tai marginaalikus-tannuksiltaan halvassa tuotannossa) aiheuttaa noin 2 €/MWh hintamuutoksen.

Taulukossa 3.1 on kuvattu sähkön tarve (TWh/a) maittain pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Toteutunut tarve 2003 – 2013 ja arvioitu normaalivuosisukulutus 2015 – 2035. Vuoden 2010 toteuma oli kylmyyden takia normaalivuotta selvästi suurempi. Vuonna 2011 taloudellinen tilanne kääntyi taas huonompaan suuntaan. Vuonna 2012 oli runsas vesivuosi, mikä lisäsi kulutusta.

Taulukko 3.1 Sähkön kysyntä Pohjoismaissa

<u>Vuosi</u>	<u>Suomi</u>	<u>Ruotsi</u>	<u>Norja</u>	<u>Tanska</u>	<u>Yhteensä</u>
2003	85,2	145,5	115,0	35,0	381
2004	86,9	146,4	122,0	35,5	391
2005	84,9	147,3	125,9	35,7	394
2006	90,1	146,4	122,6	36,4	396
2007	90,4	146,4	127,4	36,4	401
2008	87,2	144,1	128,9	36,1	396
2009	80,8	138,3	123,8	34,0	377
2010	87,7	147,1	132,0	35,8	402,6
2011	84,2	140,3	125,1	34,9	384,5
2012	85,1	142,4	130,0	34,4	391,9
2013	84,0	139,5	129,2		
2015	86	144	126,0	35,7	391,2
2020	93	147	126	36	402
2025	96	149	128	37	410
2030	99	150	129	37	415
2035	102	150	130	37	419

## 3.2 Skenaariokuvaukset

Tarkastelemme kolmea eri tyyppistä kehityskulkua Euroopan markkinavakausvarannon käyttöönnotossa:

- alkuperäinen 2021 komission ehdotus, ECprop
- aikaistettu (2017 ja 2019) MVV skenaario, Real ja MVV
- skenaario, jossa ei oteta varantomekanismeja ollenkaan käyttöön, Base

Skenaario MVV ja Real kuvaavat tilannetta, jossa markkinavakausjärjestelmä otetaan käyttöön aikaisemmallalla aikataululla (2017, 2019) kuin alkuperäinen komission ehdotus ja backloading oikeuksia ei palauteta huutokauppaan vaan lisätään MVV-varantoon. Nämä skenaariot kuvaavat mm. Saksan ehdotusta MVV-mekanismien implementoinnista sekä 5.5.2015 tehdyn päätöksen mukaista, nyt todennäköistä, kehitystä.

EcProp-skenaario kuvaa alkuperäistä komission esitystä, jossa MVV-mekanismi otetaan käyttöön vuoden 2021 alussa ja backloading-oikeudet on palautettu huutokauppaan 2020 mennessä.

Lisäksi tarkastelemme skenaariota Base, jossa MVV-mekanismia ei oteta ollenkaan käyttöön ja olettamme Euroopan talouden taantuman jatkuvan (BKT kasvu vain 1%). Tarkoituksena on kuvata ääritilanne päästöoikeuksien ylijäämän kehityksen suhteen ja saada vertailukohtaa em. realistisimpiin vaihtoehtoihin.

## 4 Mallilaskelmien tulokset

Laskenta toteutetaan VTT:n kehittämällä Pohjoismaisia sähkömarkkinoita kuvaavalla MH-mallilla<sup>18</sup>. Malli on laadittu siten, että se huomioi Pohjoismaisten markkinoiden erityispiirteen, vesivoimavaltaisuuden. Keskeisiä oletuksia tulosten kannalta ovat seuraavat: i) Kapasiteetin kehittyminen; ii) kysynnän kehittyminen; iii) markkina-alueen yhteydet muihin markkina-alueisiin; iv) polttoaineiden hintakehitys. Nämä on dokumentoitu liitteessä 1.

### 4.1 Pohjoismaiset sähkömarkkinat

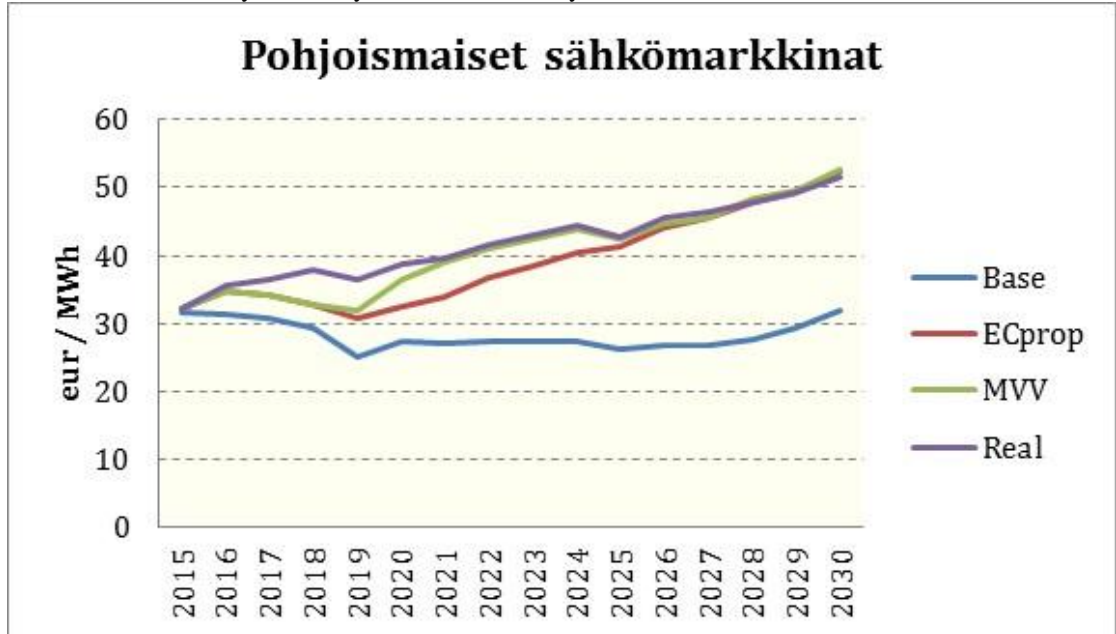
Tuulivoiman lisärakentaminen on merkittävin tuotantokapasiteetin muutos tarkastelujaksolla. Sen johdosta sähkön tuotantokyky kasvaa kysyntää nopeammin pohjoismaisella markkina-alueella. Vientikanavia on suunnitteilla niin Isoon Britanniaan kuin Euroopan mantereellekin. Niiden osittainenkin toteutuminen vaikuttaa merkittävästi pohjoismaisen markkina-alueen (NordPool eli NoPo) hintakehitykseen ja Suomen mahdollisuuksiin tuoda sähköä lännestä. Tässä selvityksessä ei ole mahdollisuuksia lähteä varioimaan eri tekijöitä ja seuraamaan niiden aiheuttamien muutoksien suuruutta Suomen hintatasoon. Sen sijaan on valittu yksi uskottava kysynnän, kapasiteettien ja polttoaineiden kehitysura ja varioitu vain päästöoikeuden hintaa ja seurattu sen vaikutusta sähkön hintaan. Vaikka kapasiteetti ja kulutus muuttuvat kaikissa tapauksissa samalla tavalla, niin tuotantomäärä vaihtelee skenaariosta toiseen. Tuotantomäärään vaikuttaa pohjoismaisen markkina-alueen kilpailukyky vientimarkkinoilla.

Laskenta etenee siten, että ensin tarkastellaan koko pohjoismaisen markkina-alueen kehitystä ja lasketaan sähkön systeemihinta. Se on minimihinta, jolla kulutus voidaan tyydyttää. Se lasketaan ilman siirto-

<sup>18</sup> Tamminen, E. et al., A fast and flexible stochastic dynamic programming model of the electricity market. VTT Technology 203. Espoo 2014.

rajoituksia, jolloin on mahdollista ottaa käyttöön koko pohjoismainen tuotantokoneisto alkaen edullisimmista tuotantomuodoista. Systeemihinnan määrittämisen jälkeen tarkastellaan Suomea omana alueenaan, jolloin systeemihinta määrittää Suomeen Ruotsista tuotavan sähkön hinnan. Muita mahdollisia tuonti- tai vientikanavia ovat yhteydet Venäjälle ja Eestiin. Sähkön hinta määrittää sähkön siirtosuunnan. Kuvassa 4.1 on esitetty sähkön systeemihinnan kehitys eri skenaarioissa.

Kuvassa 4.1 on esitetty sähkön systeemihinnan kehitys eri skenaarioissa.



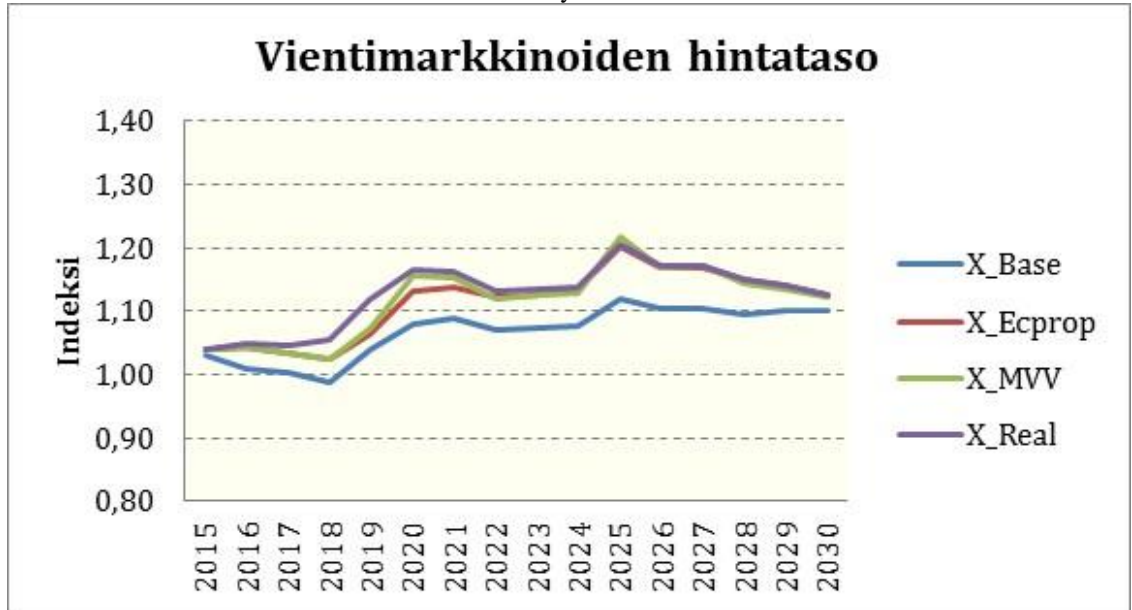
Base = skenaario ilman MSR mekanismia , ECprop = komission 1. ehdotus (2021), MVV = skenaario jossa 2019 MSR aloitus ja Real = skenaario jossa 2017 MSR aloitus (Saksan ehdotus)

Base-skenaario muodostaa kehityskulun, jossa päästöoikeuden hinta putoaa noltaan koska markkinava-kausvarantoa eikä muitakaan päästöoikeusmarkkinoihin vaikuttavia korjaustoimenpiteitä implementoida. Sen seurauksena sähkön hintataso säilyy nykyisenä. Muissa tapauksissa sähkön hinnan ja päästöoikeu- den hinnan välillä on selkeä yhteys: mitä suurempi on oikeuden hinta, sitä korkeampi on sähkön hinta.

Uusiutuvien tuotantomuotojen lisääntyminen tulee muuttamaan sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuk- sen välisen tasapainon ylläpitoa. Tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon vaihteluiden tasaaminen on kysy- mys, jonka ratkaisussa muun tuotantojärjestelmän sopeutumisen lisäksi kulutusjoustojen odotetaan tule- vaisuudessa muodostavan merkittävän tekijän. Tässä työssä on kuitenkin yksinkertaisuuden vuoksi ole- tettu, että seuraavan kymmenen, viidentoista vuoden aikana hiililauhdutus muodostaa vielä keskeisen ta- sapainottavan tekijän vientimarkkinoilla. Se tarkoittaa, että muutos hiililauhteen hinnassa heijastuu sa- mansuuntaisena muutoksena vientialueiden sähkön hintaan. Vientialueina tai -markkinoina tarkoitetaan tässä kaikkia pohjoismaiseen markkina-alueeseen kytköksissä olevia alueita, eli Saksaa, Hollantia, Venä- jää, Eestiä, Liettuaa ja Puolaa yhdessä. Niissä kussakin on oma hintatasonsa, mutta suhteelliset muutok- set ovat samanlaisia. Kuvassa 4.2 on verrattu vientimarkkinoiden hintaa toteutuneeseen (viennin sisältä- mään) systeemihintaan.



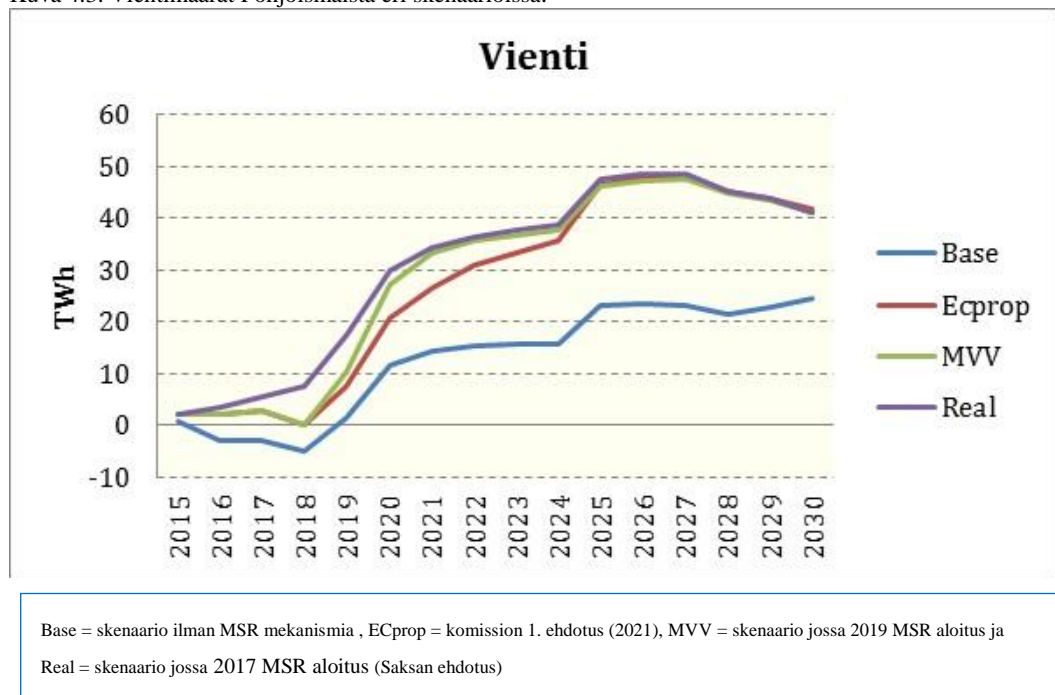
Kuva 4.2. Vientimarkkinoiden hintataso suhteessa systeemihintaan.



Base = skenaario ilman MSR mekanismia , ECprop = komission 1. ehdotus (2021), MVV = skenaario jossa 2019 MSR aloitus ja Real = skenaario jossa 2017 MSR aloitus (Saksan ehdotus)

Kuvan 4.2 mukaan pohjoismaisen sähkön vientikilpailukyky paranee ajan myötä kaikissa tarkastelluissa tapauksissa. Siihen vaikuttaa erityisesti tuulivoiman kapasiteetin kasvu Pohjoismaissa. Koska tuulivoima on sekä päästötöntä että muuttuvilta kustannuksiltaan edullista, parantaa se tuotannon osuuden kasvu sähkön tuotannon kilpailukykyä päästöoikeuden hinnan noustessa. Kilpailukyvyistä ei ole hyötyä, jos vientikanavat eivät kehity kilpailukykyä vastaavasti. Lukuisia vientikanavahankkeita on ehdotettu ja tässä työssä on niiden oletettu toteutuvan liitteessä 1 esitetyllä tavalla. Siirtolinjojen kapasiteettien kehittyminen on merkittävä hintatasoon vaikuttava tekijä. Tehdyn vientimarkkinoiden hintatason hiililauhdetidonnaisuusoletuksen perusteella voidaan päätellä, että mitä korkeampi päästöoikeuden hinta sitä korkeammaksi muodostuu vientialueiden hintataso ja sitä parempi on NoPo-alueen kilpailukyky. Se näkyy viennin määrissä, kuva 4.3, johon osaltaan vaikuttaa lisääntyvä vientikanavien koko, Liite 1.

Kuva 4.3. Vientimäärät Pohjoismaista eri skenaarioissa.



Base-skenaario erottuu muista selvästi alempana vientinä. Koska kapasiteetti on kaikissa sama, niin alempi vienti tarkoittaa alhaisempaa tuotantoa. Tuotantoluokka, joka joustaa, on yhteistuotanto.

ECprop-, MVV- ja Real-skenaarioissa päästöoikeuden hinta kasvaa ja keskimäärin vähäpäästöisen pohjoismaisen sähkön kilpailuasema paranee vientimarkkinoilla ja vienti kasvaa. Se nostaa pohjoismaista hintatasoa ja lisää CHP-sähköntuotantoa Base-skenaarioon verrattuna. Koska kapasiteetti on kaikissa skenaarioissa sama, niin alempi vienti tarkoittaa alhaisempaa kapasiteetin käyttöastetta.

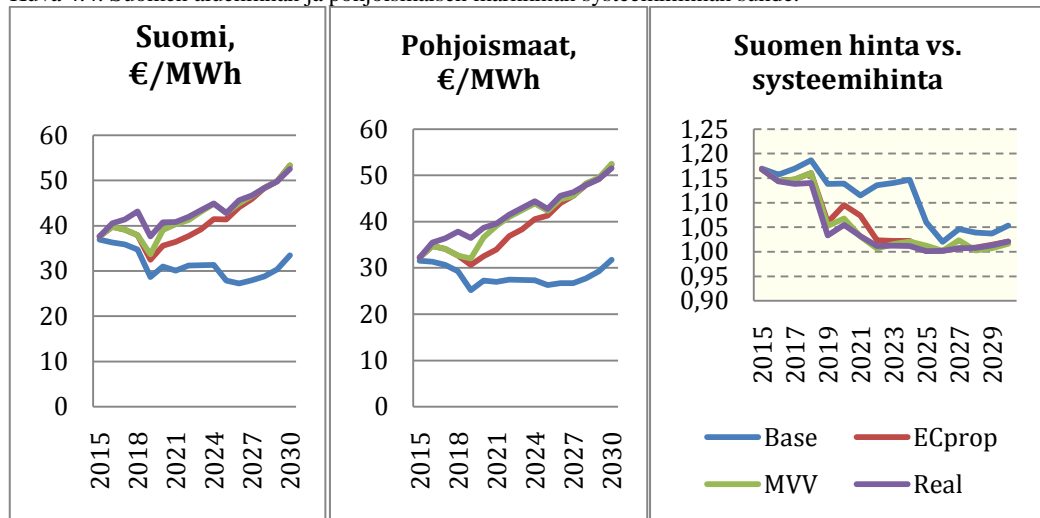
## 4.2 Suomen alue

Suomen aluehinnan ja pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hintatason (systeemihinnan) eroon vaikuttavat tuotantokapasiteetin kehittyminen Suomessa, polttoaineiden hintakehitys, Suomen vienti- ja tuontikapasiteetit Ruotsista, Eestistä<sup>19</sup> ja Venäjältä sekä viimeainittujen hintatasot. Kaupallisesti perusteltua tuontia Venäjältä hankaloittaa Venäjän erilainen sähkömarkkinamalli, joka perustuu sekä energia- että kapasiteettimarkkinoihin. Tämän lisäksi Venäjällä sähkön ulkomaankauppa on yhden yhtiön monopolitoimintaa.

Tällä hetkellä tuonti pohjoismaiselta markkina-alueelta (Ruotsista) on kannattavaa, mutta sitä rajoittaa ajoittainen tuontikapasiteetin niukkuus. Siihen ei nopeasti ole tulossa muutosta, mutta Suomen tuotantokapasiteetin oletetaan kasvavan tuulivoimalla sekä kahdella uudella ydinvoimayksiköllä, Olkiluoto 3 vuonna 2018 ja Fennovoima vuonna 2025. Tuulivoimatuotannon oletetaan saavuttavan 6 TWh rajan vuonna 2020 ja 9 TWh vuonna 2025. Näiden muutosten ja maltillisesti kasvavan kulutuksen johdosta Suomen aluehinnan kehittyminen pohjoismaisen systeemihinnan suhteen on laskettu kehittyvän seuraavasti, kuva 4.4.

<sup>19</sup> Suomen analyysit on helpompi toteuttaa siten, että Eesti ei kuulu markkina-alueeseen.

Kuva 4.4. Suomen aluehinnan ja pohjoismaisen markkinan systeemihinnan suhde.



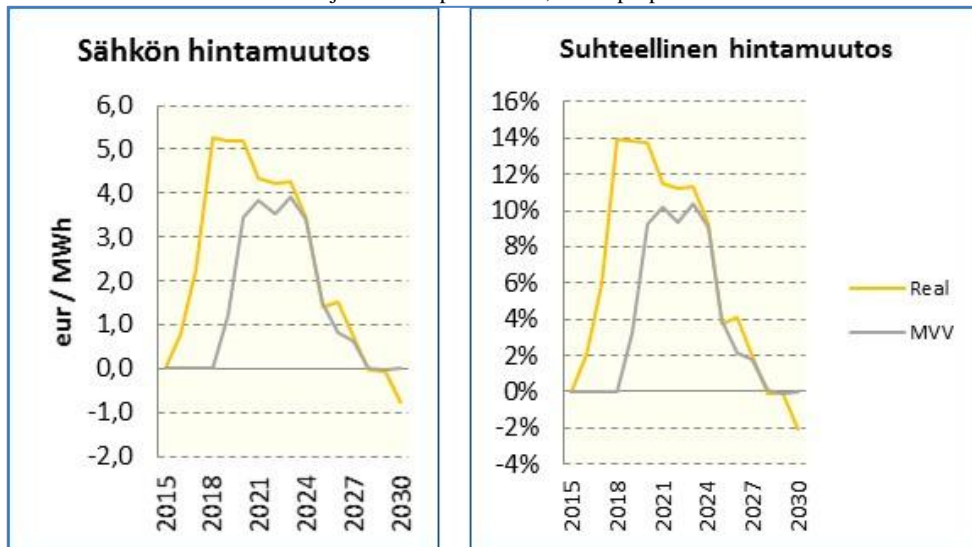
Base = skenaario ilman MSR mekanismia , ECprop = komission 1. ehdotus (2021), MVV = skenaario jossa 2019 MSR aloitus ja Real = skenaario jossa 2017 MSR aloitus (Saksan ehdotus)

Kaikissa tapauksissa hinnat lähentyvät toisiaan ajan kuluessa. Muissa kuin Base-skenaariossa vuoteen 2025 saakka Suomessa tuulivoima ja ydinvoimat tuotannon kasvu vie markkinoita yhteistuotannolta ja päästöttömän tuotannon lisääntyminen tuo Suomen aluehinnan lähemmäs pohjoismaista tasoa: kuvan 4.4 oikeanpuoleisin paneeli. Vienti Eestiin kasvaa ydinvoimalaitoksen valmistumisen jälkeen. Vuonna 2025 valmistuva ydinvoimalaitos vähentää tuontia Ruotsista laitoksen tuotannon verran ja viimeistään silloin Suomen aluehinta on käytännössä sama kuin pohjoismainen systeemihinta.

Base-skenaario poikkeaa muista: vienti Eestiin ei aluksi vedä, joten CHP-tuotanto vähenee kun uutta tuuli- ja ydinvoimaa rakennetaan tuonnin Ruotsista pysyessä korkealla tasolla. Vasta toisen ydinvoimayksikön valmistuminen alentaa kotimaista hintatasoa, nostaa Eestin viennin määrää ja yhdentää Suomen hintatason pohjoismaiseen.

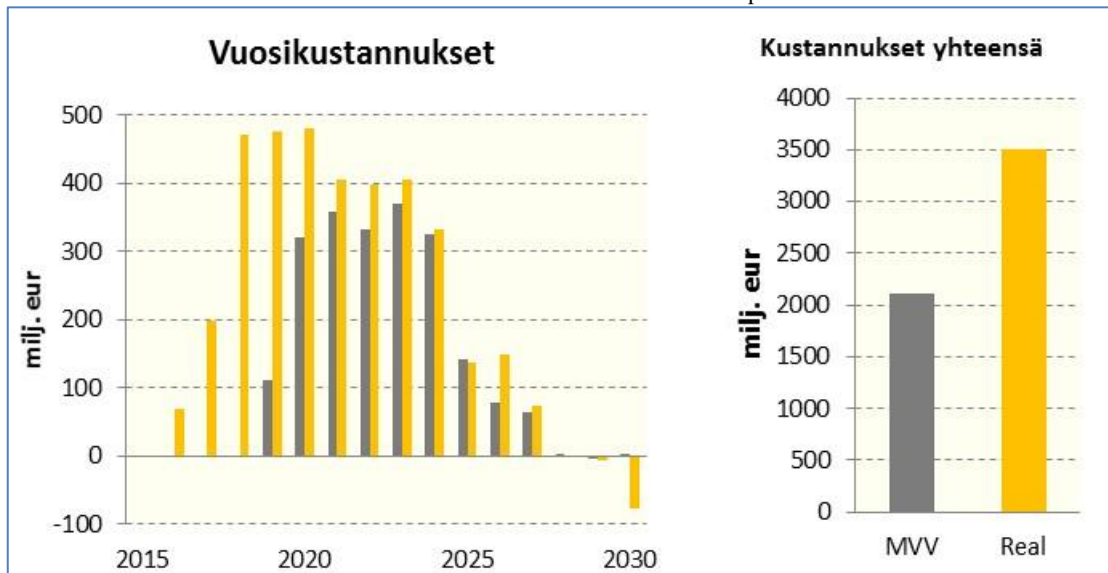
Toteutuva sähkön hintataso Suomessa on esitetty kuvan 4.4 vasemmassa paneelissa. Sähköhinnan ero vertailu-uraan, eli ECprop-skenaarioon, MVV- ja Real-skenaarioissa (Base-tapaus on jätetty pois epärealistisena), on esitetty kuvassa 4.5. Vasemmalla absoluuttisena erona ja oikealla suhteellisena hintaerona.

Kuva 4.5. Sähkön hintamuutos ja hintaero perusuraan, eli ECprop-skenaarioon. Suomessa



Verrattuna ECprop-skenaarion muodostamaan perusuraan sähkön hinnan nousu, kuva 4.5, kasvattaa markkinaehtoisesti hankitun sähkön kustannusta enimmillään 10-14 %. MVV-skenaariossa keskimääräinen hinnannousu välillä 2019-2027 on 7%. Vuosittainen kustannuslisäys, joka on laskettu kertomalla hintaero koko kulutuksen määrällä, on esitetty kuvassa 4.6. Sähkön käytön on oletettu lyhyellä aikavälillä olevan jokseenkin joustamatonta, eli hintamuutoksen ei oleteta aiheuttavan kulutusmuutoksia.

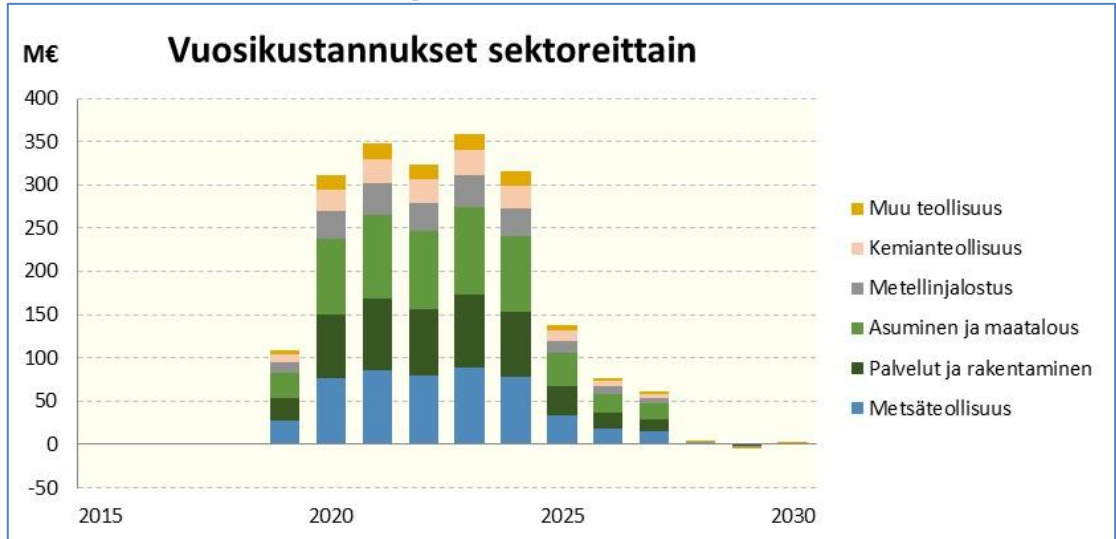
Kuva 4.6 Markkinahintaisen sähkön hinnanmuutoksen kustannusvaikutukset perusuraan verrattuna.



ECprop-skenaarioon verrattuna sekä MVV- että Real-skenaario merkitsevät sähkön markkinahinnan nousua. Mekanismin käyttöönoton aikaistaminen (Real-skenaario) johtaisi korkeampiin sähkön vuosihintoihin kuin saavutettu neuvotteluratkaisu MVV. Eri sähkönkäyttäjryhmät kantavat osansa hinnan kasvusta kulutuksen suhteessa. Sähkön markkinahinta kertoo käytetyn sähkön arvon, eikä se muutu sen mukaan, kuinka paljon käyttäjä joutuu sähköstä maksamaan esimerkiksi Mankala-hankinnan perusteella. Jos sähkön hinta markkinoilla ylittää hankitun sähkön käyttöarvon, kannattaa käyttäjän myydä sähkö sen käytön sijaan.

Kuva 4,7 esittää sähkön kulutuksen jakautumisen eri käyttötarkoitusten mukaan. Teollisuuden osuus vuonna 2014 oli 47 prosenttia.

Kuva 4.7 Suomen aluehinnan muutoksien perusteella lasketut sektorikohtaiset kustannukset.



Lähde osuuksille: Energiateollisuus vuosikalvot, sähkö

Kotitalouskuluttajan sähkön hinnasta vain 27 % muodostuu tukkusähkön kustannuksesta<sup>20</sup>. Loppuosa on myyntiä, siirtoa ja jakelua sekä veroja. Sen mukaan MCV-skenaariossa kotitalouskuluttajan sähkön hinta nousee vajaa 2 % (ynnä alv) vuodesta 2019 vuoteen 2027 ulottuvalla jaksolla. Muilla jakeluverkon piirissä olevilla kuluttajilla tukkusähkön osuus sähkön kokonaishinnasta lienee samaa suuruusluokkaa Suurilla sähkökäyttäjillä sähköenergian osuus on suurempi kuin kotitalouskuluttajilla, jolloin sähkön markkinahinnan 7 % keskimääräinen hinnannousu merkitsee ym. suurempaa kustannusrasitetta sähkön käyttäjälle.

<sup>20</sup> Energiaviraston Tiedotustilaisuus 15.1.2015 kalvot

## 5 Yhteenveto

Päästökauppajärjestelmän tehokas toiminta on keskeinen edellytys sille, että EU pystyy saavuttamaan päästövähennystavoitteensa kustannustehokkaalla tavalla.

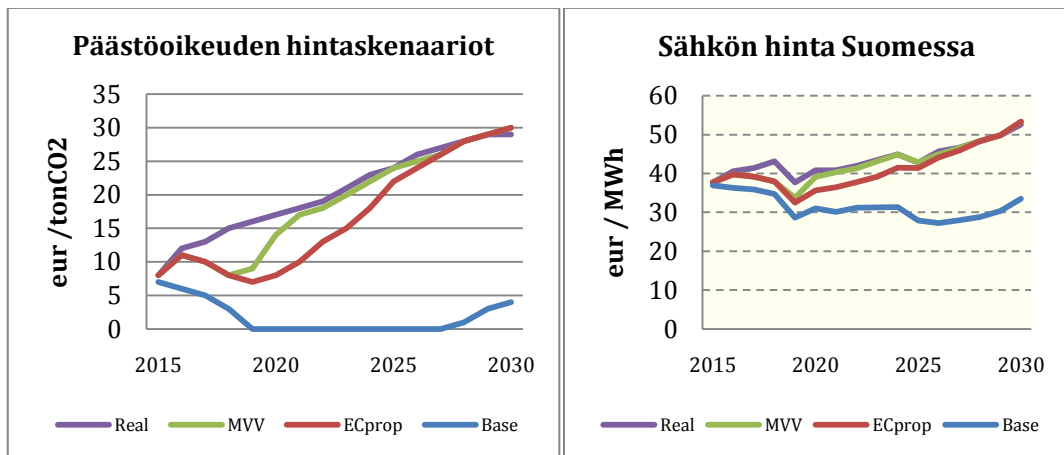
Ongelmana tällä hetkellä on, että Euroopan päästömarkkinoilla vallitseva päästöoikeuksien ylijäämä, joka päästökauppajärjestelmän kolmannen kauden (2013—2020) alussa on noin 2 miljardia päästöoikeutta. Ylijäämän suuruus johtuu pääosin talouskriisin aiheuttamasta kysynnän laskusta sekä kansainvälisten yksiköiden käytön huomattavasta lisääntymisestä toisen päästökaupunkauden (2008—2012) lopulla. Tämä heijastuu alhaisena päästöoikeuden hintana (kuva alla) ja merkitsee sitä, että päästöoikeuden hinta ei ohjaa talouksia kohti vähäpäästöisempään teknologiaan.



Komission tavoitteena on rajoittaa päästöoikeuksien ylitarjontaa päästöoikeusmarkkinoilla sekä parantaa päästökauppajärjestelmän toimintaa. Tätä tavoitetta varten suunnitellaan markkinavakausvaranto (MVV) -mekanismi, joka otetaan käyttöön 1. päivänä tammikuuta 2019. MVV-mekanismi puuttuu päästöoikeusmarkkinoilla olevaan päästöoikeuksien ylijäämään ja se pystyy suojaamaan järjestelmää päästöoikeuksien kysynnän muutosten aiheuttamalta epätasapainolta. MVV toimisi siten, että liikkeellä olevien päästöoikeuksien kokonaismäärän ollessa ennalta määritellyn vaihteluvälin (400—833 miljoonaa päästöoikeutta) ulkopuolella, varantoon siirrettäisiin päästöoikeuksia markkinoilta tai varannosta siirrettäisiin päästöoikeuksia takaisin markkinoille (päästöoikeushuutokauppaan). Nykytilanteessa huutokaupattavien päästöoikeuksien määrää siis vähennettäisiin (12 % ylijäämästä per vuosi) koska ylijäämä on korkeampi kuin MVV mekanismin yläraja (833).

Tämä selvitys analysoi päästöoikeuden hinnan muutoksen vaikutuksia Suomen tukkusähkön hintaan ja siten tukee Suomen markkinavakausvarantoon liittyvää kannanmuodostusta. Suomen teollisen rakenteen takia on tarpeen selvittää varsin tarkasti, missä määrin päästöoikeuden hinta vaikuttaa sähkön hintaan ja kuinka tämä riippuvuus ajan myötä näyttäisi kehittyvän. Selvityksessä arvioidaan hintavaikutuksen kokuokkaa sekä siihen vaikuttavia tekijöitä.

Tarkastelemme erityyppisiä kehityskulkuja Euroopan markkinavakausvarannon (MVV) käyttöönotossa: alkuperäinen 2021 komission ehdotus (ECprop), 5.5.2015 saavutetun neuvotteluratkaisun mukainen toteutus (MVV), aikaistettu MVV-implementaatio (Real) sekä skenaario, jossa ei oteta varantomekanismia ollenkaan käyttöön (Base). Selvityksessä analysoidaan näiden eri skenaarion vaikutuksia Suomen tukkuhinnan kehitykseen. Koska Suomi on osa pohjoismaista sähkömarkkinaa (ja yhä enenevässä määrin koko Eurooppalaista sähkömarkkinaa), tehtiin analyysi myös koko pohjoismaisen sähkömarkkinan osalta. Päästöoikeuden hintaskenaarioissa käytettiin Thomson Reuters konsulttiyhtiön laajasti käytettyjä arvioita ajoituksen vaikutuksesta päästöoikeuden hintaan (alla olevan kuvan vasen paneeli). Oikealla ovat vastaavat simuloidut Suomen aluehinnat.

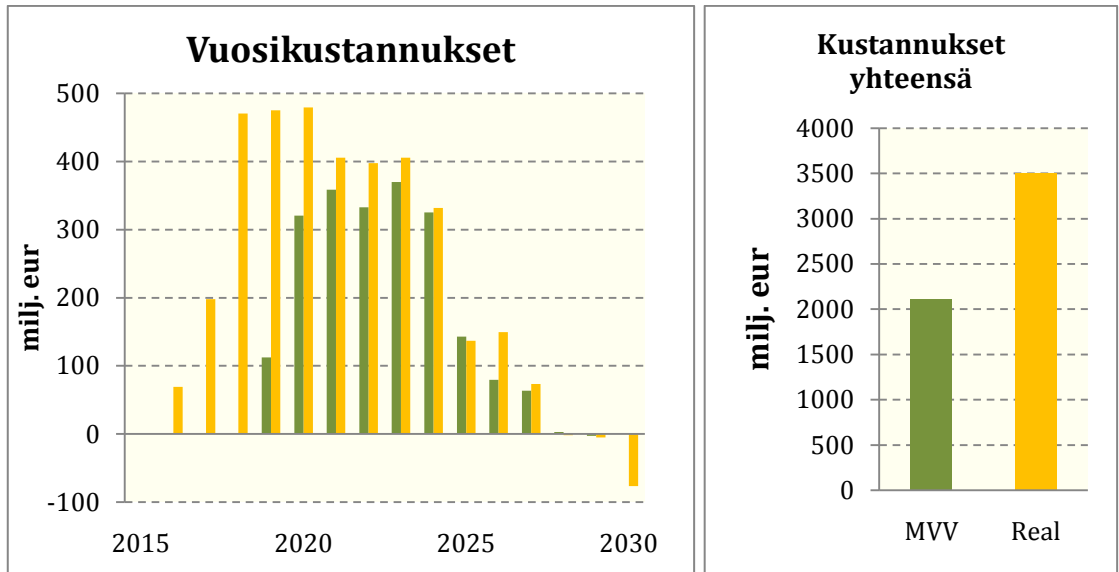


Päästöoikeuden hintaerot häviävät 2020-luvun lopussa. Kyse on siis siirtymäkauden ilmiöstä. Base-skenaario ei ole realistinen.

Mallisimulaatiot lasketaan siten, että ensin tarkastellaan koko pohjoismaisen markkina-alueen kehitystä ja sen jälkeen tarkastellaan Suomea omana alueenaan. Keskeiset tulokset ovat seuraavat:

- Suomen aluehinta lähestyy pohjoismaista yhteishintaa 2019 jälkeen. Tähän vaikuttavat olennaisesti seuraavat tekijät:
  - Lisätään päästöttömien ja muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullisten tuotantomuotojen kapasiteetin käyttöönottoa Suomessa. Se tarkoittaa tuuli- ja ydinvoimaa.
  - Otetaan käyttöön MVV-järjestely, jolloin päästöoikeuden hinta nousee ja nostaa Eurooppalaista sähkön hintatasoa ja parantaa pohjoismaisen sähköntuotannon suhteellista kilpailukykyä vientimarkkinoilla. Nämä yhdessä vähentävät Suomen ja muiden pohjoismaiden välistä hintaeroa.
  - Lisätään sähkön Suomen ja Ruotsin välisiä siirtoyhteyksiä. Siirtokapasiteetin kasvattaminen vähentäisi pullonkauloja tuonnissa eli Suomen eriytymistä omaksi hinta-alueekseen. Tämä on tehtävä yhteistyössä Ruotsin kanssa.

Kustannukset lasketaan vertaamalla MVV- ja Real-skenaarioita komission aikaisempaan ehdotukseen eli ECprop-skenaarioon. Aikaisempi aloitus, 2017 Real-skenaariossa ja 2019 MVV-tapauksessa johtaa suurempaan kustannukseen. MVV-skenaarion mukainen järjestely johtaa noin 2 miljardin euron lisäkustannukseen vuoden 2015 ja 2030 välisenä aikana. Vuosikustannus on suurimmillaan reilu 300 milj. euroa 2020-luvun alkuvuosina.

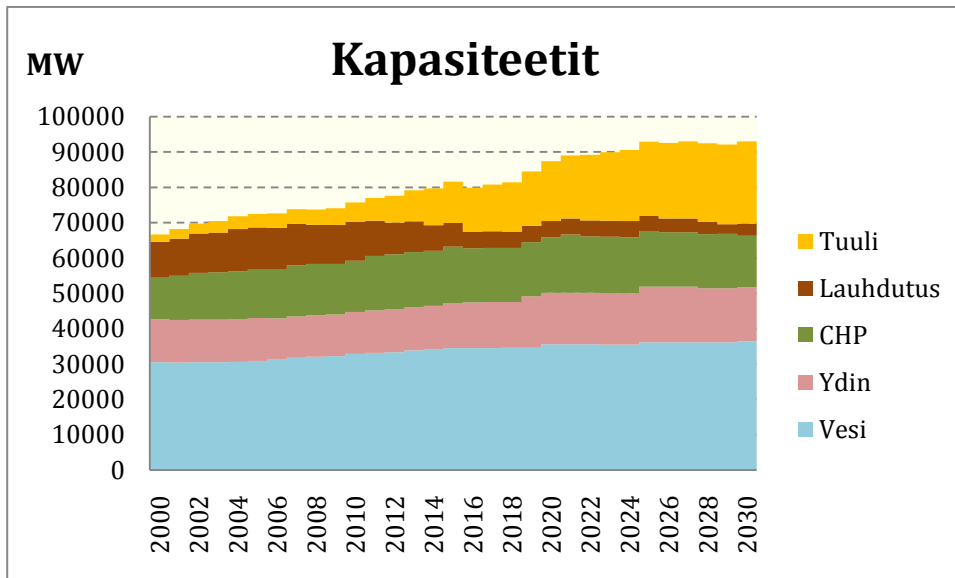




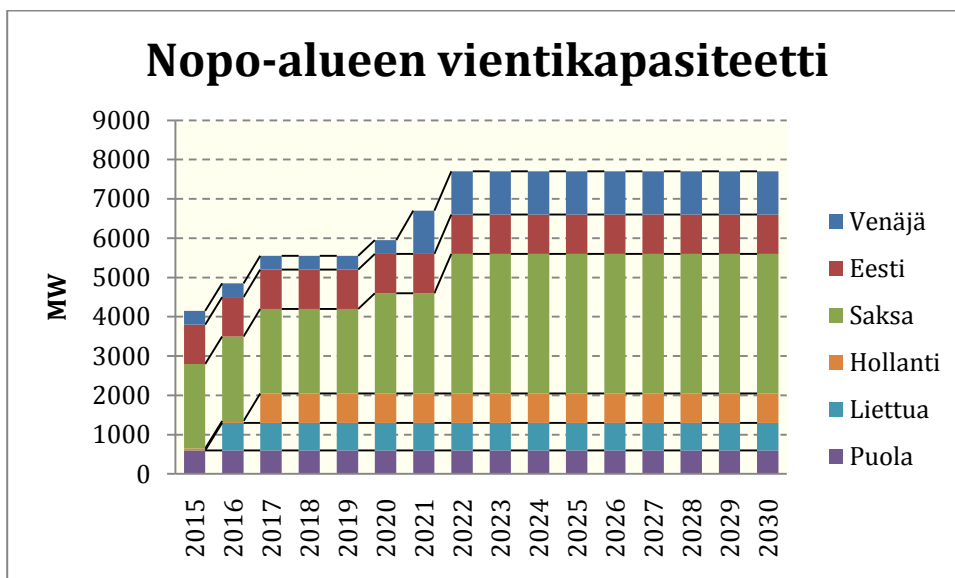
## Liite 1

### Pohjoismaiset sähkömarkkinat

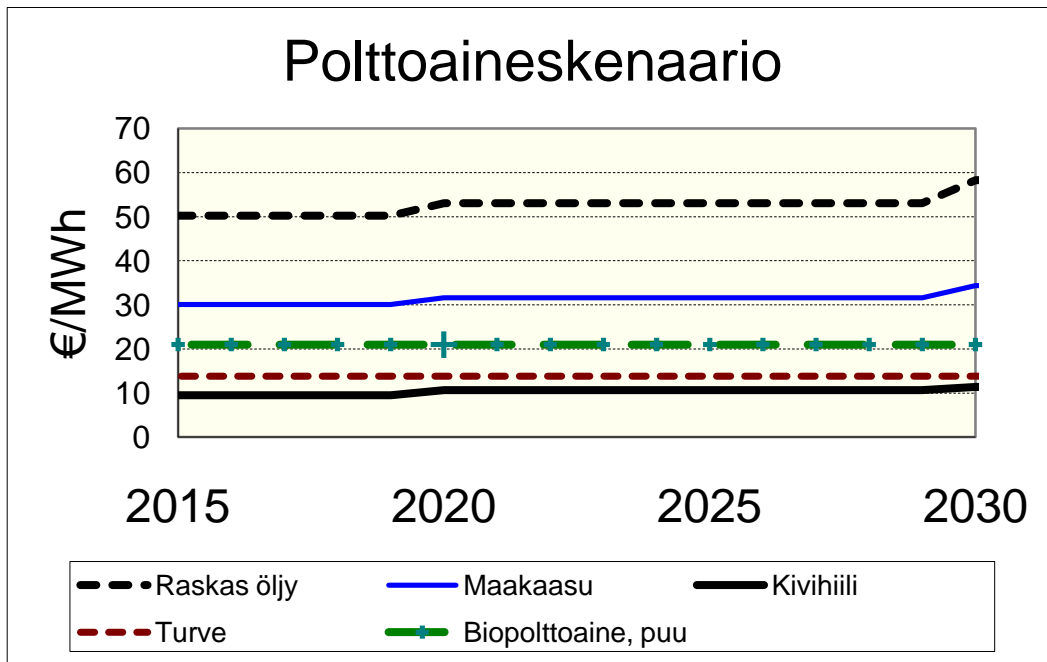
Keskeiset oletukset pohjoismaisesta sähkömarkkinoista on esitetty kuvissa L1-L3. Tiedot edustavat VTT:n tulkintaa julkisista lähteistä kerättyihin tietoihin.



Kuva L1. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kapasiteettikehitys.

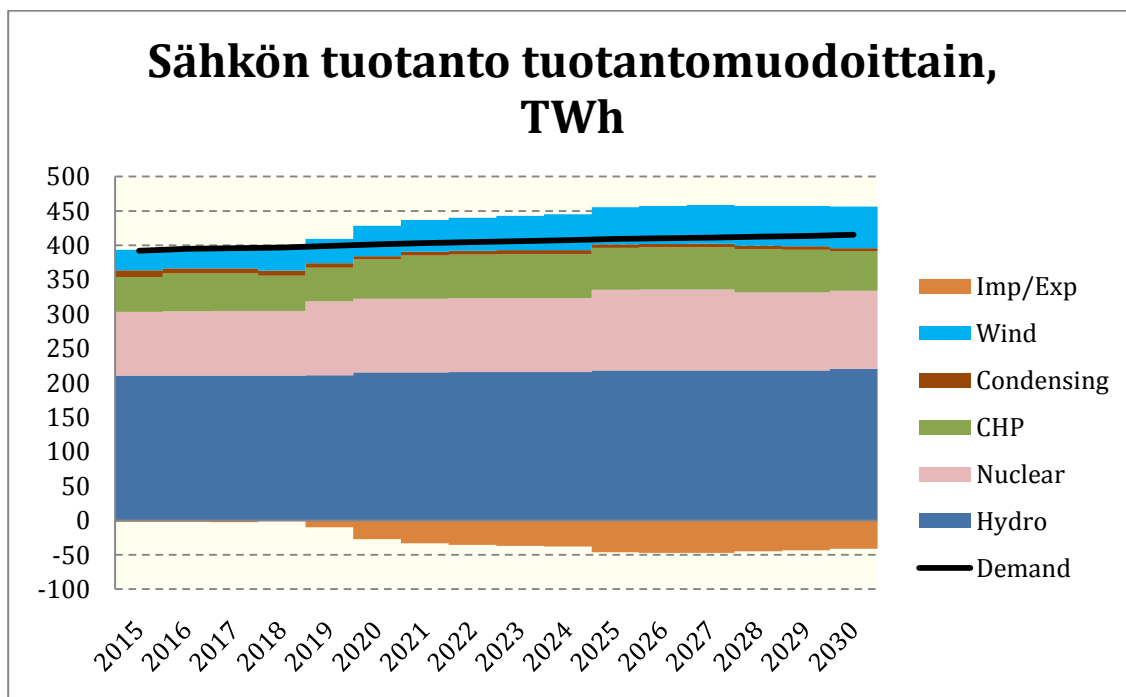


Kuva L2. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden vientikanavien koot.

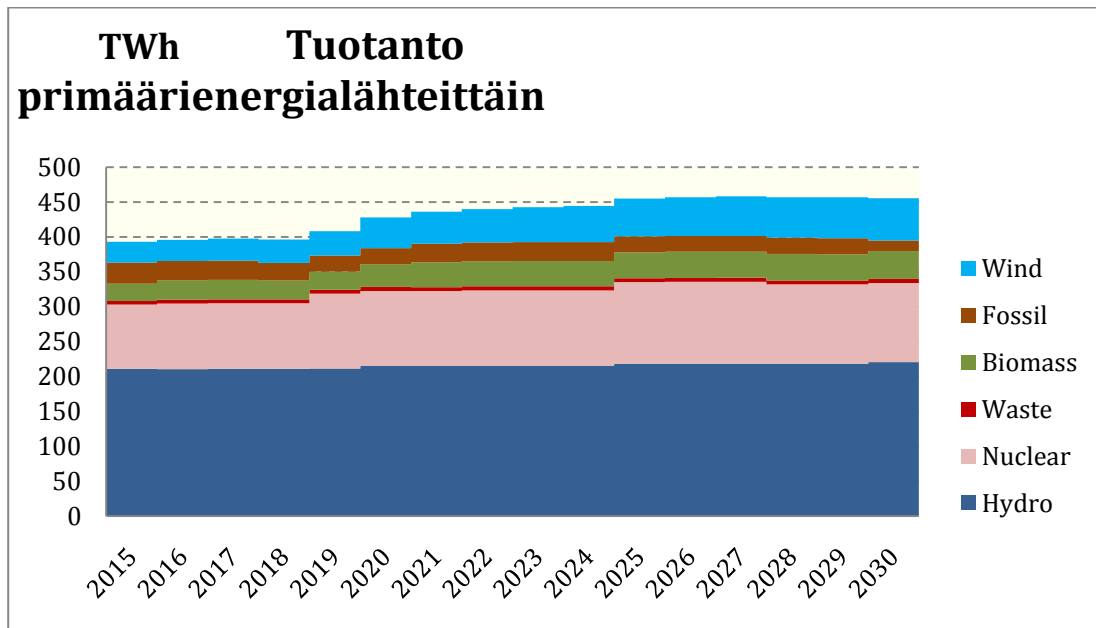


Kuva L3. Polttoaineskenaariot.

Nyt (25.5.2015) todennäköiseltä vaikuttava toteutus johtaa kuvien L4 ja L5 mukaiseen sähkön tuotantotilanteeseen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.



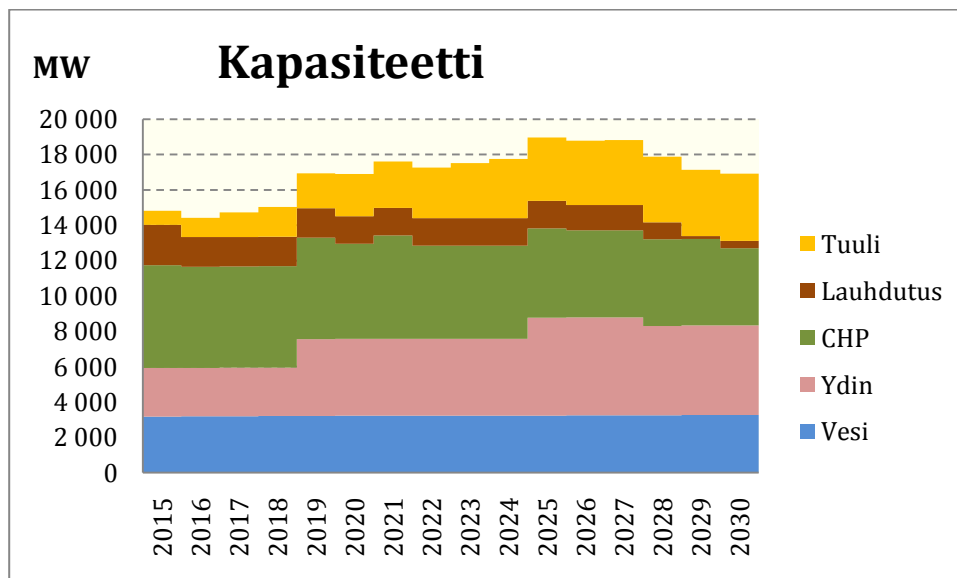
Kuva L4. Sähkön hankinta tuotantomuodoittain. Negatiivinen hankinta tarkoittaa vientiä alueelta.



Kuva L5. Sähkön tuotanto primäärienergiälähteittäin.

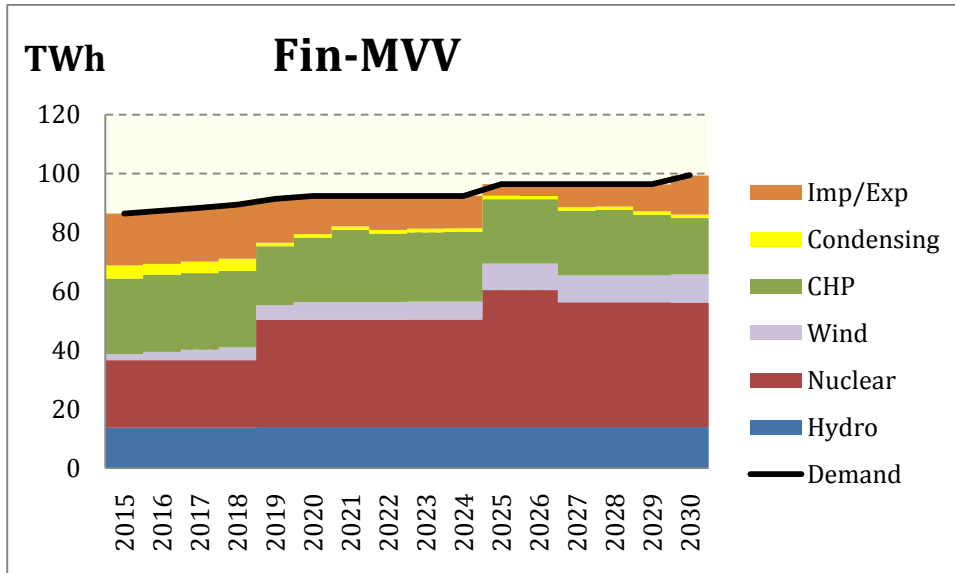
### Suomen tilanne

Suomen sähköntuotannon kapasiteetin kehittyminen ja tuotanto yhdessä tarkastellussa tapauksessa on esitetty kuvissa L6-L8.

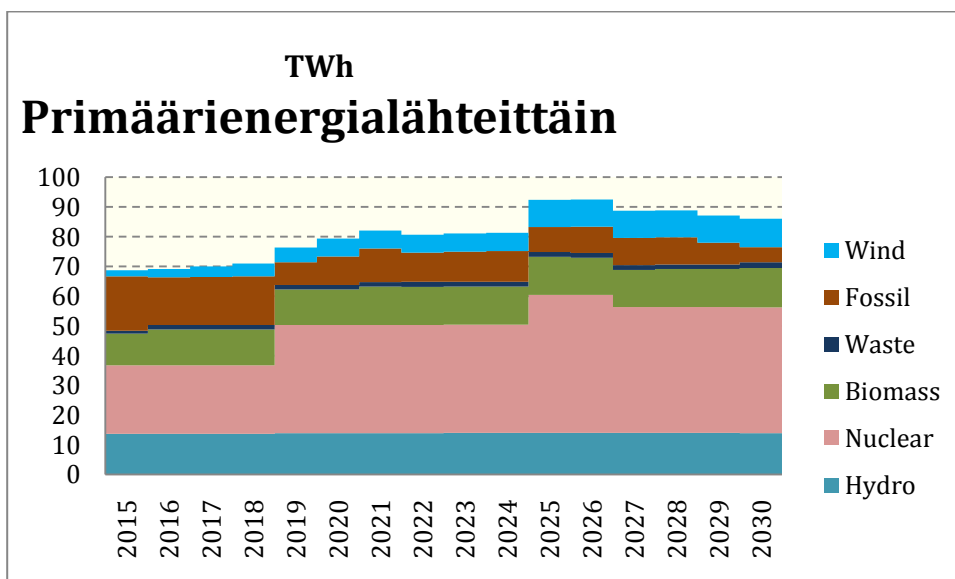


Kuva L6. Kapasiteetin kehittyminen Suomessa.

Kuten aiemmin pohjoismaisten markkinoiden tapauksessa, niin vastaava esimerkki todennäköisestä markkinavakaussuunnitelmasta Suomessa on esitetty kuvissa L7 ja L8.



Kuva L7. Hankinta tuotantomuodoittain todennäköisen markkinavakaussuunnitelman tapauksessa.



Kuva L8. Tuotanto primäärienergiälähteittäin todennäköisessä markkinavakaussuunnitelman tapauksessa.

