

# Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden integraatio - Suunnitellut siirtoverkkoinvestoinnit

Kansantaloustiede

Maisterin tutkinnon tutkielma

Sami Rinne

2012

Sami Rinne

## **Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden integraatio – Suunnitellut siirtoverkkoinvestoinnit**

Pohjoismaat muodostavat hyvin yhtenäisen ja tehokkaan alueellisen sähkömarkkinan. Lähivuosikymmeninä tapahtuva Euroopan laajuinen ja laajamittainen siirtyminen hiilidioksidineutraaliin sähköntuotantoon edellyttää kuitenkin pohjoismaisten sähkönsiirtoyhteyksien merkittävää lisävahvistamista.

Tässä työssä kartoitetaan investointisuunnitelmat uusista sähkönsiirtoyhteyksistä Pohjoismaissa sekä Pohjoismaiden ja niiden naapurimaiden välillä. Lisäksi selvitetään, millä perusteilla kyseiset suunnitelmat on valittu toteutettaviksi ja miten suunnitelmissa on huomioitu investoijan kannalta optimaalisten verkkoinvestointien talousteoriat. Lisäksi selvitetään julkaistujen investointisuunnitelmien perusteella sekä omin laskelmin, minkälaisia ovat suunniteltujen verkkoinvestointien vaikutukset sähkön hintaan sekä tuottajien ja kuluttajien ylijäämiin Pohjoismaissa.

Sähkönsiirtokapasiteettia suunnitellaan lisättävän Pohjoismaista erityisesti Saksaan, mutta myös Hollantiin, Baltian maihin ja Yhdistyneeseen kuningaskuntaan. Investointien päävaikuttimia ovat markkinaintegraatio, uusien energiantuotantoyksiköiden (erityisesti tuulivoima) yhdistäminen sähköverkkoon sekä sähkön toimitusvarmuuden parantaminen. Kantaverkkoyhtiöt eivät investointeja suunnitellessaan pyri voittojensa maksimointiin, kuten tapahtuisi yksityisesti toteutettavissa verkkoinvestoinneissa.

Suunniteltujen verkkoinvestointien toteutuessa pohjoismainen sähkön hinta nousee lähemmäs Saksan hintaa. Siirtoyhteyksien lisäämisen on arvioitu pienentävän merkittävästi sähkön tuotantokustannuksia sekä kasvattavan kokonaismarkkinahyötyä. Kokonaismarkkinahyödyn kasvu johtuu tuottajien ylijäämän huomattavasta kasvusta, sillä samaan aikaan kuluttajien ylijäämä ja kantaverkkoyhtiöiden keräämät pullonkaulatulot vähenevät. Alueellisten sähkönhintaerojen tasaantuessa yksityisesti toteutettavat verkkoinvestoinnit muuttuvat vähemmän houkutteleviksi.

Avainsanat: Pohjoismaat, sähkömarkkinat, siirtoverkko, investoinnit, pullonkaulat

Sami Rinne

## **The integration of the Nordic electricity market – Planned transmission investments**

The Nordic electricity market is already well integrated and effective. However, in the coming decades the European-wide and large-scale transition to carbon neutral power generation will require further and significant strengthening of the Nordic electricity transmission capacities.

This thesis identifies the investment plans for the new electricity transmission lines in the Nordic area. The arguments for the planned investments are explained and compared with the economic theory for optimal network investments from the investor's point of view. In addition, based on the published investment plans and own calculations, the effects of the investments on the Nordic electricity prices are estimated, as well as the changes on the surpluses of the electricity producers and consumers.

Electricity transmission capacities are planned to be strengthened from the Nordic countries in particular to Germany, but also to the Netherlands, the Baltic States and the United Kingdom. The main motives for the Nordic grid investments are market integration, integration of the new power generation (especially wind power) and the security of supply. National transmission system operators are not planning investments in order to maximize their profits, which would happen with the private network investments.

The planned electricity network investments will lead the Nordic electricity prices to rise closer to the German price level. The new transmission capacity is estimated to lower the generation costs significantly and to improve the total market benefit. The increase in the total market benefit is due to substantially higher producer surplus, as the consumer surplus and the congestion revenues collected by the transmission system operators decrease at the same time. As the regional electricity price differences level off, the private network investments become less attractive.

Keywords: Nordic countries, electricity market, transmission, investments, congestion

# SISÄLLYSLUETTELO

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1     | JOHDANTO.....   | 1  |
| 2     | SÄHKÖN TUOTANTO JA KULUTUS.....                                     | 6  |
| 2.1   | Tuotanto .....  | 6  |
| 2.2   | Kulutus .....   | 8  |
| 2.3   | Sähkön tuonti ja vienti .....                                       | 9  |
| 2.4   | Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehittyminen tulevaisuudessa.....    | 11 |
| 2.5   | Kantaverkkoyhtiöt ja ENTSO-E .....                                  | 13 |
| 2.6   | Yhteenveto .....  | 15 |
| 3     | SÄHKÖN HINTA .....  | 16 |
| 3.1   | Pohjoismainen sähköpörssi.....                                      | 16 |
| 3.2   | Hinnan muodostumismekanismi sähköpörssissä .....                    | 16 |
| 3.3   | Sähkönsiirron pullonkaulat ja hinta-alueisiin jakautuminen.....     | 19 |
| 3.4   | Kantaverkkoyhtiöiden pullonkaulatulot .....                         | 22 |
| 3.5   | Sähkön hintakehitys .....   | 23 |
| 3.6   | Yhteenveto .....  | 28 |
| 4     | VERKKOINVESTOINTIEN TEORIAA .....                                   | 30 |
| 4.1   | Sähkön tuottajien ja kuluttajien hyödyt .....                       | 30 |
| 4.2   | Verkkoinvestoijan hyödyt.....                                       | 31 |
| 4.3   | Muita verkkoinvestointien hyötyjä .....                             | 34 |
| 4.4   | Verkkomonopoliin ja yksityisten toimijoiden investointimallit ..... | 36 |
| 4.5   | Yksityisten verkkoinvestointien edellytykset Euroopassa .....       | 38 |
| 4.6   | Yhteenveto .....  | 39 |
| 5     | VERKKOINVESTOINTISUUNNITELMAT .....                                 | 41 |
| 5.1   | ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelmat .....                            | 41 |
| 5.1.1 | Kymmenvuotissuunnitelman laadintaprosessi .....                     | 42 |
| 5.1.2 | Kymmenvuotissuunnitelmaan liittyvät epävarmuudet .....              | 48 |
| 5.2   | Pohjoismaiset investointisuunnitelmat .....                         | 49 |
| 5.2.1 | Verkkoinvestointien pääperustelut .....                             | 54 |
| 5.2.2 | Vaikutukset sähkön tuontiin ja vientiin .....                       | 55 |
| 5.2.3 | Vaikutukset sähkön tuottajille ja kuluttajille .....                | 56 |
| 5.2.4 | Vaikutukset verkkoinvestoijille.....                                | 59 |
| 5.3   | Mahdolliset uudet siirtoyhteydet Venäjälle.....                     | 59 |
| 5.4   | Laskelmia verkkoinvestointien vaikutuksista Pohjoismaissa .....     | 60 |
| 5.5   | Yhteenveto .....  | 65 |
| 6     | JOHTOPÄÄTÖKSET.....   | 66 |

LÄHTEET

LIITTEET

## LYHENTEET

|     |   |
|-----|---|
| MW  | Megawatti, miljoona wattia. Sähkön tuotannon, kulutuksen ja siirron teho. |
| MWh | Megawattitunti. Tuotetun, kulutetun ja siirretyn sähköenergian määrä.     |
| TWh | Terawattitunti. Miljoona megawattituntia.                                 |

# 1 JOHDANTO

Euroopan energiamarkkinat muodostavat maailman suurimman alueellisen energiamarkkinan. Energiaan liittyvät myös monet Euroopan unionin tulevaisuuden suurimmista haasteista. Eurooppa on merkittävä energian tuoja, mikä yhdessä energian hintojen nousun kanssa aiheuttaa uhkia EU:n huoltovarmuudelle ja kilpailukyvyille. Lisäksi ilmastonmuutoksen torjunta edellyttää lähivuosikymmeninä dramaattisia muutoksia energian tuotanto- ja kulutustapoihin.

Euroopan unionin tavoitteena on luoda toimivat energian sisämarkkinat, jolloin sähkö voi liikkua vapaasti jäsenvaltioiden välillä. Vapaista sähkömarkkinoista katsotaan olevan kansalaisille ja yrityksille muun muassa seuraavia hyötyjä (Euroopan unioni):

- vakaammat ja kilpailukykyisemmät sähkön hinnat
- laajempi valinnanvara kuluttajille
- sähkön toimitusvarmuuden parantuminen
- parempi suoja sijoittajille sekä uusiutuvan energian teknologioihin ja infrastruktuuriin tehtäville investoinneille.

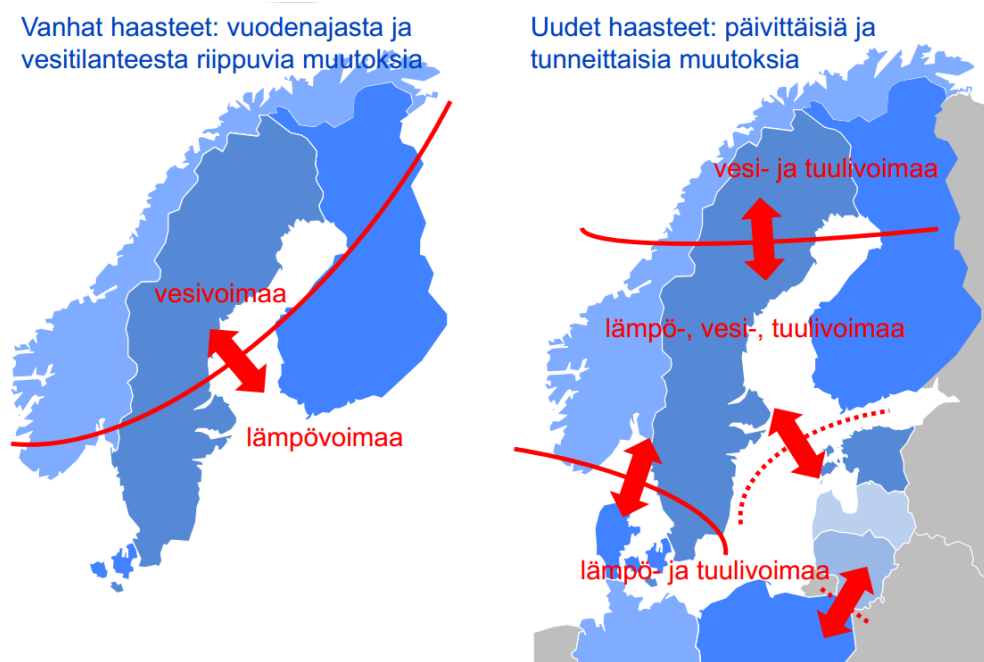
Yhtenäisen sähkön sisämarkkina-alueen edellytyksenä on, että sähkön siirtokapasiteettia on maiden ja alueiden välillä riittävästi. Laajamittaiset sähköverkkoinvestoinnit ovat kuitenkin usein hyvin kalliita, pitkäikäisiä ja ne rakennetaan pääosin vastaamaan oletettuihin tulevaisuuden sähkönsiirtotarpeisiin. Näin ollen investointien mahdolliset hyödyt toteutuvat vasta kaukana tulevaisuudessa. Euroopan komission (2010) arvioiden mukaan Euroopan energiainfrastruktuurin ylläpitoon ja parantamiseen tarvitaan vuoteen 2020 mennessä noin 1000 miljardin euron investoinnit.

Pohjoismaat muodostavat Euroopan tasolla jo nyt hyvin yhtenäisen ja tehokkaan alueellisen sähkömarkkinan. Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan sähkönsiirron kantaverkot ovat vahvasti yhteen liitettyjä, kuten seuraavalla sivulla esitetystä kuvasta 1–1 voidaan todeta. Pohjoismaista on myös suoria sähkönsiirtoyhteyksiä Viroon, Venäjälle, Puolaan, Saksaan ja Hollantiin. Lähivuosikymmeninä tapahtuva Euroopan laajuinen ja laajamittainen siirtyminen hiilidioksidineutraaliin sähköntuotantoon edellyttää kuitenkin myös Pohjoismaisten sähkönsiirtoyhteyksien merkittävää lisävahvistamista.



**Kuva 1-1.** Pohjoismaiset sähkönsiirron kantaverkot. Alkuperäinen kartta on vuodelta 2003 (Svenska Kraftnät) ja sitä on päivitetty löydettyillä tiedoilla vuoden 2003 jälkeen valmistuneista siirtolinjoista (Fingrid). Liettuan Ignalinan ydinvoimala on suljettu vuonna 2009. Kartta ei välttämättä ole kaikilta osiltaan ajan tasalla.

Kuvassa 1–2 on havainnollistettu Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toimintaan liittyviä nykyisiä ja tulevia haasteita. Pohjoismainen sähköntuotantokapasiteetti jakautuu karkeasti ottaen Norjan ja Pohjois-Ruotsin vesivoimalaitoksiin sekä Suomen, Etelä-Ruotsin ja Tanskan lämpövoimalaitoksiin (engl. thermal power). Myös Baltian ja Keski-Euroopan sähköntuotantokapasiteetti on suurelta osin lämpövoimalaitoksia. Lämpövoimalaitoksia ovat muun muassa ydinvoimalaitokset sekä biopolttoaineita, maakaasua, kivihiiltä tai turvetta polttavat voimalaitokset. Lämpövoimalaitosten tuotanto on suunniteltavissa ja ennustettavissa, mutta vesivoimantuotantoon vaikuttavat vuodenaika ja vesitilanne. Hyvän vesitilanteen (sateiset vuodet) vallitessa vesivoimasähköllä on voitu korvata kalliimpaa lämpövoimaa, jolloin sähkö on Pohjoismaissa virrannut etelään ja itään. Vastaavasti kuivina vuosina lämpövoimalla tuotettua sähköä on voitu siirtää vesivoima-alueille.



**Kuva 1-2.** Sähkönsiirtoon liittyvät haasteet Pohjoismaissa ja Itämeren alueella (Jyrinsalo 2012).

Tulevaisuudessa erityisen haasteen pohjoismaiselle sähköjärjestelmälle aiheuttaa tuotantokustannuksiltaan halvan tuuli- ja aurinkosähkökapasiteetin voimakas kasvu sekä Pohjoismaissa että niiden lähialueilla. Tuuli- ja aurinkosähkön tuotanto on vaikeasti ennustettavaa, koska tuotanto riippuu voimakkaasti sään vaihteluista. Mitä suurempi on tämäntyyppinen sääriippuvainen sähköntuotantokapasiteetti, sitä voi-



makkaampia ja vaikeammin hallittavia sen tuotannon heilahtelut ovat. Koska sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, on tämä heilahtelu pystytävä tasapainottamaan muulla tuotannolla sekä sähkön tuonnilla ja viennillä. Tämän vuoksi sähkönsiirtoyhteyksiä sekä Pohjoismaiden välillä että Pohjoismaiden ja niiden lähialueiden välillä on vahvistettava. Omat muutoksensa sähköjärjestelmään aiheuttavat myös uudet biopolttoainevoimalaitokset sekä Itämeren alueen valtioissa tehtävät ydinvoimaratkaisut.

Pohjoismaissa siirretään jatkuvasti suuria määriä sähköä alueiden ja valtioiden välillä ja siirtoon liittyvillä häiriöillä voi olla suuria taloudellisia haittavaikutuksia. Esimerkiksi keväällä 2012 tapahtunut Suomen ja Ruotsin välisen Fenno-Skan 2 -merikaapelin vikaantuminen rajoitti merkittävästi halvan vesisähkön tuontia Suomeen. Tämän vuoksi sähkön hinta nousi Suomessa normaalia korkeammaksi, mistä arvioidaan aiheutuneen noin 80 miljoonan euron lisälasku suomalaisille sähkön kuluttajille. (Talouselämä)

Talusteoria painottaa eri alueiden välisten sähkönhintaerojen merkitystä siirtolinjainvestointien kannattavuuden ja vaikutusten arvioimisessa. Lisäksi akateemisessa tutkimuksessa on panostettu runsaasti sen selvittämiseen, olisiko siirtolinjainvestoinnit tehokkaampaa toteuttaa julkisella vai yksityisellä rahoituksella. Tässä työssä verrataan akateemisen tutkimuksen antamia tuloksia siihen, miten ja millä kriteereillä siirtolinjainvestointeja käytännössä suunnitellaan Pohjoismaissa. Pohjoismaat ovat luonnollisella tavalla rajattu tarkastelukohde, koska ne muodostavat jo nyt yhteisen sähkömarkkina-alueen. Lisäksi Pohjoismaiden erilaiset sähköntuotantorakenteet muodostavat edellä kuvatulla tavalla hyvin yhteen toimivan kokonaisuuden.

## Tutkimuskysymykset

Tässä työssä selvitetään:

- *Minkälaiset ovat investointisuunnitelmat uusista sähkönsiirtoyhteisistä Pohjoismaissa sekä Pohjoismaiden ja niiden naapurimaiden välillä*
- *Millä perusteilla kyseiset suunnitelmat on valittu toteutettaviksi*
- *Miten suunnitelmissa on huomioitu investoijan kannalta optimaalisten verkkoinvestointien talousteoria*
- *Minkälaiset ovat suunniteltujen verkkoinvestointien vaikutukset sähkön hintaan sekä sähkön tuottajien ja kuluttajien ylijäämiin Pohjoismaissa*

Tässä työssä keskitytään eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestön (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity) kesällä 2012 julkistamaan Euroopan sähköverkkoinvestointien kymmenvuotissuunnitelmaan ja erityisesti sen Itämeren aluetta koskevaan osioon. ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelma kattaa kaikki Euroopan laajuisesti merkittäviksi arvioidut sähköverkkoinvestoinnit.

Pohjoismailla tarkoitetaan tässä yhteydessä Suomea, Ruotsia, Norjaa ja Tanskaa. Pohjoismaisilla sähkönsiirtoyhteisillä tarkoitetaan pohjoismaisten sähkönhinta-alueiden välisiä korkeajännitteisiä siirtolinjoja. Naapurimailla tarkoitetaan niitä maita, joihin Pohjoismaista on olemassa tai suunnitteilla suora korkeajännitteinen siirtolinja. Nämä maat ovat Viro, Liettua, Venäjä, Puola, Saksa, Hollanti sekä Yhdistynyt kuningaskunta. Liettuan ja Yhdistyneen kuningaskunnan osalta suora siirtoyhteys on vasta suunnitteilla.

Tämän työn rakenne on seuraava. Luvussa 2 kuvataan Pohjoismaiden ja niiden lähi-alueiden sähkön tuotanto- ja kulutusrakenteet sekä niiden kehittyminen. Luvussa 3 kuvataan sähkön hinnan muodostumismekanismit sekä hintojen kehityshistoria. Luvussa 4 esitetään siirtoverkkoinvestointien teoreettiset perusteet. Luvussa 5 esitetään kuinka investointeja käytännössä suunnitellaan, sekä laaditaan yksinkertaistettuja laskelmia siirtoverkkoinvestointien vaikutuksesta sähkön hintaan sekä tuottajien ja kuluttajien ylijäämiin Pohjoismaissa. Luvussa 6 esitetään johtopäätökset.

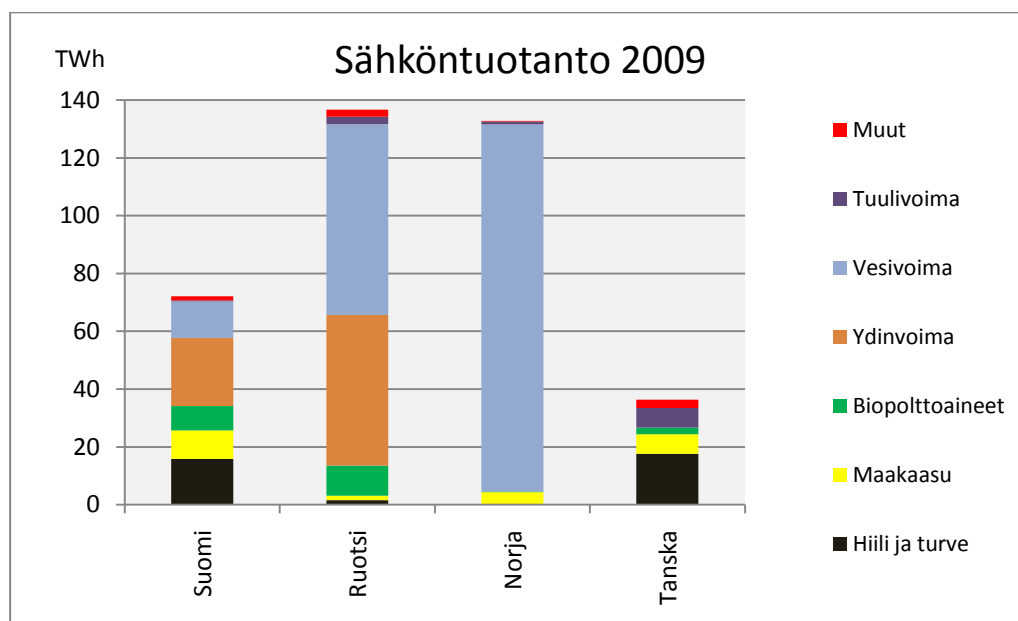
## 2 SÄHKÖN TUOTANTO JA KULUTUS

Alueiden välisten sähkönsiirtojen tarpeet ja määrät riippuvat pääosin sähkön hintaeroista. Hintaeroihin taas vaikuttavat alueelliset erot sähkön tuotannossa ja kulutuksessa. Tässä luvussa käydään läpi Pohjoismaiden ja niiden naapurimaiden sähkön- tuotanto- ja kulutusrakenteet sekä maiden sähkön nettotuonnin ja -viennin kehittyminen. Lisäksi arvioidaan lyhyesti sähköntuotannon ja -kulutuksen muutostrendejä sekä esitellään kantaverkkoyhtiöiden toimintaa.

Eri maita koskevien tietojen yhdenmukaisuuden ja vertailtavuuden vuoksi tässä luvussa käytetään ensisijaisesti kansainvälisen energiajärjestö IEA:n (International Energy Agency) maakohtaisia tilastotietoja. Sähköntuotannon ja -kulutuksen osalta uusimmat IEA:n julkaistut tilastotiedot koskevat vuotta 2009. Sähkön tuonnin ja viennin osalta tiedot on saatavissa vuoteen 2011 asti.

### 2.1 Tuotanto

Pohjoismaissa tuotettiin vuonna 2009 sähköstä noin 55 % vesivoimalla, 20 % ydinvoimalla, 15 % fossiilisilla polttoaineilla, 6 % biopolttoaineilla ja 3 % tuulivoimalla (IEA Energy Statistics). Maiden tuotantorakenteissa on kuitenkin huomattavia eroja, kuten kuvasta 2–1 on havaittavissa.

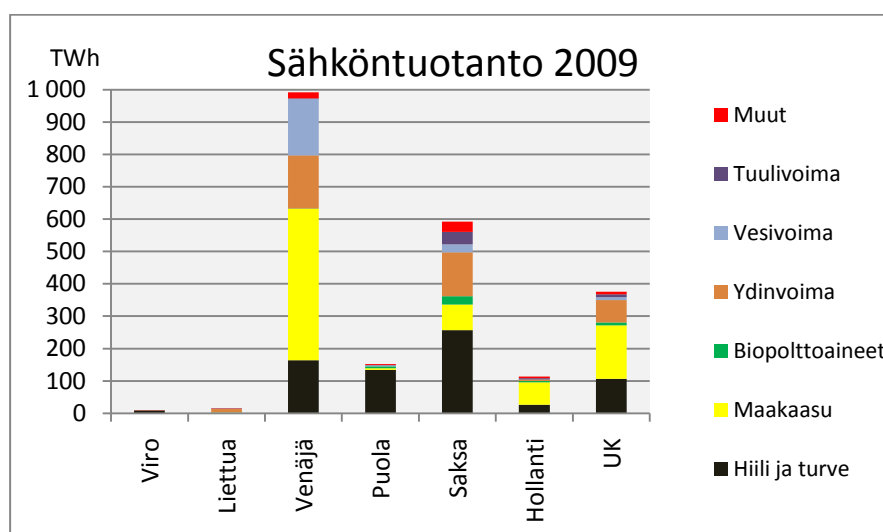


**Kuva 2-1.** Sähköntuotanto Pohjoismaissa energialähteittäin vuonna 2009 (lähde: IEA Energy Statistics).

Suomen sähköntuotantorakenne on Pohjoismaiden monipuolisin. Merkittävimpiä sähköntuotannon energialähteitä ovat ydinvoima, vesivoima, biopolttoaineet sekä kivihiihi. Lähitulevaisuudessa suhteellista osuuttaan on kasvattamassa erityisesti ydinvoima, sillä Eurajoelle on rakenteilla nettosähköteholtaan noin 1600 MW:n Olkiluoto 3 -ydinvoimayksikkö. Sen käyttöönottovuosi on syksyn 2012 arvioiden mukaan 2015 ja vuosituotannoksi on arvioitu noin 13 TWh/a (TVO). Suomessa on myös kaksi valtioneuvoston periaatepäätöksen saanutta ydinvoimahanketta, Eurojoen Olkiluoto 4 ja Pyhäjoen Hanhikivi 1, jotka valmistuvat aikaisintaan 2020-luvulla.

Ruotsin sähköntuotannosta valtaosa tapahtuu puolestaan vesi- ja ydinvoimalla. Vuoden 1980 kansanäänestyksessä Ruotsi päätti luopua ydinvoimasta vuoteen 2010 mennessä, mutta maan hallituksen vuonna 2009 tekemän päätöksen mukaan uusia reaktoreja voidaan rakentaa korvaamaan vanhenevia yksiköitä. Lisäksi olemassa olevien reaktorien tehoa voidaan kohottaa. Norjan sähköntuotanto perustuu lähes yksinomaan vesivoimaan. Tanskan sähköntuotanto perustuu pääosin fossiilisiin polttoaineisiin, vaikka tuulivoiman suhteellinen osuus onkin maassa merkittävä. Tuulivoiman osuus koko Pohjoismaisesta tuotantokapasiteetista on ylipäättänsä ripeässä nousussa, mikä näkyy kapasiteetin kasvussa 3 %:sta 7 %:iin vuosina 2009 – 2011 (NordREG 2012). Tämän kehityksen arvioidaan jatkuvan voimakkaana.

Kuvassa 2–2 on esitetty Pohjoismaiden naapurimaiden sähköntuotannon jakautuminen energialähteittäin vuonna 2009.

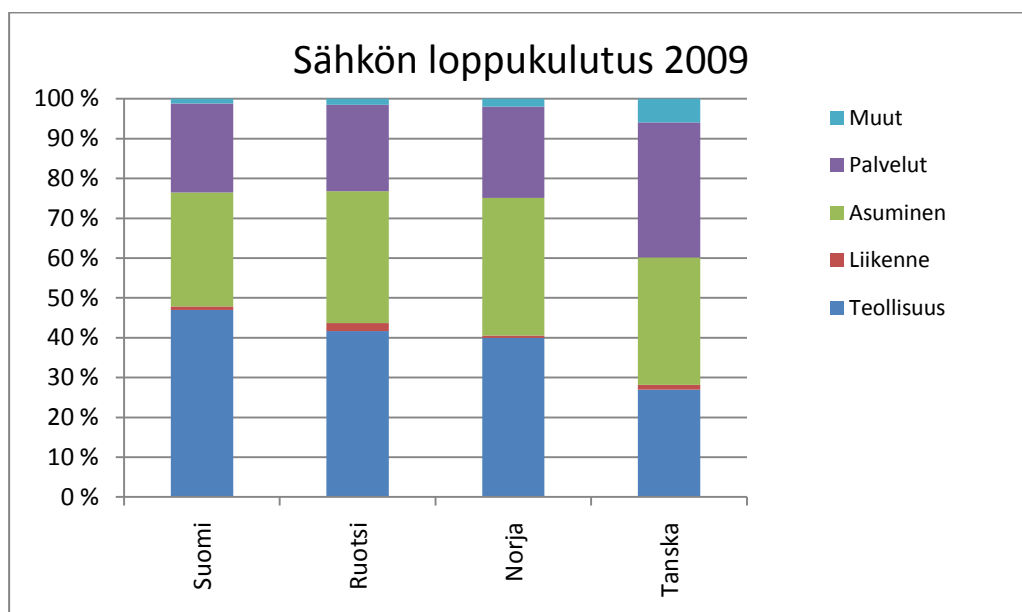


**Kuva 2-2.** Sähköntuotanto Pohjoismaiden naapurimaissa energialähteittäin vuonna 2009 (lähde: IEA Energy Statistics).

Pohjoismaiden naapurimaiden sähköntuotanto perustuu pääosin fossiilisiin polttoaineisiin, erityisesti hiileen ja maakaasuun. Venäjällä on myös runsaasti vesivoimakapasiteettia. Ydinvoimantuotanto on merkittävää Venäjällä, Saksassa ja Yhdistyneessä kuningaskunnassa. Liettussa sijainnut Ignalina 2 -ydinvoimala, jonka osuus maan sähköntuotannosta oli noin 70 %, suljettiin vuonna 2009 (World Nuclear News 2010). Lisäksi Saksa on tehnyt päätöksen omien ydinvoimalaitostensa alasajosta vuoteen 2022 mennessä. Osa maan ydinreaktoreista suljettiin ennenaikaisesti jo vuonna 2011 Fukushimaonnettomuuden jälkeen.

## 2.2 Kulutus

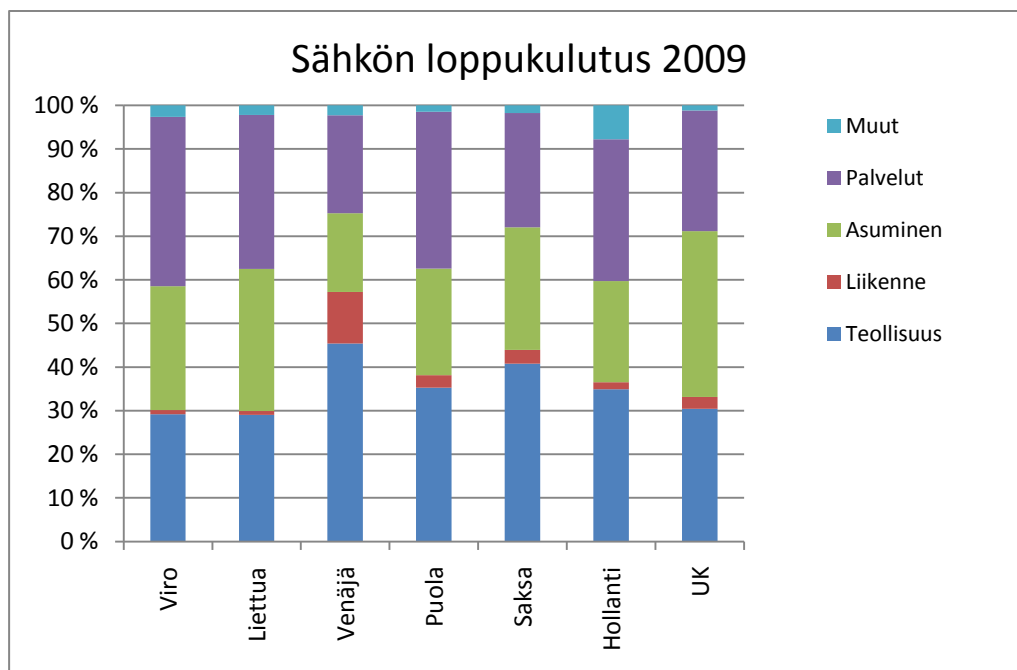
Pohjoismaissa sähkön loppukulutuksesta tapahtui vuonna 2009 noin 41 % teollisuudessa, 32 % asumisessa ja 23 % palvelusektorilla (IEA Energy Statistics). Sähkön loppukulutuksen jakautumisen osalta Suomi, Ruotsi ja Norja ovat verraten samantyyppisiä, kuten kuvasta 2–3 voidaan havaita. Tanskassa teollisuuden osuus on pienempi ja palveluiden suurempi kuin muissa Pohjoismaissa.



**Kuva 2-3.** Sähkön loppukulutus Pohjoismaissa vuonna 2009 (lähde: IEA Energy Statistics).

Pohjoismaissa sähkönkulutus vaihtelee voimakkaasti vuodenajan mukaan. Sähkönkulutuksen huippukaudet sijoittuvat talven pakkasjaksoille, mikä johtuu asuinrakennusten ja muiden tilojen lämmitystarpeesta.

Myös Pohjoismaiden naapurimaissa pääosa sähköstä kulutetaan teollisuudessa, asumisessa sekä palvelusektorilla. Sähkön loppukulutuksen jakautuminen vaihtelee kuitenkin maiden välillä, kuten kuvasta 2–4 voidaan havaita. Teollisuuden osuus on suurin Venäjällä ja Saksassa, joissa palvelujen osuus on vastaavasti muita pienempi.

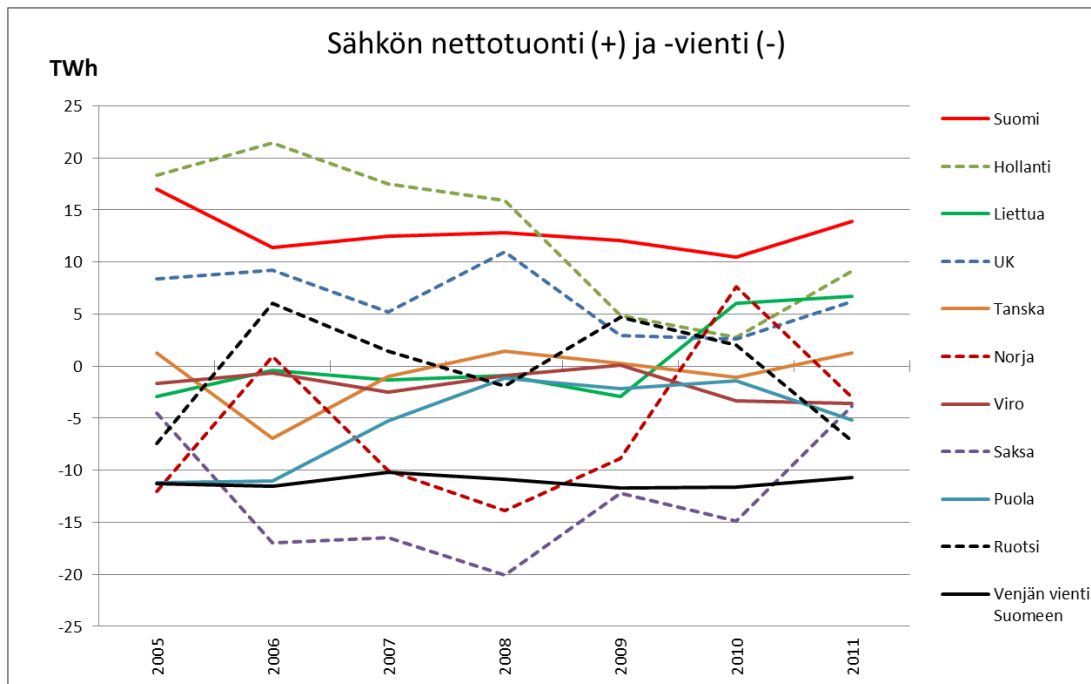


**Kuva 2-4.** Sähkön loppukulutus Pohjoismaiden naapurimaissa vuonna 2009 (lähde: IEA Energy Statistics).

### 2.3 Sähkön tuonti ja vienti

Sähkön tuotannossa ja kulutuksessa olevia alueellisia eroja voidaan tasapainottaa tuonnilla ja viennillä. Seuraavan sivun kuvassa 2–5 on esitetty yhteenveto Pohjoismaiden ja niiden naapurimaiden sähkön nettotuonnin ja -viennin kehittymisestä vuosina 2005 – 2011. Venäjän osalta on esitetty ainoastaan vienti Suomeen. Nettotuonti on laskettu vähentämällä vuoden aikana maan rajojen yli tuodusta sähkömäärästä vuoden aikana maan rajojen yli viety sähkömäärä. Nettoluku antaa kuvan maan sähköntuotannon omavaraisuudesta. On kuitenkin huomattava, että sähkön nettotuoj-

maallakin saattaa olla riittävä oma tuotantokapasiteetti jota ei ole käytetty, koska naapurimaista on saatu tuontisähköä omaa tuotantoa halvemmalla.



**Kuva 2-5.** Yhteenveto sähkön vuotuisen nettotuonnin ja -viennin kehityksestä 2005 – 2011 (lähteet: IEA Energy Statistics, Statistics Lithuania, Tilastokeskus).

Suomen sähköntuotannon omavaraisuus on heikentynyt vuosien mittaan ja kuvasta 2–5 voidaankin nähdä, että Suomi on tällä hetkellä Pohjoismaiden merkittävin sähkön nettotuojia. Suomen sähkön tuontitarve vähenee lähivuosina kun Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikkö otetaan tuotantokäyttöön. Ruotsi ja Norja ovat sateisuuden mukaan vaihtelevasta vesivoimatilanteesta riippuen joko sähkön nettotuojia tai -viejiä. Tanska on tuotannon suhteen lähellä omavaraisuutta. Saksa on ollut sähkön nettoviejiä, mutta tilanne saattaa tulevaisuudessa muuttua, jos maa tekemänsä päätöksen mukaisesti luopuu ydinvoimasta.

Eräät valtiot, kuten Ruotsi, Tanska ja Saksa, ovat myös merkittäviä sähkön kauttakulkumaita. Tällöin maan läpi virtaa suuret määrät sähköä, ilman että maa itse välttämättä olisi merkittävä nettotuojia tai -viejiä. Yksityiskohtaisemmat tiedot valtioiden rajat ylittävien sähkövirtojen määristä on esitetty liitteessä 1.

Venäjän sähkövientä on maan kokoon nähden vähäistä. Vuonna 2009 sähkön nettovienti oli noin 14,9 TWh, josta Suomeen toimitetun sähkön osuus oli noin 11,7 TWh (IEA Energy Statistics, Tilastokeskus). Vuonna 2012 sähkön vienti Venäjältä Suomeen on laskenut huomattavasti verrattuna aiempiin vuosiin. Muutokseen ovat vaikuttaneet muun muassa Fenno-Skan 2 -merikaapelin valmistuminen Ruotsin ja Suomen välille, halvan vesivoimasähkön hyvä saatavuus Ruotsista ja Norjasta sekä Venäjällä sähkön vientihintaa nostanut suuri sähkömarkkinareformi.

Venäjällä ei arvioida olevan sähköä laajamittaiseen vientiin, eikä sähkökauppa muutenkaan voi ainakaan nopeasti kasvaa EU:n kanssa merkittäväksi, sillä Venäjän ja EU:n sähköverkot kytkeytyvät toisiinsa vain Suomessa ja Baltiassa. Tämän alueen sähkömarkkinoihin Venäjällä arvioidaan kuitenkin olevan jatkossakin merkittävä vaikutus. (Abdurafikov 2009, Kekkonen ja Koreneff 2009)

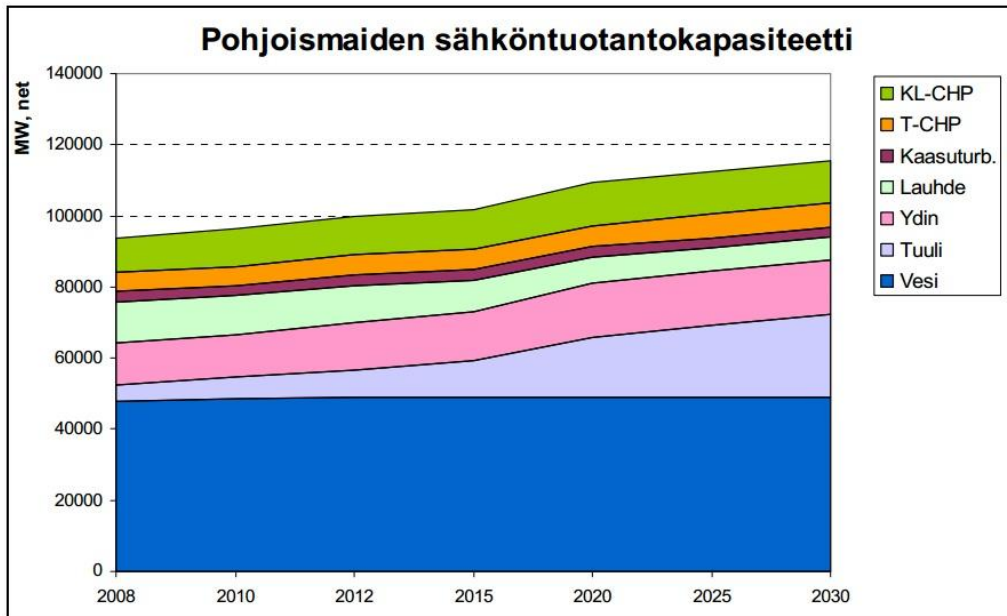
#### **2.4 Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehittyminen tulevaisuudessa**

Euroopan unioni on sitoutunut vähentämään kasvihuonekaasupäästöjään vuoden 1990 tasoon verrattuna 80 – 95 % vuoteen 2050 mennessä. Mahdollisia reittejä tämän tavoitteen saavuttamiseksi on kartoitettu EU:n komission laatimassa energia-alan etenemissuunnitelmassa 2050. Etenemissuunnitelman tueksi on laadittu vähähiilisyyskenaarioita, joiden mukaan vuonna 2050 (Euroopan komissio 2011):

- Uusiutuvien energialähteiden osuus EU:n sähkönkulutuksesta olisi 97 %
- Energian kokonaiskulutus (sähkö, lämpö, liikenteen polttoaineet) olisi laskenut nykytasosta 41 %
- Sähkön osuus energian kokonaiskulutuksesta olisi kaksinkertaistunut 36 % – 39 %:iin. Sähkön osuuden oletettuun kasvuun ovat syynä muun muassa sähköautojen ja muita lämmitysmuotoja korvaavien lämpöpumppujen yleistymisen.

Vaikka EU:n vähähiiliskenaariot eivät ole ennusteita tai komission asettamia tavoitteita, antavat ne viitteitä tulevan kehityksen suunnasta. Skenaarioiden perusteella voidaan arvioida, että vaikka energian kokonaiskulutus unionin alueella laskee kun energiatehokkuutta lisätään, voivat sähkön kokonaiskulutus ja tuotantotarve kuitenkin jonkin verran kasvaa. Esimerkiksi Kekkonen ja Koreneff (2009) ovat laatineet seuraavan arvion sähkön tuotantokapasiteetin kasvamisesta Pohjoismaissa.





**Kuva 2-6.** Arvio sähköntuotannon kapasiteettikehityksestä Pohjoismaissa (Kekkonen ja Koreneff 2009). CHP, "combined heat and power", tarkoittaa sähkön ja lämmön yhteistuotantoa.

Keski-Euroopassa on lähivuosikymmeninä poistettava käytöstä valtava määrä fossiilisiin polttoaineisiin perustuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Korvaavista tuotantoteknologioista tuuli- ja aurinkovoima ovat tuotantoteholtaan vaikeasti ennustettavissa (tuotanto vaihtelee vuorokaudenajan ja sääolosuhteiden mukaan), jolloin tarvitaan riittävän nopeasti reagoivaa korvaavaa sähköntuotantokapasiteettia. Nopeisiin tehomuutoksiin kykenevä vesivoima sopii tällaiseksi ns. säätövoimaksi erittäin hyvin, mutta vesivoima on Euroopan tasolla keskittynyt pääosin pohjoiseen. Onkin ilmeistä, että Pohjoismaiden vesivoimalle on tulevaisuudessa kasvavaa kysyntää Keski-Euroopassa.

Keski-Euroopan kasvavan säätövoiman tarpeen voidaan olettaa aiheuttavan ongelmia Suomessa, joka jo nyt on vahvasti riippuvainen Ruotsin ja Norjan vesisähkön tuonnista. Oma vesivoimakapasiteettiaan Suomi ei ympäristönsuojelullisista ja poliittisista syistä pystyne enää merkittävästi kasvattamaan. Kuitenkin säätövoiman tarve kasvaa tulevaisuudessa Suomessakin, kun tuulivoimakapasiteettia lisätään merkittävästi. Myös Olkiluodon uuden suuren ydinvoimalaitosyksikön käyttöönotto lisää nopean säätövoiman tarvetta, sillä sähköjärjestelmän on kyettävä kestämään suurimman verkkoon kytketyn voimalaitoksen yllättävä verkosta irtoaminen. Tämä tapahtuu

ensisijaisesti kasvattamalla erittäin nopeasti muiden voimalaitosten tuotantotehoa, mikä onnistuu parhaiten vesivoimalla. Tulevaisuudessa Suomi lienee siis entistä riippuvaisempi pohjoismaisesta vesivoimasta, jonka kysyntä samanaikaisesti kasvaa muuallakin Euroopassa. Kysynnän kasvaessa pohjoismaisen vesivoiman hinta nousee, eivätkä nykyiset siirtoyhteydet ole välttämättä ylipäättänsä riittäviä kattamaan Suomen kasvavaa säätövoiman tarvetta.

## **2.5 Kantaverkkoyhtiöt ja ENTSO-E**

Sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, alueverkoista, jakeluverkoista sekä sähkön kuluttajista. Alue- ja jakeluverkoissa sähköä siirretään matalammalla jännitteellä alueellisella ja paikallisella tasolla. Kantaverkko muodostaa sähkönsiirron valtaväylästä, jossa sähköä siirretään suurella teholla pitkienkin matkojen päähän. Siirtohäviöiden pienentämiseksi kantaverkossa käytetään korkeaa jännitettä. Esimerkiksi Suomen kantaverkossa käytetään 110, 220 ja 400 kilovoltin jännite-tasoja.

Kantaverkot omistavista kantaverkkoyhtiöistä käytetään myös nimityksiä siirtoverkkoyhtiö ja siirtoverkonhaltija (engl. Transmission System Operator, TSO). Kantaverkkoyhtiöt huolehtivat päävoimansiirrosta käytettävien kantaverkkojen sekä valtionrajat ylittävien siirtolinjojen ylläpidosta ja kehityksestä. Lisäksi ne varmistavat, että verkostossa virtaavan sähkön taajuus ja jännitetaso pysyvät niille määritetyissä rajoissaan. Direktiivin 2009/72/EY mukaan kantaverkkoyhtiöiden päätehtäviä ovat muun muassa:

- siirtoverkon käyttö, ylläpito ja kehittäminen sekä sen varmistaminen, että verkko pystyy täyttämään kohtuulliset sähkönsiirtovaatimukset pitkällä aikavälillä
- tasapuolisen verkkoon pääsyn varmistaminen
- verkon riittävän sähkönsiirtokyvyn varmistaminen
- osallistuminen sähkön toimitusvarmuuden turvaamiseen varmistamalla riittävä siirtokapasiteetti ja verkon toimintavarmuus
- verkon sähkövirtojen ohjaaminen ottaen huomioon energianvaihto muiden yhteenliitettyjen verkkojen kanssa
- riittävän informaation jakaminen sähköverkkoon yhdistettyjen muiden verkkojen haltijoille sekä siirtoverkon käyttäjille.

Lisäksi EU:n direktiivin 2009/72/EY artiklan 12 mukaan siirtoverkonhaltijoiden on toiminnassaan ensisijaisesti pyrittävä edistämään markkinoiden yhdentymistä.

Seuraavassa taulukossa on esitetty pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt. Suomea lukuun ottamatta pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat täysin valtio-omisteisia. Myös Suomessa valtio on kantaverkkoyhtiön pääomistaja ja valtaosa lopusta omistusosuudesta on suomalaisilla rahoitus- ja vakuutuslaitoksilla (Fingrid).

*Taulukko 2-1. Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt.*

| Maa           | Kantaverkkoyhtiö | Valtion omistusosuus |
|---------------|------------------|----------------------|
| <b>Suomi</b>  | Fingrid Oyj      | 53,1 %               |
| <b>Ruotsi</b> | Svenska Kraftnät | 100 %                |
| <b>Norja</b>  | Statnett         | 100 %                |
| <b>Tanska</b> | Energinet.dk     | 100 %                |

## **ENTSO-E**

Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) on aloittanut toimintansa vuonna 2009. Järjestö korvasi aiemmin Euroopassa toimineet kantaverkkoyhtiöiden alueelliset yhteistyöjärjestöt. ENTSO-E:n jäsenenä on 41 kantaverkkoyhtiötä 34 maasta, muun muassa EU-maiden sekä Norjan kantaverkkoyhtiöt. Venäjä ei ole järjestön jäsen. ENTSO-E:n tehtävänä on koordinoida ja edistää Euroopan sähkömarkkinoiden integraatiota sekä määrittää kantaverkkoihin liittyviä toimitusvarmuus- ja markkinasääntöjä. ENTSO-E toimii yhteistyössä EU:n komission, kansallisten viranomaisten ja sähkömarkkinaosapuolten kanssa. (ENTSO-E)

ENTSO-E on sähköverkon kehitystehtävien osalta jakanut itsensä kuuteen eri aluejaostoon. Itämeren aluejaostoon ”Baltic Sea Regional Group” kuuluvat Pohjoismaat, Baltian maat, Puola ja Saksa. Yksittäinen maa voi kuulua useampaankin aluejaostoon. Esimerkiksi Norja ja Tanska kuuluvat Itämeren aluejaoston lisäksi Pohjanmeren aluejaostoon ”North Sea Regional Group”.

## 2.6 Yhteenveto

Pohjoismaiden sähköntuotantorakenteet poikkeavat selvästi toisistaan. Suomen ja Tanskan tuotantorakenteissa ns. lämpövoiman (mm. ydinvoima, kivihili, biopolttoaineet) osuus on suurin. Ruotsissa sähköstä noin puolet tuotetaan ydinvoimalla ja puolet vesivoimalla. Norjassa sähkö tuotetaan lähes yksinomaan vesivoimalla. Pohjoismaiden naapurimaissa suurin osa tuotannosta perustuu fossiilisiin polttoaineisiin ja ydinvoimaan. Valtaosa sähkön kulutuksesta tapahtuu teollisuudessa, asumisessa ja palveluissa.

Sähkön tuotannossa ja kulutuksessa olevia alueellisia eroja tasapainotetaan sähkön tuonnilla ja viennillä. Suomi on pitkään ollut tuotantoalijäämäinen ja suuri sähkön tuojaja. Ruotsissa ja Norjassa tuonnin ja viennin määrä on vaihdellut vesivoimatilanteen mukaan. Eräät maat, kuten Ruotsi, Tanska ja Saksa ovat myös merkittäviä sähkön kauttakulkumaita. Venäjän sähkönvienti on maan kokoon nähden vähäistä. Tulevaisuudessa sähkön siirtosuuntiin ja -määriin tulevat vaikuttamaan erityisesti Saksan ydinvoimalaitosten suunniteltu alasajo sekä uusiutuvien energianlähteiden (erityisesti tuulivoima) osuuden voimakas kasvu Euroopassa. Samalla lisääntyy tarve tuotannonvaihteluita tasaavalle säätövoimalle, jollaiseksi pohjoismainen vesivoima soveltuu erityisen hyvin.

Sähkönsiirron pääjohtojen hallinnointi ja kehittäminen on kantaverkkoyhtiöiden vastuulla. Pohjoismaissa kantaverkkoyhtiöt ovat kokonaan tai pääosin valtion omistuksessa. Eurooppalaiset kantaverkkoyhtiöt ovat muodostaneet yhteistyöjärjestön ENT-SO-E, jonka tehtävänä on koordinoida ja edistää Euroopan sähkömarkkinoiden integraatiota.

Sähkön siirtoihin ja siirtotarpeisiin alueiden välillä vaikuttavat ennen kaikkea erot alueellisissa sähköhinnoissa. Luvussa 3 kuvataan sähkön hinnan muodostumismekanismiä sekä sähkön hinnan kehitystrendit Pohjoismaissa ja niiden lähialueilla.

### **3 SÄHKÖN HINTA**

Sähkön alueellisilla hintaeroilla on vaikutusta sähkön siirtomääriin ja mahdollisten uusien siirtoyhteyksien kannattavuuteen. Tässä luvussa esitellään pohjoismaisen sähköpörssin toiminta ja sähköhinnan muodostumismekanismit. Lisäksi kuvataan sähkönsiirron pullonkaulat ja niistä aiheutuvat hintaerot eri alueiden välillä. Lopuksi käydään läpi sähkön hintahistorioita Pohjoismaissa ja niiden naapurimaissa.

#### **3.1 Pohjoismainen sähköpörssi**

Pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool Spot muodostui vuonna 1996, kun Ruotsin ja Norjan sähkömarkkinat yhdistyivät. Suomi liittyi sähköpörssiin vuonna 1998 ja Tanska vuonna 2000. Lisäksi järjestelmään ovat liittyneet Viro vuonna 2010 ja Liettua vuonna 2012. Pohjoismaisen sähköpörssin tuotteita ovat seuraavaa vuorokautta koskevat (day-ahead) sähkötoimitukset (Elspot) sekä kuluva vuorokautta koskevat (intraday) sähkötoimitukset (Elbas). Lisäksi pörssissä käydään kauppaa erilaisilla sähköjohdannaisilla. Sähköpörssin omistavat yhdessä Pohjoismaiden ja Baltian maiden kantaverkkoyhtiöt. Pörssin johdannaistuotteet sekä konsultti- ja selvitystoiminnot ovat kuitenkin Nasdaq OMX:n omistuksessa. (Nord Pool Spot)

Yli 70 % Pohjoismaissa kulutetusta sähköstä, eli noin 300 TWh/a, hankitaan nykyisin Nord Pool Spotin Elspot-kaupankäynnissä (Nord Pool Spot). Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yhtenä maailman parhaimmin toimivista sähkömarkkinoista (Kekkonen ja Koreneff 2009).

#### **3.2 Hinnan muodostumismekanismi sähköpörssissä**

Pohjoismaisen sähköpörssin Elspot-kaupassa sähkön ostajat ja myyjät antavat pörssille osto- ja myyntitarjouksia seuraavan päivän sähkötoimituksista erikseen jokaiselle vuorokauden tunnille. Ostotarjouksia antavat sähkön vähittäismyyjät sekä ne suuret teollisuuslaitokset, jotka hankkivat tarvitsemansa sähkön suoraan pörssistä. Myyntitarjouksia antavat voimalaitoksia omistavat sähköyhtiöt. Pörssi muodostaa anetuista tarjouksista kysyntä- ja tarjontakäyrät, joiden leikkauspisteeseen muodostuu Elspot-hinta, jota kutsutaan myös systeemihinnaksi. Systeemihinta määritellään erik-

seen jokaiselle tulevan vuorokauden tunnille ja sitä pidetään pohjoismaisten tukusähkömarkkinoiden referenssihintana. (Nord Pool Spot)

Sähkön myyntitarjoukset ja niistä johdettava tarjontakäyrä perustuvat sähkön tuotantokustannuksiin. Perusajatuksena on, että tuotantokustannuksiltaan halvimmat voimalaitokset ovat käynnissä mahdollisimman paljon ja kalliimpia tuotantolaitoksia käynnistetään vasta sähkön kysynnän noustessa. Näin tarvittava sähkömäärä saadaan tuotettua mahdollisimman pienillä kokonaiskustannuksilla.

Matalimmat tuotantokustannukset ovat mm. tuuli-, vesi- ja ydinvoimalla sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannolla. Tämän tyyppistä tuotantokapasiteettia ei kuitenkaan yleensä ole riittävästi tarjolla, jolloin sähkön kysynnän tyydyttämiseksi on käynnistettävä kalliimpia laitoksia, kuten hiililauhdevoimaloita. ”Viimeisenä käynnistettävä” ja tuotantokustannuksiltaan kallein voimalaitos määrää kaiken tuotetun sähkön markkinahinnan. Eri sähköntuotantoteknologioiden suhteelliset tuotantokustannukset on esitetty seuraavassa kuvassa.



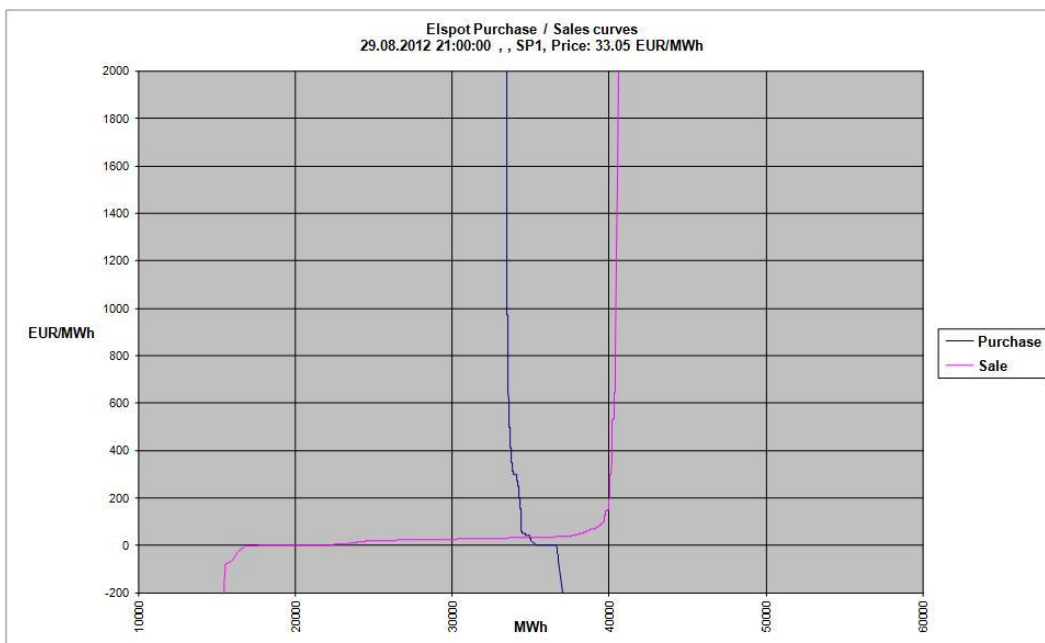
**Kuva 3-1.** Sähkön markkinahinnan teoreettinen muodostumismekanismi sähköpörsissä (muokaten: Fingrid-lehti 1/2009).

Kuvassa 3–1 ei ole esitetty tuulivoimaa, jonka osuus on kuitenkin nopeasti kasvamassa myös Pohjoismaissa. Tuulivoiman tuotantokustannukset ovat lähellä nollaa, minkä vuoksi tuulisähköä pyritään lähes poikkeuksetta syöttämään verkkoon niin paljon kuin mahdollista. Kun tuulivoiman tuotantokapasiteetti tulevaisuudessa kasvaa,

saavat sen sääolosuhteista johtuvat tuotantovaihtelut tarjontakäyrän liikkumaan sivusuuntaisesti kuvassa 3–1 esitetyllä tavalla. Voimakas heilunta johtaa siihen, että tuulisina aikoina sähkön markkinahinta on matala ja tuulettomina aikoina korkea. Tämä aiheuttaa kannattavuusongelmia muun muassa hiililauhdevoimalaitoksille, joiden normaali käyntiaika voi tuulivoiman takia jäädä hyvin lyhyeksi, mutta joita kuitenkin tarvittaisiin tuottamaan sähköä tuulettomina aikoina. Ongelma saattaa johtaa siihen, että yhteiskunnan on tulevaisuudessa tavalla tai toisella tuettava tätä heikosti kannattavaa mutta ajoittain välttämätöntä tuotantokapasiteettia.

Sähkön kysyntäkäyrä on lyhyellä aikavälillä lähes pystysuora. Kekkosen ja Koreneffin (2009) mukaan tämä on tyypillistä sähkömarkkinoille ja tulkittavissa siten, että lyhyellä aikavälillä pääosa kulutuksesta toteutuu, maksoi sähkö mitä hyvänsä. Lyhyellä aikavälillä tarjonnan on siis joustettava kysynnän vaihtelun mukaan. Pidemmällä aikavälillä sähkön kulutus kuitenkin reagoi sähkön hintaan ja tätä kysynnän joustokykyä on tulevaisuudessa kyettävä lisäämään, mikäli luvussa 2.4 kuvattua säätävää tuotantokapasiteettia ei pystytä kasvattamaan riittävästi.

Esimerkki todellisista tuntikohtaisista Elspot-sähkön kysyntä- ja tarjontakäyristä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on esitetty seuraavassa kuvassa.



**Kuva 3-2.** Elspot-systeemihinnan muodostuminen, sähköpörssin todelliset kysyntä- ja tarjontakäyrät tunnille 29.8.2012 klo 21 – 22 (Nord Pool Spot).

Seuraavan vuorokauden Elspot-hintojen muodostuttua käynnistyy Nord Pool Spotin jälkimarkkinana toimiva Elbas- eli tasesähkökauppa. Siinä kaupankäynti on mahdollista vielä tuntia ennen sähkötoimitusta. Elbas-markkinat on lähinnä tarkoitettu ennakkoimattomien tilanteiden hallintaan. Esimerkiksi voimalaitos, jonka seuraavan päivän tuotanto on myyty Elspot-markkinoilla, saattaa yllättäen vikaantua. Tällöin korvaava sähkötoimitus voidaan hankkia Elbas-markkinoilta. (Nord Pool Spot) Samoin Elbas-markkinalla on mahdollista korjata tilannetta, jos esimerkiksi sähkön kulu- tusennusteet tai tuulivoiman tuotantoennusteet muuttuvat.

### **3.3 Sähkönsiirron pullonkaulat ja hinta-alueisiin jakautuminen**

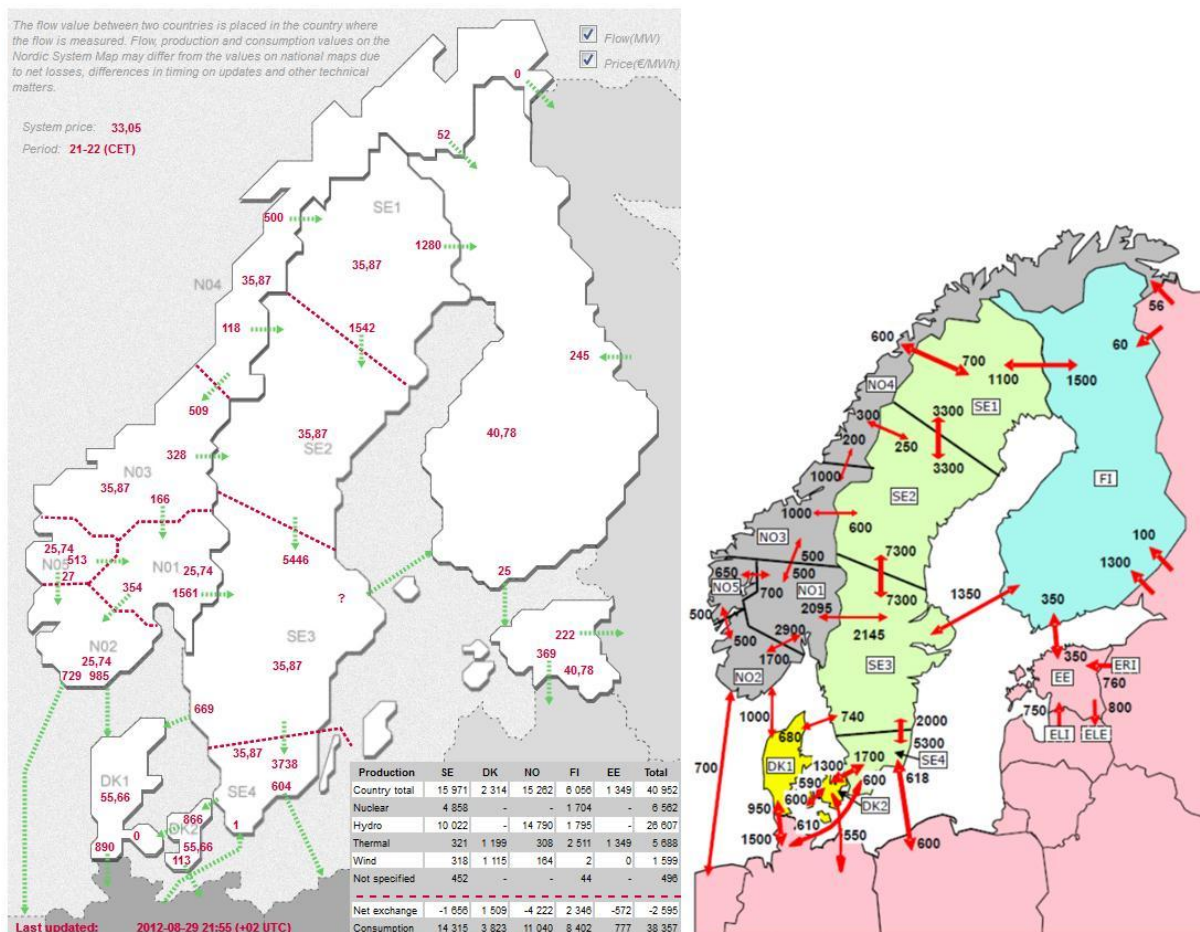
Sähkömarkkinoille on tyypillistä, että sähkön siirtokapasiteettia ei aina ole riittävästi tasoittamaan alueiden välisiä eroja sähkön kysynnässä ja tarjonnassa. Tällaisissa sähkönsiirron pullonkaulatilanteissa (engl. congestion) sähkömarkkinoille muodostuu hinta-alueita siten, että ylituotantoalueilla sähkön hinta on matalampi kuin alituotantoalueilla. Samalla alituotantoalueilla joudutaan käynnistämään tuotantokustannuksiltaan kalliimpia voimalaitoksia. Sähkönsiirron pullonkaulat aiheuttavat siis sen, että markkinoilla kokonaisuudessaan tarvittavaa sähkömäärää ei voida tuottaa optimaalisesti kokonaiskustannuksiltaan halvimalla tavalla. Hinta-alueiden määrittelyssä yleisimmin käytetyt menetelmät ovat solmupiste- ja aluehintamenetelmät.

Solmupiste- eli nodaalimenetelmässä sähkömarkkina-alue jaetaan hyvin pieniin alueisiin eli solmupisteisiin, joista jokainen edustaa yksittäistä sähkön tuotanto- tai kulu- tussyksikköä, esimerkiksi kaupunkia. Jokaiselle solmupisteelle määritetään oma säh- kön paikallishintansa, johon vaikuttavat sähkön tuotantokustannukset, kyseiseen solmupisteeseen toimitettavan sähkön siirtokustannukset sekä sähkönsiirron pullon- kauloista aiheutuvat kustannukset (Phillips 2004). Solmupistehinnoittelu sopii esi- merkiksi sellaisille markkinoille, joissa sähkön siirtoverkko on heikko. Tällöin voi olla helpompaa laskea sähkön hinnat erikseen jokaiselle solmupisteelle, kuin yrittää yh- distää niistä laajempia yhtenäisen hinnan alueita. (Oksanen 2008) Esimerkiksi Venä- jällä on käytössä solmupistehinnoittelu.



Aluehintamenetelmässä puolestaan sähkömarkkinat on ennalta jaettu yhtenäisen sähköhinnan alueisiin. Koko markkina-alueelle lasketaan ensin yhteinen systeemi-hinta ja tarvittavaan määrään hinta-alueita jakaannutaan vain, mikäli sähköä ei siirto-verkon pullonkaulojen vuoksi pystytä siirtämään riittävästi ylituotantoalueilta alituotantoalueille. Pohjoismaiden lisäksi aluehintajärjestelmä on käytössä muuallakin Euroopassa.

Pohjoismaisessa sähköpörssissä Suomi muodostaa yhden hinta-alueen (FI). Sen sijaan Ruotsi on jaettu neljään hinta-alueeseen (SE1-4), Norja viiteen (NO1-5) ja Tanska kahteen (DK1-2). Lisäksi sähköpörssiin liittyneet Viro ja Liettua muodostavat omat hinta-alueensa (EE ja LT). Pohjoismaiden sähkönhinta-alueet sekä niiden väliset sähkönsiirtokapasiteetit ovat nähtävissä seuraavassa kuvaparissa.

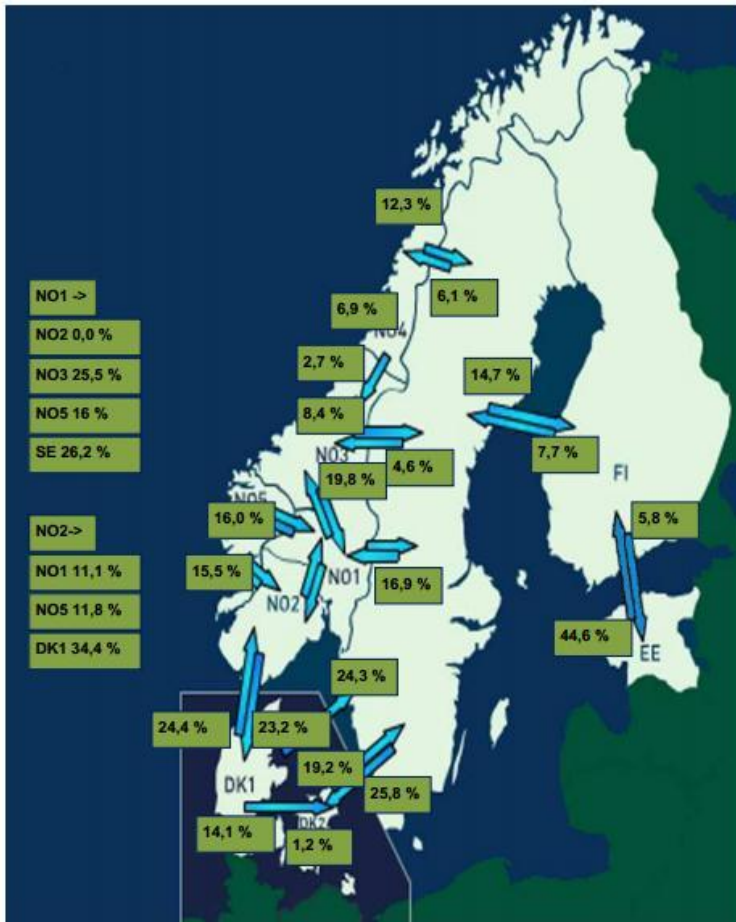


**Kuva 3-3.** Vasemmalla: Pohjoismaisen sähköpörssin hinta-alueet ja tilannekuva voimajärjestelmän tilasta illalla 29.8.2012 (Fingrid). Oikealla: Alueiden väliset sähkönsiirtokapasiteetit lokakuussa 2011. Tuotanto- ja siirtotehot MW, sähkön aluehinta €/MWh. (NordREG 2012).

Vasemmanpuoleisessa kuvassa on esitetty maakohtainen sähköntuotanto ja hinta-alueiden välinen sähkönsiirtoteho (MW) sekä sähkön spot-hinta eri hinta-alueilla (€/MWh). Oikeanpuoleisessa kuvassa on esitetty alueiden väliset sähkönsiirtokapasiteetit (MW). Kuvasta on havaittavissa, että illalla 29.8.2012 Pohjoismaissa oli pullonkaulojen vuoksi osittain jakaannuttu hinta-alueisiin. Etelä-Norjassa spot-hinta on jäänyt systeemihintaa 33,05 €/MWh alhaisemmaksi. Keski- ja Pohjois-Norjassa sekä Ruotsissa spot-hinta oli sama 35,87 €/MWh. Sähkön alituotantoalueilla Suomessa ja Tanskassa sähkön hinta oli selvästi korkeampi.

On huomattava, että siirtokapasiteetit voivat olla mm. teknisistä syistä johtuen eri suuntiin erisuuruiset. Esimerkiksi Suomen ja Venäjän välillä sähköä voidaan nykyisin siirtää vain Suomen suuntaan. Lisäksi yksittäisen sähkölinjan siirtokapasiteetti ei ole aina täysin yksiselitteisesti määritettävissä, vaan todellinen kapasiteetti vaihtelee tilanteen mukaan (Hogan 1992). Siirtokapasiteettiin vaikuttaa esimerkiksi se, että sähkövirta etenee sähkölinjoissa alhaisimman resistanssin (sähkövastuksen) reittiä ja voi siten kulkea pisteestä toiseen samanaikaisesti useita eri reittejä pitkin. Nämä niin sanotut silmukavirrat (loop flow) taas kuluttavat muiden siirtolinjojen kapasiteettia.

Seuraavan sivun kuvasta 3–4 on nähtävissä, kuinka suuri sähkönsiirron pullonkaulatuntien osuus on ollut pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2011.



**Kuva 3-4.** Sähkönsiirron pullonkaulatuntien suhteellinen osuus Nord Pool Spotin hinta-alueiden välillä vuonna 2011 (NordREG 2012). Nuolet osoittavat siirtosuunnan.

Kuvan 3–4 perusteella Pohjoismaiden sisäiset pullonkaulat ovat olleet pahimpia Etelä-Norjan, Etelä-Ruotsin ja Tanskan alueella sekä siirtoyhteisissä Ruotsista Suomen suuntaan. Kuvassa tosin ei vielä näy Ruotsin jakaantuminen neljään hinta-alueeseen marraskuussa 2011. Vuonna 2011 oli pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla jakaannuttu pullonkaulojen vuoksi ainakin osittain eri hinta-alueisiin 72 % ajasta (NordREG 2012).

### 3.4 Kantaverkkoyhtiöiden pullonkaulatulot

Sähkön tuottajat saavat ja kuluttajat maksavat sähköstä aina oman hinta-alueensa mukaisen hinnan. Kun sähköä siirretään hinta-alueiden välillä, perii siirtoyhteyden omistaja alueiden välisen hintaeron itselleen siirron pullonkaulamaksuna. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla pullonkaulamaksut kerää sähköpörssi Nord Pool Spot seuraavan kaavan mukaisesti (Fingrid):

$$\text{pullonkaulatulot [€/h]} = \text{Elspot-siirto [MW]} * \text{aluehintaero [€/MWh]}$$

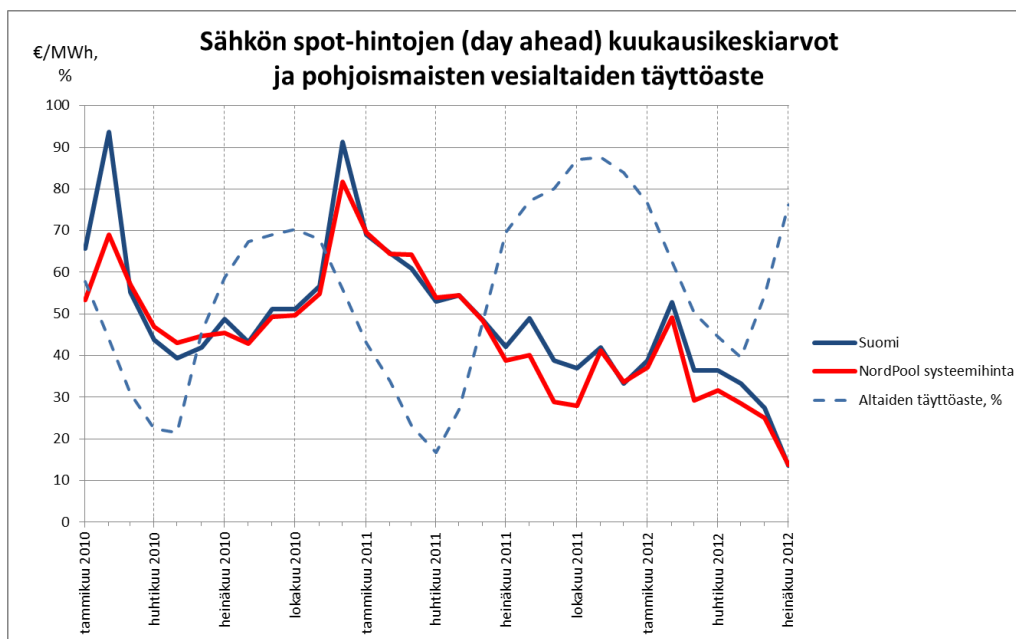
Sähköpörssin keräämät pullonkaulatulot jaetaan edelleen niiden kantaverkkoyhtiöiden kesken, joiden välisellä rajajohtoyhteydellä tulot ovat muodostuneet. Kantaverkkoyhtiöt käyttävät saamansa pullonkaulatulot pääosin siirtokapasiteetin kasvattamiseen rajajohdoilla (Fingrid). Seuraavassa kuvassa on esitetty esimerkkinä Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin keräämien pullonkaulatulojen käyttöhistoriaa.

|                 | Tariffin alentamiseen käytetyt pullonkaulatulot | Verkon kehittämiseen varatut pullonkaulatulot | Suomen ja Ruotsin rajakapasiteettia lisäävät investoinnit* | Verkon kehittämiseen "rahastoidut" pullonkaulatulot, kumulatiivisesti |
|-----------------|---|---|--|---|
|                 | M€  | M€  | M€   | M€  |
| 1998            | 0   | 1.1   | 0.1  | 1.0   |
| 1999            | 0   | 2.3   |  | 3.3   |
| 2000            | 8.1   | 9.7   |  | 13.0  |
| 2001            | 0   | 3.7   | 15.3   | 1.4   |
| 2002            | 2.9   | 13.7  |  | 15.1  |
| 2003            | 0   | 14.6  | 1.5  | 28.2  |
| 2004            | 0   | 7.9   | 8.7  | 27.4  |
| 2005            | 0   | 15.4  |  | 42.8  |
| 2006            | 0   | 13.1  |  | 55.9  |
| 2007            | 0   | 21.3  | 3.3  | 73.9  |
| 2008            | 0   | 23.2  | 10.7   | 86.4  |
| 2009            | 0   | 4.9   | 37.9   | 53.4  |
| 2010            | 0   | 9.0   |  | 62.4  |
| 2011            |   | 15,6  | 132,0  | -54,0   |
| 2012            |   |   |  |   |
| <b>yhteensä</b> | <b>11.0</b>                                     | <b>155,5</b>                                  | <b>209,5</b>   |   |

**Kuva 3-5.** Fingrid Oyj:n pullonkaulatulojen käyttöhistoriaa. Investointien kustannukset on kohdistettu kokonaisuudessaan hankkeen valmistumisvuodelle. (Fingrid)

### 3.5 Sähkön hintakehitys

Tämän luvun kuvissa 3–6... 3–10 on esitetty sähkön spot-hintojen kehittyminen Pohjoismaissa ja niiden lähialueilla. Ensimmäisessä kuvassa 3–6 on Suomen aluehinnan ja pohjoismaisen systeemihinnan rinnalla esitetty myös pohjoismaisten vesivoimavarastojen täyttöasteen kehittyminen.

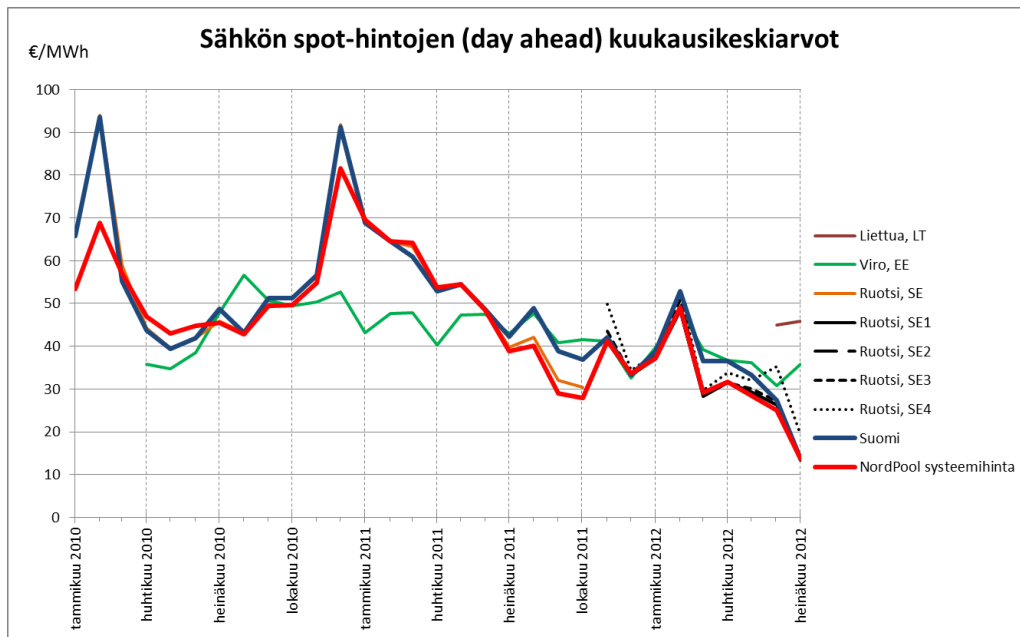


**Kuva 3-6.** Nord Pool systeemihinta, Suomen aluehinta ja pohjoismaisten vesialtaiden täyttöaste (lähde: Nord Pool Spot).

Kuvasta on nähtävissä, että kevättalvina 2010 ja 2011 Norjan ja Ruotsin vesivoimailoiden varastoaltaat olivat poikkeuksellisen tyhjiä, mikä nosti sähkön hintaa Pohjoismaissa. Suomen aluehinta on seurannut sähköpörssin systeemihintaa, mutta ollut ajoittain selvästi sitä korkeampi. Viime kädessä näiden hintaerojen syynä on rajasiirtoyhteyksien puutteellinen kapasiteetti, mutta taustatekijöitä voivat olla esimerkiksi tekniset ongelmat tai huoltojaksot voimalaitoksissa, sähkönsiirtoverkoston häiriöt sekä poikkeuksellisen korkea, pakkasesta johtuva sähkön kysyntäpiikki Suomessa.

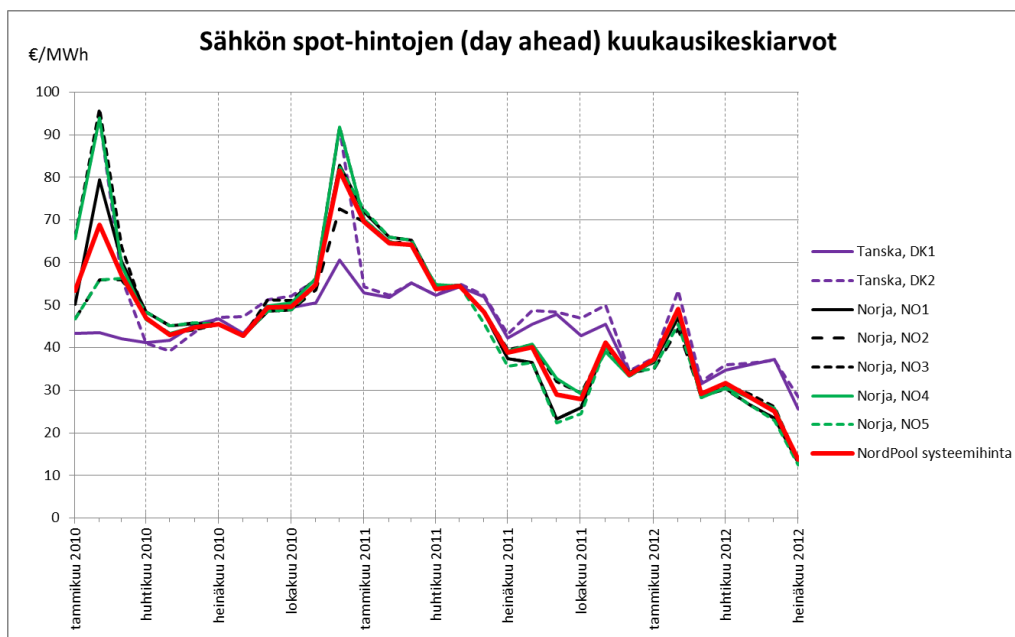
Kuvassa 3–7 esitetään systeemihinnan sekä Suomen, Ruotsin, Viron ja Liettuan aluehintojen kehittyminen. Ruotsin (SE) aluehinta on seurannut hyvin tarkkaan Nord Poolin systeemihintaa. Marraskuussa 2011 Ruotsi jakautui neljään hinta-alueeseen (SE1-4), jonka jälkeen maan eteläkärjessä (SE4) sähkön hinta on ollut jonkin verran muuta maata korkeampi. Tämä on osoitus siitä, että Ruotsin sisäiset siirtoyhteydet eivät ole olleet riittäviä. Liettua liittyi pohjoismaiseen sähköpörssiin kesäkuussa 2012, ja Liettuan hintataso on ainakin toistaiseksi ollut selvästi systeemihintaa korkeampi. Virossa sähkön hinta on vaihdellut muita kuvassa tarkasteltuja maita vähemmän. Tähän vaikuttanee se, että Viro on edelleen varsin rajoitetusti yhdistynyt pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin, jolloin esimerkiksi Pohjoismaiden talvikulutushuiput eivät pääse

merkittävästi heijastumaan Viron sähköhintoihin. Viro lienee myös saanut Venäjältä tarvitsemansa tuontisähkön verrattain tasaiseen hintaan.



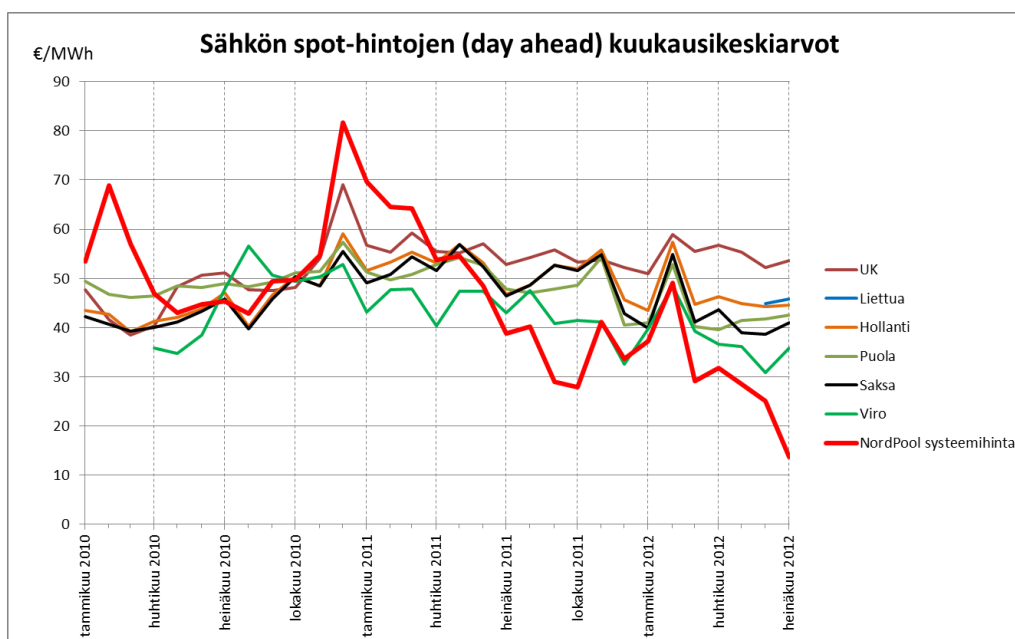
**Kuva 3-7.** Nord Pool systeemihinta sekä Suomen, Ruotsin, Viron ja Liettuan aluehinnat (lähde: Nord Pool Spot).

Kuvassa 3–8 esitetään systeemihinnan lisäksi Norjan ja Tanskan aluehintojen kehittyminen. Norjan hinta-alueiden hintatasot ovat seuranneet melko tarkkaan Nord Pool Spotin systeemihintaa lukuun ottamatta kevättalvea 2010. Pohjois-Norjan (NO4) ja Keski-Norjan (NO3) hintataso on kuitenkin tyypillisesti ollut muuta maata korkeampi. Tanskan itäisellä hinta-alueella (DK2) sähkö on lähes poikkeuksetta ollut läntistä hinta-alueella (DK1) kalliimpaa. Kevättalvella 2010 ja loppuvuonna 2011 hintaero on ollut huomattava; helmikuussa 2010 sähkö maksoi DK2-alueella jopa kaksi kertaa niin paljon kuin DK1-alueella. Tämä viittaa siihen, että Tanskan hinta-alueiden väliset siirtoyhteydet ovat tarpeeseen nähden varsin heikot. Tanskan itäisen hinta-alueen muodostaa mm. Sjellannin saari, josta vahvimmat siirtoyhteydet ovat Etelä-Ruotsin suuntaan. Itäinen Tanska (DK2) onkin seurannut sähkön hintatasoissa varsin selvästi Etelä-Ruotsia (SE4).



**Kuva 3-8.** Nord Pool systeemihinta sekä Tanskan ja Norjan aluehinnat (lähde: Nord Pool Spot).

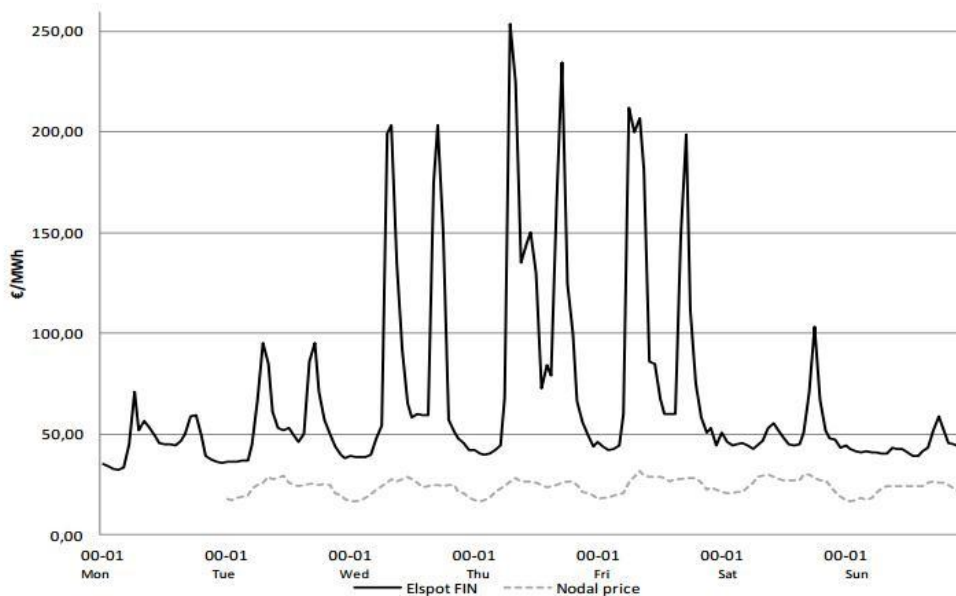
Nord Poolin systeemihinta on vaihdellut viime vuosina voimakkaammin kuin Pohjoismaiden naapurimaiden sähköhinnat, mikä on havaittavissa kuvassa 3–9. Hintavaihtelussa on selvästi havaittavissa vesivoimatilanteen kehittyminen Norjassa ja Ruotsissa. Kevästä 2011 eteenpäin vesivoimaloiden varastot ovat olleet täydempiä ja halvan vesivoiman tuotanto on laskenut pohjoismaista sähköhintaa.



**Kuva 3-9.** Nord Pool systeemihinta sekä hinnat Pohjoismaiden naapurimaissa (lähteet: APX-ENDEX, EPEX Spot, Nord Pool Spot, POLPX).

Venäjän sähköhinnat ovat olleet pohjoismaisia hintoja alhaisemmat. Hintaeron säilymiseen syynä lienee se, että Venäjä on samanaikaisesti sekä suuri sähkön tuottaja että heikosti yhdistynyt naapurimaidensa sähköverkkoihin. Näin ollen Venäjän sähkömarkkinat toimivat suurelta osin omana saarekkeenaan, johon naapurialueiden hintakehitys vaikuttaa vain vähän. Venäjän sähkön hintatasoon saattavat vaikuttaa myös maan sisäiset poliittiset tekijät.

Venäjältä Suomeen siirretyn sähkön kokonaishinta muodostuu Pietarin aluehinnasta, Venäjän kapasiteettimaksuista (joilla rahoitetaan riittävän sähköntuotantokapasiteetin ylläpitoa), Venäjän siirtotariffeista sekä Fingridin rajasiirtopalvelun maksuista. Vuonna 2011 käyttöön otettujen kapasiteettimaksujen takia on sähköntuonti Venäjältä Suomeen pudonnut merkittävästi. Sähkö voi nyt ajoittain olla jo kalliimpaa Pietarissa kuin mikä olisi sen hinta Suomeen myytäessä, jolloin siirto Suomeen ei ole kannattavaa. Kapasiteettimaksuja peritään vain arkipäivinä, joten vuonna 2012 sähköä on tuotu Venäjältä Suomeen lähinnä yöaikaan ja viikonloppuisin. (Fingrid tiedote 2012, Lindroos 2012) Venäjän sähköhintaaero Suomeen nähden on havaittavissa seuraavassa kuvassa 3–10.



**Kuva 3-10.** Suomen aluehinta (Elspot FIN) ja Venäjän solmupistehinta maiden rajalla 30.1. – 5.2.2012 (Viljainen 2012).



Venäjän spot-hinnan arvioidaan nousevan hillitysti ja pysyvän edelleen selvästi pohjoismaista spot-hintaa edullisempänä. (Abdurafikov 2009, Kekkonen ja Koreneff 2009) Venäjän sähköhinnassa on kuitenkin nousupaineita, sillä lähivuosina tarvittavat mittavat sähköntuotanto- ja siirtoverkkoinvestoinnit on saatava jotenkin rahoitettua (Gore et al. 2012).

Viljaisen (2012) mukaan Suomen ja Venäjän välisen sähkönsiirtokapasiteetin käyttöä haittaavat rajalinjan saavutettavuus, erot kaupankäyntimekanismeissa sekä erityisesti Suomen markkinalähtöisen ja Venäjän säännellyn sähkömarkkinan väliset vuorovaikutusongelmat. Vuorovaikutusongelmia aiheuttanevat muun muassa Pohjoismaiden ja Venäjän toisistaan poikkeavat sähkönhinta-alueäärittelyt (Pohjoismaissa aluehintajärjestelmä ja Venäjällä solmupistejärjestelmä), erot sähköpörssien kaupankäyntiaikatauluissa (missä vaiheessa seuraavan vuorokauden sähkön hinnat määritellään) sekä se, että Venäjällä käytössä on edellä mainitut kapasiteettimaksut. Ongelmia saattaa olla myös Pohjoismaiden ja Venäjän sähköpörssien välisessä yleisessä kommunikaatiossa. Lindroos (2012) esimerkiksi ottaa esille sen, että Pietarin alueen sähkömarkkinatietoa ei ole helposti saatavissa. Lisäksi Kekkonen ja Koreneff (2009) toteavat, että toteutetun sähkömarkkinareforminkin jälkeen Venäjän sähköjärjestelmä on erittäin säädely ja monimutkainen.

### **3.6 Yhteenveto**

Pohjoismaisen tukkusähkön hinta muodostuu Nord Pool Spot -sähköpörssissä ostaja- ja myyntitarjousten perusteella. Ostotarjouksista muodostettava kysyntäkäyrä on lyhyellä aikavälillä lähes pystysuora. Myyntitarjouksista muodostettava tarjontakäyrä perustuu sähkön tuotantokustannuksiin. Perusajatuksena on, että tuotantokustannuksiltaan halvimmat voimalaitokset ovat käynnissä mahdollisimman paljon ja kallimpiä tuotantolaitoksia käynnistetään vasta sähkön kysynnän noustessa.

Sähkönsiirron pullonkaulatilanteissa markkinoille muodostuu erillisiä hinta-alueita, jolloin ylituotantoalueilla sähkön hinta on matalampi kuin alituotantoalueilla. Sähkönsiirron pullonkaulat estävät täten sähkön tuottamisen kokonaiskustannuksiltaan halvimalla tavalla. Rajasiirtoyhteydet omistavat kantaverkkoyhtiöt käyttävät keräämiänsä pullonkaulatuloja siirtoyhteyksien vahvistamiseen. Hinta-alueiden määritte-

lyssä yleisimmin käytetyt menetelmät ovat solmupiste- ja aluehintamenetelmät, joista jälkimmäinen on käytössä Pohjoismaissa ja muualla Euroopassa.

Sähkön hinnat ovat vaihdelleet voimakkaammin Pohjoismaissa kuin niiden naapurimaissa. Syynä tähän ovat vuotuiset vaihtelut Norjan ja Ruotsin vesivoimatilanteessa. Hyvänä vesivuonna vesisähköä on runsaasti tarjolla, mikä laskee sähkön hintaa. Venäjän sähkön hinnat ovat olleet ja niiden arvioidaan edelleen pysyvän pohjoismaisia sähkön hintoja matalampina. Venäjällä vuonna 2011 tapahtuneen sähkömarkkinareformin jälkeen sen sähkönvienti Suomeen on vähentynyt merkittävästi.

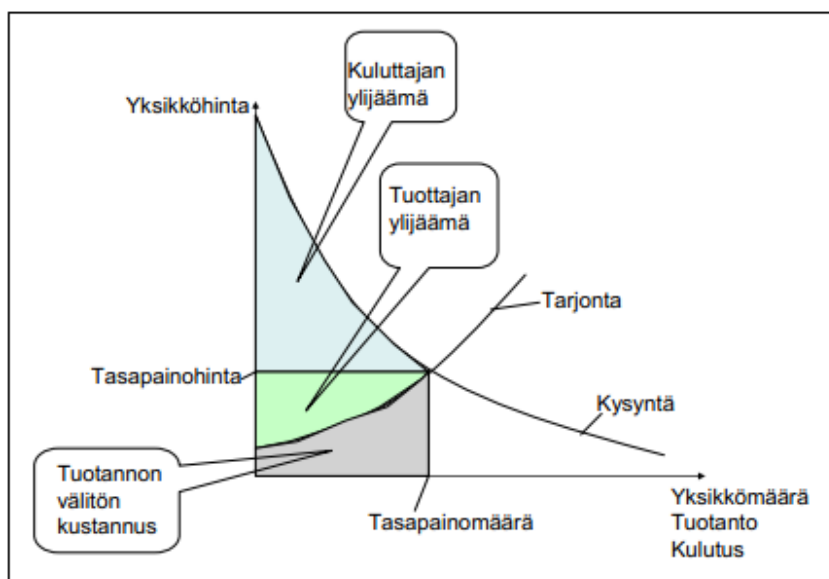
Sähkön hinnoissa tapahtuvat muutokset vaikuttavat eri tavoin eri markkinaosapuoliin. Luvussa 4 kuvataan, miten tuottajan ja kuluttajan ylijäämät muodostuvat ja miten sähkön alueelliset hintaerot luovat investoijalle kannusteen rakentaa uusi siirtoyhteys.

## 4 VERKKOINVESTOINTIEN TEORIAA

Muutokset sähkön hinnoissa ja siirtokapasiteeteissa vaikuttavat eri tavalla eri toimijoihin. Tässä luvussa esitellään ensin, miten sähkön hinta ja sen muutokset vaikuttavat tuottajien ja kuluttajien ylijäämään. Seuraavaksi käydään läpi se, millä perusteella investoijan on kannattavaa rakentaa siirtoyhteys kahden sähkönhinta-alueen välille. Tämän jälkeen käydään läpi muita kuin puhtaasti taloudellisia investointipäätöksiin vaikuttavia tekijöitä. Lopuksi vertaillaan kahta investointimallia, joista ensimmäisessä siirtolinjan rakentaa julkisen ohjauksen piirissä oleva kantaverkkoyhtiö ja toisessa yksityinen toimija.

### 4.1 Sähkön tuottajien ja kuluttajien hyödyt

Sähkön hinnanmuodostusta ja siitä seuraavaa tuottajan ja kuluttajan ylijäämää on havainnollistettu seuraavassa kuvassa.



**Kuva 4-1.** Markkinahinnan muodostumismekanismi sekä tuottajan ja kuluttajan ylijäämät (Kekkonen ja Koreneff 2009).

Sähkön markkinahinta muodostuu kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteeseen. Tarjontakäyrän alapuolelle jäävä alue kuvaa sähköntuotannon muuttuvia kustannuksia, jotka muodostuvat polttoainekustannuksista, palkoista sekä muista voimalaitosten käyttökustannuksista. Sähkön markkinahinnan ja tarjontakäyrän väliin jäävä alue kuvaa tuottajan ylijäämää, jolla on katettava sähköntuotannon kiinteät kustannukset

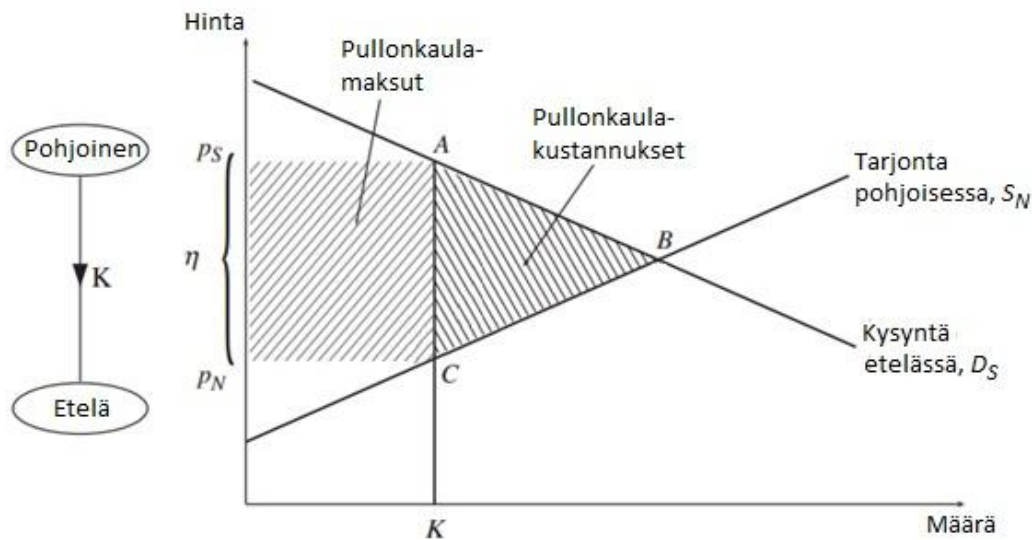
kuten voimalaitosinvestoinnit. Kysyntäkäyrän ja markkinahinnan väliin jäävä alue kuvaa kuluttajan ylijäämää, joka on sähkömarkkinoilla huomattavasti vaikeammin tulkittavissa kuin tuottajan ylijäämä. Koska kysyntäkäyrä on lyhyellä aikavälillä lähes pystysuora (kysyntä on hyvin joustamatonta), ei voida sanoa missä kohtaa kysyntä menisi noltaan. Kuluttajan ylijäämäfunktio leikataankin laskentateknisistä syistä poikki mielivaltaisesta hintatasosta. Tuottajan ja kuluttajan ylijäämien summaa kutsutaan hyvinvoinniksi. (Kekkonen ja Koreneff 2009)

Kuten aiemmin luvussa 3.3 esitettiin, sähkönhinta-alueiden välisissä pullonkaulatilanteissa sähkön hinta nousee alituotantoalueella. Tällaisessa tilanteessa sähkön tuottaja hyötyy ja kuluttaja kärsii. Vastaavasti ylituotantoalueella sähkön hinta laskee, jolloin tuottaja kärsii ja kuluttaja hyötyy. Näin ollen eri hinta-alueiden tuottajien ja kuluttajien intressit ovat hinta-alueiden välisiä siirtolinjainvestointeja suunniteltaessa ristikkäisiä.

## **4.2 Verkkoinvestoijan hyödyt**

Seuraavissa kolmessa kuvassa esitetään yksinkertaistettu malli kahden eri hinta-alueen välisestä sähkönsiirrosta verkkoinvestoijan näkökulmasta (Joskow ja Tirole 2005).

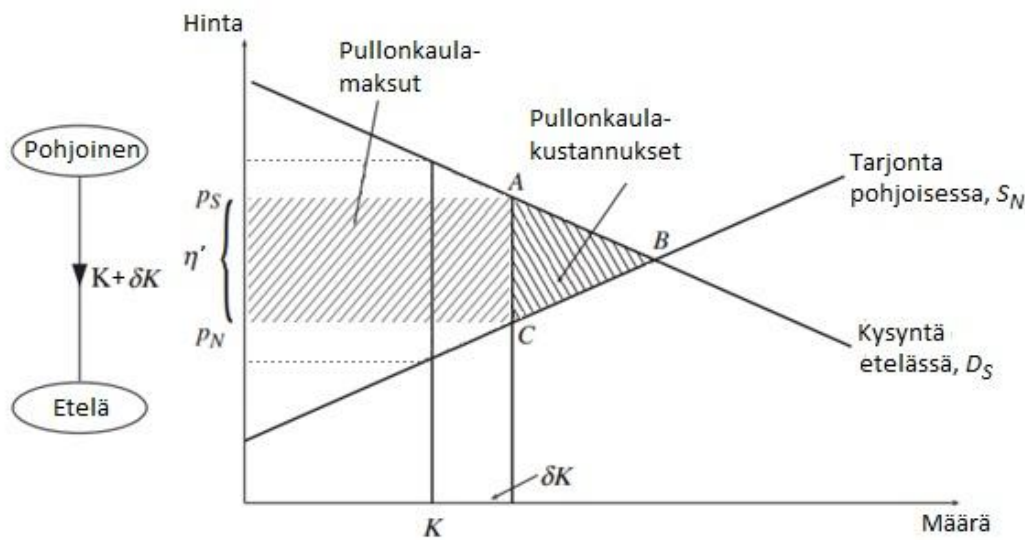
Oletetaan kuvan 4–2 mukainen tilanne, jossa sähkön tuotanto pohjoisessa on edullisempaa kuin tuotanto sähkön kulutuskeskittymässä etelässä. Mallin voidaan ajatella kuvaavan esimerkiksi halpaa vesivoimaa runsaasti tuottavaa Norjaa (pohjoinen) ja sähköä runsaasti kuluttavaa Saksaa (etelä).



**Kuva 4-2.** Kahden eri hinta-alueilla sijaitsevan pisteen välinen sähkönsiirto siirtokapasiteetilla  $K$  (muokaten: Joskow ja Tirole 2005).

Alueiden välinen sähkönsiirtokapasiteetti  $K$  on rajallinen. Etelä ostaa käyttämästään sähköstä osuuden  $K$  pohjoisesta, mutta joutuu pullonkaulan takia tuottamaan loput sähköstä omilla kalliimmilla voimalaitoksillaan. Markkinatasapainossa sähkön hinta etelässä  $p_S$  jää korkeammaksi kuin pohjoisessa  $p_N$ . Hintaero  $\eta = p_S - p_N$  on sähkönsiirrosta perittävä yksikköhinta eli pullonkaulamaksu. Kuvan alue  $\eta K$  kuvaa pullonkaulamaksuja ja kolmio  $ABC$  pullonkaulan aiheuttamia muita kustannuksia. Nämä pullonkaulakustannukset muodostuvat sähkön tuottamisesta kalliilla etelässä, kun halvempaa pohjoisen tuotantokapasiteettia ei siirtorajoitteiden takia voida täysin määrällisesti hyödyntää.

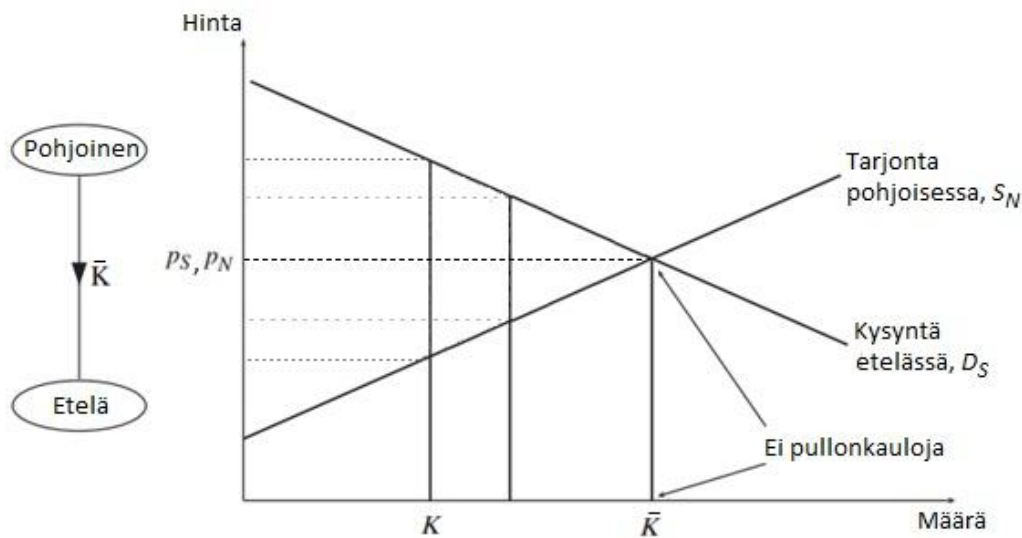
Oletetaan, että pohjoisen ja etelän välinen siirtokapasiteetti kasvaa määrällä  $\delta K$  kuvassa 4–3 esitetyllä tavalla. Tällöin etelän marginaalituottajan (jolla on kaikista etelän käyvistä voimalaitoksista korkein tuotantokustannus  $p_S$ ) tuotantoa korvautuu pohjoisen marginaalituottajan (jolla on kaikista pohjoisen seisovista voimalaitoksista matalin tuotantokustannus  $p_N$ ) tuotannolla. Siirtokapasiteetin kasvaessa pohjoisen ja etelän välinen hintaero pienenee arvoon  $\eta'$ . Muutoksen sosiaalista hyötyä kuvaa pullonkaulakustannusten eli kolmion  $ABC$  alan pieneneminen.



**Kuva 4-3.** Kahden eri hinta-alueella sijaitsevan pisteen välinen sähkönsiirto siirtokapasiteetin kasvaessa määrällä  $\delta K$  (muokaten: Joskow ja Tirole 2005).

Taloudellista hyötyä tavoitellessaan uusi investoija tulee markkinoille ja rakentaa siirtolinjan vain, jos investoijan pullonkaulatutot  $\eta' \cdot \delta K$  ovat korkeammat kuin rakentamiskustannukset ja tuottovaatimus. Olemassa olevan siirtokapasiteetin  $K$  omistava toimija rakentaa lisää siirtokapasiteettia vain, jos pullonkaulatutottojen muutos  $\eta'(K + \delta K) - \eta K$  ylittää lisäinvestoinnin rakentamiskustannukset ja tuottovaatimuksen.

Mitä enemmän siirtokapasiteettia kasvatetaan, sitä korkeammiksi investointikustannukset nousevat. Lisäksi sähkön aluehintojen tasoittuessa saavutetaan lopulta piste, missä investoijan pullonkaulatulot alkavat laskea (pullonkaulamaksuja kuvaavan suorakulmion pinta-ala alkaa pienentyä). Pelkästään investoijan taloudellisista lähtökohdista siirtokapasiteettia ei olekaan kannattavaa kasvattaa loputtomiin, vaan optimaalinen investointitaso löytyy pisteestä, jossa verkon vahvistamisen marginaalikustannukset ovat yhtä suuret kuin investoinnilla saavutettava pullonkaulatulojen kasvu. Mikäli pullonkaula poistetaan kokonaan, pullonkaulatulot putoavat kuvan 4–4 esittämällä tavalla nolliin.



**Kuva 4-4.** Kahden eri hinta-alueilla sijaitsevan pisteen välinen sähkönsiirto, pullonkaulan poistava siirtokapasiteetti  $\bar{K}$  (muokaten: Joskow ja Tirole 2005).

Aina ei ole järkevää ryhtyä investoimaan uuteen siirtolinjaan heti, kun se on todettu kannattavaksi. Kannattavampaa saattaa olla odottaa ja rakentaa myöhemmin kerralla korkeampikapasiteettinen siirtoyhteys. (Levêque ja Brunekreeft 2007) Toisaalta joskus siirtolinjojen vahvistamisen sijaan voi olla hyödyllisempää vahvistaa alituotantoalueen tuotantokapasiteettia.

### 4.3 Muita verkkoinvestointien hyötyjä

Investoija saa pullonkaulatuloja kahden sähkönhinta-alueen välille rakentamastaan siirtolinjasta. Lisäksi siirtoyhteyden vahvistaminen alentaa sähköntuotannon kokonaiskustannuksia, kun sähkön siirto korkeamman hinnan alueelle mahdollistaa tuotantokustannuksiltaan kaikkein kalleimpien käytössä olevien voimalaitosten tuotannon vähentämisen. Puhtaasti taloudellisten kannusteiden lisäksi verkkoinvestoinneilla on muitakin hyötyjä, joita voi olla vaikeaa arvottaa rahallisesti. Näitä ovat muun muassa toimitusvarmuuden paraneminen ja kilpailun tehostuminen.

### **Sähkön toimitusvarmuuden paraneminen**

Mitä vahvemmin sähkömarkkina-alueet ovat yhteydessä toisiinsa, sitä halvemmaksi tulee ylläpitää sähköhuollon turvaamiseen tarvittavaa varatuotantokapasiteettia. Eristäytyneellä alueella on ylläpidettävä normaalitilanteeseen suhteutettuna ylisuurta voimalaitosmäärää, jotta sähköä saadaan joka tilanteessa tuotettua riittävästi. Sen sijaan jos alue on yhdistynyt muihin markkina-alueisiin, voidaan omaa puuttuvaa tuotantoa tarvittaessa kompensoida sähkön tuonnilla. Toisiinsa liittyneillä sähkömarkkina-alueilla voidaan ylläpitää yhteistä varakapasiteettia, jonka koko on pienempi kuin jos jokainen alue vastaisi omasta varakapasiteetistaan. Tällöin toimitusvarmuuden ylläpitämisen kustannukset alenevat. (Giesbertz ja Mulder 2008)

Joskow'n (2005) mukaan sähkön toimitusvarmuuden paraneminen on käytännössä kaikkein tärkein (ja huomattavasti taloudellisia perusteita tärkeämpi) kriteeri toteutettaville siirtoverkkoinvestoinneille. Joskow toteaa kuitenkin, että useimmilla toimitusvarmuuden parantamiseksi toteutetuilla verkkoinvestoinneilla on ollut myös sähkön hintatasoa laskeva vaikutus.

### **Kilpailun tehostuminen**

Heikosti kilpailluilla sähkömarkkinoilla sähkön hinta nousee selvästi tuotantokustannuksia korkeammaksi. Markkina-alueiden välisen siirtokapasiteetin kasvattaminen lisää sähkön tarjontaa, mikä alentaa kalliimman alueen sähkönhintoja erityisesti sähkön kulutushuippujen aikana. Kilpailun lisääntymisestä aiheutuva hintojen lasku siirtyy suurelta osin kuluttajien hyödyksi. Kuluttajat voivat hyötyä alentuneesta sähkön hinnasta myös epäsuorasti, jos heidän ostamiensa tuotteiden valmistuskustannukset laskevat. (Giesbertz ja Mulder 2008)



#### 4.4 Verkkomonopoliin ja yksityisten toimijoiden investointimallit

Perinteisesti sähköverkkoinvestointeja ovat toteuttaneet julkisessa ohjauksessa olevat, monopoliasemassa toimivat kantaverkkoyhtiöt (engl. Regulated transmission company, Transco). Yhtiöiden viranomaisohjauksessa suunnitellut ja toteuttamat verkkoinvestoinnit on rahoitettu esimerkiksi nostamalla sähkön siirrosta perittäviä kantaverkkotariffeja. Säänneltyjen verkkomonopoliin suorittamissa investoinneissa on usein havaittu merkittäviä julkiseen ohjaukseen liittyviä ongelmia, kuten raskaat hallinnolliset prosessit, viranomaisten vähäiset resurssit, intressiryhmien vaikutus päätöksentekoon sekä poliittiset vaikuttimet. Esimerkiksi yhteiskunnallisesti kannattava verkkoinvestointi ei välttämättä saa poliittista tukea, mikäli se edellyttää kantaverkkotariffien nostamista. Investointimallin haasteena on saada verkkomonopolit mahdollisimman hyvin huomioimaan sähkönsiirron pullonkaulat ja niistä aiheutuvat sähkön alueelliset hintaerot verkkoinvestointeja suunnitellessaan. Lisäksi on pystyttävä löytämään tasapaino verkkomonopoliin toiminnan kannattavuuden ja monopolista yhteiskunnalle aiheutuvien haitallisten vaikutusten välillä. (Vogelsang 2001, Joskow ja Tirole 2005, Littlechild 2012)

Runsaasti tutkittu yksityisten verkkoinvestointien malli (engl. Merchant transmission investment) perustuu vapaaseen kilpailuun ja markkinaehtoiseen investointikannustuksiin. Mallin mukaan yksityinen toimija suunnittelee ja toteuttaa verkkoinvestoinnin ja rahoittaa sen keräämillään pullonkaulatuloilla. Näin ollen yksityinen toimija rakentaa uuden siirtoyhteyden vain, jos hinta-alueiden välinen hintaero on riittävän suuri. Markkinaehtoisten mekanismien eduksi on nähty innovatiivisuus, uusien investointivaihtoehtojen löytäminen, kustannusten minimointi sekä voimalaitos- ja siirtoverkkoinvestointien parempi yhteensovittaminen. Yksityisten investointien mallin houkuttelevuus perustuu myös siihen, että se sallii vapaan kilpailun ratkaista toteutuvat investoinnit mahdollisten riskien jäädessä kuluttajien sijaan investoijille. Samalla pystytään välttämään monia hallinnollisia ongelmia. (Hogan 1992, Chao ja Peck 1996, Joskow ja Tirole 2005)

Markkinaehtoisten verkkoinvestointien useista eduista huolimatta niitä on toteutunut maailmalla vain vähän. Léautier ja Thelen (2009) esittävät käytännön tapauksia tutkittuaan markkinaehtoisten verkkoinvestointien roolin olevan pieni, koska:

- Olemassa olevan siirtolinjan kapasiteettia voi käytännössä kasvattaa vain sen omistaja, ja kokonaan uusille alueille tehtävät verkkoinvestoinnit kohtaavat lainsäädännöllisiä ja ympäristönsuojelullisia esteitä.
- Markkinaehtoinen investointi ei tuottovaatimustensa vuoksi ole useinkaan taloudellisesti toteuttamiskelpoinen. Lisäksi siirtolinjan rakentaminen laskee alueiden välistä hintaeroa, jonka perusteella investointi on tarkoitus rahoittaa.

Giesbertz ja Mulder (2008) pitävät markkinaehtoisissa investoinneissa yhtenä ongelmana sitä, että yksityisten investoijien kannattaa pullonkaulatulojensa maksimimiseksi rakentaa yhteiskunnan kokonaisuhyödyn kannalta liian heikko siirtoyhteys. Giesbertz ja Mulder huomauttavat myös, etteivät yksityiset toimijat välttämättä huomioi rakentamiensa siirtolinjojen haittoja muille siirtolinjoille. Tällaisia haittoja ovat esimerkiksi muiden siirtolinjojen kapasiteettia kuluttavat silmukavirrat.

Sekä julkisesti ohjattujen verkkomonopolioiden että yksityisten toimijoiden investointimallissa erityisiä ongelmia aiheuttavat informaation kulun ja koordinaation riittämättömyys eri sidosryhmien välillä. Verkkoinvestointeja esittävien ja niitä hyväksyvien tahojen on oltava yhtä mieltä siitä, että sähkön tuottajien ja kuluttajien tarve uudelle siirtolinjalle on tulevaisuudessa riittävän suuri. Sama koskee muitakin verkkoinvestoinnin osa-alueita, kuten uuden siirtolinjan sijaintia, siirtokapasiteettia ja rakentamisen ajoitusta. Verkkoinvestoijan olisi oltava tietoinen tulevista voimalaitosinvestoinneista samoin kuin voimalaitosinvestoijan olisi oltava tietoinen tulevista siirtoyhteyksistä. Kilpailluilla sähkömarkkinoilla riittävän koordinaation aikaansaaminen on kuitenkin haastavaa mikä johtaa suurella todennäköisyydellä siihen, että siirtoverkkoinvestoinnit toteutuvat väärään paikkaan, väärän kokoisina ja väärään aikaan, eivätkä siten ole taloudellisesti optimaalisia. (Levêque ja Brunekreeft 2007, Littlechild 2012)

Littlechild (2012) toteaa, että koska markkinaehtoiset toimijat ovat monella tapaa monopoleja tehokkaampia, on tärkeää poistaa ylimääräisiä kilpailun esteitä ja kehittää sääntelyä sellaiseksi, että myös markkinaehtoisilla toimijoilla on mahdollisimman hyvät toimintamahdollisuudet. Tähän voidaan tarvita hallinnollisia toimenpiteitä, kuten siirtoverkkomonopolioiden valvontaa ja niiden hallussa olevan julkisen tiedon tehokasta jakamista sekä yleistä koordinaation edistämistä. On myös tarpeen kehittää viranomaisten asiantuntemusta ja hallinnollisten organisaatioiden itsenäisyyttä. Tällä ei

tarkoiteta kuitenkin hallinnollisten määräysten lisäämistä, vaan pikemminkin niiden vähentämistä, selkeyttämistä ja keskittämistä kaikkein oleellisimpiin asioihin. Myös hallinnon riittävät resurssit olisi turvattava. (Littlechild 2012)

Muun muassa Joskow ja Tirole (2005), Hogan et al. (2010) sekä Littlechild (2012) näkevät, että kantaverkkoyhtiöt ja yksityiset toimijat voivat tuottaa siirtoverkkoinvestointeja toisiaan täydentäen. Käytännössä jotkut sähköverkkoinvestoinnit ovatkin jo sisältäneet ”yksityisiä elementtejä” (Littlechild 2012). Tällaisia ainakin osittain kaupallisia investointeja ovat Pohjoismaissa olleet esimerkiksi Ruotsin ja Saksan välille vuonna 1994 valmistunut Baltic Cable -yhteys, Ruotsin ja Puolan välille vuonna 2000 valmistunut SwePol-yhteys sekä Suomen ja Viron välille vuonna 2007 valmistunut Estlink 1 (Coxe ja Meeus 2010). Joskow (2005) arvioi kuitenkin, että valtaosa siirtoverkkoinvestoinneista jää myös tulevaisuudessa kantaverkkoyhtiöiden vastuulle, koska useimmat verkkoinvestoinnit eivät liene taloudellisesti riittävän houkuttelevia yksityisille toimijoille.

Yksityiset investoinnit soveltunevat paremmin alueille, joissa sähkön hinnoittelussa käytetään luvussa 3.3 kuvattua solmupistemenetelmää. Solmupistejärjestelmässä investoijalla on käytettävissä suuri määrä erilaisia sähkön hintatasoja, joiden väliin uutta siirtoyhteyttä voi suunnitella. Euroopassa ja Pohjoismaissa käytössä on aluehintamenetelmä, jossa sähkön hinta on yhtenäinen huomattavasti yhtä solmupistettä laajemmalla alueella. Hinta-alueen sisäinen yksityinen verkkoinvestointi ei voi olla kannattava, koska hintaeroa ei ole. Näin ollen yksityiset siirtolinjainvestoinnit voivat olla kannattavia ainoastaan hinta-alueiden välille tehtynä. Hinta-alueiden sisäiset investoinnit jäävät silloin väistämättä kantaverkkoyhtiöiden vastuulle.

#### **4.5 Yksityisten verkkoinvestointien edellytykset Euroopassa**

Euroopan unionin lainsäädännön mukaan kantaverkkoyhtiöiden on käytettävä omistamistaan siirtolinjoista kerätyt pullonkaulatulot siirtokapasiteetin ylläpitoon ja/tai kapasiteettia lisääviin verkkoinvestointeihin, erityisesti uusiin rajayhdysjohtoihin. Poikkeustapauksissa pullonkaulatuloja voidaan käyttää myös kantaverkkotariffien alentamiseen. (Asetus 714/2009)

Yksityiset siirtolinjainvestoinnit voidaan rajoitetuksi ajaksi vapauttaa edellä mainitusta pullonkaulatulojen käyttövaatimuksesta, mikäli (Asetus 714/2009):

- yksityinen investointi lisää kilpailua sähkötoimituksissa
- investointiin liittyvä riski on niin suuri, ettei investointi toteutuisi ilman vapautuksen myöntämistä
- rakennetun siirtolinjan omistaja on juridisesti erillään kantaverkkoyhtiöistä joiden verkkoihin siirtolinja rakennetaan
- siirtolinjan kustannukset peritään sen käyttäjiltä
- siirtolinjainvestointia tai siirtolinjan käyttökustannuksia ei ole rahoitettu sähköverkkotariffeilla
- vapautuksen myöntäminen ei haittaa kilpailua eikä sähkön sisämarkkinoiden tai siirtoverkkojen tehokasta toimintaa.

Päätöksen vapautuksen myöntämisestä tekee tapauskohtaisesti asianomaisen valtion sääntelyviranomaisen. Vapautus voi koskea uuden rajayhdysjohdon tai olemassa olevan ja merkittävästi vahvistetun rajayhdysjohdon koko kapasiteettia tai osaa siitä. (Asetus 714/2009)

#### **4.6 Yhteenveto**

Sähkön markkinahinta muodostuu kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteeseen. Markkinahinnan ja tarjontakäyrän väliin jäävä alue kuvaa tuottajan ylijäämää ja kysyntäkäyrän ja markkinahinnan väliin jäävä alue kuluttajan ylijäämää. Sähkön hinnan noustessa tuottajan ylijäämä kasvaa ja kuluttajan laskee. Tämän vuoksi eri hinta-alueiden tuottajien ja kuluttajien intressit ovat hinta-alueiden välisiä siirtolinjainvestointeja suunniteltaessa ristikkäisiä.

Sähkönhinta-alueiden välisen siirtoyhteyden omistaja kerää sähkönsiirrosta alueiden hintaeron suuruisen pullonkaulamaksun. Siirtokapasiteettia lisäävän investoinnin tuottoihin vaikuttavat investointikustannukset sekä lisäkapasiteetin vaikutukset pullonkaulatuloihin. Siirtokapasiteettia kasvatettaessa siirtomäärät kasvavat, mutta samanaikaisesti alueiden välinen hintaero kapenee. Lopulta saavutetaan piste, missä siirtoyhteyden lisävahvistaminen alentaa pullonkaulatuloja. Taloudellista voittoa maksimoivan investoijan kannalta optimaalinen investointitaso löytyykin pisteestä, jossa

verkon vahvistamisen marginaalikustannukset ovat yhtä suuret kuin investoinnilla saavutettava pullonkaulatulojen kasvu. Suorien taloudellisten hyötyjen lisäksi sähkönsiirtokapasiteetteja vahvistamalla voidaan parantaa toimitusvarmuutta ja tehostaa sähkömarkkinoiden kilpailua.

Sähköverkkoinvestointeja toteuttavat yleisimmin julkisessa ohjauksessa olevat, monopoliasemassa toimivat kantaverkkoyhtiöt. Harvemmin toteutettuja ovat olleet yksityiset verkkoinvestoinnit, jotka perustuvat kilpailuun ja markkinaehtoiisiin kannustimiin. Molemmissa investointimallissa erityisiä ongelmia aiheuttavat informaation kulun ja koordinaation riittämättömyys eri sidosryhmien välillä.

Luvussa 5 esitetään miten siirtolinjainvestointeja käytännössä suunnitellaan Pohjoismaissa ja minkälaisia ovat uusimmat suunnitelmat. Lisäksi arvioidaan suunniteltujen investointien vaikutuksia erityisesti sähkön tuottajille ja kuluttajille.

## 5 VERKKOINVESTOINTISUUNNITELMAT

Tässä luvussa esitellään sähköverkkoinvestointien yhteiseurooppalainen kymmenvuotissuunnitelma ja kuvataan sen laadintaprosessia. Lopuksi käydään läpi kymmenvuotissuunnitelma Pohjoismaiden osalta sekä arvioidaan suunniteltujen verkkoinvestointien vaikutuksia.

### 5.1 ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelmat

Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E päivittää kahden vuoden välein eurooppalaisten sähköverkkoyhtiöiden kehittämisen kymmenvuotissuunnitelman, joka kokoaa yhteen Euroopan laajuisesti tärkeät verkkoinvestoinnit (projects of Pan-European significance) sekä osan alueellisesti tärkeistä verkkoinvestoinneista (projects on regional significance). Ensimmäinen yhteiseurooppalainen verkkoinvestointien hankelista on julkaistu vuonna 2010 ja ensimmäinen varsinainen kymmenvuotissuunnitelma kesällä 2012. Kymmenvuotissuunnitelmat eivät sido kantaverkkoyhtiöitä, mutta niillä pyritään lisäämään tiedon avoimuutta sekä tukemaan investointeihin liittyvää päätöksentekoa (ENTSO-E).

Vuoden 2012 kymmenvuotissuunnitelma kattaa vuodet 2012 – 2022 ja siinä on esitetty Euroopan laajuisesti noin 100 investointiprojektia sähkönsiirron pullonkaulojen poistamiseksi. Projektit edellyttäisivät korkeajännitelinjojen uusimista tai uusien linjojen rakentamista noin 52 000 kilometrin matkalta. Investointikustannuksiksi on arvioitu 104 miljardia euroa. Ehdotetuista projekteista 80 % liittyy suoraan tai epäsuoraan uusiutuvien energianlähteiden, kuten bioenergia sekä tuuli- ja aurinkosähkö, käyttöönottoon. Uusiutuvan energian laajamittaisen käyttöönoton lisäksi Euroopan laajuisen kymmenvuotissuunnitelman päävaikuttimiin kuuluu sähkön toimitusvarmuuden parantaminen. (ENTSO-E)

ENTSO-E:n Kymmenvuotissuunnitelma koostuu kuudesta alueellisesta investointipaketista, joista Pohjoismaita käsittelee Itämeren alueen paketti Baltic Sea Regional Investment Plan. Alueelliset investointipaketit koostuvat useista investointiprojekteista ja yksittäiseen projektiin saattaa kuulua useita erillisiä investointeja. Kymmenvuo-

tissuunnitelmaa tarkastellaan tässä työssä Itämeren alueen investointipaketin ja sen sisältämien projektien tarkkuudella.

### **5.1.1 Kymmenvuotissuunnitelman laadintaprosessi**

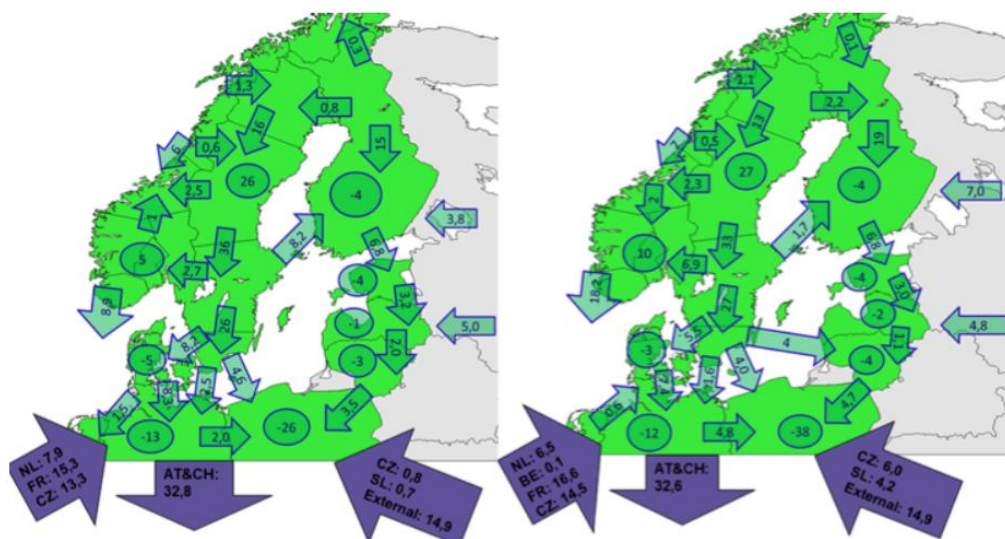
ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelma pohjautuu kansallisiin investointisuunnitelmiin, joita on sovitettu yhteen hyödyntäen koko Euroopan kattavia markkina- ja sähköverkkoanalyysijä. Analyysissä on tutkittu vain vuoden 2014 jälkeen valmistuvien investointiprojektien vaikutuksia, koska sitä varhaisemmat projektit ovat jo nyt toteutusvaiheessa. Analyysit pohjautuvat yhteiseurooppalaisiin skenaarioihin, herkkyystarkasteluihin, simulaatioihin, hyötylaskelmiin sekä poikkeustilannetarkasteluihin. Nii- tä kutakin on kuvattu lyhyesti seuraavaksi tässä luvussa (ENTSO-E 2012, ENTSO-E 2012b).

#### **I. Skenaarioiden laadinta**

Potentiaalisten verkkoinvestointien tutkimisessa ja kartoituksessa on luotu kaksi vaihtoehtoista skenaariota vuodelle 2020:

##### **Skenaario EU2020**

Tässä skenaariossa EU:n jäsenmaat saavuttavat vuodelle 2020 asettamansa energia- ja ilmastotavoitteet (kasvihuonekaasupäästöt vähenevät 20 %, uusiutuvan energian osuus energian loppukulutuksesta nousee 20 %:iin, energiatehokkuus paranee 20 %). Kuvassa 5–1 on esitetty Itämeren alueen sähkön vuotuiset nettovirtaukset ja maakohtaiset tuotantotaseet (vuosittainen vienti – vuosittainen tuonti) vuonna 2020 skenaariossa EU2020. Kuvan vasen puolisko kuvaa minkäläinen olisi tilanne, jos kymmenvuotissuunnitelman mukaisia investointeja ei olisikaan toteutettu.



**Kuva 5-1.** Itämeren alueen sähkön vuotuiset nettovirtaukset ja maakohtaiset tuotantotaseet vuonna 2020 EU2020-skenaariossa ilman uusia verkkoinvestointeja (vasen kuva) ja uusien verkkoinvestointien kanssa (oikea kuva), TWh/a (ENTSO-E 2012).

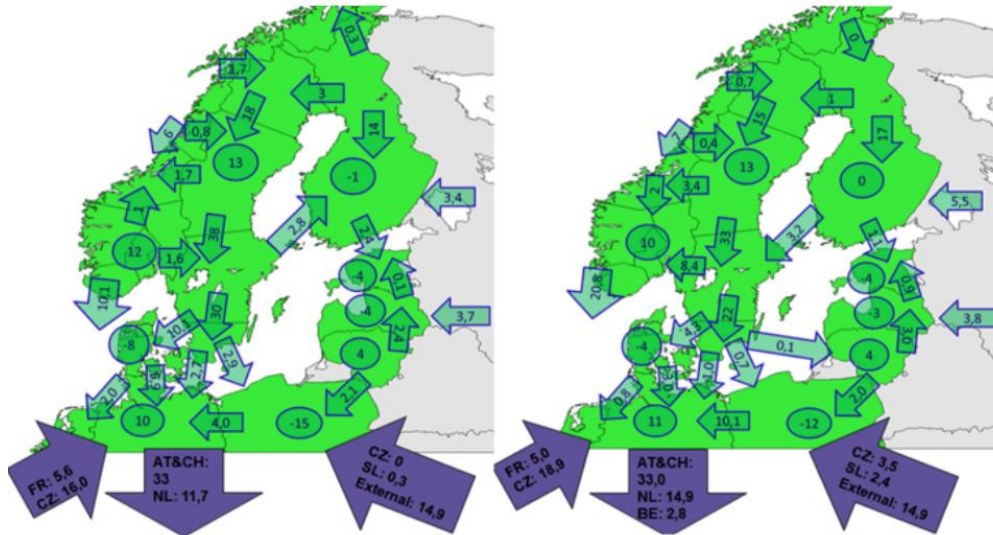
Kuvasta 5–1 voidaan havaita, että skenaariossa EU2020 Norjaan ja Ruotsiin muodostuisi valtava sähköntuotannon ylijäämäalue johtuen uusiutuvan energian tuotannosta ja ydinvoimasta. Suomi, Tanska, Baltian maat, Puola ja Saksa olisivat sähkön nettotuojia. Nettotuonti ei kuitenkaan välttämättä tarkoita sitä, että kyseisessä valtiossa olisi liian vähän tuotantokapasiteettia, sillä omaa tuotantoa saatetaan myös korvata halvemmalla tuontisähköllä. Ilman suunniteltuja uusia siirtoyhteyksiä pääosa sähkön virtauksesta Pohjoismaista Keski-Eurooppaan kulkisi Etelä-Ruotsin kautta. Lisäksi Suomeen tuotaisiin sähköä runsaasti merikaapeleilla Keski-Ruotsista. Suunniteltujen siirtoyhteyksien toteutumisen jälkeen sähkö virtaisi Pohjoismaista Keski-Eurooppaan pääosin Norjan kautta, ja tuonti Ruotsista Suomeen olisi vähäisempää. Tuonti Venäjältä Suomeen sen sijaan kasvaisi.

### **Skenaario B/Paras arvio**

Skenaario B kuvaa eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden arvioita tulevaisuuden kehityksestä. Arvioissa on huomioitu esimerkiksi käytännön kokemukset energiainfrastruktuuriprojektien toteutusajoista. Kuvassa 5–2 on esitetty sähkön vuotuiset nettovirtaukset ja maakohtaiset tuotantotaseet (vuosittainen



vienti – vuosittainen tuonti) vuonna 2020 skenaariossa B/Paras arvio. Kuvan vasen puolisko kuvaa minkäläinen olisi tilanne, jos kymmenvuotissuunnitelman mukaisia investointeja ei olisikaan toteutettu.

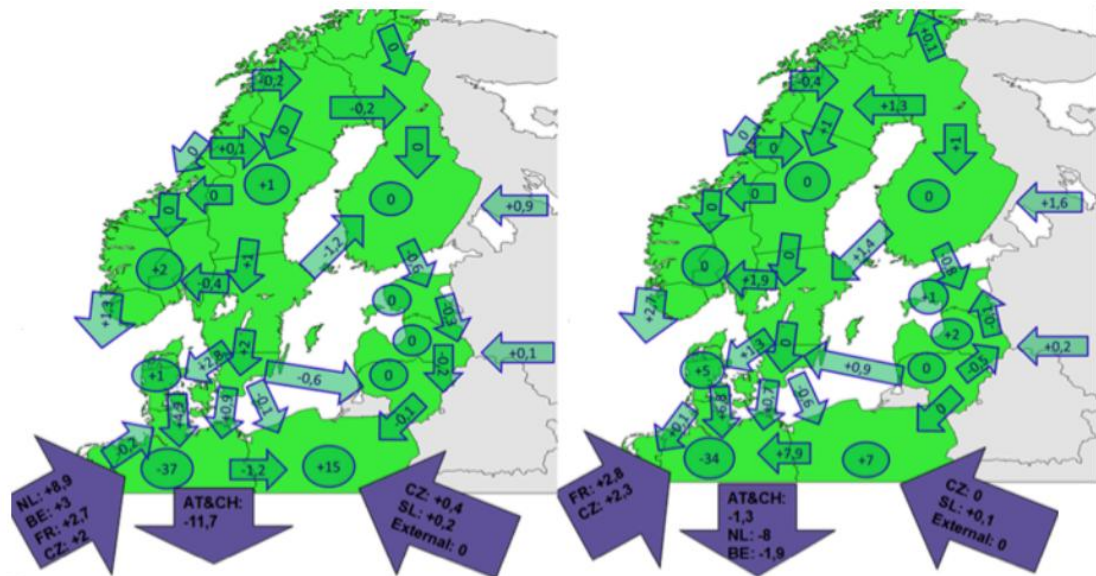


**Kuva 5-2.** Itämeren alueen sähkön vuotuiset nettovirtaukset ja maakohtaiset tuotantotaseet vuonna 2020 B/Paras arvio -skenaariossa ilman uusia verkkoinvestointeja (vasen kuva) ja uusien verkkoinvestointien kanssa (oikea kuva), TWh/a (ENTSO-E 2012).

Kuvasta 5–2 voidaan havaita, että skenaariossa B Ruotsin tuotantoylijäämä olisi huomattavasti pienempi kuin EU2020-skenaariossa. Suomi olisi sähkön-tuotannossaan netto-omavarainen, Puolan sähköntuonti olisi vähäisempää ja Saksa olisi muuttunut sähkön nettoviejäksi. Näihin muutoksiin vaikuttavat vähäisempi uusiutuvan energian tuotanto Pohjoismaissa sekä matalampi hiilidioksidin päästöoikeuksien hinta, joka tekee hiilivoimasta kilpailukykyisempää (ENTSO-E 2012). Sähkön päävirtausreitit Pohjoismaista Keski-Eurooppaan muuttuisivat Ruotsin ja Norjan kesken samaan tapaan kuin skenaariossa EU2020 riippuen siitä, toteutettaisiinko suunnitellut siirtolinjainvestoinnit vai ei.

## II. Herkkyystarkastelut

Molemmista edellä mainituista skenaarioista on laadittu herkkyystarkastelu Saksan ydinvoimapäätöksen toteutumisen suhteen. Kuvassa 5–3 on esitetty kuinka paljon skenaarioiden vuotta 2020 koskevat tulokset muuttuvat, mikäli Saksa luopuu ydinvoimasta ilmoituksensa mukaisesti.



**Kuva 5-3.** Muutokset skenaarioiden tuloksiin uusien verkkoinvestointien kanssa, jos Saksa luopuu ydinvoimasta. Muutokset EU2020-skenaarioiden (vasen kuva) ja B/Paras arvio -skenaarioiden tuloksiin (oikea kuva), TWh/a. (ENTSO-E 2012)

Kuvasta 5–3 voidaan nähdä, että molemmissa skenaarioissa sähkön tuonti Saksaan kasvaisi erityisesti muualta Keski- ja Etelä-Euroopasta. Pääsyyinä kasvuun lienee se, että luopumalla ydinvoimasta Saksa joutuu ainakin tilapäisesti turvautumaan entistä enemmän sähkön tuontiin, eivätkä Pohjoismaat ja Puola pysty täyttämään tätä tuontitarvetta. Ylipäätänsä tuloksissa on huomionarvoista se, että Saksan ydinvoiman alasajolla ei näyttäisi olevan merkittävää vaikutusta Suomen, Ruotsin ja Norjan tuotantomääriin.

### III. Markkinasimulaatiot

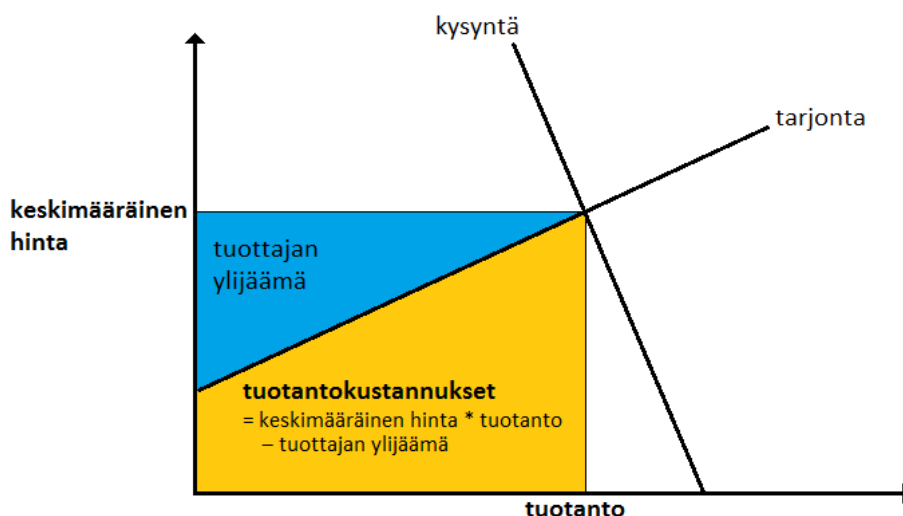
Ennen kymmenvuotissuunnitelman investointiportfolion lukkoon lyömistä eurooppalaisten sähkömarkkinoiden ja sähköverkkojen toimintaa on simuloitu erilaisilla siirtoyhteysvaihtoehdoilla. Itämeren alueen simulaatioissa Suomi ja Tanska on jaettu kahdeksi alueeksi, Ruotsi neljäksi ja Norja seitsemäksi. Baltian maat, Puola, Saksa, Hollanti ja Yhdistynyt kuningaskunta on kukin simuloitu yhtenä alueena. Simulointien avulla on valittu potentiaalisista verkkoinvestoinneista mahdollisimman hyvä kokonaisuus.

### IV. Investointipaketin hyötyjen arviointi

Investointipaketin taloudellisia vaikutuksia on arvioitu laskemalla paketin tuomia säästöjä sähkön tuotantokustannuksiin sekä paketilla saavutettavia markkinahyötyjä. Laskelmat on tehty vertaamalla keskenään vuotta 2020 tilanteissa, jossa investointipaketti on toteutettu ja jossa investointipakettia ei ole toteutettu. Tämä vertailu on tehty erikseen sekä skenaariolle EU2020 että B/paras arvio.

#### a) Säästöt sähkön tuotantokustannuksissa

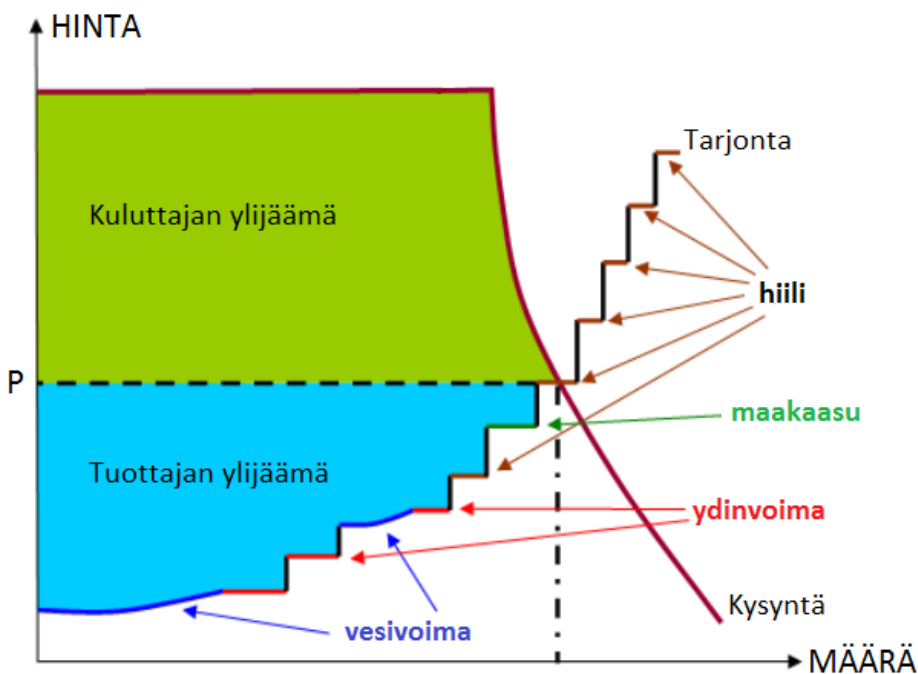
Investointipaketilla saavutettavia säästöjä sähkön tuotantokustannuksissa on arvioitu kuvassa 5–4 esitetyllä tavalla. Tuotantokustannukset on ensin laskettu alueittain kertomalla sähkön keskimääräinen hinta tuotantomäärällä ja vähentämällä tuloksesta tuottajien ylijäämä. Kokonaissäästöt on saatu laskemalla yhteen alueelliset säästöt.



Kuva 5-4. Tuotantokustannusten laskentaperiaate (ENTSO-E 2012).

## b) Markkinahyöty

Investointipaketilla saavutettavat markkinahyödyt koostuvat sähkön tuottajan ja kuluttajan ylijäämistä sekä kantaverkkoyhtiöiden keräämistä pullonkaulatuloista. Tuottajan ja kuluttajan ylijäämä on laskettu kuvassa 5–5 esitetyn periaatteen mukaisesti. Tuottajan ylijäämää kuvaa tasapainohinnan  $P$  ja tarjontakäyrän välinen alue ja kuluttajan ylijäämää kysyntäkäyrän ja tasapainohinnan välinen alue. Kysyntäkäyrä on laskentateknisistä syistä katkaistu mielivaltaisesta kohdasta, eikä kuluttajan ylijäämää käytännössä tiedetä. Tuottajan ja kuluttajan ylijäämää on selostettu tarkemmin luvussa 4.1 ja pullonkaulatuloja luvussa 4.2.



**Kuva 5-5.** Tuottajan ja kuluttajan ylijäämän laskentaperiaate (ENTSO-E 2012).

Markkinahyödyn laskennassa säästöt sähkön tuotantokustannuksissa on jätetty huomioimatta. Näin on toimittu, jotta tulokset olisivat vertailukelpoisia aiempien Pohjoismaissa tehtyjen markkinahyötylaskelmien kanssa.

## V. Investointiprojektien vaikutusten arviointi

Alueellinen investointipaketti koostuu erillisistä projekteista ja projektit voivat koostua useista yksittäisistä investoinneista. ENTSO-E on arvioinut jokaisen projektin vaikutuksia erikseen seuraavilla kriteereillä:

- Sähkönsiirtokapasiteetin lisäys, MW
- Sosioekonomiset hyödyt, joita on kuvattu pullonkaulamaksujen vähentämisellä, M€/a
- Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen, eli kuinka suuren uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin sähköverkkoon yhdistämisen projekti mahdollistaa, MW
- Vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen
- Vaikutus sähkönsiirtohäviöihin
- Vaikutus hiilidioksidipäästöjen vähenemiseen, kilotonnia CO<sub>2</sub>
- Vaikutus sähköverkon tekniseen kestokykyyn
- Projektin kyky joustaa tulevaisuuden markkinatilanteisiin
- Sosiaaliset ja ympäristöhaitat

Tarkemmin edellä mainittuja projektien vaikutusarviokriteereitä on kuvattu liitteessä 2.

## **VI. Poikkeustilannetarkastelut**

Sähköverkkoanalysoinnissa on mm. erikseen määritettyjä erikoistilanteita tarkastelemalla (esimerkiksi tiettyjen siirtoyhteyksien täyskuormitustilanteet) pyritty löytämään mahdollisia uusia siirtoinvestointitarpeita. Lisäksi on tutkittu, miten hyvin investointipaketin mukainen sähköverkko kestäisi erilaisia poikkeustilanteita (esimerkiksi alueellisen sähkön maksimikulutuksen aikana tapahtuva siirtolinjan vikaantuminen).

### **5.1.2 Kymmenvuotissuunnitelmaan liittyvät epävarmuudet**

ENTSO-E on arvioinut joka kolmannen suunnitellun verkkoinvestoinnin kokevan viivytyksiä pitkien lupaprosessien vuoksi (ENTSO-E). Tämä voi aiheuttaa ongelmia Euroopassa suunnitellulle uusiutuvan energiantuotannon nopealle lisäämiselle, sillä uudet tuotantolaitokset tarvitsevat toimiakseen riittävän vahvan siirtoyhteyden muuhun sähköverkkostoon.

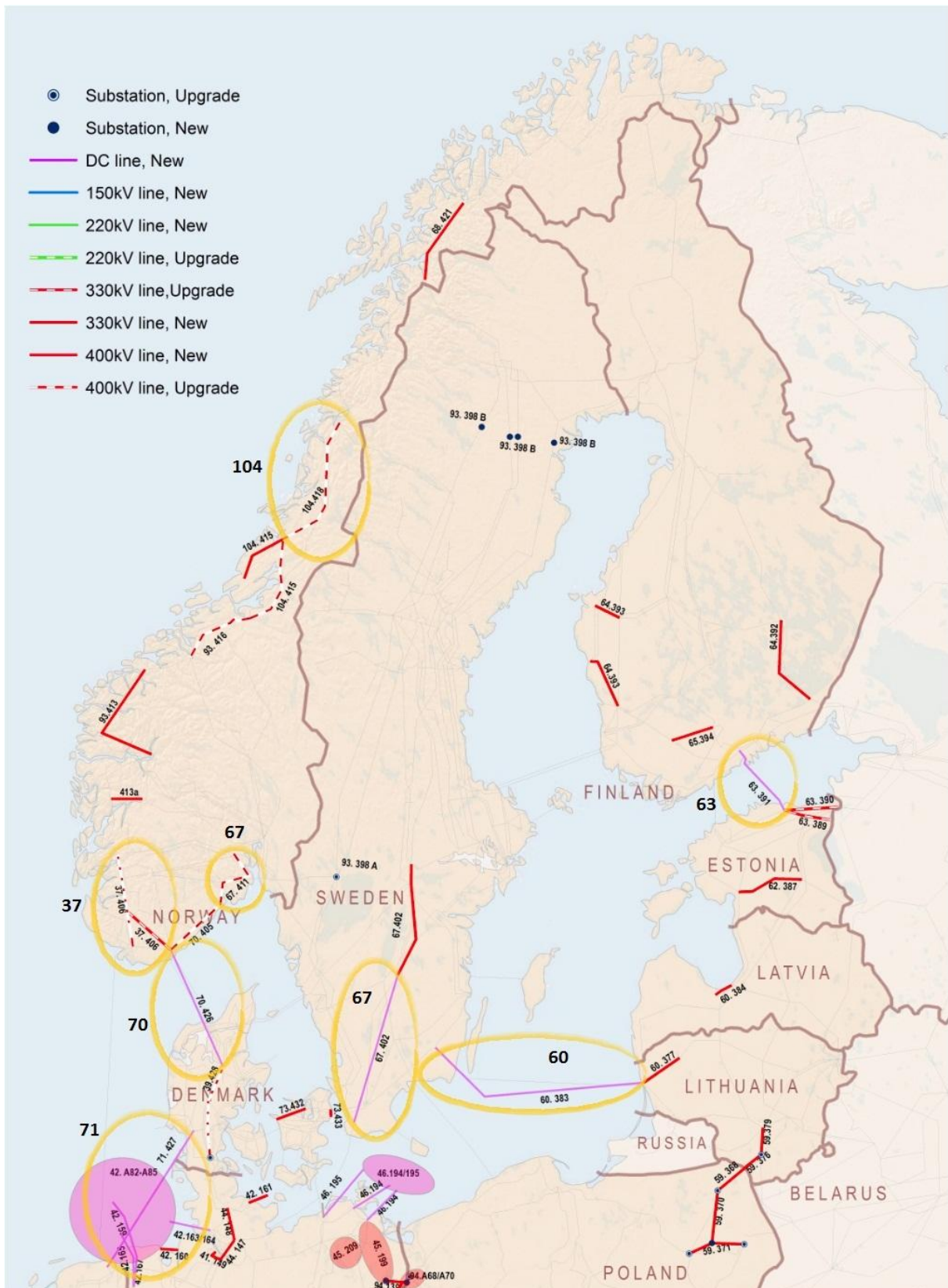
Kymmenvuotissuunnitelman tuloksia tarkasteltaessa on huomioitava, että suunnitelmassa arvioidut sähkönsiirtomäärät Pohjoismaiden ja Saksan välillä saattavat olla yliarvioituja. Tämä johtuu siitä, ettei markkinasimulaatioissa pystytty huomioimaan Saksan sisäisiä sähkönsiirron pullonkauloja ja niiden vaikutuksia. (ENTSO-E 2012)

Rajasiirtoyhteyksien vahvistaminen ole pelkkä tekninen haaste, vaan se vaatii myös Euroopan erilaisten sähkömarkkinamallien huomioimista ja yhteensovittamista (Ok-sanen 2008). Epävarmuuksia aiheuttavat myös Venäjän sähkömarkkinoiden sekä EU:n ja Venäjän välisen sähkönsiirron vaikeasti ennustettavat kehitykset.

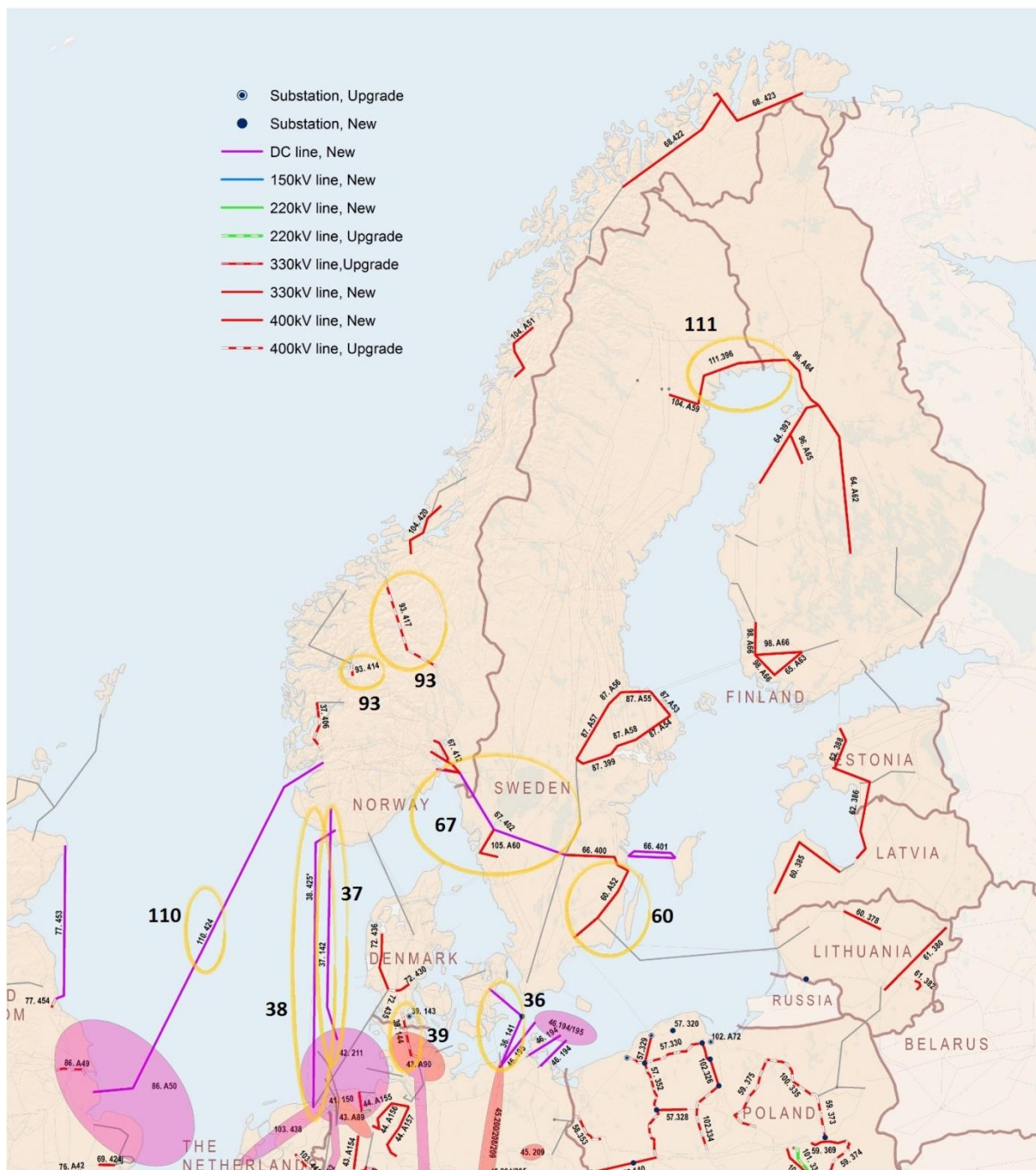
## **5.2 Pohjoismaiset investointisuunnitelmat**

Pohjoismaista on vuoteen 2020 mennessä kehitymässä suuri sähköntuotannon ylijäämäalue, josta sähköä on pystyttävä siirtämään nykyistä tehokkaammin muualle Eurooppaan. Tämä edellyttää sekä valtioiden sisäisten että valtioiden välisen siirtoyhteyksien vahvistamista. (ENTSO-E 2012) Pohjoismaisia verkkoinvestointeja käsittelee ENTSO-E:n Itämeren alueen investointipaketti, Baltic Sea Regional Investment Plan. Itämeren alueen muodostavat tässä yhteydessä Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska, Viro, Latvia, Liettua, Puola ja Saksa.

Itämeren alueen investointipaketti koostuu 46 projektista. Seuraavassa kahdessa kuvassa 5–6 ja 5–7 on esitetty Pohjoismaihin liittyvät investointisuunnitelmat keskipitkälle (2012 – 2016) ja pitkälle (2017 – 2022) aikavälille. Kuviin on ympyröity keltaisella ne suunnitellut pohjoismaiset siirtolinjat, jotka ylittävät kahden eri hinta-alueen välisen rajan (Norjan sisäisten investointien osalta kyseessä on arvio, koska tietoa Norjan sähkönhinta-alueiden tarkoista rajoista ei ollut löydettävissä). Investointikohteiden yhteydessä olevat numerot osoittavat mihin projektiin investoinnit kuuluvat.



**Kuva 5-6.** ENTSO-E:n Itämeren alueen keskipitkän aikavälin (2012 – 2016) investointipaketti (ENTSO-E 2012). Sähkön hinta-alueiden rajoja ylittävät yksittäiset investoinnit on ympyröity keltaisella ja viereen on merkitty kyseisen projektin numero.



**Kuva 5-7.** ENTSO-E:n Itämeren alueen pitkän aikavälin (2017 – 2022) investointipa-ketti (ENTSO-E 2012). Sähkön hinta-alueiden rajoja ylittävät yksittäiset investoinnit on ympyröity keltaisella ja viereen on merkitty kyseisen projektin numero.



Seuraavaan taulukkoon on koottu yhteenveto Pohjoismaita koskevista investointiprojekteista, joiden yhteydessä ylitetään kahden hinta-alueen välinen raja. Projektien yksityiskohtaisemmat tiedot ja taulukon selitykset on esitetty liitteessä 2.

*Taulukko 5-1. Yhteenveto hinta-alueet ylittävistä verkkoinvestointiprojekteista Pohjoismaissa (lähteet: ENTSO-E 2012, APX-ENDEX, EPEX Spot, Nord Pool Spot, Nord Pool Spot c). Yksityiskohtaisemmat tiedot ja selitykset ovat liitteessä 2.*

| Projektinumero | Yhdistettävät hinta-alueet | Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 €/MWh                                     | Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012 M€/a | Projektin kustannusarvio M€ | Käyttönoittovuosi | Siirtokapasiteetin lisäys MW | Sosteoekonomiset hyödyt M€/a | Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen | Toimitusvarmuus | Siirtöhäviöt | CO <sub>2</sub> -päästöt | Verkon tekninen kestävyys | Projektin joustavuus | Sosiaaliset ja ympäristöhaitat | Projektin perusteluja   |
|----------------|----------------------------|--|--|-----------------------------|-------------------|------------------------------|------------------------------|--|-----------------|--------------|--------------------------|---------------------------|----------------------|--------------------------------|---|
| 36             | DK2 Saksa                  | 7.3  | ei tiedossa  | <300                        | 2022 jälkeen      | 600                          | 30-100                       | ++                                       | ±               | ±            | ++                       | +                         | ±                    | ±                              | uusiuutuva energia siirtoyhteydet   |
| 37             | NO2 NO5 Saksa              | NO2/NO5: 0.9<br>NO2/Saksa: 12.0<br>NO5/Saksa: 11.4   | NO2/NO5: 2.9                                       | >1000                       | 2012-2021         | ≤1400                        | >100                         | ±  | ±               | ±            | ++                       | +                         | +                    | -                              | markkinaintegraatio uusiuutuva energia toimitusvarmuus                    |
| 38             | NO2 Hollanti               | 11.1   | ei tiedossa  | 300-1000                    | 2022 jälkeen      | 700                          | 30-100                       | ++                                       | ±               | ±            | ++                       | +                         | ±                    | ±                              | siirtoyhteydet  |
| 39             | DK1 Saksa                  | 4.0  | ei tiedossa  | 300-1000                    | 2012-2017         | 1000-1550                    | >100                         | ++                                       | ±               | ±            | ++                       | +                         | ±                    | ±                              | siirtoyhteydet  |
| 60             | SE3 SE4 Liettua            | SE3/SE4: 3.2<br>SE3/Liettua: 25.2<br>SE4/Liettua: 18.2                                       | SE3/SE4: 110                                       | 300-1000                    | 2015-2019         | 700                          | 30-100                       | ++                                       | +               | +            | +                        | ++                        | +                    | ±                              | markkinaintegraatio toimitusvarmuus uusiuutuva energia                    |
| 63             | Suomi Viro                 | 7.2  | 21   | 300-1000                    | 2014              | 650                          | 30-100                       | ++                                       | +               | ±            | +                        | +                         | +                    | ±                              | markkinaintegraatio uusiuutuva energia toimitusvarmuus                    |
| 67             | SE3 SE4 NO1 NO2            | SE3/SE4: 3.2<br>SE3/NO1: 2.0<br>SE3/NO2: 2.5<br>SE4/NO1: 4.9<br>SE4/NO2: 5.3<br>NO1/NO2: 1.6 | SE3/SE4: 110<br>SE3/NO1: 25<br>NO1/NO2: 33         | >1000                       | 2014-2020         | 1200-1400                    | 30-100                       | ++                                       | ±               | ±            | +                        | ++                        | +                    | -                              | siirtotehon nosto markkinaintegraatio                                     |
| 70             | NO2 DK1                    | 6.9  | 55   | 300-1000                    | 2014              | 700                          | 30-100                       | ++                                       | ±               | ±            | ++                       | +                         | +                    | ±                              | markkinaintegraatio uusiuutuva energia                                    |
| 71             | DK1 Hollanti               | 4.6  |  | 300-1000                    | 2016              | 700                          | 30-100                       | ++                                       | ±               | -            | ++                       | ±                         | +                    | ±                              |   |
| 93             | NO1 NO3 NO5                | NO1/NO3: 2.8<br>NO1/NO5: 1.4<br>NO3/NO5: 4.2   | NO1/NO3: 0.0<br>NO1/NO5: 2.0                       | >1000                       | 2015-2020         | 2250                         | 30-100                       | ++                                       | +               | ±            | ++                       | ++                        | ±                    | -                              | toimitusvarmuus uusiuutuva energia  |
| 104            | NO3 NO4                    | 0.5  | 2.6  | 300-1000                    | 2015-2020         | 1200                         | <30                          | +  | ±               | ±            | +                        | ++                        | ±                    | -                              | uusiuutuva energia  |
| 110            | NO2 UK                     | 13.2   |  | >1000                       | 2021              | 1000-1400                    | >100                         | ++                                       | ±               | -            | ++                       | +                         | +                    | ±                              | markkinaintegraatio uusiuutuva energia toimitusvarmuus                    |
| 111            | Suomi SE1                  | 2.8  | 29   | <300                        | 2021              | 700                          | 30-100                       | ++                                       | ±               | ±            | +                        | ++                        | +                    | ±                              | uusiuutuva energia uusi ydinvoimakapasiteetti nykyisen siirtolinjan purku |

|    |  |
|----|--|
| ++ | projektilla erittäin positiivinen vaikutus |
| +  | projektilla positiivinen vaikutus          |
| ±  | projektilla ei merkittävää vaikutusta      |
| -  | projektilla negatiivinen vaikutus          |
| -- | projektilla erittäin negatiivinen vaikutus |

Taulukon 5-1 tiedot perustuvat ENTSO-E:n investointipaketista kerättyihin tietoihin seuraavin poikkeuksin: projektin yhdistämät sähkönhinta-alueet on arvioitu karttakuvien perusteella, alueiden väliset keskimääräiset sähkönhintaerot on laskettu sähköpörssien markkinatiedoista (APX-ENDEX, EPEX Spot, Nord Pool Spot) ja nykyisten yhteyksien pullonkaulamaksut on laskettu pohjoismaisen sähköpörssin julkaisemista kuukausikohtaisista tiedoista (Nord Pool Spot c).

Taulukon tiedoista on laskettavissa, että Pohjoismaista naapurimaihin suunnitellaan lisättävän uutta siirtokapasiteettia noin 6750 – 7700 MW (kapasiteetti nyt noin 4300 MW). Saksan suuntaan kapasiteetti kasvaisi 3000 – 3550 MW (nyt noin 2700 MW), Hollantiin 1400 MW (nyt 700 MW), Baltian maihin 1350 MW (nyt 350 MW) ja Yhdistyneeseen kuningaskuntaan 1000 – 1400 MW. Suomen rajasiirtoyhteydet kasvaisivat yhteensä 1350 MW.

Useimpien taulukossa 5–1 esitettyjen investointiprojektien arvioidaan vaikuttavan erittäin positiivisesti uusiutuvan energiantuotannon käyttöönottoon ja hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen. Muita useimmille projekteille arvioituja hyötyjä ovat sosioekonomiset vaikutukset (jota kuvaa pullonkaulamaksujen väheneminen), sähköverkon teknisen kestokyvyn parantuminen sekä projektin joustavuus vastata tulevaisuuden markkinatilanteisiin. Vähäisempi vaikutus projekteilla on toimitusvarmuuden paranemiseen tai sähkönsiirtohäviöiden vähenemiseen. Sosiaalisia ja ympäristöhaittoja projekteilla on vähän tai jonkin verran.

Joskow'n ja Tirolen (2005) esittämän ja kappaleessa 4.2 kuvatun teorian mukaan taloudellista voittoa tavoitteleva verkkoinvestoija pyrkii maksimoimaan investoinnista saamansa tuoton, johon vaikuttavat investointikustannukset sekä siirtoyhteydestä saatavat pullonkaulatulot. Tällöin investoijan kannalta ei olisi optimaalista kasvattaa siirtokapasiteettia niin paljon, että kerätyt pullonkaulatulot alkaisivat vähetä. ENTSO-E:n julkaisemia investointisuunnitelmia tarkastellessa voidaan kuitenkin havaita, että pullonkaulamaksujen väheneminen (taulukossa 5-1: sosioekonomiset hyödyt) on yksi investointiprojektin hyötyjen arviointikriteeri. Lisäksi varsinkin Norjan sisäisten investointien osalta (esim. projektit 37, 93 ja 104) jo nykyiset pullonkaulamaksut ovat hyvin vähäisiä verrattuna arvioituihin investointikustannuksiin. Investoinnit tehdään kuitenkin erityisesti tulevaisuuden tarpeisiin, jolloin aluehintaerot voivat olla nykyistä suurempia. Tästäkin huolimatta voidaan todeta, ettei pohjoismaisia siirtoverkkoinvestointeja suunniteltaessa ole pyritty kantaverkkoyhtiöiden tuottojen tai pullonkaulatulojen maksimointiin, vaan laajempiin markkinahyötyihin. Kantaverkkoyhtiöiden ensisijaisena tavoitteena ei yleisestikään ottaen ole omien taloudellisten hyötyjensä maksimointi, kuten olisi kyse yksityisissä verkkoinvestoinneissa. ENTSO-E:n verkkoinvestointipaketin toteuttamisen todellisia vaikuttimia onkin esitetty seuraavassa kappaleessa.

### 5.2.1 Verkkoinvestointien pääperustelut

Kolme tärkeintä perustetta Itämeren alueen investointipaketille ovat markkinaintegraatio, uusien energiantuotantoyksiköiden (erityisesti tuulivoimapuistot) yhdistäminen sähköverkkoon sekä sähköön toimitusvarmuuden parantaminen (ENTSO-E 2012).

Keskipitkällä aikavälillä (2012 – 2016) markkinaintegraatio on kaikkein tärkein Itämeren alueen verkkoinvestointien peruste. Lisää siirtokapasiteettia tarvitaan muun muassa, jotta Baltian maat saadaan vahvemmin yhdistettyä Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan sähkömarkkinoihin. Vaikka Pohjoismaiden välillä on jo nyt vahvat siirtoyhteydet, lisää yhteyksiä edelleen tarvitaan, jotta maiden erityyppisiä sähköntuotantorakenteita pystytään tehokkaammin hyödyntämään (vesivoima Norjassa ja Pohjois-Ruotsissa, lämpövoima Suomessa, Etelä-Ruotsissa ja Tanskassa). Samoin tuulivoimatuotannon kasvu Keski-Euroopassa ja Saksan mahdollinen luopuminen ydinvoimasta edellyttävät vahvempia siirtoyhteyksiä Pohjoismaihin, jotta sähköön kysyntä ja tuotanto saadaan joka tilanteessa tasapainotettua. (ENTSO-E 2012) Edellä mainittuja sähkömarkkinoiden tasapainotusongelmia on kuvattu tarkemmin luvuissa 1 ja 2.4.

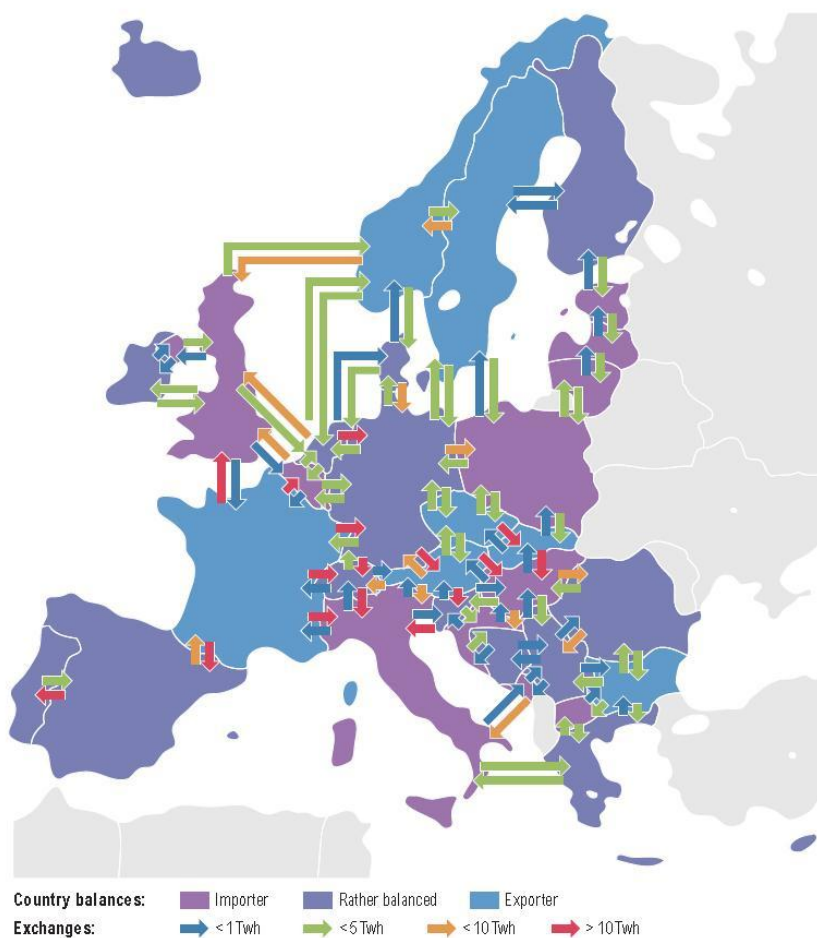
Pitkällä aikavälillä (2017 – 2022) Itämeren alueen verkkoinvestointien pääperusteita ovat uusiutuvan energiantuotannon ja uusien ydinvoimaloiden (tai vanhojen ydinvoimaloiden tehonkorotusten) yhdistäminen sähköverkkoon. Uutta tuulivoimakapasiteettia suunnitellaan rakennettavan ympäri Itämeren aluetta, pääasiallisesti kuitenkin rannikoille ja pohjoisen yläköalueille. Uutta pienen mittakaavan vesivoimaa suunnitellaan erityisesti Norjaan. Uusi tuuli- ja vesivoimakapasiteetti Pohjois-Euroopassa, joka jo valmiiksi on sähköön ylituotantoaluetta, edellyttää pohjois-eteläsuuntaisten siirtoyhteyksien vahvistamista erityisesti Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa. (ENTSO-E 2012)

Sähköön toimitusvarmuuden parantaminen on investointien pääperusteita erityisesti arktisilla alueilla (erityisesti Pohjois-Norjassa) sekä Baltiassa ja eräillä muilla yksittäisillä alueilla (ENTSO-E 2012). Joka tapauksessa uudet siirtoyhteydet vahvistavat toimitusvarmuutta jossain määrin myös muilla alueilla.

Nykyisen sähkösiirtoverkoston vanheneminen edellyttää korvausinvestointeja kaikkialla Itämeren alueella. Kun siirtokapasiteetteja on samanaikaisesti kasvatettava, on vanha infrastruktuuri usein järkevää purkaa ja vaihtaa uuteen ja tehokkaampaan. Näin siirtokapasiteetteja voidaan kasvattaa ilman uusia johtoreittejä, jolloin investointien ympäristövaikutukset pysyvät mahdollisimman pieninä. (ENTSO-E 2012)

## 5.2.2 Vaikutukset sähkön tuontiin ja vientiin

Suunniteltujen investointien toteuduttua sähkösiirron pääsuunnat tulisivat Itämeren alueella olemaan Pohjoismaista etelään kuvan 5–8 mukaisesti. Suomen ja Tanskan arvioidaan olevan sähkön tuotannon ja kulutuksen suhteen lähellä netto-omavaraisuutta. Ruotsin ja Norjan arvioidaan olevan sähkön nettoviejiä. (ENTSO-E 2012)

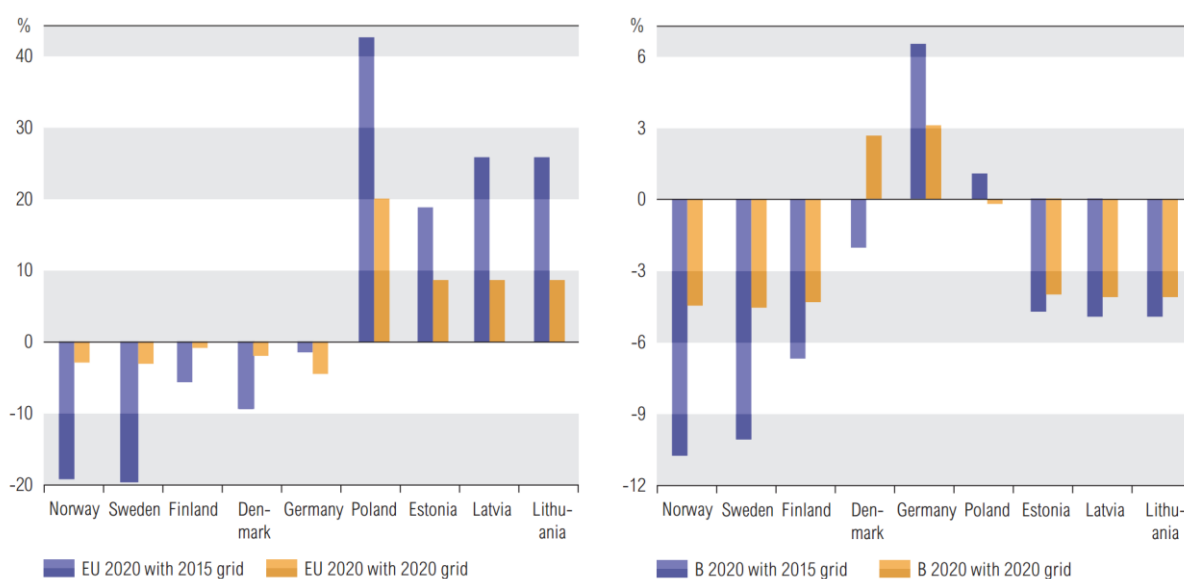


**Kuva 5-8.** Arvioidut sähkön siirtomäärät ja sähköntuotannon netto-omavaraisuudet ENTSO-E -maissa vuonna 2020 (ENTSO-E 2012b).

## 5.2.3 Vaikutukset sähkön tuottajille ja kuluttajille

### Sähkön hinta

Kuvassa 5–9 on esitetty, kuinka Itämeren alueen investointipaketin toteutuminen vaikuttaisi sähkön keskimääräisiin hintoihin alueen maissa. Maakohtaisia hintoja on verrattu Itämeren alueen kulutuspainotettuun sähkön hintakeskiarvoon, jota esittää kuvissa taso nolla. (ENTSO-E 2012)



**Kuva 5-9.** Sähkön keskihinnat vuonna 2020 verrattuna Itämeren alueen kulutuspainotettuun hintakeskiarvoon ilman investointipakettia (siniset palkit) ja investointipaketin kanssa (keltaiset palkit). Vasen kuva skenaario EU2020, oikea kuva skenaario B/paras arvio. (ENTSO-E 2012)

Kuten yllä olevasta kuvaparista on nähtävissä, ENTSO-E:n investointipaketin toteutuminen lähentäisi toisiinsa maakohtaisia sähkönhintoja, mikä on viite sähkömarkkinoiden toiminnan tehostumisesta. Skenaariossa EU2020 Saksan keskihinta olisi matalampi kuin Pohjoismaissa siitäkkin huolimatta, että Pohjoismaat olisivat Saksan suuntaan sähkön nettoviejiä. Tämä on selitettävissä sillä, että vaikka sähkö olisikin normaalisti Saksassa Pohjoismaita kalliimpaa, olisi se ajoittain erittäin halpaa. Nämä ajoittaiset erittäin halvat sähkön hinnat Saksassa selittää tuotantokustannuksiltaan lähes ilmaisen uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin (tuuli, aurinko) suuri määrä. (ENTSO-E 2012)

Kuvassa 5-9 esitetyt sähkön hinnat perustuvat muuttuviin tuotantokustannuksiin. Kiinteitä kustannuksia taikka mahdollisia tuotantotukia (kuten syöttötariffeja) ei ole huomioitu. Kuvien tarkoituksena onkin havainnollistaa ainoastaan sitä, mikä olisi suunnitellun investointipaketin vaikutus sähkön hintatasoon. (ENTSO-E 2012)

Pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen hintatasoon vaikuttaa erityisesti sitä huomattavasti suurempi Saksan sähkömarkkina-alue ja se, mitä markkinaehtoisemmin ja suuremmalla siirtokapasiteetilla siihen on Pohjoismaissa kytkeydytty. Markkinoiden kokoerosta johtuen pohjoismaiset sähkömarkkinat eivät juurikaan pysty muuttamaan hintatasoa Saksassa. Sen sijaan Saksan korkeampi hintataso aiheuttaa markkinoiden yhteen kytkeytyessä hinnannousua Pohjoismaissa. (Kekkonen ja Koreneff 2009)

### Hyötyarviot

Seuraavassa taulukossa on esitetty arviot investointipaketin taloudellisista hyödyistä. On huomioitava, että arviot koskevat Itämeren alueen investointipaketin kokonaisvaikutuksia, ei pelkästään Pohjoismaissa koettuja vaikutuksia.

*Taulukko 5-2. Itämeren alueen investointipaketin arvioidut hyödyt skenaarioittain, M€/a (ENTSO-E 2012).*

|   | EU 2020 | Skenaario B | EU 2020<br>+ Saksa luopuu ydinvoimasta | Skenaario B |
|---|---------|-------------|--|-------------|
| <b>Säästö sähkön tuotantokustannuksissa</b> | 1960    | -210        | 1870                                   | -150        |
| <b>Markkinahyöty</b>                        | 750     | 265         | 530                                    | 350         |

Tuotantokustannussäästöt koskettavat ensisijaisesti sähkön tuottajia. Yleisesti ottaen alhaisemmat tuotantokustannukset johtavat kuitenkin myös matalampiin kuluttajahintoihin. Markkinahyöty ottaa huomioon investointien vaikutukset tuottajan ja kuluttajan ylijäämään sekä kantaverkkoyhtiöiden pullonkaulatuloihin. Säästöt sähkön tuotantokustannuksissa ja saavutettavat markkinahyödyt eivät ole täysin vertailukelpoisia, vaan ne edustavat kahta erilaista tapaa arvioida investointien hyötyjä yhteiskunnalle. (ENTSO-E 2012)

EU2020-skenaariossa säästöt tuotantokustannuksissa ovat merkittäviä riippumatta Saksan ydinvoimapäätöksestä, mutta skenaariossa B tuotantokustannusten arvioidaan kasvavan. Perusskenaariossa B tämä tapahtuisi siksi, että Itämeren alueelta viettäisiin sähköä muille alueille. Skenaariossa ”B + Saksa luopuu ydinvoimasta” tuotantokustannusten kasvu taas johtuisi siitä, että sähkön tuonti Itämeren alueelle vähenee. Molemmissa B-skenaarioissa tuotantokustannukset koko Euroopan tasolla kuitenkin laskisivat, kun Itämeren alueen halvemmallalla tuotannolla korvattaisiin muiden alueiden kalliimpaa tuotantokapasiteettia. (ENTSO-E 2012)

Itämeren alueen siirtoyhteyksien lisäämisen on arvioitu kasvattavan kokonaismarkkinahyötyä. Kasvu johtuu tuottajien ylijäämän suuresta kasvusta, sillä kuluttajien ylijäämän sekä kantaverkkoyhtiöiden keräämien pullonkaulatulojen arvioidaan samaan aikaan vähenevän. Markkinahyödyt ovat sähköverkon korkeamman käyttöasteen vuoksi merkittävästi suurempia EU2020-skenaarioissa kuin B-skenaarioissa. (ENTSO-E 2012)

Sähkönhinnan nousu hyödyttää kappaleessa 4.1 esitetyn mukaisesti tuottajaa ja haittaa kuluttajaa. Koska nyt suunnitellut verkkoinvestoinnit nostaisivat sähkön hintaa Pohjoismaissa, hyödyttäisivät ne erityisesti pohjoismaisia sähkön tuottajia sekä korkeamman hintatason naapurimaiden sähkön kuluttajia. Tästä on saatu viitteitä esimerkiksi vuonna 2008, kun Etelä-Norjan sähkön ylituotantoalueelta rakennettiin Nor-Ned-kaapeli Hollantiin. Investoinnin seurauksena sähkön hinnan on arvioitu nouseen Etelä-Norjassa ja hieman myös muissa Pohjoismaissa (Kekkonen ja Koreneff 2009).

## 5.2.4 Vaikutukset verkkoinvestoijille

Taulukossa 5–3 on esitetty arvio ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelman Pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille aiheuttamista investointikustannuksista.

*Taulukko 5-3. Arvio ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelman toteutuskustannuksista Pohjoismaiden osalta (ENTSO-E 2012b).*

| Maa           | Arvioidut investointikustannukset, miljoonaa euroa |
|---------------|--|
| <b>Suomi</b>  | 800  |
| <b>Ruotsi</b> | 2000   |
| <b>Norja</b>  | 6500   |
| <b>Tanska</b> | 1400   |

Pääosa investoinneista kohdistuu kustannusarvioiden perusteella Norjaan ja Ruotsiin. Kun otetaan huomioon että kantaverkkoyhtiöiden pullonkaulatulojen arvioidaan vähenevän investointien jälkeen, on investointeja luultavasti rahoitettava muilla keinoilla, kuten kantaverkkotariffeja nostamalla tai joukkovelkakirjalainoilla. Samaan johtopäätökseen voidaan päätyä vertaamalla Fingrid Oyj:n arvioituja investointikustannuksia seuraavalle kymmenelle vuodelle (800 miljoonaa euroa) ja yhtiön vuosina 1998 – 2011 käyttämien ja rahastoimien pullonkaulatulojen huomattavasti pienempää määrää (kts. luvun 3.4 kuva 3–5).

Siirtoyhteyksien kehittyessä alueelliset sähkönhintaerot pienenevät, minkä voi olettaa vähentävän yksityisten siirtolinjainvestointien kannattavuutta ja houkuttelevuutta tulevaisuudessa. Tällöin valtaosa verkkoinvestoinneista jäisi jatkossakin kantaverkkoyhtiöiden toteutettaviksi.

## 5.3 Mahdolliset uudet siirtoyhteydet Venäjälle

ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelmassa ei ole käsitelty mahdollisia investointeja Venäjän ja ENTSO-E -maiden välisiin sähkönsiirtoyhteyksiin. Tässä luvussa käydään kuitenkin lyhyesti läpi Suomen ja Venäjän välisten siirtoyhteyksien kehittämiseen liittyviä seikkoja.



Venäjän 2000-luvun sähkömarkkinareformin oli tarkoitus lopettaa sähkömarkkinoiden sääntely vuoteen 2011 mennessä. Silloin kuitenkin vasta noin 65 % seuraavan päivän (day-ahead) spot-sähköstä kaupattiin kilpailtuun markkinahintaan. Samaten käytössä olevista kapasiteettimarkkinoista – eli markkinoista joilla varmistetaan, että voimalaitoksia on riittävästi kattamaan sähkön kysyntä – oli markkinaehtoisella huu- tokauppanenettelyllä toimivaa vasta noin 25 %. Sähkömarkkinoiden sääntelyn arvi- oidaan johtuvan paljolti siitä, että Venäjän valtio haluaa estää suurten lähes monopo- liasemassa olevien sähköyhtiöiden ylikorkean hinnoittelun. Venäjän sähköntuotan- tosektori on lisäksi yhä suuremmissa määrin valtion hallinnassa ja vuonna 2015 val- tion omistusosuus saattaa nousta jo 60 %:iin. (Gore et al. 2012) Venäjän sähkömark- kinoihin liittyvien poliittisten ja hallinnollisten epävarmuuksien voi olettaa pitävän ma- talana houkutuksen rakentaa uusia siirtoyhteyksiä Suomen ja Venäjän välille.

Tällä hetkellä sähköä voi Suomen ja Venäjän välillä siirtää vain Suomen suuntaan. Molempiin suuntiin toimivan sähkökaupan periaatteet ovat kuitenkin valmisteilla. Valmistelun yhteydessä on mm. sovittava kaupan osapuolet, volyymit, tasevastuu sekä kapasiteettikorvaukset vientitilanteessa. Suomen ja Venäjän erilaisten sähkö- markkina- ja hinta-aluemallien yhteensovittaminen lisää valmistelun haasteita. Käy- tännössä Suomen ja Viron välille vuonna 2014 valmistuva EstLink2 (projekti numero 63 luvussa 5.2) tulee jo lisäämään kaupankäyntimahdollisuuksia Suomen ja Venäjän välillä, sillä venäläistä sähköä voidaan tuoda Suomeen myös Viron kautta. (Lindroos 2012)

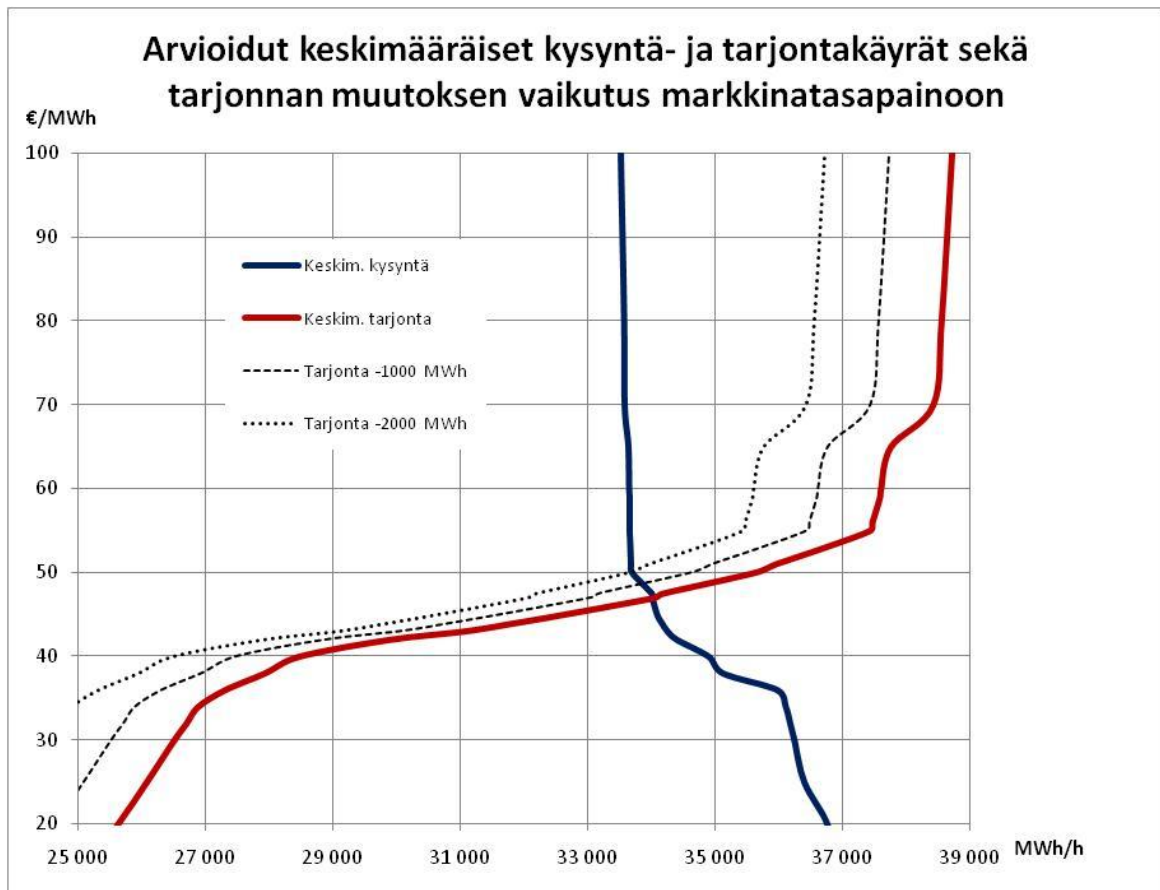
#### **5.4 Laskelmia verkkoinvestointien vaikutuksista Pohjoismaissa**

Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välisten sähkönsiirtoyhteyksien vahvistaminen pienentää niiden välisiä sähkönhintaeroja. Ottaen huomioon Saksan sähkömarkki- noiden suuri koko Pohjoismaihin verrattuna voidaan olettaa, että hintaerojen piene- tyminen tapahtuisi pääasiassa siten, että pohjoismainen sähkön hintataso nousee lähemmäs Saksan hintatasoa. Tässä kappaleessa esitetään arvioita siitä, kuinka pal- jon sähkönsiirtoyhteyksien kasvattaminen Keski-Eurooppaan vaikuttaisi sähkön hin- taan sekä tuottajien ja kuluttajien ylijäämiin Pohjoismaissa.

Hinnan nousun sekä tuottajan ja kuluttajien ylijäämien muutosten arvioimiseksi on ensin laadittava arviot sähkön kysyntä- ja tarjontakäyrien muodoista. Koska pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla käyrät ja sähkön hinta määritellään erikseen jokaiselle tunnille, on Nord Pool Spotin julkaisemista markkinatiedoista pyritty löytämään yksittäinen tunti, joka vastaisi mahdollisimman hyvin keskimääräistä tilannetta. Vuonna 2011 pohjoismaisen tukkusähkön systeemihinnan keskiarvo oli 47 €/MWh ja Elspot-markkinoiden kaupankäyntimäärä noin 300 TWh/a (Nord Pool Spot), mikä on tunti-keskiarvoksi laskettuna noin 34 000 MWh/h.

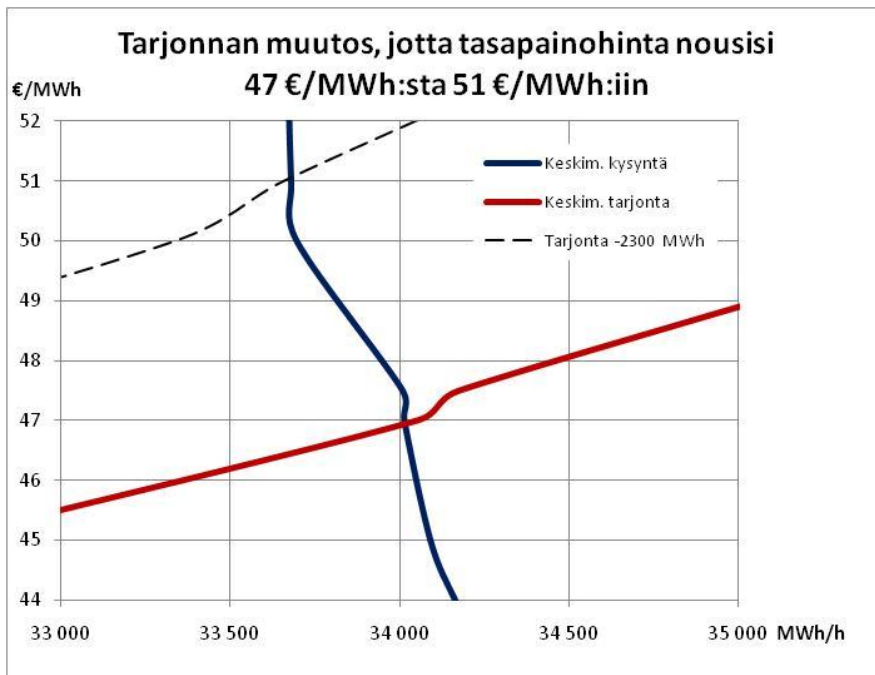
Keskimääräisten kysyntä- ja tarjontakäyrien pohjana on tässä työssä käytetty tuntia 25.8.2011 klo 9-10, jolloin sähkölle muodostunut systeemihinta oli Nord Pool Spotin mukaan noin 47 €/MWh ja kaupankäyntimäärä noin 34 000 MWh. Kyseiselle tunnille on laadittu Nord Pool Spotin julkaisemaa osto- ja myyntitarjousdataa käyttäen kysyntä- ja tarjontakäyrät, jotka eivät kuitenkaan leikkaa sähköpörssin ilmoittamassa tasapainopisteessä (47 €/MWh, 34 000 MWh). Tämä osoittaa, että Nord Pool Spotin suorittama käyrien laskenta ja markkinatasapainon määrittely on todellisuudessa monimutkaisempi prosessi. Tässä työssä keskimääräiset kysyntä- ja tarjontakäyrät on muodostettu siirtämällä osto- ja myyntitarjousdatasta laskettuja käyriä sivusuuntaisesti niin, että ne on saatu leikkaamaan toisensa yllä mainitussa tasapainopisteessä. Käyrien muotoa ei ole siirtämisen yhteydessä muutettu.

Edellä kuvatulla menetelmällä laaditut arviot keskimääräisistä kysyntä- ja tarjontakäyristä on esitetty kuvassa 5–10. Lisäksi kuvassa on esitetty miten tarjontakäyrä ja tasapainopiste siirtyisivät, mikäli sähkön tuntikohtainen tarjonta olisi 1000 MWh tai 2000 MWh normaalia pienempi. Esimerkiksi 2000 MWh:n pudotus tarjonnassa nostaisi tasapainohinnan noin 50 €/MWh:iin, olettaen että kysyntä ei joustaisi ollenkaan. Vertailun vuoksi, Eurajoelle valmistumassa olevan Olkiluoto 3 -ydinvoimalan tuntiutu- tanto tulee olemaan noin 1600 MWh. Tarjonnan vähenemisellä voidaan kuvata sähkönsiirtoyhteyksien paranemisen vuoksi lisääntyvää sähkön vientiä Pohjoismaista Keski-Eurooppaan.



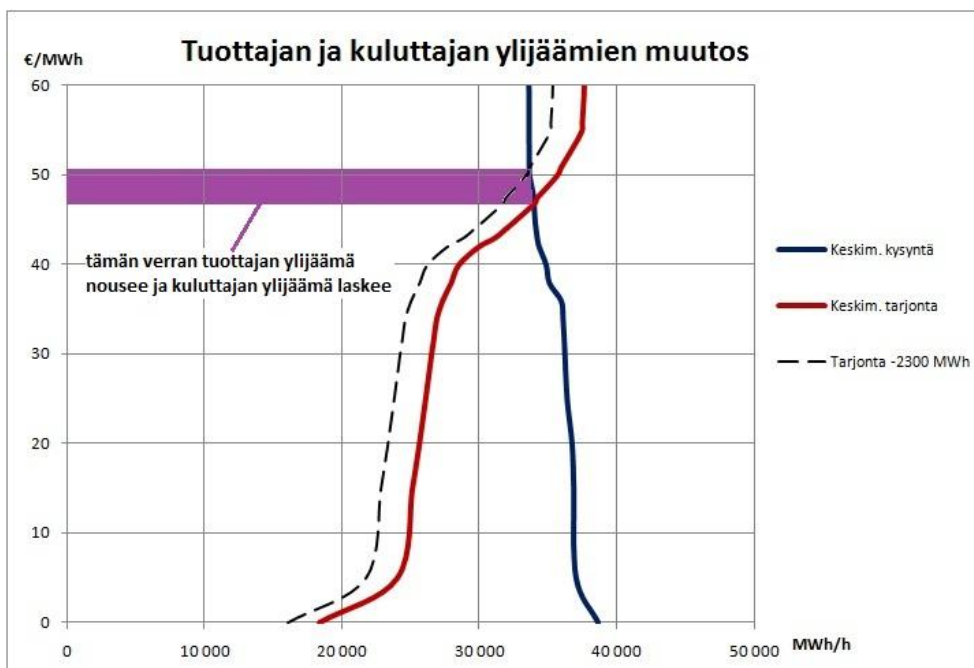
**Kuva 5-10.** Tässä työssä laaditut arviot sähkön keskimääräisistä tuntikohtaisista kysyntä- ja tarjontakäyristä pohjoismaisessa sähköpörssissä sekä siitä, miten tarjonnan väheneminen 1000 MWh tai 2000 MWh vaikuttaisi markkinatasapainoon.

Vuonna 2011 Saksan tukkusähkön hintakeskiarvo oli 51 €/MWh (EPEX Spot), kun pohjoismainen systeemihinta oli jo aiemmin mainittu 47 €/MWh. Mikäli käytetään edellä kuvattuja arvioita sähkön keskimääräisistä pohjoismaisista kysyntä- ja tarjontakäyristä, olisi sähkön tarjonnan Pohjoismaissa oltava noin 2300 MWh normaalia alhaisempi, jotta pohjoismainen systeemihinta nousisi 4 €/MWh ja saavuttaisi Saksan vuoden 2011 keskimääräisen hintatason. Asiaa on havainnollistettu seuraavassa kuvassa.



**Kuva 5-11.** Oletetuilla kysyntä- ja tarjontakäyrien muodoilla sähkön systeemihinta Pohjoismaissa nousisi 47 €/MWh:sta Saksan 51 €/MWh:iin (vuoden 2011 hintakeskiarvot), mikäli sähkön tarjonta vähenisi Pohjoismaissa noin 2300 MWh/h.

Kuvassa 5–12 on esitetty miten sähkön tuottajien ylijäämä kasvaisi ja kuluttajan ylijäämä vähenisi Pohjoismaissa, mikäli sähkön systeemihinta nousisi edellä kuvatusti.



**Kuva 5-12.** Sähkön tarjonnan vähenemisestä aiheutuva muutos markkinahintaan sekä tuottajan ja kuluttajan ylijäämään, muutos kuvattu väritetyllä alueella.

Ylijäämämuutoksia tarkasteltaessa on huomattava, että tarjonnan väheneminen Pohjoismaissa tarkoittaisi tarjonnan vastaavaa kasvua Pohjoismaiden ulkopuolella. Näin ollen tuottajan myymän sähkön kokonaismäärä ei muuttuisi.

Oletetun mukainen keskimääräinen sähkön kysyntäkäyrä nousee lähes pystysuoraksi noin 34 000 MWh/h kulutuksen kohdalla. Näin ollen jokainen yhden euron nousu pohjoismaisessa systeemihinnassa lisäisi tuottajien ja vähentäisi kuluttajien ylijäämää 34 000 eurolla tuntia kohden, mikä tarkoittaisi vuositasolla noin 300 miljoonaa euroa.

$$1 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 34\,000 \text{ MWh/h} = 34\,000 \frac{\text{€}}{\text{h}} \approx 300 \frac{\text{milj. €}}{\text{a}}$$

Mikäli oletettaisiin, että sähkön hinta Pohjoismaissa nousisi pysyvästi Saksan tasolle (tässä hinnan nousuksi arvioidaan 4 €/MWh), tuottajien ylijäämä nousisi ja kuluttajien ylijäämä laskisi Pohjoismaissa vuositasolla noin 1,2 miljardia euroa.

Edellä esitetyt arviot hintojen ja ylijäämien muutoksista on laadittu Pohjoismaiden ja pohjoismaisen systeemihinnan tasolla. Lisäksi laskelmissa on oletettu, että pohjoismainen systeemihinta olisi keskimäärin 47 €/MWh, kuten se oli vuonna 2011. Vastaavasti Saksan sähkön keskihinnaksi on oletettu vuoden 2011 keskiarvo 51 €/MWh. Käytännössä sähkön hinnat kuitenkin vaihtelevat vuosittain voimakkaasti sekä Pohjoismaissa eri hinta-alueilla että Saksassa, kuten voidaan havaita luvussa 3.5 esitetyistä kuvaajista. Esimerkiksi ajalla 1.1.2010 – 31.7.2012 pohjoismainen systeemihinta oli keskimäärin 45,6 €/MWh ja Saksan aluehinta 46,5 €/MWh.

Myös sähkön keskimääräisten kysyntä- ja tarjontakäyrien arvioidun muodon oikeellisuuden liittyä epävarmuuksia. Käyrien oikea muoto voitaisiin arvioida tarkemmin, mikäli käytettäisiin kysyntä- ja tarjontadataa pitkältä aikaväliltä. Nord Pool Spotin internet-sivuilla julkaistava kysyntä- ja tarjontadata on kuitenkin tuntikohtaista ja omien käyrien laatiminen datasta edellyttää runsaasti manuaalista muokkausta. Tämän vuoksi keskimääräiset kysyntä- ja tarjontakäyrät on muodostettu vain yhden (keskimääräistä vuoden 2011 tuntia edustavan) tunnin kysyntä- ja tarjontadatan avulla. Li-

säksi Nord Pool Spotin suorittama kysyntä- ja tarjontakäyrien laskenta on todellisuudessa tässä työssä käytettyä menetelmää monimutkaisempi prosessi.

Edellä esitettyjä laskelmia arvioitaessa on myös muistettava, että sähkön tarjontakäyrät perustuvat sähkön tuottajien myyntitarjouksiin, eivät tuottajien todellisiin sähkön tuotantomahdollisuuksiin. Näin ollen tuotantoa Pohjoismaissa pystyttäisiin todennäköisesti tarvittaessa lisäämään enemmän kuin tarjontakäyristä voi päätellä. Pidemmällä aikavälillä myös sähkön kysyntä joustaisi, millä olisi sähkön hintaa alentava vaikutus.

## **5.5 Yhteenveto**

Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E päivittää kahden vuoden välein eurooppalaisten sähköverkkojen kehittämisen kymmenvuotissuunnitelman. Nykyinen suunnitelma kattaa vuodet 2012 – 2022 ja sen Pohjoismaita koskeva Itämeren alueen paketti koostuu 46 erillisestä investointiprojektista. Itämeren alueen investointien pääsyitä ovat markkinaintegraatio, uusien energiantuotantoyksiköiden (erityisesti tuulivoima) yhdistäminen sähköverkkoon sekä sähkön toimitusvarmuuden parantaminen. Investointeja suunniteltaessa ei ole pyritty siirtoverkkoyhtiöiden voittojen tai pullonkaulatulojen maksimointiin.

Suunniteltujen verkkoinvestointien toteutuessa sähkön hintatasot Itämeren alueella lähenevät toisiaan. Pohjoismaissa tämä tarkoittaa sähkön hinnan nousua lähemmäs Saksan aluehintaa. Siirtoyhteyksien lisäämisen on arvioitu kasvattavan kokonaismarkkinahyötyä. Kasvu johtuu tuottajien ylijäämän merkittävästä kasvusta, sillä samaan aikaan kuluttajien ylijäämän sekä kantaverkkoyhtiöiden keräämien pullonkaulatulojen arvioidaan vähenevän. Sähkön alueellisten hintaerojen tasaantuessa yksityisesti toteutettavat siirtoverkkoinvestoinnit muuttunevat tulevaisuudessa vähemmän houkutteleviksi.

## 6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Euroopan unionin tavoitteena on luoda toimivat energian sisämarkkinat, jolloin sähkö voi liikkua vapaasti jäsenvaltioiden välillä. Yhteisten markkinoiden hyödyiksi arvioidaan muun muassa kilpailun tehostuminen, vakaampi ja kilpailukykyisempi sähkön hinta sekä sähkön toimitusvarmuuden parantuminen. Yhtenäisen sähkön sisämarkkina-alueen edellytyksenä on, että sähkön siirtokapasiteettia on maiden ja alueiden välillä riittävästi.

Pohjoismainen sähköntuotantokapasiteetti jakautuu karkeasti ottaen Norjan ja Pohjois-Ruotsin vesivoimalaitoksiin sekä Suomen, Etelä-Ruotsin ja Tanskan lämpövoimalaitoksiin. Hyvän vesitilanteen (sateiset vuodet) vallitessa vesivoimasähköllä on voitu korvata kalliimpaa lämpövoimaa, jolloin sähkö on Pohjoismaissa virrannut etelään ja itään. Vastaavasti kuivina vuosina lämpövoimalla tuotettua sähköä on voitu siirtää vesivoima-alueille.

Euroopan unioni on sitoutunut vähentämään kasvihuonekaasupäästöjään vuoden 1990 tasoon verrattuna 80 – 95 % vuoteen 2050 mennessä, mikä edellyttää sähköntuotantorakenteen muuttamista lähes hiilidioksidivapaaksi. Hiilidioksidivapaita tuotantomuotoja ovat muun muassa ydin-, vesi-, tuuli- ja aurinkovoima sekä bioenergia. Erityisesti tuulivoiman tuotantokapasiteetti on kasvamassa Euroopassa voimakkaasti ja tulevaisuudessa näin käynee myös aurinkosähkölle. Tuuli- ja aurinkosähkölle ominaisia piirteitä ovat erittäin matalat tuotantokustannukset sekä tuotannon vaihtelut sääolosuhteiden mukaan. Mitä suurempi tämäntyyppinen tuotantokapasiteetti on, sitä voimakkaampia ja vaikeammin hallittavia sen tuotantoheilahtelut ovat. Koska sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, on tämä heilahtelu pystyttävä tasapainottamaan muulla tuotannolla sekä sähkön tuonnilla ja viennillä. Tasapainottavaksi tuotannoksi, eli niin sanotuksi säätövoimaksi, soveltuu erittäin hyvin pohjoismainen vesivoima, jonka kysyntä tulee kasvamaan tulevaisuudessa sekä Pohjoismaissa että erityisesti Keski-Euroopassa.

Pohjoismaisen tukkusähkön hinta muodostuu Nord Pool Spot -sähköpörssissä. Kun alueellisia eroja sähkön kysynnässä ja tarjonnassa ei sähkönsiirron pullonkaulojen vuoksi pystytä tasoittamaan, muodostuu markkinoille erillisiä sähkönhinta-alueita.

Tällöin sähkön hinta on ylituotantoalueilla matalampi kuin alituotantoalueilla, eikä sähköä pystytä tuottamaan kokonaiskustannuksiltaan halvimmalla tavalla. Sähkön hinnat ovat vaihdelleet voimakkaammin Pohjoismaissa kuin niiden naapurimaissa, mikä johtuu vuotuisista vaihteluista Norjan ja Ruotsin vesivoimatilanteesta. Hyvänä vesivuonna vesisähkön runsas tarjonta laskee pohjoismaisen sähkönhinnan Keski-Euroopan hintoja alemmas. Venäjän sähkön hinnat ovat olleet ja niiden arvioidaan edelleen pysyvän pohjoismaisia sähkön hintoja matalampina. Venäjällä vuonna 2011 tapahtuneen sähkömarkkinareformin jälkeen sen sähkönvienti Suomeen on kuitenkin vähentynyt merkittävästi.

Sähkön hinnan noustessa tuottajan ylijäämä kasvaa ja kuluttajan ylijäämä laskee. Tämän vuoksi eri hinta-alueiden tuottajien ja kuluttajien intressit ovat hinta-alueiden välisiä siirtolinjainvestointeja suunniteltaessa ristikkäisiä. Sähköverkkoinvestointeja toteuttavat yleisimmin julkisessa ohjauksessa olevat, monopoliasemassa toimivat kantaverkkoyhtiöt. Näissä investoinneissa on usein havaittu merkittäviä julkiseen ohjaukseen liittyviä ongelmia, joita ovat esimerkiksi raskaat hallinnolliset prosessit, vähäiset viranomaisresurssit, sekä poliittiset intressit. Vaihtoehtona kantaverkkoyhtiöiden investoinneille ovat yksityisesti toteutettavat investoinnit, jotka perustuvat kilpailuun ja markkinaehtoihin kannustimiin. Markkinaehtoisten mekanismien eduksi on nähty innovatiivisuus, uusien investointivaihtoehtojen löytäminen, kustannusten minimointi sekä voimalaitos- ja siirtoverkkoinvestointien parempi yhteensovittaminen. Markkinaehtoisesti toteutetut sähköverkkoinvestoinnit ovat kuitenkin olleet verrattain harvinaisia, mihin ovat vaikuttaneet esimerkiksi kokonaan uusien siirtoyhteyksien rakentamiseen liittyvät lainsäädännölliset ja ympäristönsuojelulliset esteet sekä yksityisten investointien korkeat tuottovaatimukset. Sekä julkisissa että yksityisissä investointimallissa erityisiä ongelmia aiheuttavat informaation kulun ja koordinaation riittämättömyys eri sidosryhmien välillä.

Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E päivittää kahden vuoden välein eurooppalaisten sähköverkkojen kehittämisen kymmenvuotissuunnitelman. Nykyinen suunnitelma kattaa vuodet 2012 – 2022, ja sen Pohjoismaita koskeva Itämeren alueen paketti koostuu 46 erillisestä investointiprojektista. Siirtokapasiteettia suunnitellaan lisäävän Pohjoismaista niiden naapurimaihin noin 6750 – 7700 MW. Saksan suuntaan kapasiteetti kasvaisi 3000 – 3550 MW, Hollantiin



1400 MW, Baltian maihin 1350 MW ja Yhdistyneeseen kuningaskuntaan 1000 – 1400 MW. Suomen rajasiirtoyhteydet kasvaisivat yhteensä 1350 MW. Kymmenvuotissuunnitelmassa ei ole käsitelty mahdollisia lisäsiirtoyhteyksiä Venäjälle ja niiden houkuttelevuutta vähentävät Venäjän sähkömarkkinoiden kehityksen liittyvät suuret epävarmuudet.

Itämeren alueen investointien päävaikuttimia ovat markkinaintegraatio, uusien energiantuotantoyksiköiden (erityisesti tuulivoima) yhdistäminen sähköverkkoon sekä sähkön toimitusvarmuuden parantaminen. Pohjoismaisten investointiprojektien arvioidaan vaikuttavan erittäin positiivisesti uusiutuvan energiantuotannon käyttöönottoon ja hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen. Muita useimmille projekteille arvioituja hyötyjä ovat sosioekonomiset vaikutukset (jota kuvaa pullonkaulamaksujen vähentyminen), sähköverkon teknisen kestokyvyn parantuminen sekä projektin joustavuus vastata tulevaisuuden markkinatilanteisiin. Vähäisempi vaikutus projekteilla on toimitusvarmuuden paranemiseen tai sähkönsiirtohäviöiden vähenemiseen. Sosiaalisia ja ympäristöhaittoja projekteilla on vähän tai jonkin verran.

Teorian mukaan taloudellista voittoa tavoitteleva verkkoinvestoija pyrkii maksimoimaan investoinnista saamansa tuoton, johon vaikuttavat investointikustannukset sekä investoinnista saatavat pullonkaulatulot. Tällöin investoijan kannalta ei olisi optimaalista kasvattaa siirtokapasiteettia niin paljon, että kerätyt pullonkaulatulot alkaisivat vähetä. ENTSO-E:n julkaisemia investointisuunnitelmia tarkastellessa voidaan kuitenkin havaita, että pullonkaulamaksujen väheneminen on yksi investointiprojektin hyötyjen arviointikriteeri. Lisäksi varsinkin Norjan sisäisten investointien osalta jo nykyiset pullonkaulamaksut ovat hyvin vähäisiä verrattuna arvioituihin investointikustannuksiin. Investoinnit tehdään kuitenkin erityisesti tulevaisuuden tarpeisiin, jolloin aluehintaerot voivat olla nykyistä suurempia. Tästäkin huolimatta voidaan todeta, ettei pohjoismaisia siirtoverkkoinvestointeja suunniteltaessa ole pyritty kantaverkkoyhtiöiden tuottojen tai pullonkaulatulojen maksimointiin, vaan laajempiin markkinahyötyihin. Kantaverkkoyhtiöiden ensisijaisena tavoitteena ei yleisestikään ottaen ole omien taloudellisten hyötjensä maksimointi, kuten olisi kyse yksityisissä verkkoinvestoinneissa.

Suunniteltujen verkkoinvestointien toteutuessa sähkön hintatasot Itämeren alueen maissa lähenevät toisiaan. Pohjoismaissa tämä tarkoittaa sähkön hinnan nousua lähemmäs Saksan aluehintaa. Siirtoyhteyksien lisäämisen on arvioitu pienentävän merkittävästi sähkön tuotantokustannuksia sekä kasvattavan kokonaismarkkinahyötyä. Kokonaismarkkinahyödyn kasvu johtuu tuottajien ylijäämän merkittävästä kasvusta, sillä samaan aikaan kuluttajien ylijäämän sekä kantaverkkoyhtiöiden keräämien pullonkaulatulojen arvioidaan vähenevän. Tässä työssä laadittujen laskelmien mukaan pohjoismainen systeemihinta nousisi vuoden 2011 keskiarvostaan 47 €/MWh Saksan vuoden 2011 keskiarvoon 51 €/MWh, mikäli pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta poistuisi sähkön tarjontaa Keski-Euroopan vientiin noin 2300 MW:n suuruinen teho. Jokainen yhden euron nousu pohjoismaisessa systeemihinnassa lisäisi tuottajien ja vähentäisi kuluttajien ylijäämää Pohjoismaissa vuositasona noin 300 miljoonaa euroa, jolloin neljän euron hinnannousu siirtäisi kuluttajien ylijäämää tuottajille noin 1,2 miljardin euron verran. Edellä esitettyihin laskelmiin sisältyy kuitenkin runsaasti oletuksia ja yksinkertaistuksia, joten niitä voidaan pitää vain suuntaa antavina.

Kun keskimääräiset alueelliset sähkönhintaerot tulevat kantaverkkoyhtiöiden laajamittaisten verkkoinvestointien vuoksi tasaantumaan, muuttuvat yksityisesti toteutettavat verkkoinvestoinnit tulevaisuudessa vähemmän houkutteleviksi. Yksityisille investoinneille voi kuitenkin löytyä uusia mahdollisuuksia siitä, että aluehintojen lyhytaikaiset heilahtelut voimistuvat tulevaisuudessa, kun sääoloista riippuvan tuuli- ja aurinkovoiman tuotantokapasiteetti kasvaa. Tällöin suuria määriä sähköä on pystyttävä nopeasti siirtämään eri alueiden välillä. Lisäksi Suomeen suunnitellut aikaisintaan 2020-luvulla rakennettavat uudet ydinvoimalaitokset tulisivat laskemaan Suomen aluehintaa, jolloin hintaero esimerkiksi ydinvoimastaan luopuvaan Saksaan kasvaisi voimakkaasti. Tämä kehitys voisi luoda uusia kannusteita myös yksityisesti rahoitettaville siirtoverkkoinvestoinneille.

## LÄHTEET

Abdurafikov Rinat, 2009. *Russian electricity market. Current state and perspectives.* VTT Working Papers 121. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W121.pdf>

APX-ENDEX. The Anglo-Dutch-Belgian energy exchange for gas and electricity. Verkkosivut. Vierailtu 16.8.2012. [www.apxendex.com](http://www.apxendex.com)

Asetus 714/2009. *Euroopan parlamentin ja neuvoston asetetus (EY) N:o 714/2009 verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa ja ase-  
tuksen (EY) N:o 1228/2003 kumoamisesta.* Annettu 13 päivänä heinäkuuta 2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:FI:PDF>

Chao Hung-Po ja Peck Stephen, 1996. *A Market Mechanism For Electric Power Transmission.* Journal of Regulatory Economics. Volume 10 (1996), sivut 25 – 59.

Coxe Raymond ja Meeus Leonardo, 2010. *Survey of non-traditional transmission development.* IEEE 2010 Power and Energy General Meeting, Minneapolis, July 29.

Direktiivi 2009/72/EY. *Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi sähkön sisä-  
markkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta.* Annettu 13 päivänä heinäkuuta 2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:fi:PDF>

ENTSO-E. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Verkkosivut. Vierailtu 4.8.2012. <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/>

ENTSO-E 2012. European Network of Transmission System Operators for Electricity. *Regional Investment Plan, Baltic Sea (Final).* 5 July 2012. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/SDC/TYNDP/2012/120705\\_BS-RegIP\\_2012\\_report\\_FINAL.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/120705_BS-RegIP_2012_report_FINAL.pdf)

ENTSO-E 2012b. European Network of Transmission System Operators for Electricity. *10-Year Network Development Plan 2012*. 5 July 2012.

[https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP\\_2012\\_report.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/SDC/TYNDP/2012/TYNDP_2012_report.pdf)

EPEX Spot. European Power Exchange. Verkkosivut. Vierailtu 16.8.2012.

[www.epexspot.com](http://www.epexspot.com)

Euroopan komissio, 2010. *Energia 2020. Strategia kilpailukykyisen, kestävän ja varman energiansaannin turvaamiseksi*. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle ja alueiden komitealle.

KOM(2010) 639 lopullinen. Bryssel 10.11.2010. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:0639:FIN:FI:PDF>

Euroopan komissio, 2011. *Energia-alan etenemissuunnitelma 2050*. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle sekä alueiden komitealle. KOM(2011) 885 lopullinen. Bryssel 15.12.2011. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:FI:PDF>

Euroopan unioni. *Euroopan unionin toiminta – Energia*. Verkkosivut. Vierailtu 29.8.2012. [http://europa.eu/pol/ener/index\\_fi.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_fi.htm)

Fingrid. Fingrid Oyj:n verkkosivut. Vierailtu 24.9.2012. [www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

Fingrid-lehti 1/2009. *Mistä sähkössä maksetaan?* Fingrid Oyj:n lehti 1/2009. Sivut 12 – 14. <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/julkaisut/yrityslehti/Sivut/default.aspx>

Fingrid tiedote 2012. *Sähkömarkkinoilla poikkeuksellinen vuosi*. Fingrid Oyj:n lehdistötiedote 6.9.2012. <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/default.aspx>

Giesbertz Paul ja Mulder Machiel, 2008. *Economics of Interconnection: the Case of the Northwest European Electricity Market*. International Association for Energy Economics. Newsletter 2008, 2<sup>nd</sup> quarter. Sivut 17 – 21.

<http://www.iaee.org/documents/newsletterarticles/208mulder.pdf>

Gore Olga, Viljainen Satu, Makkonen Mari ja Kuleshov Dmitry, 2012. *Russian electricity market reform: Deregulation or re-regulation?* Energy Policy 41 (2012), sivut 676 – 685.

Hogan William, 1992. *Contract Networks for Electric Power Transmission*. Journal of Regulatory Economics. Volume 4 (1992), sivut 211 – 242.

Hogan William, Rosellón Juan ja Vogelsang Ingo, 2010. *Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion*. Journal of Regulatory Economics. Volume 38(2010), sivut 113 – 143.

IEA Energy Statistics. International Energy Agency. Maakohtaiset energiatilastot.  
[www.iea.org/stats](http://www.iea.org/stats)

Joskow Paul, 2005. *Patterns of Transmission Investments*. Cambridge Working Papers in Economics 0527. Faculty of Economics, University of Cambridge. March 2005. <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep78.pdf>

Joskow Paul ja Tirole Jean, 2005. *Merchant transmission investment*. The Journal of Industrial Economics, volume 53(2), 2005, sivut 233 – 264.

Jyrinsalo Jussi, 2012. *Verkkosuunnittelusta toteutukseen – katsaus Itämeren alueen siirtoyhteyksiin*. Sähkömarkkinapäivä 12.4.2012.  
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/seminarit/Sivut/default.aspx>

Kekkonen Veikko ja Koreneff Göran, 2009. *Euroopan yhdentyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta*. VTT Working Papers 120. ISBN 978-951-38-7181-9.

Léautier Thomas-Olivier ja Thelen Véronique, 2009. *Optimal expansion of the power transmission grid: Why not?* Journal of Regulatory Economics 36(2), sivut 127-153.

Levêque François ja Brunekreeft Geert, 2007. *Investments in Generation and Transmission*. Journal of Competition and Regulation in Network Industries. Volume 2 (2007), No 1. Sivut 3 – 8.

Lindroos Risto, 2012. *Suomen ja Venäjän välisen sähkökaupan kehittyminen Fingridin näkökulmasta*. Kommenttipuheenvuoro, Sähkömarkkinapäivä 12.4.2012.  
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/seminaarit/Sivut/default.aspx>

Littlechild Stephen, 2012. *Merchant and regulated transmission: theory, evidence and policy*. Journal of Regulatory Economics (1 March 2012), sivut 1 – 28.

Nord Pool Spot. Verkkosivut. Vierailtu 14.8.2012. <http://www.nordpoolspot.com/>

Nord Pool Spot b. *How to calculate the TSO congestion rent*.  
<http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/>

Nord Pool Spot c. *TSO congestion rent 2010-2012*. <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Transmission-system-operators-TSOs/>

NordREG 2012. *Nordic Market Report 2012*. Nordic Energy Regulators. Report 3/2012. <https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NMR%202012%20-%20publication.pdf>

Oksanen Mari, 2008. *Markkinamekanismit sähkön tukkumarkkinoilla*. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Phillips Drew, 2004. *Nodal Pricing Basics. Market Evolution Program*. Independent Electricity Market Operator (IESO).  
[http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/mep/LMP\\_NodalBasics\\_2004jan14.pdf](http://www.ieso.ca/imoweb/pubs/consult/mep/LMP_NodalBasics_2004jan14.pdf)

POLPX. Polish Power Exchange. Verkkosivut. Vierailtu 12.8.2012. [www.polpx.pl](http://www.polpx.pl),

Statistics Lithuania. Verkkosivut. Vierailtu 10.8.2012. <http://www.stat.gov.lt/en/>

Svenska Kraftnät. *Map of Sweden's national grid*. Kartta vuodelta 2003.

[http://www.svk.se/global/09\\_about\\_us/pdf/svkk030121\\_eng.pdf](http://www.svk.se/global/09_about_us/pdf/svkk030121_eng.pdf)

Talouselämä. *80 miljoonan euron ankkurointimoka – ja suomalaiset maksavat*. Uutinen Talouselämä-lehdessä 17.4.2012.

<http://www.talouselama.fi/uutiset/80+miljoonan+euron+ankkurointimoka++ja+suomalaiset+maksavat/a2096066>

Tilastokeskus. Energiatilastot. Vierailtu 26.8.2012. <http://www.stat.fi/til/ene.html>

TVO. Teollisuuden Voima Oyj. Verkkosivut. Vierailtu 31.8.2012. <http://www.tvvo.fi/>

Viljainen Satu, 2012. *Russian electricity market reform and its consequences to the Nordic market*. Market Design Seminar: Baltic and Russian power market - development and challenges, Stockholm. Seminaariesitys. 8.3.2012.

[http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/seminars/BalticRussia/02\\_LUT.pdf](http://www.elforsk.se/Documents/Market%20Design/seminars/BalticRussia/02_LUT.pdf)

Vogelsang Ingo, 2001. *Price Regulation for Independent Transmission Companies*. Journal of Regulatory Economics 20:2 (2001). Sivut 141 – 165.

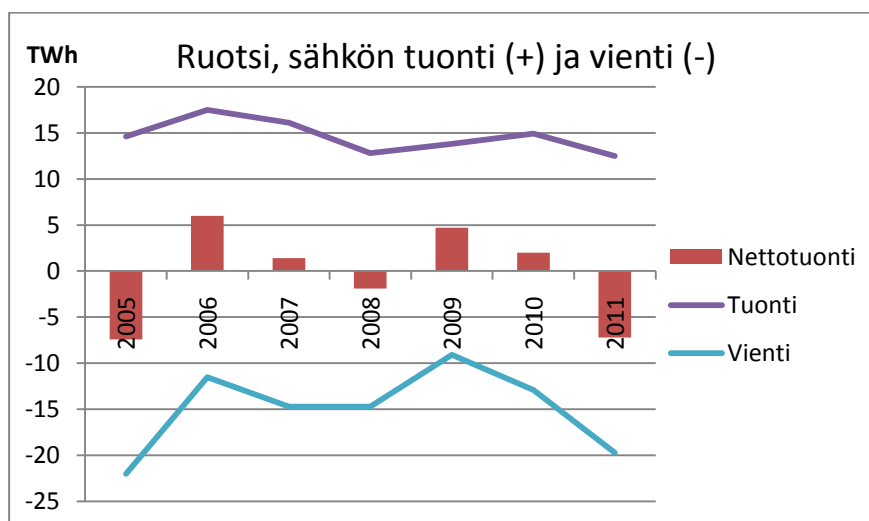
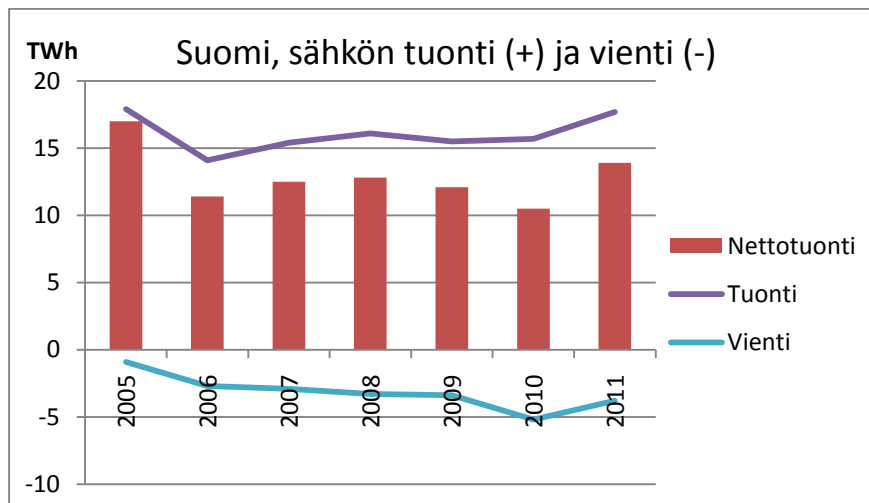
World Nuclear News, 2010. *Lithuania shuts Ignalina plant*. [http://www.world-nuclear-news.org/NP-Lithuania\\_shuts\\_Ignalina\\_plant-0401104.html](http://www.world-nuclear-news.org/NP-Lithuania_shuts_Ignalina_plant-0401104.html)

## LIITE 1. SÄHKÖN TUONNIN JA VIENNIN KEHITYS

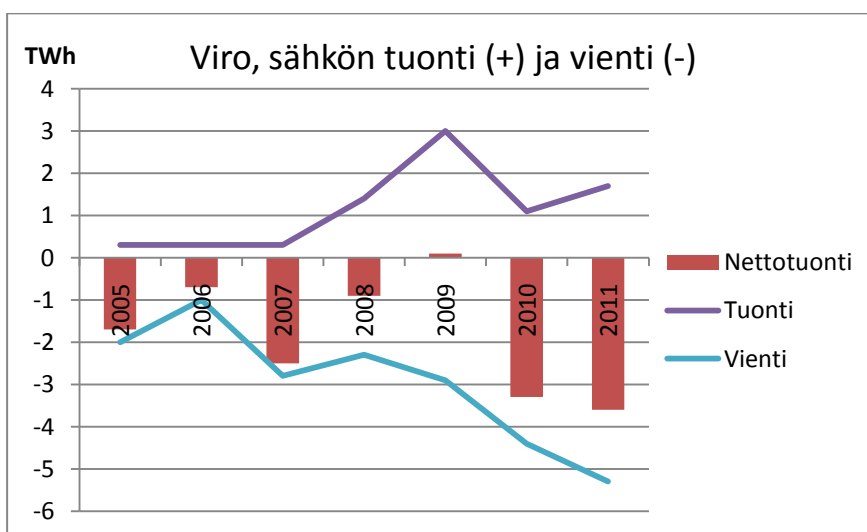
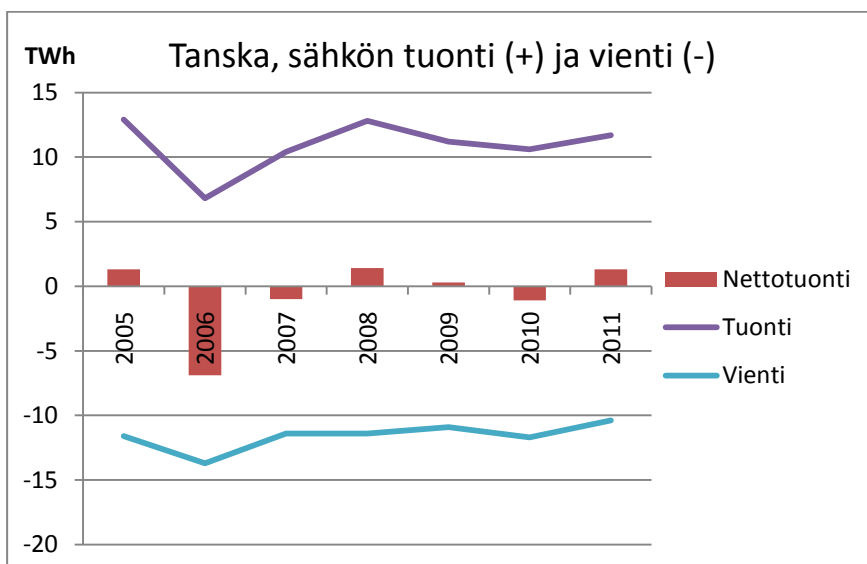
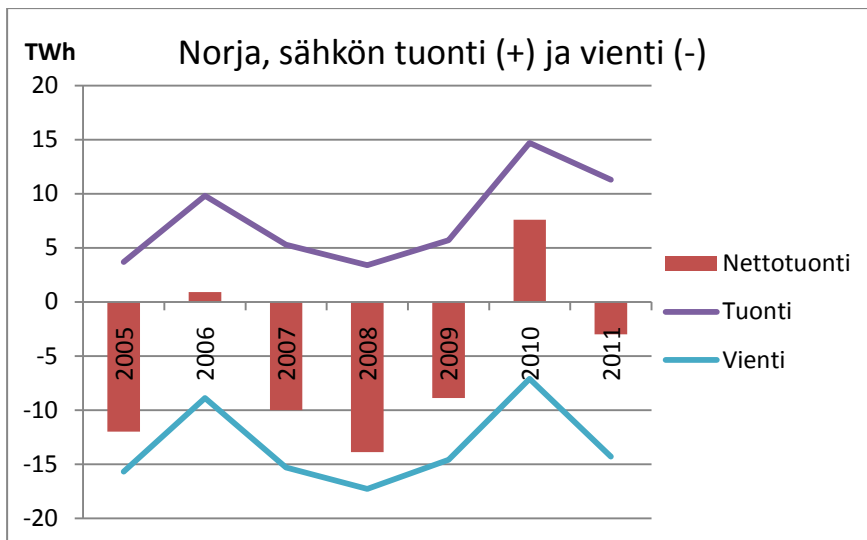
Tämän liitteen kuvissa on esitetty Pohjoismaiden ja niiden naapurimaiden (pois luki- en Venäjä) sähkön tuonin ja viennin kehittyminen vuosina 2005 – 2011. Nettotuonti on laskettu vähentämällä maan vuotuisesta sähkön tuonnista vuotuinen sähkön vien- ti.

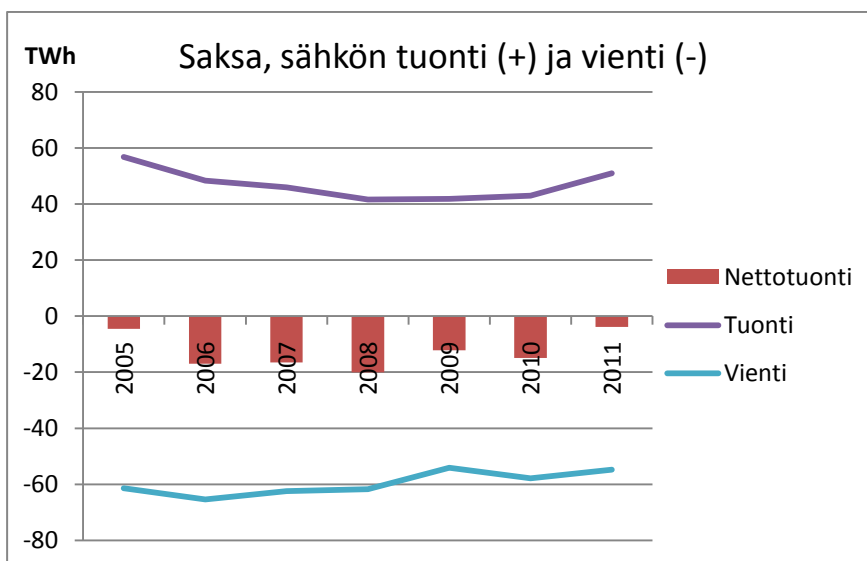
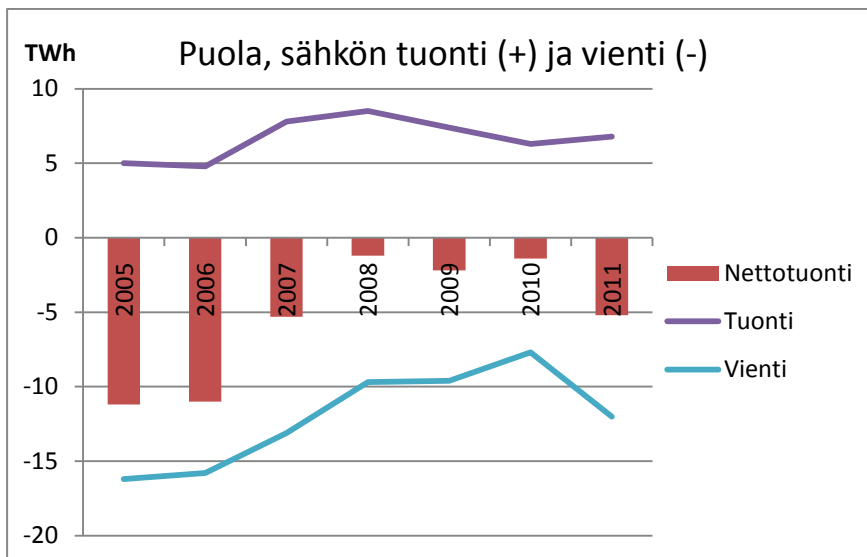
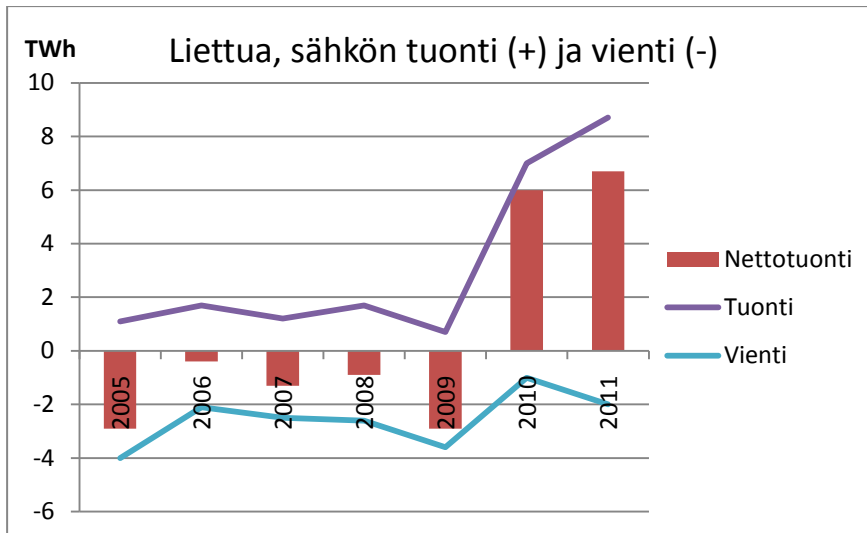
### Kuvien tietolähteet:

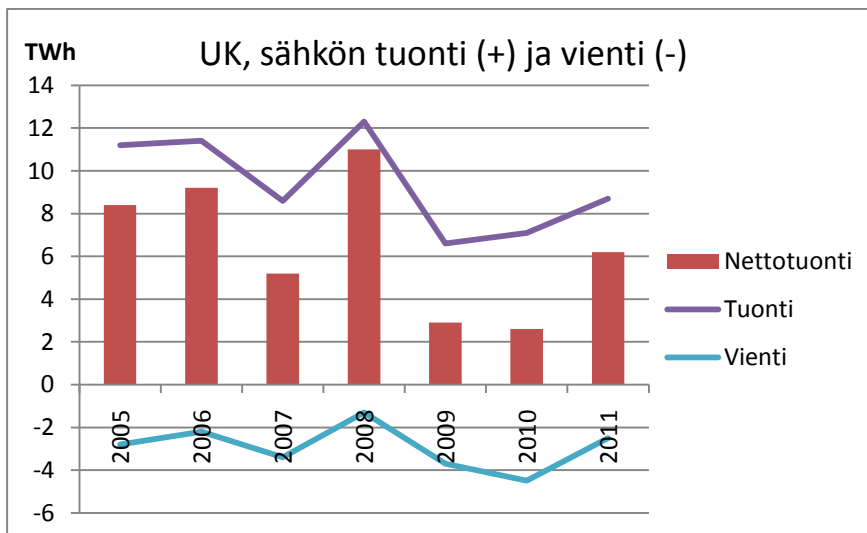
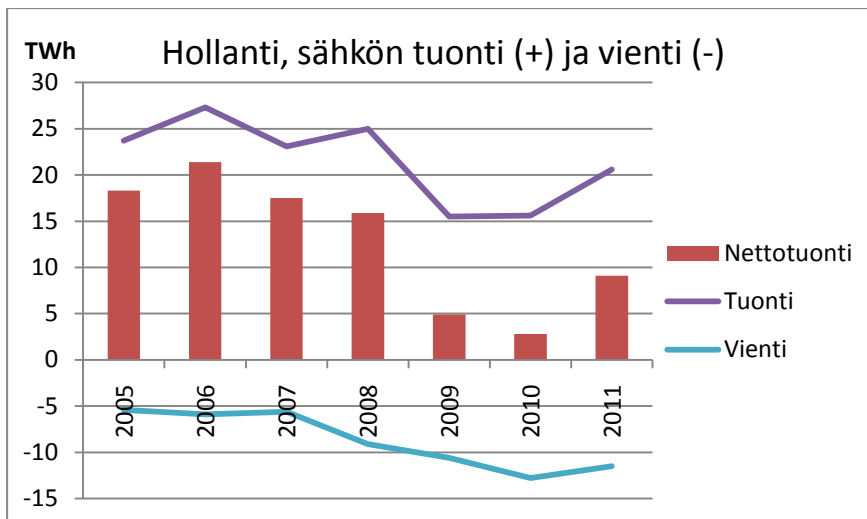
- Liettua: Statistics Lithuania
- Muut maat: IEA Energy Statistics











## LIITE 2. INVESTOINTIPROJEKTIT POHJOISMAISSA

Seuraavissa taulukoissa on kuvattu ne ENTSO-E:n julkaisemat ja Pohjoismaihin liittyvät investointiprojektit, joissa rakennetaan siirtoyhteys vähintään kahden sähkönhinta-alueen välille, taikka vahvistetaan jo olemassa olevaa yhteyttä vähintään kahden sähkönhinta-alueen välillä (ENTSO-E 2012). Norjan sisäisten investointien osalta kyseessä on arvio, koska tarkkaa tietoa Norjan sähkönhinta-alueiden rajoista ei ollut löydettävissä. Projektit on esitetty karttakuvissa luvussa 5.2.

Liitteen lopussa on tarkemmat selitykset taulukoihin syötetyistä tiedoista.

### Taulukoiden tietolähteet:

- Keskimääräinen hintaero 2010-2012: APX-ENDEX (Hollanti ja Yhdistynyt kuningaskunta), EPEX Spot (Saksa), Nord Pool Spot (Pohjoismaat, Viro, Liettua)
- Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012: Nord Pool Spot b,c
- Muut tiedot: ENTSO-E 2012, ENTSO-E 2012b

| Projektinumero                                     | 36  |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Tanska (DK2), Saksa   |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 7.3 €/MWh   |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | ei tiedossa   |
| Projektin kustannusarvio                           | < 300 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2022 jälkeen  |
| Arvioidut vaikutukset                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 600 MW  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a   |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus   |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus   |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee   |
| Projektin joustavuus                               | keskimääräinen  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta   |
| Projektin perusteluja                              | Merituulivoiman käyttöönotto ja siirtoyhteyksien parantaminen Tanskan ja Saksan välillä |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>37</b>   |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO2), Norja (NO5), Saksa   |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | NO2/NO5 0.9 €/MWh<br>NO2/Saksa 12.0 €/MWh<br>NO5/Saksa 11.4 €/MWh   |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | NO2/NO5 2.9 M€/a  |
| Projektin kustannusarvio                           | > 1 000 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2012 – 2021 (useita investointeja)  |
| <b>Arvioidut vaikutukset</b>                       |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | ≤ 1400 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | > 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | keskimääräinen vaikutus   |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus   |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee   |
| Projektin joustavuus                               | hyvä  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | keskimääräinen haitta   |
| Projektin perusteluja                              | Markkinaintegraatio Manner-Eurooppaan, uusiutuvan energian käyttöönotto Etelä- ja Länsi-Norjassa, Etelä-Norjan toimitusvarmuuden parantaminen |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>38 (NorNed2)</b>  |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO2), Hollanti                                      |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 11.1 €/MWh   |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | ei tiedossa  |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2022 jälkeen   |
| <b>Arvioidut vaikutukset</b>                       |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 700 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus                                    |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus  |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon   |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee  |
| Projektin joustavuus                               | keskimääräinen   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Norjan ja Hollannin välisten siirtoyhteyksien parantaminen |

| <b>Projektinumero</b>                              | <b>39</b>  |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Tanska (DK1), Saksa                                      |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 4.0 €/MWh  |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | ei tiedossa  |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2012 – 2017 (useita investointeja)                       |
| Arvioidut vaikutukset                              |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 1000 – 1550 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | > 100 M€/a   |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus                                  |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus  |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon   |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee  |
| Projektin joustavuus                               | keskimääräinen   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Tanskan ja Saksan välisten siirtoyhteyksien parantaminen |

| <b>Projektinumero</b>                              | <b>60 (NordBalt)</b>   |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Ruotsi (SE3), Ruotsi (SE4), Liettua  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | SE3/SE4 3.2 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>SE3/Liettua 25.2 €/MWh (laskenta 1.6.2012 eteenpäin)<br>SE4/Liettua 18.2 €/MWh (laskenta 1.6.2012 eteenpäin) |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | SE3/SE4 110 M€/a   |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2015 – 2019 (useita investointeja)   |
| Arvioidut vaikutukset                              |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 700 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus  |
| Toimitusvarmuus                                    | paranee (Latvia)   |
| Siirtohäviöt                                       | vähenevät  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee paljon   |
| Projektin joustavuus                               | hyvä   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Baltian markkinaintegrointi Pohjoismaihin, toimitusvarmuuden parantaminen, mahdollisesti meritulivoiman käyttöönotto   |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>63 (EstLink2)</b>   |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Suomi, Viro  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 7.2 €/MWh (laskenta 1.4.2010 eteenpäin)  |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | 21 M€/a  |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2014   |
| Arvioidut vaikutukset                              |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 650 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus  |
| Toimitusvarmuus                                    | paranee (Viro)   |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee  |
| Projektin joustavuus                               | hyvä   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Sähkömarkkinoiden integraatio, uusiutuvan energian käyttöönotto Virossa, toimitusvarmuuden parantaminen Baltiasa |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>67 (South West Link)</b>   |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Ruotsi (SE3), Ruotsi (SE4), Norja (NO1), Norja (NO2)  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | SE3/SE4 3.2 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>SE3/NO1 2.0 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>SE3/NO2 2.5 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>SE4/NO1 4.9 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>SE4/NO2 5.3 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)<br>NO1/NO2 1.6 €/MWh |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | SE3/SE4 110 M€/a<br>SE3/NO1 25 M€/a<br>NO1/NO2 33 M€/a  |
| Projektin kustannusarvio                           | > 1000 M€   |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2014 – 2020 (useita investointeja)  |
| Arvioidut vaikutukset                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 1200 MW (pohjois-eteläsuunta), 1400 MW (itä-länsisuunta)  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a   |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus   |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus   |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät   |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee paljon  |
| Projektin joustavuus                               | hyvä  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | keskimääräinen haitta   |
| Projektin perusteluja                              | Siirtotehon kasvattaminen ja markkinaintegraatio  |

| <b>Projektinumero</b>                              | <b>70 (Skagerrak IV)</b>                                |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO2), Tanska (DK1)                               |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 6.9 €/MWh   |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | 55 M€/a   |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€   |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2014  |
| Arvioidut vaikutukset                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 700 MW  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a   |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus                                 |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus                                       |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee   |
| Projektin joustavuus                               | hyvä  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta   |
| Projektin perusteluja                              | Markkinaintegraatio ja uusiutuvan energian käyttöönotto |

| <b>Projektinumero</b>                              | <b>71 (COBRA)</b>       |
|--|-------------------------|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Tanska (DK1), Hollanti  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 4.6 €/MWh               |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      |                         |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€/a         |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2016                    |
| Arvioidut vaikutukset                              |                         |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 700 MW                  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a           |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus       |
| Siirtohäviöt                                       | kasvavat                |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon        |
| Verkon tekninen kestävyys                          | ei vaikutusta           |
| Projektin joustavuus                               | hyvä                    |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta         |
| Projektin perusteluja                              |                         |



| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>93</b>  |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO1), Norja (NO3), Norja (NO5)  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | NO1/NO3 2.8 €/MWh<br>NO1/NO5 1.4 €/MWh<br>NO3/NO5 4.2 €/MWh                                    |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | NO1/NO3 0 M€/a<br>NO1/NO5 2.0 M€/a   |
| Projektin kustannusarvio                           | > 1000 M€/a  |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2015 – 2020 (useita investointeja)   |
| Arvioidut vaikutukset                              |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 2250 MW  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus  |
| Toimitusvarmuus                                    | paranee (Keski-Norja)  |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon   |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee paljon   |
| Projektin joustavuus                               | keskimääräinen   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | keskimääräinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Toimitusvarmuuden parantaminen Keski-Norjassa, uusiutuvan energian käyttöönotto Länsi-Norjassa |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>104</b>                                      |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO3), Norja (NO4)                        |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 0.5 €/MWh                                       |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | 2.6 M€/a  |
| Projektin kustannusarvio                           | 300 – 1000 M€                                   |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2015 – 2020 (useita investointeja)              |
| Arvioidut vaikutukset                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 1200 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | < 30 M€/a                                       |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | suuri vaikutus                                  |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus                               |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta                                   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät                                       |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee paljon                                  |
| Projektin joustavuus                               | keskimääräinen                                  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | keskimääräinen haitta                           |
| Projektin perusteluja                              | Uusiutuvan energian käyttöönotto Keski-Norjassa |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>110</b>  |
|--|---|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Norja (NO2), Yhdistynyt kuningaskunta   |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 13.2 €/MWh  |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      |   |
| Projektin kustannusarvio                           | > 1000 M€   |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2021  |
| Arvioidut vaikutukset                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 1000 – 1400 MW  |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | > 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus   |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus   |
| Siirtohäviöt                                       | kasvavat  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät paljon  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee   |
| Projektin joustavuus                               | hyvä  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta   |
| Projektin perusteluja                              | Markkinaintegraatio, uusiutuvan energian käyttöönotto Etelä- ja Länsi-Norjassa, toimitusvarmuuden paraneminen |

| <b>Projektinnumero</b>                             | <b>111</b>   |
|--|--|
| Yhdistettävät hinta-alueet                         | Suomi, Ruotsi (SE1)  |
| Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012 | 2.8 €/MWh (laskenta 1.11.2011 eteenpäin)   |
| Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012      | 29 M€/a  |
| Projektin kustannusarvio                           | < 300 M€   |
| Käyttöönottovuosi                                  | 2021   |
| Arvioidut vaikutukset                              |  |
| Siirtokapasiteetin lisäys                          | 700 MW   |
| Sosioekonomiset hyödyt                             | 30 – 100 M€/a  |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen           | erittäin suuri vaikutus  |
| Toimitusvarmuus                                    | vähäinen vaikutus  |
| Siirtohäviöt                                       | ei vaikutusta  |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                           | vähenevät  |
| Verkon tekninen kestävyys                          | paranee paljon   |
| Projektin joustavuus                               | hyvä   |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                     | vähäinen haitta  |
| Projektin perusteluja                              | Tuulivoiman käyttöönotto, uusien suurten konventionaalisten voimalaitosten käyttöönotto, nykyisen siirtolinjan purku |

## Taulukoihin syötettyjen tietojen selitykset

|   |   |
|---|---|
| <b>Projektinumero</b>                                     | Investointiprojektin numero ENTSO-E:n kymmenvuotissuunnitelmassa 2012 sekä siirtoyhteydelle mahdollisesti annettu nimi. Projekti voi koostua useasta erillisestä investoinnista.  |
| <b>Yhdistettävät hinta-alueet</b>                         | Sähkönhintaa-alueet, joiden välille projektissa rakennetaan uusi siirtoyhteys tai vahvistetaan olemassa olevaa yhteyttä. Norjan sisäisten investointien osalta kyseessä on arvio, koska tarkkoja tietoja hinta-alueiden rajoista ei ollut saatavissa.   |
| <b>Alueiden välinen keskimääräinen hintaero 2010-2012</b> | Yhdistettävien alueiden välinen keskimääräinen sähkönhintaaero 1.1.2010 – 31.7.2012. Kuukausihintaerojen itseisarvoista laskettu keskiarvo. Itseisarvoja on käytetty, koska pullonkaulamaksujen kannalta sähkönsiirron suunnalla ei ole merkitystä. Hintaerojen laskennassa on huomioitu seuraavaa: Ruotsin hinta-alueet SE1-4 käytössä 1.11.2011 lähtien, Viron hinta-alue käytössä 1.4.2010 lähtien, Liettuan hinta-alue käytössä 1.6.2012 lähtien.                               |
| <b>Nykyisen yhteyden pullonkaulamaksut 2010-2012</b>      | Jo olemassa olevan siirtoyhteyden pullonkaulamaksut, jotka pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool Spot on kerännyt ajalla 1.1.2010 – 31.7.2012. Kuukausittaisista pullonkaulamaksuista on laskettu vuosikeskiarvo. Ruotsin hinta-alueet SE1-4 ovat tarkasteluajalla olleet käytössä vasta 9 kuukautta, jolloin niiden osalta vuosikeskiarvo on arvioitu kertomalla kuukausittaisten pullonkaulamaksujen summa luvulla 12/9.  |
| <b>Projektin kustannusarvio</b>                           | Kantaverkkoyhtiöiden karkeita arvioita, joiden tulisi ottaa huomioon projektin elinkaaren aikaiset kustannukset. Kustannukset on jaettu kolmeen kokoluokkaan: yli 1 000 M€, 300 – 1 000 M€, alle 300 M€   |
| <b>Käyttöönottovuosi</b>                                  | Arvio projektin käyttöönottovuodesta. Aikatauluun voi kuitenkin vaikuttaa vielä mm. lupaprosessien kesto.   |
| <b>Arvioidut vaikutukset</b>                              |   |
| Siirtokapasiteetin lisäys                                 | Sähkönsiirtokapasiteetin lisäys megawatteina  |
| Sosioekonomiset hyödyt                                    | Sosioekonomisia hyötyjä arvioidaan tässä yhteydessä pullonkaulamaksujen vähenemisen suuruudella. Sosioekonomiset hyödyt on jaettu kolmeen kokoluokkaan: yli 100 M€/a, 30 – 100 M€/a, alle 30 M€/a   |
| Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen                  | Kuvaa kuinka suuren uusiutuvan energiantuotannon kapasiteettilisäyksen tai siirtolisäyksen projekti mahdollistaa. Kriteeri on jaettu neljään kokoluokkaan: ei vaikutusta, keskimääräinen vaikutus (mahdollistaa alle 500 MW tuotantokapasiteetin liittämisen verkkoon), suuri vaikutus (mahdollistaa yli 500 MW tuotantokapasiteetin liittämisen verkkoon), erittäin suuri vaikutus (lisää uusiutuvan energian siirtokapasiteettia ylituotantoalueelta muille alueille yli 500 MW). |
| Toimitusvarmuus   | Kuvaa projektin vaikutusta sähkön toimitusvarmuuteen. Kriteeri on jaettu kolmeen luokkaan: vähäinen vaikutus, paranee (toimitusvarmuus varmistettu alle 10 vuodeksi), paranee paljon (toimitusvarmuus varmistettu yli 10 vuodeksi).   |
| Siirtohäviöt  | Kuvaa projektin vaikutusta sähkönsiirron häviöihin. Kriteeri on jaettu kolmeen luokkaan: kasvavat (siirtohäviöt kasvavat), ei vaikutusta, vähenevät (siirtohäviöt vähenevät).   |
| CO <sub>2</sub> -päästöt                                  | Kuvaa projektin vaikutusta sähköjärjestelmän hiilidioksidipäästöihin. Päästöjen vähenemiseen vaikuttavat investoinnin myötä kannattavaksi muuttuvan vähähiilisemmän tuotantokapasiteetin käyttöönotto sekä siirtohäviöiden pieneminen. Kriteeri on jaettu kolmeen luokkaan: neutraali, vähenevät (päästöt vähenevät alle 500 kt hiilidioksidia vuodessa), vähenevät paljon (päästöt vähenevät yli 500 kt hiilidioksidia vuodessa).  |
| Verkon tekninen kestävyys                                 | Kuvaa projektin vaikutusta sähköverkon kykyyn kestää äärimmäisiä tilanteita (poikkeustilanteita). Kriteeri on jaettu kolmeen luokkaan: ei vaikutusta, paranee, paranee paljon   |
| Projektin joustavuus                                      | Kuvaa suunnitellun projektin kykyä soveltua erilaisiin vielä määrittelemättömiin tulevaisuuden tilanteisiin. Kriteeri on jaettu kolmeen luokkaan: heikko, keskimääräinen, hyvä  |
| Sosiaaliset ja ympäristöhaitat                            | Arvio siitä minkä suuruiset ovat projektin haitat ihmisille ja ympäristölle. Mitä suuremmiksi haitat arvioidaan, sitä suurempaa on projektin vastustus ja sitä todennäköisemmin projekti myöhästyy tai peruuntuu.   |
| <b>Projektin perusteluja</b>                              | Mahdolliset tarkemmat perustelut ja kommentit projektin toteuttamiselle   |