



Maija Ruska & Göran Koreneff

# Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla



# **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla**

Maija Ruska & Göran Koreneff



ISBN 978-951-38-7531-2 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)  
ISSN 1455-0865 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2009

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 3, PL 1000, 02044 VTT  
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 3, PB 1000, 02044 VTT  
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 3, P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland  
phone internat. +358 20 722 111, fax + 358 20 722 4374

Toimitus Maini Manninen

Edita Prima Oy, Helsinki 2009

Maija Ruska & Göran Koreneff. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla [New nuclear power plants and the electricity market competition]. Espoo 2009. VTT Tiedotteita – Research Notes 2509. 57 s. + liitt. 12 s.

**Avainsanat** electricity market, market concentration, market power, HHI index

## Tiivistelmä

Selvityksessä tarkasteltiin uusien ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden ristiinomistuksiin, keskittyneisyyteen ja toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa.

Kirjoittajien arvion mukaan markkinoita tulee tulevaisuudessa tarkastella ensisijaisesti pohjoismaisina. Niiden tuntien lukumäärä, jolloin Suomi on muodostanut oman hinta-alueensa, on 2000–2008 vuosittain vaihdellut välillä 1–29 %. Suomi tulee jatkossa muodostamaan entistä harvemmin oman alijäämäisen hinta-alueensa, sillä Suomen ja Ruotsin välinen siirtokapasiteetti ja Suomen sähköntuotantokapasiteetti kasvavat. Lisäksi Nord Poolin laajeneminen Baltiaan vaikuttaa markkinan laajuuteen.

Suomessa on tyypillistä, että voimalaitosten omistus on järjestetty voimaosakeyhtiöillä. Kaksi kolmesta ydinvoimalaitoshankkeesta on useamman sähköntuottajan ja -käyttäjän yhteishanke. Selvityksessä analysoitiin nykyisiä omistussuhteita ja uusien hankkeiden vaikutuksia niihin.

Eri sähköntuotantomuotojen kannattavuutta tulevaisuudessa arvioitiin eri sähkön kysyntöihin perustuvilla sähkömarkkinaskenaarioilla. Kapasiteettirakenteen on oletettu pysyvän pitkälti nykyisen kaltaisena. Merkittävin muutos tulee olemaan uusiutuvan sähköntuotannon lisäys EU-tavoitteiden mukaisesti. Erityisesti konventionaalisella lahteella tuotetun sähkön määrä tulee vähentymään. Sähkön vienti Pohjoismaiden ulkopuolelle tulee kasvamaan tulevaisuudessa.

Uusien ydinvoimalaitosten myötä Suomen kansallisten sähkömarkkinoiden keskittyneisyys kasvaisi. Kasvu on suurinta, mikäli Fortum rakentaisi uutta kapasiteettia. Pohjoismaissa Vattenfallin sähköntuotanto on huomattavasti suurempi kuin Fortumin. Vattenfallin kapasiteetti ei kasva Suomen ydinvoimalaitoshankkeiden myötä. Pohjoismaisella tasolla Suomen ydinvoimahankkeet eivät lisää keskittyneisyyttä merkittävästi.

Ydinvoimaa ei Suomessa käytetä vuorokausi- tai tuntitason säätöön, joten ydinvoimalaitoskapasiteetti ei lisää omistajansa mahdollisuutta jättää sähköpörssiin joustavia tarjouksia. Arvion mukaan ydinvoimakapasiteetti ei lisää toimijoiden markkinavoimaa samassa suhteessa kuin markkinaosuutta.

Maija Ruska & Göran Koreneff. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla [New nuclear power plants and the electricity market competition]. Espoo 2009. VTT Tiedotteita – Research Notes 2509. 57 p. + app. 12 p.

**Keywords** electricity market, market concentration, market power, HHI index

## Abstract

The study assesses the effects the different nuclear power plant projects would have on cross-ownership, market concentration and market power in electricity market. The analyses are given both for Finnish and Nordic power markets.

The authors feel that the electricity market should primarily be viewed as a common Nordic market in the future. During 2000 to 2008 the hours when Finland was an own price area ranged from 1 % to 29 % as annual averages. In the future it will be more and more seldom that Finland will become an own deficit price area, because the cross-border transmission capacity to Sweden will increase as will Finnish electricity production capacity. In addition, the extension of Nord Pool to the Baltic will increase the size of the market.

The ownership of power plants is typically organized through power share companies in Finland. Two of the three nuclear power plant projects are joint ventures with several electricity producers and consumers. The current ownership relations and what effects the new projects might have on them were analyzed in this study.

The competitiveness of different electricity production forms in the future was assessed using different market scenarios based on varying demand expectations. The capacity structure was assumed to stay quite unchanged, where the biggest change is expected to come from new renewable power capacity due to EU targets. Conventional condensing power production will decrease and Nordic electricity exports will increase in the future.

The market concentration would increase in Finland with new nuclear plants, the most if Fortum were the builder. Vattenfall has a decidedly larger electricity production in the Nordic countries than Fortum, and Vattenfall's capacity would be unchanged by the new planned nuclear plants. The nuclear power plant projects do not therefore increase market concentration significantly on a Nordic level.

## Alkusanat

Suomessa on valmisteilla kolme ydinvoimalaitoshanketta. Periaatepäätöshakemuksen uusien laitossyksiköiden rakentamisesta ovat työ- ja elinkeinoministeriöön jättäneet Fennovoima Oy, Fortum Power and Heat Oy ja Teollisuuden Voima Oyj.

Valtioneuvosto arvioi kaikkia periaatepäätöshakemuksia myös yhteiskunnan kokonaisedun kannalta ja tekee kustakin hakemuksesta erikseen valtioneuvoston periaatepäätöksen. Yhteiskunnan kokonaisedun arviointia varten teetetään laaja-alaisesti erilaisia selvityksiä. Valtioneuvoston tulee yhteiskunnan kokonaisetua arvioidessaan kiinnittää huomiota muun muassa ydinvoimalaitoshankkeen tarpeellisuuteen maan energiahuollon kannalta. Koska kunkin hakemuksen tehneen tuottajan rooli ja toiminta sähkömarkkinoilla on erilainen, on päätösprosessin tueksi nähty tarpeelliseksi tehdä arvio ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksesta sähkömarkkinoiden toimintaan Suomessa ja Pohjoismaissa.

Työ- ja elinkeinoministeriö on tilannut VTT:ltä arvion ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksista ristiinomistuksiin ja sähkömarkkinoiden keskittyneisyyteen sekä näiden johdosta toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa. Tämä selvitys liittyy osaltaan ydinvoimalaitoshankkeiden tarpeellisuuden arviointiin maan energiahuollon kannalta. Osana työtä on muodostettu erilaisiin sähkönkulutuksiin perustuvia skenaarioita, joiden avulla voidaan arvioida eri sähkön tuotantomuotojen käyttöä tulevaisuudessa. Lisäksi on lyhyesti arvioitu tapoja, joilla sähkömarkkinoiden kilpailullisuutta voidaan arvioida. Selvityksen tuloksena esitetään arvioita ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksista sähkömarkkinoiden ristiinomistuksiin, markkinoiden keskittyneisyyteen ja toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön markkinahintaan Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoilla.

Tämän raportin kirjoittamiseen ovat VTT:ltä osallistuneet tutkija Maija Ruskan ja tutkija Göran Koreneffin lisäksi tutkija Juha Forsström ja erikoistutkija Veikko Kekkonen. Työ- ja elinkeinoministeriön edustajina selvityksessä ovat toimineet ylitarkastaja Markku Kinnunen, teollisuusneuvos Arto Lepistö ja yli-insinööri Timo Ritonummi.

Tekijät kiittävät kaikkia tahoja, jotka ovat tuottaneet aineistoa työn tekemiseen.

Tekijät vastaavat tämän selvityksen analyseista, tuloksista ja johtopäätöksistä.

Espoossa 31.8.2009

Tekijät

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä .....	3
Abstract .....	4
Alkusanat.....	5
1. Johdanto .....	8
2. Sähkömarkkinoiden nykytila .....	10
2.1 Sähkön kysyntä .....	10
2.2 Sähkön tuotanto Pohjoismaissa .....	11
2.3 Siirtoyhteydet muille markkina-alueille.....	13
2.4 Tuotantomuotojen vertailu .....	13
2.5 Hinnanmuodostus.....	14
2.6 Sähköpörssi Nord Pool.....	16
3. Sähkömarkkinaskenaariot .....	17
3.1 Sähkön kysynnän kehitys .....	18
3.2 Sähkön tuotantokapasiteetin kehitys .....	19
3.3 Rajasiirtoyhteyksien kehitys.....	20
3.4 Skenaariotarkasteluiden tulokset.....	21
4. Kilpailutilanteen analysointi.....	24
4.1 Yhteenveto: käytetty menetelmä .....	24
4.2 Sähkömarkkinoiden erityispiirteitä .....	25
4.3 Markkinavoima .....	26
4.3.1 Markkinavoiman määrittely .....	26
4.3.2 Markkinavoima sähkömarkkinoilla .....	27
4.4 Markkinoiden keskittyneisyys .....	28
5. Tarkasteltavan markkinan laajuus .....	31
5.1 Hinta-alueiden esiintyvyys vuosina 2000–2008.....	31
5.2 Arvio markkinoiden integraatiosta tulevaisuudessa .....	32
5.3 Teollisuuden kaptiivinen sähkön tuotanto .....	34
6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla .....	35
6.1 Omistussuhteet.....	35
6.2 Markkinoiden keskittyneisyys .....	36
6.3 Toimijoiden mahdollisuus vaikuttaa sähkön hintaan.....	40



7. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.....	44
7.1 Omistussuhteet.....	44
7.2 Markkinoiden keskittyneisyys .....	45
7.3 Toimijoiden mahdollisuus vaikuttaa sähkön hintaan .....	47
7.4 Eurooppalaiset sähkömarkkinat.....	49
8. Yksikköön ja teknologisen ratkaisun vaikutukset .....	50
9. Johtopäätökset .....	52
Lähdeluettelo.....	56

## Liitteet

Liite A: Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden toimijoiden esittely

Liite B: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008

Liite C: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Fennovoiman osakkaat merkitty keltaisella

Liite D: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Fortum merkitty keltaisella

Liite E: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Teollisuuden Voiman osakkaat merkitty keltaisella

Liite F: Markkinaskenaariot 2010, 2015, 2020 ja 2030

# 1. Johdanto

Kolme sähköntuottajaa suunnittelee Suomeen uutta tai uusia ydinvoimalaitoksia ja -yksiköitä. Kunkin tuottajan rooli ja toiminta sähkömarkkinoilla on erilainen. Tässä selvityksessä tarkastellaan uuden tai uusien ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden riskiinomistukseen ja tukkumarkkinoiden keskittymiseen Suomessa ja Pohjoismaissa sekä näiden johdosta tuottajien mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa. Lisäksi tarkastellaan, onko uuden voimalaitoksen yksikkökoolla tai teknologisella ratkaisulla (lauhdevoima vai sähkön ja lämmön yhteistuotanto) vaikutuksia edellä kuvattuihin asioihin ja mitä mahdolliset vaikutukset ovat.

Tutkimus sisältää seuraavat osatehtävät:

- Uuden ydinvoimalaitoshankkeen vaikutus tukkumarkkinoiden keskittymiseen Pohjoismaissa ja Suomessa
- Tuottajan mahdollisuus vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa
- Uuden ydinvoimalaitoksen teknologisen ratkaisun sekä tuottajan markkinaroolin vaikutus edellisiin kohtiin ja mitä nämä mahdolliset vaikutukset ovat
- Arvio siitä, mitä useamman kuin yhden ydinvoimalaitosyksikön rakentaminen vaikuttaisi tehtäviin johtopäätöksiin.

Työ- ja elinkeinoministeriö on määrittänyt työn lähtökohdiksi tilanteen vuosina 2015, 2020 ja noin 2030. Sähkön kysynnän oletetaan kehittyvän pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategian tavoite- tai perusuran mukaisesti. Lisäksi tarkastellaan tapausta, jossa sähkön kysyntä on strategian tavoiteuraa pienempi.

Toimijoiden omistussuhteita ja markkinaosuuksia on tarkasteltu käyttäen lähteenä pääasiallisesti yritysten vuosikertomuksia ja muita julkaisuja. Joitain tietoja on myös saatu suoraan toimijoilta. Tehdyt analyysit perustuvat nykytilanteeseen. Sähkön tuottajien markkinaosuudet saattavat muuttua nopeasti esimerkiksi yrityskauppojen tai uusien investointien kautta, eikä tällaisia vaikutuksia voida ennakoita.

Raportissa keskitytään siihen, miten tilanne tulevaisuudessa tulee muuttumaan lisäydinvoimaloiden myötä, eikä arvioida markkinoiden nykytilaa.

Tämän selvityksen lisäksi VTT:llä tehdään työ- ja elinkeinoministeriön tilauksesta tarkempia laskelmia uuden tai uusien ydinvoimalaitosten vaikutuksista sähkömarkkinoihin. Näiden selvitysten tulokset eivät ole tätä työtä tehdessä olleet käytössä.

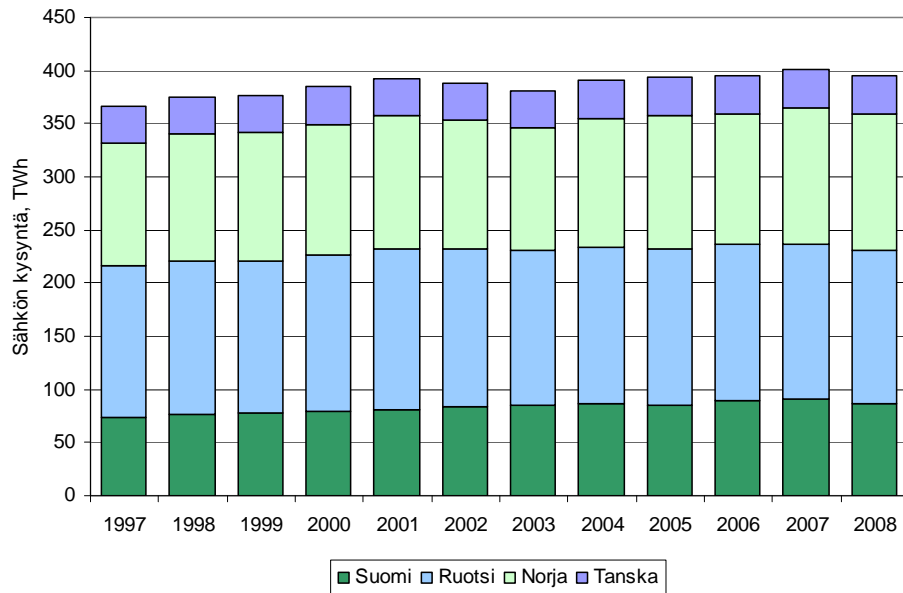
## 2. Sähkömarkkinoiden nykytila

Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska muodostavat pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen. Maiden sähköverkot on yhdistetty toisiinsa ja sähköllä käydään kauppaa sähköpörssi Nord Poolissa. Islannista ei ole siirtoyhteyksiä pohjoismaiselle sähkömarkkina-alueelle, ja tässä raportissa Pohjoismailla viitataan siis Suomeen, Ruotsiin, Norjaan ja Tanskaan. Pohjoismaista sähköverkkoa kutsutaan usein Nordel-verkoksi kantaverkko-operaattorien yhteistyöjärjestön nimen mukaan.

### 2.1 Sähkön kysyntä

Vuosina 1997–2008 sähkön kysyntä on kasvanut pohjoismaisella markkina-alueella keskimäärin noin 2,5 TWh:n vuosivauhdilla (Kuva 1). Vuosien 2002 ja 2003 erittäin korkeat sähkön hinnat vaikuttivat osaltaan kulutukseen alenemiseen: kyseisinä vuosina sähkön kulutus Norjassa aleni noin 5 TWh (2002) ja 10 TWh (2003) vuoden 2001 tasosta, Ruotsissa kysyntä aleni kahdella ja viidellä terawattitunnilla vastaavasti. Suomessa ja Tanskassa sähkön kysyntä ei alentunut vuosina 2002 ja 2003.

Vuonna 2008 sähkön kysyntä aleni edellisen vuoden tasosta taloudellisen taantuman takia. Kysyntä oli noin 396 TWh ennakkotietojen mukaisesti. Suomessa sähkön kysyntä aleni vuonna 2008 edellisen vuoden tasosta 3,5 TWh ja oli 86,9 TWh. Taantuma ehti vaikuttaa vain viimeisten kuukausien sähkön kysyntään.

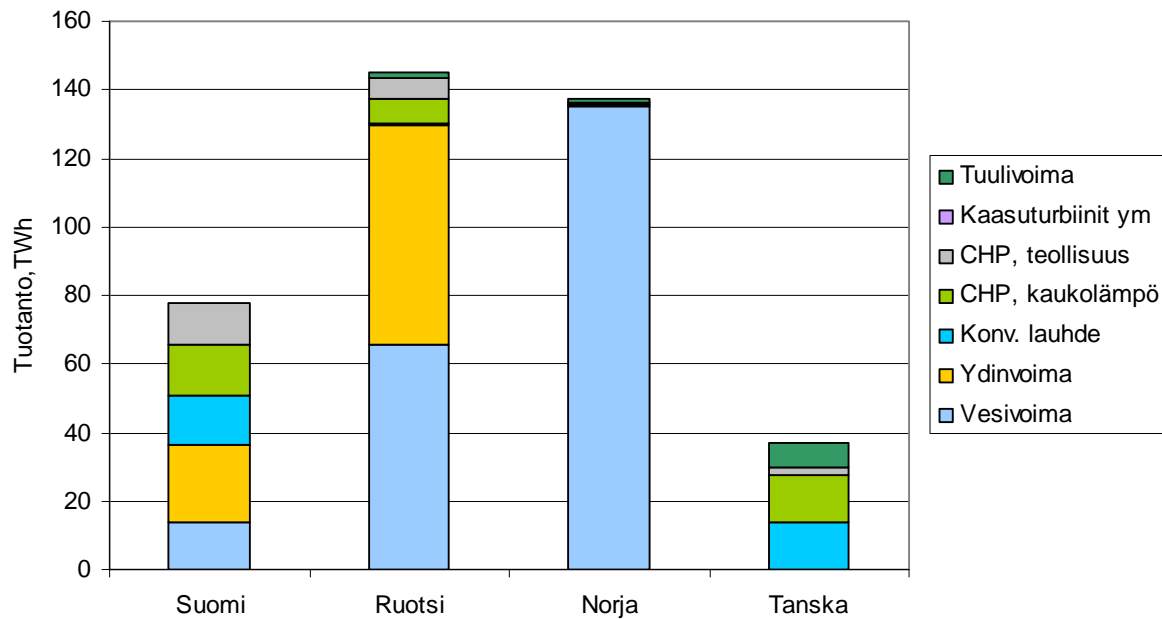


Kuva 1. Sähkön kysyntä Pohjoismaissa vuosina 1997–2007 (data: Nordel Annual Statistics 1997–2007, vuoden 2008 tiedot kunkin maan omista julkaisuista).

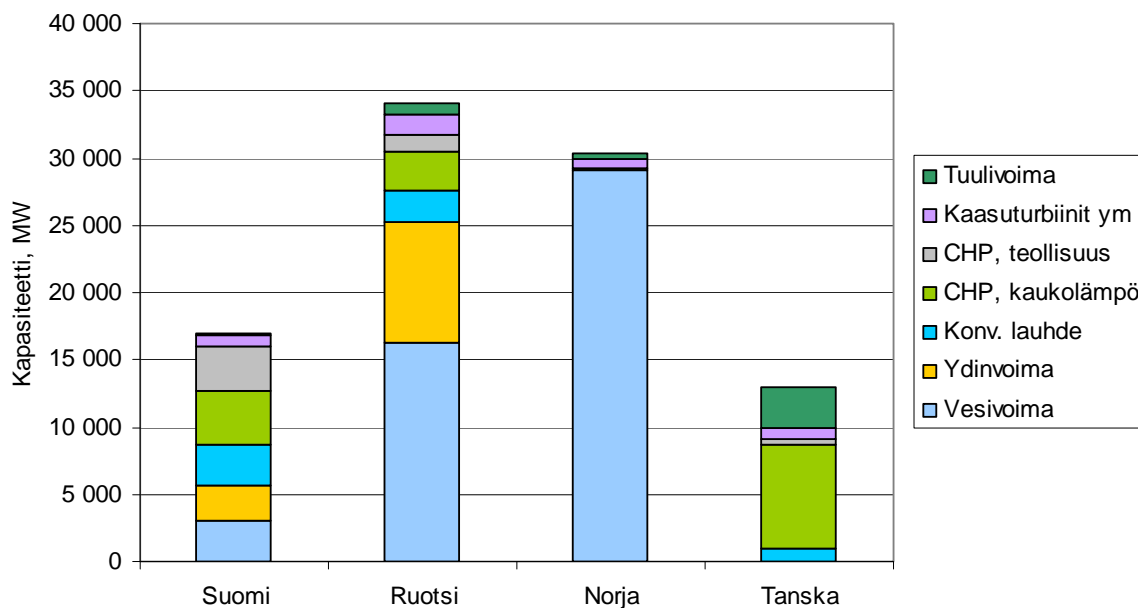
## 2.2 Sähkön tuotanto Pohjoismaissa

Sähkön tuotannon rakenne on erilainen eri maissa. Kuvaan 2 on piirretty sähkön tuotanto (TWh) vuoden 2007 tietojen perusteella ja kuvaan 3 sähkön tuotantokapasiteetti (MW) kyseisen vuoden lopussa. Pohjoismaissa on runsaasti vesivoimaa: Norjassa lähes kaikki tuotettu sähkö tehdään vesivoimalla, Ruotsissa vesivoimalla tuotetun sähkön osuus on lähes puolet tuotetusta sähköstä ja Suomessakin on merkittävää vesivoimakapasiteettia. Ydinvoimalaitoksia on Suomessa neljä ja Ruotsissa kymmenen (vuosituotannot vastaavasti 22 ja 64 TWh). Tanskassa suurin osa sähkön tuotannosta on lämpövoimaa, mutta myös tuulivoiman osuus on merkittävä, noin viidennes tuotetusta energiasta tulee tuulivoimaloista.

## 2. Sähkömarkkinoiden nykytila



Kuva 2. Sähkön tuotanto pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella vuonna 2007 (data: Nordel Annual Statistics 2007).



Kuva 3. Sähkön tuotantokapasiteetti pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella 31.12.2007 (data: Nordel Annual Statistics 2007).

Noin puolet Pohjoismaissa käytetystä sähköstä tuotetaan vesivoimalla. Vuotuinen vesivoimantuotanto voi kuitenkin vaihdella vuodesta toiseen voimakkaasti vesistöihin valuneen veden määrän vaihtelun takia. Vesivoimalla tuotetun sähkön määrä on 2000-luvulla vaihdellut 168 TWh:n (2003) ja 234 TWh:n (2000) välillä.

2000-luvulla pohjoismainen sähkömarkkina-alue on useimpina vuosina ollut sähkön nettotuojia. Suurimmillaan tuonti on ollut noin 17 TWh vuonna 2003. Runsassateisina vuosina 2000 ja 2005 Pohjoismaat ovat olleet nettoviejiä, joskin nettovienti on ollut kohtuullisen pientä suhteessa muina vuosina toteutuneeseen nettotuontiin (nettovienti 1,8 TWh vuonna 2000 ja 0,9 TWh vuonna 2005).

### 2.3 Siirtoyhteydet muille markkina-alueille

Pohjoismaiselta markkina-alueelta on siirtoyhteyksiä Venäjälle, Viroon, Saksaan, Alankomaihin ja Puolaan (Taulukko 1). Siirtokapasiteetti Manner-Eurooppaan on nykyisin yhteensä noin 4 000 MW. Teoreettinen maksimisiirtokyky on tällä 4 000 MW:lla noin 35 TWh/a. Käytännössä sähköä on siirretty Pohjoismaista Manner-Eurooppaan vuonna 2007 noin 9 TWh ja 15 TWh vuonna 2008.

Taulukko 1. Nykyiset siirtoyhteydet Nordel-verkosta ja Nordel-verkkoon.

Kapasiteetti MW	Nordel-verkosta	Nordel-verkkoon
Suomi - Venäjä		1560
Suomi - Viro	350	350
Tanska - Saksa	2100	1550
Norja - Venäjä	50	50
Norja - Alankomaat	700	700
Ruotsi - Saksa	600	600
Ruotsi - Puola	600	600

### 2.4 Tuotantomuotojen vertailu

Sähkön tuotantomuodot poikkeavat toisistaan tekniikaltaan ja käyttäytymiseltään sähkömarkkinoilla.

Vesivoima on tuotantomuotona energiarajoitettu. Vuoden aikana tuotettu energiamäärä riippuu valumasta ja vesivarastoista. Vesivoiman teho on toisaalta koko ajan täysin käytettävissä, mutta maksimituotantojakson pituus määräytyy varastossa olevan veden määrän mukaan.

Konventionaalisen lauhdevoiman tuotantoa ei rajoita energia (polttoaine), mutta laitosten säädettävyys on rajoitettu. Voimalaitoksen käynnistäminen ja pysäyttäminen ovat merkittäviä päätöksiä, sillä käynnistämiseen liittyy kertakorvauksen tapainen investointi. Voimalat halutaan pitää käynnissä kerrallaan noin viikon ajan. Voimaloita saatetaan myös pitää lyhyitä aikoja käynnissä tappiollisesti, jos sähkön markkinahinnan odotetaan nousevan.

## 2. Sähkömarkkinoiden nykytila

Ydinvoimaa ei Suomessa ole käytetty tunti- tai vuorokausitason säätöön lainkaan, vaan voimalat tuottavat koko ajan sähköä nimellisteholla. Ne ovat pois käytöstä vain huoltoseisokkien aikoina.

Tuulivoimalla tuotetaan sähköä aina kun se on mahdollista, mikä aiheuttaa säätötarpeen muille tuotantomuodoille tai kulutukselle.

Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset (CHP-laitokset) tuottavat sähköä pääsääntöisesti lämpökuorman mukaan käyttäjän omaan tarpeeseen. Ne voivat olla tuottamatta sähköä, jos sähkön markkinahinta on tuotantokustannuksia edullisempi.

Vesivoima on ensisijainen tuotantomuoto, jonka tehoa voi ja kannattaa säätää tuntitasolla. Näin vesivoima antaa omistajalleen mahdollisuuden vaikuttaa markkinahintaan sähkömarkkinoilla.

### 2.5 Hinnanmuodostus

Voimalaitosten kustannukset voidaan jakaa karkeasti kahteen luokkaan: kiinteät kustannukset ja muuttuvat kustannukset. Kiinteät kustannukset muodostuvat pääosin voimalaitoksen investointikustannuksista eli suurelta osin rakentamiskustannuksista. Muuttuviin kustannuksiin kuuluvat muun muassa käyttö- ja kunnossapitokustannukset, joista merkittävän osan muodostavat polttoainekustannukset. Fossiilisia polttoaineita käytävillä laitoksilla myös päästöoikeuden hinta vaikuttaa muuttuviin kustannuksiin voimalaitoksen ominaispäästökertoimen mukaisesti.

Voimalaitoksen rakentamisen jälkeen voimalaitosta kannattaa käyttää aina kun sen tuottamasta sähköstä saatava hinta ylittää voimalaitoksen muuttuvat kustannukset. Tällöin voimalaitoksen tuottamasta sähköstä saatava voitto tuo katetta investoinnille. Tämä ei kuitenkaan takaa sitä, että pääomakulut saataisiin katetuksi.

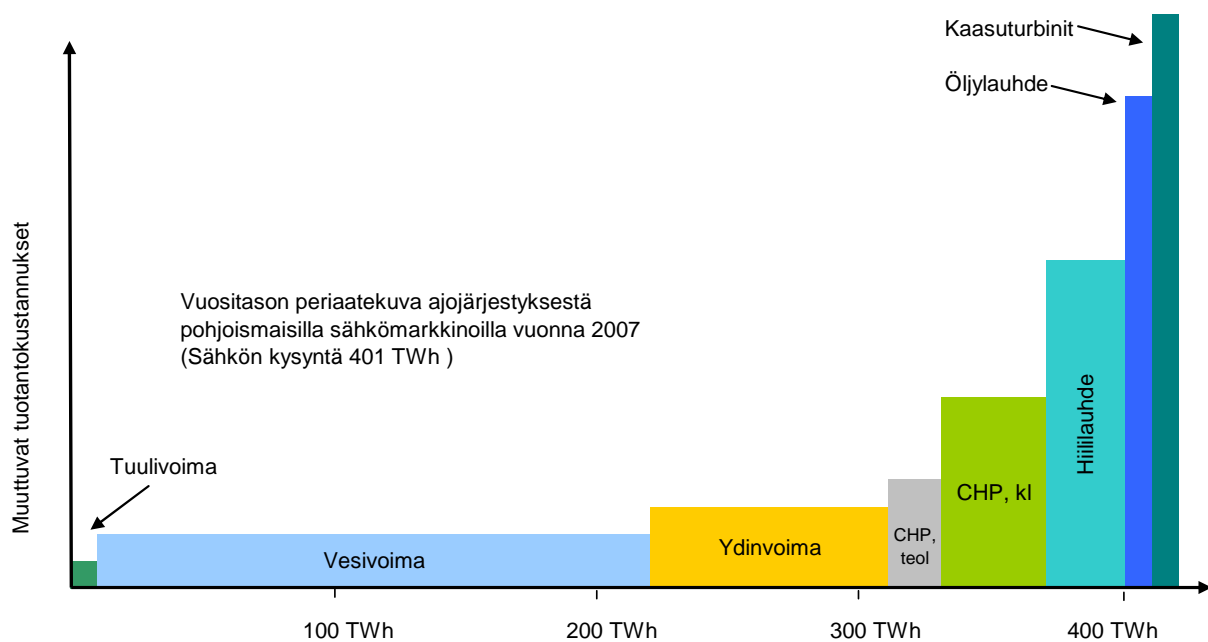
Eri voimalaitokset ovat kustannusrakenteeltaan erilaisia, ja taloudellisesti optimaaliseen voimajärjestelmään kuuluu erilaisia voimalaitoksia sopivassa suhteessa. Pääomaintensiivisimmät sähköntuotantomuodot ovat vesivoima, tuulivoima ja ydinvoima. Näiden voimalaitosten muuttuvat kustannukset ovat hyvin pieniä, joten voimalaitosten kannattaa tuottaa sähköä lähes aina. Toisen ääripään muodostavat kaasuturbiinit, joiden rakentamiskustannukset ovat melko pieniä, mutta muuttuvat kustannukset ovat erittäin suuria. Näitä laitoksia käytetään vuosittain vain hyvin vähän.

Vesivoiman muuttuvat kustannukset ovat käytännössä hyvin pienet, mutta veden varastoitavuus vaikuttaa tuottajan marginaalihyötyyn. Osa valumasta voidaan varastoida luonnollisiin järvi-altaisiin tai tekoaltaisiin. Varastointimahdollisuus tuo vesivoiman omistajalle mahdollisuuden siirtää sähköntuotantoaan aikaan, jolloin toimija saa tuotannostaan parhaan hinnan. Hinta, jolla vesivoimantuottaja tarjoaa tuotettaan markkinoille, riippuu veden varastoarvosta eli niin sanotusta vesiarvosta. Varastoarvo riippuu altaassa olevan veden määrästä ja valumasta, sähkön hinnasta sekä näiden ennusteista. Kun sähkön markkinahinta ylittää vesivoiman tuottajan veden varastoarvon, kannattaa tuottajan tuottaa sähköä. Kun hinta alittaa veden varastoarvon, kannattaa tuottajan tuottaa minimiteholla ja varastoida vesi myöhempää käyttöä varten.



Vuositasen periaatekuva pohjoismaisten sähkömarkkinoiden ajojärjestyksestä on esitetty kuvassa 4. Kuvaan on piirretty vesivoimalle alhaiset muuttuvat kustannukset. Käytännössä vesivoima on kuitenkin pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla usein hinnanasettaja, sillä veden varastoarvo eli vesiarvo muodostuu usein yhtä suureksi kuin kunkin hetken sähkön kysynnän kattamiseen tarvittavan viimeisen voimalaitoksen muuttuvat kustannukset.

Suomen vesivoimalat ovat pääosin jokivoimalaitoksia, joiden mahdollisuudet varastoida vettä ovat heikommalla verrattuna Ruotsin ja Norjan allasvesivoimaan.



Kuva 4. Vuositasen periaatekuva ajojärjestyksestä (tarjontakäyrä) pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2007.

Sähkölle muodostuu tunneittain markkinahinta pohjoismaisessa sähköpörssi Nord Poolissa. Toimijat jättävät edellisenä päivänä tarjoukset kullekin seuraavan päivän tunnille. Jätetyistä tarjouksista muodostetaan kullekin tunnille kysyntä- ja tarjontakäyrät. Sähkön spot-hinta muodostuu siihen pisteeseen, jossa tunneittaiset tarjonta- ja kysyntäkäyrät kohtaavat. Tätä koko markkina-alueen yhteistä sähkön markkinahintaa kutsutaan systeemihinnaksi.

Markkina-alue on jaettu hinta-alueisiin, joille muodostetaan erilliset hinnat, jos alueiden välinen siirtokapasiteetti rajoittaa systeemihinnan muodostumiseen tarvittavien kauppajen edellyttämää sähkön siirtoa. Suomi ja Ruotsi muodostavat omat hinta-alueensa, Tanska ja Norja on jaettu useampaan alueeseen.

Spot-markkinoiden sulkemisen jälkeen toimitustuntiin on aikaa vielä 12–36 tuntia. Markkinan sulkemisen jälkeen tarve sähköntoimituksille saattaa muuttua esimerkiksi ennakoitua suuremman lämpötilan muutoksen takia. Elspot-markkinoiden sulkemisen jälkeen käydään kauppaa Elbas-markkinoilla, joilla kauppaa käydään aina toimitustuntia edeltävään tuntiin saakka.

## 2.6 Sähkötalouden Nord Pool

Pohjoismaissa sähköllä käydään kauppaa sähkötalouden Nord Poolissa ja talletin ulkopuolella OTC-talukinoilla. Talletin ulkopuolella tehtävät kaupat ovat kahdenvälisiä, bilateraalisia kauppvoja.

Pohjoismaisella tasolla Nord Poolin (Nord Pool Spot AS) spot-talukkinan kautta myydään noin 70 prosenttia kulutetusta sähköstä. Suomessa spot-talukkinan volyymi oli vuonna 2008 noin puolet kulutetusta sähköstä. Sähkötalletin Elspot-talukkinoiden tuntihinta on referenssi myös talletin ulkopuolisille kaupoille.

Huhtikuussa 2009 Nord Pool Spotin Elspot-talukkinalla oli yhteensä 325 osallistujaa. Suomessa osallistujia oli 35 (Taulukko 2), joista 22 oli suorita asiakkaita ja 13 clearing-asiakkaita.

Taulukko 2. Suomen Elspotin osallistujalista huhtikuussa 2009 (lähde: Nord Pool Spot).

Osapuoli	Suora asiakas	Clearing-asiakas	Osapuoli	Suora asiakas	Clearing-asiakas
Altia Oyj		x	Metso Oyj		x
Atria Yhtymä Oyj		x	M-Real Oyj	x	
Chevys Voiman Ostajat Oyj	x		Outokumpu Oyj	x	
Energiakolmio Oyj	x		Ovako Bar Oyj		x
Energiameklarit Oyj	x		Oy AGA Ab		x
Fingrid Oyj	x		PVO-Pool Oyj	x	
Fortum Markets Oyj	x		RAO Nordic Oyj	x	
Fortum Power and Heat Oyj	x		Senaatti-kiinteistöt		x
Graniinge Kainuu Oyj		x	SOK	x	
Helsingin Energia	x		Station 1 Finland Oyj	x	
Kaakon Energia Oyj	x		Stora Enso Oyj	x	
Kainuun Energia Oyj		x	Suomen Nikkeli Oyj		x
Kuopion Energia Oyj	x		Tampereen Sähkölaitos	x	
Lapuan Energia Oyj		x	Turku Energia Oyj	x	
Kymppivoima Hankinta Oyj	x		UPM Kymmene Oyj Energia	x	
Lahti Energia Oyj	x		Vattenfall Sähkönmyynti Oyj		x
Lappeenrannan Energia Oyj	x		Vattenfall Sähkötaluktuotanto Oyj		x
Lindex Oyj		x			

Nord Pool ASA ylläpitää sähkön finanssimarkkinoita, joilla voidaan käydä kauppaa sähköjohdannaisista aina neljän vuoden päähän.

### 3. Sähkömarkkinaskenaariot

Sähkömarkkinoiden kehittymistä ja sitä kautta toimijoiden omistaman kapasiteetin kilpailukykyä ja markkinaosuuksia on tässä työssä arvioitu sähkömarkkinaskenaarioiden avulla. Skenaarioiden laskennassa on käytetty VTT:n sähkön markkinahintamallia (MH-malli). Malli perustuu vesiarvolaskentaan sekä kysynnän ja tarjonnan tasapainoon. Malli ei huomioi Pohjoismaiden sisäisiä siirtorajoituksia.

Työ- ja elinkeinoministeriö on asettanut seuraavat raamit skenaariotarkasteluille:

- Nykyisiä ydinvoimalaitosyksiköitä käytetään toimiluvan loppuun tai kunnes niiden käyttöikä on 60 vuotta (LO1:n käyttöikä loppuu vuoden 2027 lopussa, LO2:n vuoden 2030 lopussa, OL1:n vuonna 2038, OL2:n vuonna 2040).
- Sähkön kysyntä on Suomessa ilmasto- ja energiastrategian tavoiteuran suuruinen, herkkyystarkasteluna lasketaan myös perusura. Lisäksi tarkastellaan tapausta, jossa kysyntä on tavoiteuran kysyntää pienempi.
- Kaikissa tapauksissa uudet ydinvoimalaitosyksiköt ovat kooltaan 1 700 MW. Laskentatapaukset: ei lisäydinvoimaa, yksi ydinvoimayksikkö käyttöön vuonna 2020, kaksi yksikköä käyttöön vuonna 2020. Kolme yksikköä käsitellään sanallisena arviona. Tarkasteluvuodet ovat 2020 ja 2030.
- Edellä lueteltujen kohtien lisäksi selvityksessä otetaan huomioon tekohetkellä tiedossa olevat voimalaitosinvestoinnit ja muilta osin sähkötuotantorakenteen oletetaan olevan nykyisen kaltainen (ns. nykyinen kapasiteettirakenne). Vaihtoehtoisessa laskentatapauksessa kapasiteettirakenne toteuttaa EU:n ilmasto- ja energiapaketin uusiutuvan energian tavoitteen (ns. RES 20 % -kapasiteetti).

Sähkömarkkinoilla tulee tapahtumaan monenlaisia muutoksia seuraavien vuosikymmenten aikana. Uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön määrä kasvaa ilman EU:n RES-direktiiviäkin. Tarkasteluissa on kuitenkin hyvä lähteä liikkeelle nykytilanteesta eli nykyisestä kapasiteettirakenteesta. Vastakohtana sille voidaan pitää valtioiden omien tavoitteiden mukaista kapasiteettitilannetta, jossa hyvin optimistisesti odotetaan valtavia tuettuja investointeja esimerkiksi tuuli-

### 3. Sähkömarkkinaskenaariot

voimaan. Tarkasteluissa käytetty RES 20 % -kapasiteettirakenne pohjautuu NEP-projektissa<sup>1</sup> aikaansaatuihin pohjoismaisiin arvioihin sekä eri maiden julkituotuihin tuulivoimatavoitteisiin. Kysynnän muutosvoimakkuus vaikuttaa osaltaan uusiutuvien lisäystarpeeseen. Kysynnän kasvaessa tarvitaan suurempi määrä uusiutuvaa tuotantoa, jotta EU:n uusiutuvalla sähköntuotannolle asetettu tavoite voidaan saavuttaa. Näissä tarkasteluissa tätä piirrettä ei ole huomioitu.

#### 3.1 Sähkön kysynnän kehitys

Selvityksessä käytettävät sähkön kysynät on esitetty taulukossa 3. Suomen osalta kysynnän oletetaan kehittyvän kuten ilmasto- ja energiastrategian tavoite- ja perusurissa (VN 2008). Vastaavat kysynät muille Pohjoismaille pohjautuvat perusurassa SEKKI-hankkeessa<sup>2</sup> kerättyyn aineistoon ja tavoiteurassa sekä NEP-hankkeessa tehtyihin oletuksiin, että ko. oletusten räätelöintiin paremmin vastaamaan Suomen tavoiteuran kehityskaarta. Tavoiteuran mukainen kysynnän kasvu on hyvin maltillinen ja saavuttaa lakipisteensä vuonna 2020. Lisäksi on laskettu tapaus, jossa sähkön kysyntä Pohjoismaissa jää ilmasto- ja energiastrategian tavoiteuraa pienemmäksi.

Taulukko 3. Sähkön kysynnän kehitys eri skenaarioissa.

Sähkön kysyntä (TWh)	2007*	2020			2030	
		Matala	Tavoite	Perus	Tavoite	Perus
Suomi	91,6	93	98	103	95	108
Ruotsi	147,1	142	149,6	155,2	149	159,5
Norja	126,2	120	127,3	139,6	127	143,8
Tanska	36,7	35	37,1	37,5	37	42,5
<b>Yhteensä</b>	<b>402</b>	<b>390</b>	<b>412</b>	<b>435</b>	<b>408</b>	<b>454</b>

\* Ulkolämpötilakorjattu sähkön bruttokäyttö

Vaatimukset energiatehokkuuden parantamiselle saattavat kasvattaa sähkön kysyntää Pohjoismaissa. Sähkön kysyntää lisääviä tekijöitä voivat olla muun muassa

- Siirtyminen öljylämmityksestä sähköllä toimiviin lämmitysjärjestelmiin. Lämpöpumppulämmitysten osuus kasvaa kaikissa Pohjoismaissa. Lämpöpumppulämmitykset vähentävät sähköenergian käyttöä sähkölämmitetyissä taloissa, mutta lisäävät sähköenergian käyttöä muissa taloissa (öljy-, puu-, kaukolämpö- jne. lämmitykset).

<sup>1</sup> NEP: Nordic Energy perspectives. Monivuotinen yhteispohjoismainen tutkimushanke, jossa VTT:kin on mukana. [www.nordicenergyperspectives.org](http://www.nordicenergyperspectives.org)

<sup>2</sup> SEKKI: Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopolitiikan muuttuessa. Tekesin Climbus-tutkimusohjelman tutkimusprojekti.

- Liikenteen sähköistyminen. Liikenteen sähköistyminen voi lisätä kysyntää Pohjoismaissa hyvinkin 5 TWh vuonna 2020 ja jopa 20 TWh vuonna 2030.

Näitä ei ole otettu huomioon tavoiteurassa. Lisäksi sähkön kysyntä Pohjoismaissa voi muuttua nopeastikin, mikäli teollisuus siirtää tuotantoaan tuotantokustannuksiltaan edullisemmille alueille.

### 3.2 Sähkön tuotantokapasiteetin kehitys

Sähkön tuotantokapasiteetin rakenne Pohjoismaissa ja muualla Euroopassa tulee muuttumaan EU:n ilmastotavoitteiden toteuttamisen takia. Päästökauppa on jo osaltaan vaikuttanut eri tuotantomuotojen kannattavuuteen. EU:n 20-20-20-tavoitteiden toteuttaminen, etenkin uusiutuvan energiantuotannon osuuden nostaminen EU:ssa 20 prosenttiin, vaikuttaa rakennettavaan kapasiteettiin. EU:n uusiutuvan energian tavoite siirtää tuotantoa fossiilisista polttoaineista uusiutuviin tuotantomuotoihin mukaan lukien biomassat, vesivoima ja tuulivoima. Suuri osa rakennettavasta kapasiteetista saa tukea (syöttötariffit, vihreät sertifikaatit, investointituet ym.). Myös päästökauppa tukee uusiutuvaa sähköntuotantoa.

EU:hun kuuluvat Pohjoismaat Suomi, Ruotsi ja Tanska ovat vuosina 2007–2008 julkaisseet energiapoliittiset suunnitelmat, joissa määritellään muun muassa uusiutuvan energiantuotannon tavoitteet lähivuosisikymmeninä. Tavoitteita ovat:

- Suomessa ilmasto- ja energiastrategiassa (VN 2008) määritellään tuulivoimalle tavoitteeksi 6 TWh:n tuotanto vuodelle 2020. Tavoitteen saavuttamiseksi otetaan käyttöön uusiutuvan energian syöttötariffi. Strategian tavoiteurassa on lisäksi lisätty CHP:n sähkön tuotantoa 3,4 TWh vuonna 2020 verrattuna vuoteen 2007.
- Ruotsissa tavoitteena on 25 TWh uusiutuviin energialähteisiin perustuvaa uutta sähkön-tuotantoa vuoteen 2020 mennessä (Regeringen 2008). Tästä tavoitteesta noin 20 TWh voisi olla tuulivoimaa. Tuulivoiman suunnittelussa tavoitteena on osoittaa maa-alueet 30 TWh:lle tuulivoimaa vuoteen 2020 mennessä. Ydinvoiman alasarjoista luovutaan. Ydinvoimaloiden tehonkorotukset sallitaan, ja nykyisten ydinvoimalaitosten paikalle voidaan rakentaa uusia voimaloiden eliniän päättyessä. Vanhojen ydinvoimaloiden elinikää voidaan useimmissa tapauksissa pidentää 60 vuoteen. Uudet ydinvoimalaitokset voivat olla teholtaan vanhoja huomattavasti suurempia..
- Tanskassa tavoitteena on tuottaa tuulivoimalla puolet sähkön kulutuksesta vuonna 2025 (ENS 2007). Nykyisellä sähkönkulutuksella tämä tarkoittaisi noin 18 TWh:n vuotuista sähköntuotantoa.

Norja ei ole EU:n jäsen, joten sitä eivät sido EU:n tavoitteet uusiutuvalle sähköntuotannolle. Tuuliolosuhteet ovat kuitenkin Norjassa erittäin hyvät. On esitetty, että Norjaan voitaisiin rakentaa noin 20 TWh maalle rakennettua tuulivoimaa vuoteen 2025 mennessä (NVE & Enova 2008). Lisäksi potentiaali merituulivoimalle on erittäin suuri.

### 3. Sähkömarkkinaskenaariot

MH-mallin laskelmissa oletetaan biomassan osalta, että se osin korvaa olemassa olevaa, fossiilisiin polttoaineisiin perustuvaa tuotantoa. Vesivoiman tuotanto kasvaa Pohjoismaissa RES 20 % -tarkastelussa noin 8 TWh vuoteen 2020 mennessä ja pari TWh lisää sen jälkeen. Tuulivoima kasvaa vuoteen 2020 mennessä 54 TWh:iin ja vuoteen 2030 mennessä 62 TWh:iin. Kasvu on erittäin voimakas, mutta toisaalta alhaisempi kuin Ruotsin tavoitteet ja Norjan mahdollisuudet edellyttäisivät. Ruotsin ydinvoimakapasiteetti kasvaa lähivuosina tehonkorotusten takia nykyisestä noin 9 000 MW:sta noin 10 300 MW:iin.

EU:n IED-direktiivi muuttaa suurten lämpövoimalaitosten SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> ja hiukkaspäästörajoja. Voidaan olettaa, että osa pohjoismaisesta tuotantokapasiteetista (mm. osa hiililauhteesta) jää direktiivin voimaantulon jälkeen hitaaksi reserviksi tai poistuu kokonaan markkinoilta, sillä laitoksiin ei kannata investoida pienten vuotuisten käyttöaikojen takia. Konventionaalisen lauhdekapasiteetin poistumista ei ole huomioitu skenaarioissa. Lauhteella tuotetun sähkön määrä tulee kuitenkin tulevaisuudessa olemaan hyvin pieni eikä vaikuta suurimpien toimijoiden markkinaosuuksiin.

Sähkön tuotanto riippuu hyvin paljon myös polttoainehinnoista ja päästökaupasta. Laskennoissa on käytetty esimerkiksi hiilelle hintaa 9,5 €/MWh ja päästöoikeudelle 30 €/tCO<sub>2</sub>.

### 3.3 Rajasiirtoyhteyksien kehitys

Pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen sisäisiä, hinta-alueiden välisiä pullonkauloja ei mallineta MH-mallin skenaariotarkasteluissa. Markkina-alueen sisäistä integraatiota on tarkasteltu tämän raportin luvussa 5.

Nykyinen siirtokapasiteetti Pohjoismaista Manner-Eurooppaan on noin 4 000 MW. Suunnitteilla olevat uudet investoinnit voivat kaksinkertaistaa kapasiteetin. EU on myöntänyt muutamalle hankkeelle (Estlink 2 Suomen ja Viron välille ja Swedlink Ruotsin ja Liettuan välille) rahoitusta, jos nämä hankkeet käynnistyvät riittävän nopeasti. Baltian maiden ja Puolan välille rakennettaneen 2010-luvun alkupuolella linkki, joka yhdistää Puolan ja Baltian markkinat ja samalla avaa uuden siirtoyhteyden pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta Manner-Eurooppaan. Lisäksi on suunnitteilla useita yhteyksiä Norjasta, Ruotsista ja Tanskasta Manner-Eurooppaan.

Skenaariotarkasteluissa MH-mallissa on mukana seuraavat siirtoyhteyksimuutokset:

- Venäjän siirtoyhteys muuttuu kaksisuuntaiseksi 1 050 MW:n edestä vuoteen 2020 mennessä.
- Estlink 2 on mukana, mutta varovaisesti vain 350 MW:n vahvuisena.
- Linkki Baltian/Puolan ja Ruotsin välille toteutuu 750 MW:n tehoisena ennen vuotta 2020 ja toinen vastaava vielä ennen vuotta 2030.
- Uusi 750 MW:n linkki Norjasta mantereelle toteutuu ennen 2020 ja toinen vastaava ennen vuotta 2030.

Skenaariotarkasteluissa on pidetty Pohjoismaiden ulkopuoliset hinnat siirtoihin kannustamattomina. Tuontihinnat ulkomailta on asetettu korkeiksi ja vientihinnat ulkomaille vastaavasti alhaisiksi. Vienti- ja tuontihintojen osalta vuodelle 2020 on tehty herkkyytarkastelua, missä on laskettu skenaarioita myös markkinaehtoisilla Manner-Euroopan ja Venäjän markkinoiden hinnoilla.

Siirtoyhteydet pohjoismaisen markkina-alueen ulkopuolelle ovat nykyisin usein markkina-toimijoiden rakentamia ja omistamia. Joissain tapauksissa linkin omistaja päättää kapasiteetin käytöstä (eli jollei omistaja siirrä sähköä johdolla, jää rajayhteyden teho käyttämättä). Teoriassa linkin omistaja voi tällöin käyttää markkinavoimaa jättämällä siirtämättä sähköä. Skenaariotarkasteluissa oletetaan, että siirtoyhteydet pohjoismaiselta markkina-alueelta muualle toimivat tulevaisuudessa ”use-it-or-loose-it” -periaatteella (jos linkin omistaja ei siirrä johdolla sähköä, siirtyy teho markkinoiden käytettäväksi).

#### **3.4 Skenaariotarkasteluiden tulokset**

Markkinaskenaarioita on laskettu vuosille 2020 ja 2030 sekä nykyisen kapasiteetin pohjalta (mukaan lukien ydinvoimaloiden tehonkorotukset Ruotsissa ja OL3) että uusiutuvan sähkön-tuotannon (lähinnä tuulivoiman) kasvaessa merkittävästi. Tarkastelut on lisäksi tehty eri kysynnän tasoille. Tulokset vuodelle 2020 esitetään taulukossa 4. Vuoden 2030 tulokset esitetään liitteessä F.

Tässä selvityksessä ei ole huomioitu vesivuosien vaihtelua. Kuivana tai märkänä vesivuotena sähkön tuotantorakenne voi olla hyvin erilainen.

### 3. Sähkömarkkinaskenaariot

Taulukko 4. Sähkömarkkinaskenaariot vuonna 2020. Punaisella merkityt ovat annettuja tavoitearvoja.<sup>3</sup>

Tarkasteluvuosi: Kapasteettitilanne: Sähkön kysyntä: Lisäydinvoima:	2007 401 TWh 402 TWh	2007* 401 TWh 402 TWh	2010 401 TWh 402 TWh	2015 +OL3 (+OL3)	2020										
					Nyk.kapasteetti		RES 20% kapasteetti		412 TWh		412 TWh**				
					412 TWh 0MW 1700MW 3400MW	435 TWh 0MW 1700MW 3400MW	390 TWh 0MW 1700MW 3400MW	412 TWh 0MW 1700MW 3400MW	412 TWh 0MW 1700MW 3400MW	412 TWh** 0MW 1700MW 3400MW	435 TWh 0MW 1700MW 3400MW	435 TWh 0MW 1700MW 3400MW			
<b>Sähkön tuotanto (TWh)</b>															
<b>Tuulivoima</b>															
Suomi	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	5,9	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Ruotsi	1,4	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	20,1	20,1	20,1	20,1	20,2	20,2	20,1	20,1	20,1
Norja	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9
Tanska	7,2	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
<b>Yhteensä</b>	<b>9,7</b>	<b>12,0</b>	<b>12,6</b>	<b>12,6</b>	<b>12,6</b>	<b>12,6</b>	<b>54,0</b>	<b>54,1</b>	<b>54,1</b>	<b>54,1</b>	<b>54,2</b>	<b>54,2</b>	<b>54,1</b>	<b>54,0</b>	<b>54,1</b>
<b>Ydinvoima</b>															
Suomi	22,5	35,7	35,8	49,8	63,9	35,9	49,9	63,6	35,7	49,7	63,7	35,9	49,8	63,8	35,7
Ruotsi	64,3	88,1	74,4	74,8	74,7	75,1	74,9	74,8	74,1	73,9	74,8	74,4	74,1	74,3	74,2
<b>Yhteensä</b>	<b>86,8</b>	<b>110,7</b>	<b>110,7</b>	<b>124,6</b>	<b>138,6</b>	<b>111,0</b>	<b>124,8</b>	<b>137,1</b>	<b>110,0</b>	<b>123,8</b>	<b>137,6</b>	<b>110,7</b>	<b>124,2</b>	<b>137,9</b>	<b>110,0</b>
<b>Vesivoima</b>															
Suomi	14,0	13,1	13,4	13,4	13,4	13,5	13,5	13,4	13,6	13,7	13,6	13,7	13,7	13,6	13,6
Ruotsi	65,5	65,0	66,1	66,0	66,0	66,1	66,1	66,1	68,0	68,0	68,0	68,1	68,1	67,9	68,0
Norja	135,0	121,8	121,0	121,0	121,1	121,1	121,1	121,0	126,2	126,2	126,2	126,3	126,3	126,3	126,2
Tanska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Yhteensä</b>	<b>214,6</b>	<b>199,9</b>	<b>200,4</b>	<b>200,4</b>	<b>200,4</b>	<b>200,7</b>	<b>200,7</b>	<b>207,8</b>	<b>208,0</b>	<b>207,7</b>	<b>208,0</b>	<b>208,1</b>	<b>208,1</b>	<b>207,4</b>	<b>207,8</b>
<b>CHP</b>															
Suomi	26,6	31,5	32,2	31,8	31	32,6	32,5	32,1	24,0	21,2	17,5	29,6	27,3	31,5	29,7
Ruotsi	13,2	16,5	17,2	16,4	16,1	15,8	16,6	16,3	14,3	13,7	12,7	16,2	15,4	14,8	17,5
Norja	0,7	5,6	5,6	5,6	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,0	4,1	6,5	6,5	6,6	6,6
Tanska	15,8	15,6	15,3	15,4	14,5	13,1	15,7	15,6	15,1	10,7	8,7	12,6	11,3	9,2	15,0
<b>Yhteensä</b>	<b>56,3</b>	<b>69,2</b>	<b>70,6</b>	<b>69,6</b>	<b>65,4</b>	<b>70,5</b>	<b>70,2</b>	<b>69,1</b>	<b>54,6</b>	<b>48,6</b>	<b>40,8</b>	<b>64,9</b>	<b>60,5</b>	<b>54,7</b>	<b>70,6</b>
<b>Lauhde</b>															
Suomi	14,5	10,6	4,9	6,4	3,9	2,7	10,8	7,9	5,6	0,8	0,4	0,2	1,3	0,9	0,6
Ruotsi	0,6	2,0	1,8	1,7	1,3	0,9	2,5	2,1	1,5	0,5	0,3	0,1	1,0	0,6	0,4
Norja	0,0	4,0	0,6	0,9	0,6	0,3	1,1	1,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1
Tanska	14,0	15,0	5,8	10,9	6,6	3,4	21,3	15,0	8,9	0,4	0,3	0,1	0,9	0,5	0,2
<b>Yhteensä</b>	<b>29,1</b>	<b>31,6</b>	<b>13,1</b>	<b>19,9</b>	<b>12,4</b>	<b>7,3</b>	<b>35,7</b>	<b>26,0</b>	<b>16,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,4</b>	<b>3,3</b>	<b>2,1</b>	<b>1,2</b>
<b>Markkinatasapaino (TWh)</b>															
Suomi															
<b>Nettovienti</b>	<b>-12,7</b>	<b>-13,9</b>	<b>-4,6</b>	<b>-9,7</b>	<b>1,4</b>	<b>13,5</b>	<b>-9,7</b>	<b>1,2</b>	<b>12,5</b>	<b>-13,0</b>	<b>-1,9</b>	<b>7,9</b>	<b>-11,8</b>	<b>-0,3</b>	<b>10,7</b>
<b>Pohjoismaat</b>															
Tuonti	14,9	2,4	0,9	2,2	0,9	0,5	6,9	3,5	1,8	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	5,0
Vienti	11,9	1,7	5,5	3,3	6,8	12,8	1,9	2,5	4,3	38,2	45,2	50,4	28,5	36,6	43,6
<b>Nettovienti</b>	<b>-3,0</b>	<b>-0,7</b>	<b>4,6</b>	<b>1,1</b>	<b>5,9</b>	<b>12,3</b>	<b>-5,0</b>	<b>-1</b>	<b>2,5</b>	<b>38,2</b>	<b>45,2</b>	<b>50,4</b>	<b>28,3</b>	<b>36,6</b>	<b>43,6</b>

\* Normaali vesivuosi  
 \*\* Siirtöhinnat muualle markkinatapaosuksessa. Muutoin käytetty karkoitettavia hintoja eli korkeita tuonti- ja matalia vientihintoja

<sup>3</sup> Nettovienti pienenee noin 4 TWh:lla noin vuodesta 2031 lähtien Loviisan toisen yksikön poistuttua käytöstä.



Uusiutuville energialähteillä ja ydinvoimalla tuotetun sähkön määrän kasvaessa Pohjoismaat muuttuvat sähkön nettotuojista sähkön nettoviejiksi. Ydinvoiman lisäyksen vaikutus nettoviennin muutokseen näkyy parhaiten nykyisen kapasiteetin laskentatapauksissa. Nettovienti kasvaa 4–5 TWh jokaista 1 700 MW:n lisäydinvoimayksikköä kohden.

Suomi on alijäämäinen RES 20 % -tarkasteluissa, sillä lauhdevoimaa ei juuri kannata tuottaa. Suomi muuttuu sähkön nettoviejäksi, mikäli rakennetaan ainakin kaksi uutta ydinvoimalaitosyksikköä. Nettovienti pienenee vuodesta 2020 vuoteen 2030, jolloin se on enää pari kolme TWh. Nykyisellä kapasiteettirakenteella ydinvoiman vaikutus nettovientiin on suora- viivaisempaa.

Konventionaalisella lauhteella tuotetun sähkön määrä on sitä pienempi mitä enemmän ydinvoimaloita rakennetaan. Tämä näkyy esimerkiksi skenaariosta nykyinen kapasiteettirakenne, kysyntä 435 TWh ja vuosi 2020.

Hiililauhdetuotannon määrä Pohjoismaissa vähenee, mutta hiilivoimaa tarvitaan järjestelmässä säätäväksi keskitehoksi, joten hiililauhde jatkaa marginaalisena tuottajana suurimman osan ajasta. Nopea säätö hoidetaan pääsääntöisesti vesivoimalla. Säätötarve syntyy kulutusvaihteluista ja tulevaisuudessa tuulivoiman vaihtelusta, joihin tuotantojärjestelmän on sopeuttava muuta tuotantotehoa mukauttamalla.

Skenaarioissa CHP:n tuotanto vähenee kysynnän vähenemisen myötä. Vähenemä voi olla merkittävä. Herkkyystarkastelusta (2020, RES 20 %, 412 TWh\*\*) kuitenkin nähdään, ettei näin tule käymään koska sähköä voidaan ja tullaan siirtämään pohjoismaiden ulkopuolelle. Manner-Euroopan sähkön markkinahinta tulee olemaan korkeampi kuin CHP:n tuotantokustannukset, joten sähkön vienti kasvaisi eikä CHP:llä tuotetun sähkön määrä vähenisi.

## 4. Kilpailutilanteen analysointi

### 4.1 Yhteenveto: käytetty menetelmä

Selvityksessä tarkastellaan mahdollisten lisäydinvoimalaitosten vaikutuksia Suomen ja pohjoismaisten sähkömarkkinoiden ristiinomistuksiin, keskittyneisyyteen ja toimijoiden mahdollisuuksiin käyttää markkinavoimaa.

Markkinoiden maantieteellistä laajuutta tarkastellaan erikseen luvussa 5. Luvussa esitetään arvio siitä, tulisiko sähkömarkkinoita tarkastella tulevaisuudessa ensisijaisesti kansallisina vai pohjoismaisina.

Kilpailuvaikutuksia tarkastellaan erikseen Suomelle (luku 6) ja Pohjoismaille (luku 7). Lisäydinvoiman vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla on jaettu kolmeen osaan: vaikutukset omistussuhteisiin (ristiinomistukseen), vaikutukset markkinoiden keskittyneisyyteen ja vaikutukset toimijoiden markkinavoimaan.

Markkinoiden keskittyneisyyden tarkastelussa käytetään toimijoiden markkinaosuuksia. Markkinaosuudet on laskettu seuraavasti:

- Markkinaosuus on toimijan tuottaman sähkön osuus prosentteina sähkön kysynnästä.
- Toimijan omaan sähkön tuotantoon sisällytetään toimijan kokonaan omistama tuotanto ja toimijan osittain voimaosakkuusyhtiöiden kautta omistama tuotanto osakkuussuhteen mukaan.

Sähkömarkkinoiden koko on tässä selvityksessä määritetty kokonaiskysynnän perusteella. Pohjoismaainen sähkömarkkina on useimpina vuosina ollut nettotuontialue. Tulevaisuudessa sähkön tuotanto pohjoismaisella markkina-alueella kasvaa, kun tuulivoima- ja ydinvoimakapasiteetti kasvavat, ja Pohjoismaista tulee sähkön nettoviejä. Nettoviennin voisi rinnastaa lisäkysyntään. Yksinkertaisuuden vuoksi tässä raportissa on kuitenkin tarkasteltu pelkästään pohjoismaisen markkina-alueen sähkökysynnästä laskettuja markkinaosuuksia.

Erikseen tarkastellaan lisäydinvoiman vaikutuksia toimijoiden markkinavoimaan. Tässä tarkastelussa huomioidaan periaatepäätöshakemuksen jättäneiden toimijoiden erilaiset toimintatavat ja yritysten hallussa olevan kapasiteetin määrä ja laatu.

## Tuottajien markkinaosuuksien arviointi

Muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullista uutta tuotantoa eli tuulivoimaa ja ydinvoimaa on yhteensä suunnitteilla varsin paljon Pohjoismaihin. Lisäksi Norjassa on höydyntämätöntä vesivoimapotentiaalia. Tämä työntää yhteistuotantolaitoksia ja konventionaalisia lauhdelaitoksia tarjontakäyrällä oikealle. Nämä laitokset eivät kuitenkaan välttämättä jää kannattamattomiksi, sillä laitoksia tarvitaan tuntitason kysynnän ja tuotannon vaihteluiden tasaamiseen. Voidaan kuitenkin olettaa, että lauhdeella ja osin myös CHP:llä tuotetun sähkön määrä vähenee tulevaisuudessa.

Markkinoiden keskittyneisyyden arviointi edellyttää tietoa suurimpien sähkön tuottajien tuotannon määrästä ja markkinan koosta tulevaisuudessa. Tällaisen tiedon arviointi etukäteen on aina epävarmaa, joten tulevaisuuden sähkömarkkinoiden markkinaosuudet ja keskittyneisyys ovat nykytilanteeseen perustuvia arvioita.

Tuottajien tuotantomäärien arvioinnissa on huomioitu kunkin toimijan nykyinen kapasiteettirakenne ja investointisuunnitelmat. Lähteenä on käytetty pääasiallisesti toimijoiden vuosikertomuksia. Sähkömarkkinaskenaarioiden perusteella on arvioitu kunkin sähköntuotantomuodon kannattavuutta tulevaisuudessa.

## 4.2 Sähkömarkkinoiden erityispiirteitä

Sähkömarkkinoita ei voida suoraan verrata tavallisiin hyödykemarkkinoihin, sillä markkinoiden toiminta riippuu hyvin paljon sähköjärjestelmän teknisistä reunaehdoista. Keskeisin markkinoiden toimintaan vaikuttava ehto on vaatimus sähkön kysynnän ja tuotannon hetkellisestä yhtäsuuruudesta. Markkinoiden vapaa toiminta onkin rajallista – kunkin tunnin sähkön markkinahinta määräytyy sähköpörssissä, mutta maiden siirtoverkko-operaattoreilla on lopullinen vastuu kysynnän ja tarjonnan yhtäsuuruudesta toimitustunnin aikana. Tehotasapainon ylläpitoon vaikuttaa osaltaan se, että sähkön käyttäjän mahdollisuudet sähkön varastointiin ovat hyvin rajallisia.

Uusien toimijoiden on vaikea tulla sähkömarkkinoille. Sähkön tuotanto, jakelu ja siirto ovat pääomaintensiivisiä toimialoja. Suurten voimalaitosten investointikustannukset ovat erittäin suuria, ja laitosten käyttöikä on useita vuosikymmeniä. Ydinvoimalaitosten tekninen elinikä on usein 60 vuotta, ja vesivoimaloiden elinikä voi olla vielä pidempi. Tuulivoiman tekninen käyttöikä on 20 vuotta ja lämpövoimalaitosten tekninen käyttöikä on 25 vuotta.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden erityispiirteenä on, että tuottajille kaikkein kannattavimmat tuotantomuodot vesivoima, ydinvoima ja vastapainevoima ovat kaikki kapasiteettirajoitettuja. Mikäli uuden vastaavan kapasiteetin rakentaminen olisi helppoa, tulisi markkinoille uusia toimijoita. Suomen ja Ruotsin vesivoimapotentiaali on jo käytännössä hyödynnetty, samoin suurelta osin kaupunkien ja teollisuuden lämpökuorma. Ydinvoiman rakentaminen on poliittisen päätöksenteon takana.

## 4. Kilpailutilanteen analysointi

Suuret pohjoismaiset sähköntuottajat omistavat suurelta osin jo rakennetun vesivoiman ja ydinvoiman. Nämä tuotantolaitokset ovat markkinoilla erittäin kannattavia, ja koska vanhojen laitosten investoinnit on jo kuoletettu, tekevät yritykset suuria voittoja. Nämä ”ylisuuret” voitot ovat herättäneet epäilyksiä siitä, toimiiko sähkömarkkinoiden kilpailu ja onko spot-markkinoilla syntyvä hintataso vääristynyt. Markkinavoiman merkittävää käyttöä ei ole kuitenkaan voitu osoittaa.

Koska ydinvoiman lisärakentaminen on luvanvaraista ja uusia lupia myönnetään vain hyvin harvoin, rajoitetaan tällä menettelyllä kilpailua sähkömarkkinoilla. Päätös siitä, mille toimijalle ydinvoiman rakentamislupa annetaan, vaikuttaa toimijoiden voitontekomahdollisuuksiin. Tässä selvityksessä ei ole analysoitu voitonjakoa, vaan tarkastelun kohteena on hinnanmuodostus spot-markkinoilla.

Uusi ydinvoima tulee vaikuttamaan kaikkien tuotantolaitosten kannattavuuteen, mutta vaikutukset ovat suurimpia niillä tuotantolaitoksilla, jotka toimivat marginaalissa. Näiden laitosten käyttö tulee vähenemään.

Sähkön kysynnän jousto on ainakin lyhyellä aikavälillä hyvin pientä, sillä käyttäjien mahdollisuudet vaihtaa sähkön käyttö toiseen energiamuotoon ovat pieniä. Pitkällä aikavälillä korkea sähkön hinta ohjaa vähentämään kulutusta ja päinvastoin. Kysynnän jousto tulee lisääntymään sekä suurkuluttajapuolella että tuntimittareiden yleistyessä pienkuluttajapuolella. Kysynnän lyhyen aikavälin jouston lisääntyminen vähentää tuottajien markkinavoimaa.

Sähkön siirto on sidottu olemassa olevaan verkkoon. Verkkoa ei kannata mitoittaa harvoin esiintyviä siirtotilanteita varten, joten siirtoverkon kapasiteetti rajoittaa ajoittain markkinoiden toimintaa. Siirtoverkko on alun perin rakennettu kansallisen markkinan siirtotarpeita varten. Aika ajoin Pohjoismaiden välisten siirtoyhteyksien kapasiteetti rajoittaa maiden välistä sähkökauppaa.

Sähkömarkkinoiden vapauttaminen kilpailulle tehtiin Pohjoismaissa pääosin 1990-luvun loppupuolella. Tätä ennen sähköntuotanto oli valtiollisten yritysten hallitsema toimiala. Valtioiden omistamat suuret energiayhtiöt hallitsevat yhä markkinoita. Energia on toimialana valtioille strategisesti tärkeä, eikä energiayhtiöitä haluta yleensä yksityistää kokonaan.

### 4.3 Markkinavoima

#### 4.3.1 Markkinavoiman määrittely

Markkinavoiman määritelmä nojautuu täydellisen kilpailun määritelmään. Täydellisen kilpailun markkina on teoreettinen malli markkinasta, jossa yksikään markkinoilla toimiva tuottaja tai kuluttaja ei voi vaikuttaa kaupattavan hyödykkeen hintaan. Jokainen hyödykkeen ostaja ja myyjä on siis hinnanottaja. Hyödykkeen hinta on tällaisilla markkinoilla yhtä suuri kuin sen marginaalinen tuotantokustannus.

Markkinavoimalla tarkoitetaan toimijan mahdollisuutta kannattavasti ylläpitää hintaa, joka on marginaalisia tuotantokustannuksia korkeampi. Markkinavoimaa voidaan mitata Lerner-

indeksillä, joka on tuotteen hinnan ja marginaalisten tuotantokustannusten erotuksen suhde tuotteen hintaan.

$$\text{Lerner-indeksi} = (P - MC) / P,$$

jossa P on tuotteen hinta ja MC marginaalinen tuotantokustannus. Lerner-indeksi saa arvon 0 täydellisen kilpailun markkinoilla. Käytännössä Lerner-indeksiä ei yleensä sovelleta kilpailutilanteen analyysissä, sillä marginaalisten tuotantokustannusten määrittäminen on hyvin hankalaa. Tämän vuoksi markkinavoimaa pyritään arvioimaan tarkastelemalla esimerkiksi markkinoiden keskittyneisyyttä.

### **Määrävän markkina-aseman väärinkäyttö**

Markkinavoiman käyttö on kiellettyä vain, jos yrityksellä on määrävä markkina-asema. Tällöin puhutaan määrävän markkina-aseman väärinkäytöstä, joka on kiellettyä sekä kilpailunrajoituslain 6 pykälän että EY:n perustamissopimuksen 82 artiklan perusteella.

Kilpailunrajoituslain 3 § perusteella määrävä markkina-asema katsotaan olevan yhdellä tai useammalla elinkeinonharjoittajalla taikka elinkeinonharjoittajien yhteenliittymällä, jolla koko maassa tai tietyllä alueella on yksinoikeus tai muu sellainen määrävä asema tietyillä hyödyke-markkinoilla, että se merkittävästi ohjaa hyödykkeen hintatasoa tai toimitusehtoja taikka vastaavalla muulla tavalla vaikuttaa kilpailuolosuhteisiin tietyllä tuotanto- tai jakeluportaalla.

#### **4.3.2 Markkinavoima sähkömarkkinoilla**

Teoriassa täydellisen kilpailun markkinoilla sähkön markkinahinta muodostuu kunakin hetkenä sähkön kysynnän kattamiseen tarvittavan viimeisen mukaan tulevan voimalaitoksen muuttuvien kustannusten suuruiseksi. Markkinavoiman väärinkäyttö ilmeni siten viimeisen tarvittavan voimalaitoksen marginaalikustannuksia korkeampina hintoina eli toimijan tai toimijoiden kykyä nostaa markkinahintaa yli marginaalisten kustannusten.

Lerner-indeksin käyttö ”Energy only” -markkinoilla on kiistanalaista. On huomioitava, että markkinahinnasta tuottajan on saatava sellainen kate, jolla voimalaitosten pääomakustannukset saadaan maksettua. Keskimääräisen spot-markkinahinnan on oltava vähintään käytettävissä olevan kapasiteetin pitkän aikavälin marginaalikustannuksen suuruinen, jotta markkinat olisivat kestäväällä perustalla. Usein keskustellaan siitä, että kapasiteettimarkkinoiden puuttuessa hintojen tulisi sisältää kapasiteettivuokra, sillä lyhyen aikavälin muuttuvien kustannusten mukaan määräytyvä hinta voi olla uuden kapasiteetin rakentamisen kannalta liian pieni. Pohjoismaisille markkinoille on seuraavan 10–15 vuoden sisällä tulossa merkittävä määrä tuulivoimaa, jonka rakentamista tuetaan sertifikaateilla tai syöttötariffeilla. Tuulivoima alentaa sähkön markkinahintaa, mikä entisestään vähentää muun uuden kapasiteetin kannattavuutta.

Käytännössä Lerner-indeksin laskenta sähkömarkkinoilla on haastava tehtävä. Voimalaitosten marginaaliset tuotantokustannukset eivät ole julkista tietoa, ja kustannukset vaihtelevat voima-

#### 4. Kilpailutilanteen analysointi

lakohtaisesti ajan mukana esimerkiksi polttoaineiden hintojen vaihtelu takia. Hinnan asettaja on usein vesivoimalaitos, jonka marginaalikustannukset määritetään vesiarvolaskennalla.

Markkinavoiman käyttö voi ilmetä esimerkiksi tuotannon supistamisena hintojen nostamiseksi. Määrävälissä markkina-asetuksessa oleva sähkön tuottaja voi pidättäytyä tuottamasta sähköä joillain voimalaitoksillaan ja luoda näin keinotekoisesti niukkuuden sähköstä, jolloin sähkön hinta nousee. Käytännössä tällainen markkinavoiman käyttö voi ilmetä esimerkiksi siten, että voimalaitoksen huoltoseisoksi ajoitetaan sähkön korkean kysynnän ajalle.

Toimijoiden mahdollisuutta käyttää markkinavoimaa voidaan arvioida jälkikäteen tarkastelemalla sähköpörssiin jätettyjä tarjouksia. Tällainen analyysi on tehty EU:n kilpailupääosaston raportissa ”Energy Sector Enquiry” (EC DG Comp 2007).

#### **Voimalaitosten säädettävyyden vaikutukset markkinavoimaan**

Erilaiset voimalaitokset ovat säädettävyydeltään hyvin erilaisia. Pohjoismaissa on runsaasti vesivoimaa, jota voidaan säätää helposti. Myös lauhdevoimaa voidaan säätää, mutta lauhdevoiman ylös- ja alasajokustannukset ovat huomattavasti vesivoiman säätökustannuksia korkeampia. Mitä keskittyneempää joustavan sähköntuotannon omistus on, sitä todennäköisempää on, että nämä toimijat käyttävät markkinavoimaa.

#### **Markkinavoiman käyttö ylijäämä- ja alijäämäalueilla**

Markkinavoiman käyttöä voidaan tarkastella erikseen ylijäämä- ja alijäämäalueilla. Molemmissa tapauksissa määrävälissä markkina-asetuksessa olevan tuottajan kannattaa vähentää tuotantoaan.

Alijäämäalueeksi kutsutaan sähkömarkkinoiden aluetta, jolla on vähemmän sähköntuotantoa kuin kulutusta, ja sähköä siirretään muilta alueilta alijäämä-alueelle. Alijäämäalueella määrävälissä markkina-asetuksessa olevan tuottajan kannattaa vähentää tuotantoaan, jotta siirtoyhteyden kapasiteetti rajoittaisi yhteisen hinnan edellyttämää siirtoa. Mikäli hinta-aluejako tehdään, voi tuottaja hinnoitella tarjouksensa marginaalikustannuksia korkeammaksi. Äärimmillään hinta voi tällöin olla hyvinkin korkea.

Ylijäämäalueeksi kutsutaan sähkömarkkinoiden hinta-alueita, jolla on enemmän sähköntuotantoa kuin kulutusta, ja sähköä siirretään hinta-alueelta muille alueille. Tällaisella alueella määrävälissä markkina-asetuksessa olevan sähkön tuottajan kannattaa vähentää tuotantoaan, jotta hinta-alueita ei muodostettaisi ja hinta säilyisi korkeampana. Tässä tapauksessa hinta ei voi muodostua naapurialueen hintaa korkeammaksi.

### **4.4 Markkinoiden keskittyneisyys**

Koska markkinavoiman laskennallinen määrittely on hyvin hankalaa, pyritään markkinavoimaa analysoimaan usein markkinaosuuksia tarkastelemalla. Markkinavoiman ja markkinoiden keskittyneisyyden välillä on yhteys: suuri markkinaosuus viittaa siihen, että toimijalla on

määrävä markkina-asema. Markkinavoiman arvioimisessa tulee kuitenkin ottaa huomioon markkinoiden erityispiirteet.

Yritysten markkinaosuuksien eroista voidaan tehdä päätelmiä markkinoiden keskittyneisyydestä. Mitä suurempi on kahden suurimman yrityksen välinen markkinaosuuksien ero ja mitä hajautuneemmat ovat muiden kilpailijoiden markkinaosuudet, sitä suurempi on todennäköisyys, että korkean markkinaosuuden haltijalla on merkittävää markkinavoimaa. Toisaalta yrityksellä voi olla paljon markkinavoimaa, vaikka sen markkinaosuus on pieni. Tähän vaikuttaa esimerkiksi yrityksen käytettävissä oleva vapaa kapasiteetti. (Kilpailuvirasto 2009)

### Markkinoiden keskittyneisyyttä kuvaavat indeksit

Hyvin tunnettu keskittyneisyyden mitta on Herfindahl–Hirschmann-indeksi (HHI). HHI lasketaan markkinaosuuksien neliöiden summana, ja sen arvot vaihtelevat välillä 0 (atomistinen markkina) – 10 000 (monopoli), jos markkinaosuudet ilmoitetaan prosentteina. Pohjoismaiset kilpailuviranomaiset ovat raportissaan (Nordic competition authorities 2003) käyttäneet seuraavia raja-arvoja<sup>4</sup> HHI-indekseille

- $HHI < 1000$ : markkina ei ole keskittynyt
- $1000 < HHI < 1800$ : markkina on kohtuullisen keskittynyt
- $HHI > 1800$ : markkina on voimakkaasti keskittynyt.

Ristiinomistus tarkoittaa tilannetta, jossa toimija (investoija) omistaa osuuksia kahdesta tai useammasta samalla markkinalla toimivasta yrityksestä. Ristiinomistussuhde voi olla myös epäsuora, jolloin samalla markkinalla toimivat yritykset omistavat osuuksia toisistaan. Ristiinomistus lisää investoijien halukkuutta nostaa hintoja. Tätä voidaan kuvata indeksillä  $HHI_i$  (incentives adjusted). Tässä selvityksessä (kuten useissa aiemmissakin selvityksissä) termiä ”ristiinomistus” käytetään myös voimaosakeyhtiöiden yhteydessä.

Lisäksi voidaan laskea HHI-indeksi, joka ottaa huomioon useaa markkinoiden toimijaa omistavien tahojen mahdollisuudet kontrolloida omistamiaan yrityksiä. Tällainen indeksi olisi  $HHI_{ic}$  (incentives and control adjusted). Pohjoismaisten kilpailuviranomaisten raportissa näin on huomioitu esimerkiksi Norjan valtion omistukset sekä Statkraftissa että Norsk Hydrossa.

### Voimaosakeyhtiöiden tuottama sähkö

Suomessa suuri osa voimalaitoksista on eri yhtiöiden yhteisomistuksessa Mankalaperiaatteella. Tällä tarkoitetaan yhtiöjärjestystä, jossa voimalaitoksen omistavan yhtiön osakkeet antavat oikeuden yrityksen tuottamaan sähköön omakustannushinnalla. Voimaosakeyhtiö voi myös omistaa edelleen yhtiöitä, jotka omistavat voimalaitoksia. Suurimpia Mankala-

---

<sup>4</sup> HHI-rajat ovat peräisin julkaisusta ”Horizontal Merger Guidelines” (The US Department of Justice and Federal Trade Commission 1992).

#### 4. Kilpailutilanteen analysointi

periaatteella toimivia yrityksiä ovat Pohjolan Voima Oy ja Teollisuuden Voima Oyj. Voimalaitosten yhteisomistus on yleistä myös muissa Pohjoismaissa.

Toimijoiden markkinaosuudet lasketaan tässä selvityksessä siten, että toimijan sähkön tuotannoksi lasketaan toimijan kokonaan omistamien voimalaitosten tuotanto, toimijan osittain omistamien voimalaitosten tuotanto osakkuussuhteessa sekä toimijan vuokraama tai omistama sähkön tuonti muilta markkina-alueilta. Vastaavaa tapaa on käytetty esimerkiksi Norjan sähkömarkkinoiden analysoinnissa (SNF 2006).

#### **HHI-indeksien laskenta: kapasiteetti vai tuotettu energia**

Sähkömarkkinoilla eri yritysten markkinaosuuksia voidaan tarkastella osuutena kapasiteetista (MW) tai osuutena tuotetusta tai kulutetusta sähköstä (TWh).

Kapasiteettiperusteisen laskennan ongelmana on lähtötietojen epätarkkuus. Eri lähteissä ilmoitetut kokonaiskapasiteetit ovat eri suuria riippuen siitä, mitkä voimalaitokset on oletettu kuuluvan kokonaiskapasiteettiin. Osa laitoksista on laitettu pitkäaikaiseen säilytykseen (mothballed), eikä niiden aina lasketa kuuluvan mukaan käytettävissä olevaan kapasiteettiin. Lisäksi kunakin hetkenä todellisuudessa käytettävissä oleva kapasiteetti on merkittävästi pienempi kuin teoreettinen kokonaiskapasiteetti, sillä osa voimalaitoksista voi olla vikaantunut tai vuosihuollossa. Kunkin sähköntuottajan ilmoittama oman kapasiteetin suuruus voi myös olla laskettu eri tavoin.

Erityyppiset voimalaitokset poikkeavat toisistaan huomattavasti huipunkäyttöajoiltaan. Esimerkiksi ydinvoiman huipunkäyttöaika voi olla luokkaa 8 000 h/a, jolloin laitos tuottaa sähköä nimellistehollaan yli 90 % vuoden tunneista. Tuulivoimalle huipunkäyttöaika on Suomessa rannikkoalueilla ollut noin 2 400 h/a, jolloin nimellisteholla tuotettuja tunteja tulisi vain 27 %. Erilaisten voimalaitosten kapasiteetteja ei tulisi vertailla keskenään huomioimatta erilaisia huipunkäyttöaikoja.

Tässä selvityksessä yritysten markkinaosuudet on laskettu vuositasona yrityksen tuottaman sähkön osuutena markkina-alueella kulutetusta sähköstä. Tärkeimpänä syynä tähän valintaan on se, että käyttämällä kulutettua sähköenergiaa voidaan sekä kunkin tuottajan markkinaosuus että markkinan kokonaiskoko määrittää yksiselitteisesti.



## 5. Tarkasteltavan markkinan laajuus

Markkinoiden keskittyneisyyteen vaikuttaa hyvin paljon tarkasteltavan markkina-alueen maantieteellinen laajuus. Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan kansalliset sähkön tukkumarkkinat ovat verrattain keskittyneet, sillä kutakin markkinaa hallitsee valtion enemmistöomistuksessa oleva yritys. Yhteinen pohjoismainen markkina on toisaalta huomattavasti vähemmän keskittynyt, sillä suuria toimijoita on näillä suuremmilla markkinoilla useampia.

Markkinoiden koko on Pohjoismaita pienempi niinä aikoina, jolloin hinta-alueiden välinen siirtokapasiteetti rajoittaa systeemihinnan muodostumisen edellyttämiä kauppvoja.

Kohdassa 5.1 on lyhyesti esitetty analyysi Suomen ja Ruotsin välisistä hintaeroista vuosina 2000–2008. Kohdassa 5.2 esitetään arvioita markkinoiden integraatiosta tulevaisuudessa. Selvitykset Suomen ja Ruotsin jakamisesta useampaan hinta-alueeseen ovat käynnissä. On mahdollista, että ainakin Ruotsi jaetaan useampaan hinta-alueeseen. Ennen kuin uusista hinta-alueista on päätetty, voidaan vain spekuloida eri ratkaisujen vaikutuksia. Tässä raportissa tehtävät laajemmat analyysit pohjautuvat nykyiseen aluejakoon.

### 5.1 Hinta-alueiden esiintyvyys vuosina 2000–2008

Suomi voi käytännössä muodostaa yhteisen hinta-alueen vain Ruotsin kanssa, sillä Suomesta on merkittäviä siirtoyhteyksiä pohjoismaisen markkina-alueen sisällä vain Ruotsiin. Sähkön tukkumarkkinat ovat siten laajemmat kuin Suomen kansalliset tukkumarkkinat niinä aikoina, kun Suomen ja Ruotsin välinen siirtokapasiteetti ei rajoita yhteisen hinnan muodostumisen edellyttämiä kauppvoja. Kun Suomen ja Ruotsin hinnat ovat yhtä suuria, vaihtelee markkinan laajuus Suomen kannalta Suomen ja Ruotsin muodostamasta markkinasta koko Pohjoismaiden laajuiseen markkinaan. Hinta-alueiden esiintyvyyksistä on viime vuosina julkaistu useita selvityksiä (esimerkiksi EI 2007).

Suomen ja Ruotsin aluehintojen suuruudet, hinta-alueiden esiintyvyys ja Suomen ja Ruotsin välisen hintaeron suuruus vuosilta 2000–2008 on esitetty taulukossa 5.

Suurin pullonkaulatuntien määrää ja syntyneen hintaeron suuruutta selittävä tekijä on vesivuoden laatu. Vesivoimaa tuotetaan erityisen paljon Norjassa ja Pohjois-Ruotsissa, ja märkinä vuosina siirtokapasiteetti pohjoisesta etelään rajoittaa sähkön siirtoa Ruotsista Suomeen.

## 5. Tarkasteltavan markkinan laajuus

Vesivoiman tuotanto on ollut 2000-luvulla suurimmillaan 234 TWh vuonna 2000, ja tällöin Suomen aluehinta on muodostunut Ruotsin hintaa korkeammaksi 16 %:ssa vuoden tunneista. Toiseksi eniten vesivoimantuotantoa oli vuonna 2005, jolloin vesivoimantuotanto oli yhteensä 222 TWh. Tällöin Suomen aluehinta oli Ruotsin hintaa korkeampi 8 %:ssa vuoden tunneista.

Kuivina vuosina ”puuttuvaa” vesivoimantuotantoa kompensoidaan tuottamalla sähköä lämpövoimalla, jota on paljon Suomessa. Näiden laitosten kannattavuuteen ja siten myös tuotetun sähkön määrään vaikuttavat lisäksi polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat. Vuosina 2003 ja 2004 vesivoimantuotanto oli erityisen alhainen, 168 TWh ja 183 TWh vastaavasti. Näinä vuosina Suomen ja Ruotsin välinen siirtoyhteys on rajoittanut sähkön siirtoa Suomesta Ruotsiin, ja hinta-aluehinta, jona Suomen hinta on ollut pienempi kuin Ruotsin hinta, on muodostunut vuoden tunneista 29 %:ssa vuonna 2003 ja 24 %:ssa vuonna 2004.

Hinta-alueiden esiintyvyyteen on vaikuttanut myös kantaverkkoyhtiöiden toimintatapa, jossa maan sisäisen siirtokapasiteetin riittämättömyyttä kompensoidaan rajoittamalla sähkön siirtokapasiteettia naapurimaihin. Varsinkin Svenska Kraftnätin toimintaa on kritisoitu viime vuosina, ja Svenska Kraftnätistä on tehty valitus EU:n komissioon.

Myös viat voimalaitoksissa ja siirtoyhteyksissä vaikuttavat hinta-alueiden syntymiseen.

Taulukko 5. Suomen ja Ruotsin väliset pullonkaulat vuosina 2000–2008. Hintaero Suomen hinta – Ruotsin hinta.

	Aluehinnat, €/MWh		Hinta-alueiden esiintyvyys, %			Suomen ja Ruotsin välisen hintaeron suuruus, €/MWh				
	Suomi	Ruotsi	HEL=STO	HEL>STO	HEL<STO	minimi	1. kvartiili	mediaani	3.kvartiili	maksimi
2000	14,88	14,24	84 %	16 %	0 %	-2,85	1,87	3,59	5,18	35,19
2001	22,84	22,86	99 %	0 %	1 %	-13,95	-5,07	-1,95	-0,52	13,08
2002	27,28	27,62	95 %	3 %	2 %	-68,06	-16,65	1,24	4,64	18,30
2003	35,31	36,49	71 %	0 %	29 %	-26,38	-5,60	-2,74	-1,19	-0,01
2004	27,68	28,08	76 %	0 %	24 %	-11,86	-2,26	-1,11	-0,52	-0,01
2005	30,53	29,77	91 %	8 %	1 %	-28,58	1,34	4,22	8,44	1111,85
2006	48,57	48,12	93 %	3 %	4 %	-26,85	-3,75	-1,06	2,42	275,40
2007	30,01	30,26	95 %	1 %	4 %	-17,87	-8,23	-4,02	-1,38	20,00
2008	51,02	51,12	97 %	0 %	2 %	-19,88	-7,16	-2,64	-1,53	-0,20

## 5.2 Arvio markkinoiden integraatiosta tulevaisuudessa

Hinta-alueita tulee olemaan myös tulevaisuudessa, sillä maiden välisiä ja sisäisiä siirtoverkkoja ei ole taloudellisesti järkevää mitoittaa harvoin esiintyviä siirtotilanteita varten. Voidaan kuitenkin olettaa, että hinta-alueiden esiintyvyys vähenee tulevaisuudessa. Seuraavassa on esitetty asiaan vaikuttavia tekijöitä.

Suomen oma sähköntuotantokapasiteetti kasvaa lähivuosina. Suomi on viime vuosina ollut riippuvainen sähkön tuonnista naapurimaista, sillä Suomen oma sähköntuotantokapasiteetti ei

ole riittänyt kattamaan kotimaista kulutusta. Kapasiteetitilanne paranee lähivuosina Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön käynnistyessä. Suomeen rakennetaan myös uutta uusiutuvaa sähköntuotantokapasiteettia EU 20-20-20 -tavoitteiden toteuttamiseksi. Tarve sähkön siirrolle Ruotsista Suomeen vähenee Suomen oman sähköntuotantokapasiteetin kasvaessa.

Suomen ja Ruotsin jakamista useampaan hinta-alueeseen selvitetään paraikaa Pohjoismaiden ministerineuvoston aloitteesta. Ruotsin jakaminen useampaan hinta-alueeseen vähentäisi todennäköisesti niitä tunteja, joina Suomi muodostaa oman hinta-alueensa. On todennäköistä, että Suomi liittyisi useammin laajempaan markkinaan jonkin Ruotsin hinta-alueen kanssa.

Alustavien arvioiden mukaan Suomen jako kahteen hinta-alueeseen toteutettaisiin siten, että tyypillisissä siirtotilanteissa Suomi pidetään yhtenä hinta-alueena. Poikkeuksellisen kuivina tai märkinä vesivuosina Suomi jaettaisiin väliaikaisesti kahteen hinta-alueeseen. Fingridin arvion mukaan näitä vuosia olisi noin 1–2 kymmenessä vuodessa (Fingrid 2009).

Arviota tulevaisuuden hinta-alueiden esiintyvyydestä ei voida luotettavasti tehdä ennen kuin mahdollinen uusi hinta-aluejako on selvillä.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden integraatio kasvaa lähitulevaisuudessa, kun markkina-alueen sisälle rakennetaan uusia siirtoyhteyksiä. Nordel esitti vuonna 2004 verkkovahvistuksia viiteen, priorisoituaan projektiin, joiden rakentaminen katsotaan tärkeäksi markkinoiden toiminnan kannalta. Nämä projektit ovat

- Fenno-Skan 2 (Suomi–Ruotsi)
- Nea-Järpströmmen (Norja–Ruotsi)
- Sydlänken (Etelä-Ruotsi)
- Store Baelt (Itä- ja Länsi-Tanska)
- Skagerrak IV (Tanska–Norja).

Pohjoismaiset kilpailuviranomaiset uskovat, että jos nämä investoinnit toteutuvat, pohjoismaisen markkinan integraatio kasvaa ja kilpailutilanne paranee (Nordic Competition Authorities 2007).

Vuoden 2008 ”Nordic Grid Master Plan” (Nordel 2008) esittää lisäksi neljää uutta vahvistusta pohjoismaisen verkon sisälle. Vahvistuksia tehtäisiin tämän esityksen mukaan Ruotsin ja Norjan välille, Suomen ja Ruotsin välille (vaihtosähköyhteys pohjoiseen) ja kaksi uutta linkkiä Norjan sisälle.

Lisäksi on käynnissä useita hankkeita, joissa suunnitellaan tai rakennetaan siirtoyhteyksiä pohjoismaisen markkina-alueen ulkopuolelle. Hankkeet tukevat EU:n energiamarkkinoiden integraatiota. Suomen kannalta erityisesti Baltian maiden sähkömarkkinoiden liittäminen pohjoismaisiin markkinoihin vaikuttaisi markkinoiden maantieteelliseen laajuuteen. Sähkömarkkinoiden integroitumisen jatkuessa kansallisten markkinoiden merkitys vähenee.

Pohjoismaiden sisäisten ja välisten siirtoyhteyksien vahvistaminen sekä Suomen sähköntuotantokapasiteetin kasvu vaikuttavat merkittävästi markkinoiden integraatioon. Arviomme mukaan kansallisen sähkön tukkumarkkinan merkitys tulevaisuudessa tulee vähenemään ja markkinoita tulisi käsitellä ensisijaisesti pohjoismaisina.

### 5.3 Teollisuuden kaptiivinen sähkön tuotanto

Pohjoismainen sähkön markkinahinta muodostetaan sähköpörssi Nord Poolissa. Pörssin kautta myydään noin 70 prosenttia Pohjoismaissa kulutetusta sähköstä, ja Suomessa vastaava osuus on noin puolet kulutetusta sähköstä. Vain pörssikauppaan osallistuvat sähkön tuottajat ja käyttäjät vaikuttavat sähkölle muodostuvaan markkinahintaan lyhyellä aikavälillä.

Kilpailuvirasto on lausunnossaan Fortum Power and Heat Oy:n ja E.ON Finland Oyj:n yrityskaupasta (Dnro 52/81/2006) arvioinut, että ”sähkön tuotanto ja tukkumyynti muodostavat yhdessä relevantin tuotemarkkinan. Kilpailuviraston tapauskäytännössä kaupallisiin markkinoihin on katsottu kuuluvan vain ne tuotanto-osat, joiden voidaan todellisuudessa katsoa olevan vapaassa vaihdannassa markkinoilla. Näin ollen esimerkiksi konsernin sisäiset toimitukset eivät kuulu kaupallisiin markkinoihin. Kilpailuviraston arvion mukaan esimerkiksi sähkö, jonka metsäintegraatti itse tuottaa ja myy konsernin sisäisesti, on käyttötarkoitukseltaan sidottua tuotantoa, eikä siten ole vapaassa vaihdannassa. Tällaisen tuotannon siirtäminen kaupallisille markkinoille ei useinkaan ole pelkästään teknisistä syistä mahdollista saati taloudellisesti mielekäästä. Näin ollen tällainen kaptiivinen tuotanto ei vaikuta kilpailuolosuhteisiin kaupallisilla markkinoilla. Myös Euroopan komissio on useissa tapauksissa päätenyt samaan johtopäätökseen. Viraston arvion mukaan sähkön tukkumyynti kattaa tuotantoyhtiöiden sähkön myynnin suoraan vähittäismyyjille ja teollisuusyrityksille niin sanottuna bilateraalikauppana sekä myynnin Nord Pool-sähköpörssin fyysisen sähkön markkinoille.”

Pidemmällä aikavälillä kaikki toimijat voivat muuttaa toimintatapaansa ja myydä kaiken tuottamansa sähkön pörssiin sekä ostaa kaiken tarvitsemansa sähkön pörssistä. Viime vuosina usea pohjoismainen toimija onkin alkanut menetellä näin, kun Nord Pool on muuttanut hinnoittelukäytäntöään. Yhtä lailla loppukulutus ei ole riippuvaista kaptiivisesta tuotannosta, vaan tehtaot pyörivät edelleen esimerkiksi voimalaitosten vikaantumistilanteissa.

Vaikka nykytilanteessa sähkön hinnan muodostukseen osallistuukin aktiivisesti vain osa sähkömarkkinoiden toimijoista, voidaan pitkällä aikavälillä olettaa, että kaikki toimijat osallistuvat hinnan muodostumiseen. Tässä selvityksessä pidetään lähtökohtana sitä, että Suomen sähkön tukkumarkkinan laajuutena on sähkön kysyntä Suomessa.

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

Tässä luvussa on esitetty ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden risitiinomistukseen, tukkumarkkinoiden keskittymiseen ja näiden johdosta toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa. Pääpaino analyysseissa on vuodessa 2020, sillä toimijakohtaisten tuotantovolyymien ennustaminen vuodelle 2030 on epävarmaa.

Ydinvoimahakemuksen jättäneet toimijat on esitelty tämän selvityksen liitteessä A.

### 6.1 Omistussuhteet

#### Nykytila

Suomen sähkömarkkinoilla toimii noin 120 sähköä tuottavaa yritystä, ja voimalaitoksia on noin 550. Vain neljän yrityksen osuus kapasiteetista ylittää 5 % kokonaiskapasiteetista, ja kolmen suurimman yrityksen yhteenlaskettu osuus kapasiteetista on noin 45–50 % (EMV 2008).

Suomen sähkömarkkinoilla on tyypillistä, että useat toimijat omistavat yhdessä voimalaitoksia tai voimalaitoksia omistavia yhtiöitä (voimaosakeyhtiöitä). Voimalaitosten omistus on organisoitu yhtiöjärjestyksellä, jossa yrityksen osakkaat ovat velvollisia maksamaan yhtiön toiminnasta aiheutuvat kustannukset ja oikeutettuja saamaan yhtiön tuottamaa sähköä omistussuosuksiansa suhteessa. Tämän niin sanotun Mankala-periaatteen laajan soveltamisen takia voimalaitosten omistussuhteet ovat hyvin monimutkaisia.

Liitteessä B on esitetty merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla. Kuten kaavio osoittaa, Suomen sähkömarkkinoiden toimijat ovat laajasti organisoituneet useaan eri voimaosakeyhtiöön. Yksittäiset toimijat voivat omistaa osuuksia useassa eri voimaosakeyhtiössä, eikä selkeää jakoa yritysten välillä voida tehdä. Suomessa on myös yleistä, että paljon sähköä käyttävät teollisuusyritykset omistavat osakkuuksia sähköä tuottavissa yhtiössä. Suurimmat toimijat ovat

- Fortum, joka on valtion enemmistöomistuksessa oleva pörssiyritys. Fortumilla on merkittäviä omistussuosuuksia Teollisuuden Voimassa ja Kemijoessa.

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

- Pohjolan Voima (PVO), joka on Mankala-periaatteella toimiva voimalaitoksia ja voimaosakkuuksia hallinnoivia yhtiöitä omistava yhtiö. PVO:n taustalla on metsäteollisuutta (omistusosuus 61,7 %), energia- ja jakeluyhtiötä (21,4 %), kaupunkeja (7,0 %), kemianteollisuutta (5,6 %) ja muita (4,2 %). Suurin yksittäinen omistaja on UPM-Kymmene (41,84 %). PVO omistaa enemmistöosuuden Teollisuuden Voimasta, ja lisäksi sillä on merkittäviä omistuksia useassa muussa markkinoilla toimivassa yhtiössä.

Liitteen B kaavio ei ole täydellinen kuvaus Suomen sähkömarkkinoiden omistussuhteista. Kaavion ulkopuolelle on jätetty tarkoituksellisesti useita pieniä toimijoita. Lisäksi on keski-suuria toimijoita, joilla ei ole merkittäviä ristiinomistuksia. Tällaisia toimijoita ovat esimerkiksi kaupunkienergiayhtiöt Tampereen Sähkölaitos Oy ja Oy Turku Energia.

### **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutus ristiinomistuksiin**

Mikäli Fortum tai Teollisuuden Voima (TVO) saa luvan uuden ydinvoimalaitosyksikön rakentamiseen, eivät rakenteet sähkömarkkinoilla merkittävästi muutu. Molemmat yhtiöt toimivat jo Suomen sähkömarkkinoilla. Fortumilla on neljänneksen omistusosuus TVO:sta.

Fennovoima on uusi yhtiö, joka on perustettu ydinvoimalaitoksen rakentamista varten. Yhtiön omistus on esitetty liitteen A toimijoiden esittelyn yhteydessä. Yhtiön taustalla on suoran tai välillisen omistusosuuden kautta yhteensä 64 osakasta. Useimmat Fennovoiman osakkaat toimivat jo Suomen sähkömarkkinoilla. Liitteessä C on kaavio, jossa Suomen sähkömarkkinoiden omistussuhteita esittävään kuvaan on merkitty keltaisella Fennovoiman osakkaat.

Mikäli Fennovoima saisi rakentamisluvan, tulisi Suomen sähkömarkkinoille merkittävä uusi yhteenliittymä. Markkinoiden rakenne monimutkaistuisi näin entisestään.

Fennovoiman ja TVO:n omistajina on suoraan tai välillisesti voimaosakeyhtiöiden kautta noin 30 samaa toimijaa. Mikäli sekä Fennovoima että TVO saavat rakennusluvan, nämä sähköyhtiöt saavat osuuden molemmista voimalaitoksista.

## **6.2 Markkinoiden keskittyneisyys**

### **Nykytila**

Taulukossa 6 on esitetty yhteenveto vuoden 2008 sähkön tuotannosta yrityksittäin. Yritysten sähkön tuotanto sisältää oman ja osakkuustuotannon osakkuuksien suhteessa. Tiedot ovat pääosin peräisin yritysten vuosikertomuksista.

Fortum on Suomen suurin sähkön tuottaja noin 27 % markkinaosuudella, jossa osuus on laskettu sähkön kulutuksesta. Seuraavaksi suurin tuottaja on UPM-Kymmene, jonka markkinaosuus oli vuonna 2008 noin 14 %.

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

Taulukko 6. Suurimpien toimijoiden sähkön tuotanto (oma- ja osakkuustuotanto) sekä markkinaosuudet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008.

Suomi 2008	Tuotanto TWh	Markkinaosuus %	HHI
Fortum Oyj	23,2	27 %	713
UPM-Kymmene Oyj	12,5	14 %	207
Helsingin Energia	7,9	9 %	83
Stora Enso Oyj	6,6	8 %	57
Tampereen Sähkölaitos Oy	1,7	2 %	4
Vantaan Energia Oy	1,4	2 %	3
Oulun Energia	1,3	1 %	2
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>54,6</b>	<b>63 %</b>	<b>1068</b>
<b>Sähkön kulutus yhteensä</b>	<b>86,9</b>		

### Olkiluoto 3:n vaikutukset

Teollisuuden Voiman (TVO) Olkiluotoon rakenteilla oleva ydinvoimalaitos muuttaa yritysten markkinaosuuksia. Voimalaitoksen sähköteho on 1 600 MW, ja vuosituotannoksi voidaan arvioida keskimäärin noin 13,2 TWh.

Taulukossa 7 on esitetty markkinaosuuksien muuttumista OL3:n rakentamisen jälkeen. Toimijoiden vuoden 2008 sähkön tuotantoon on lisätty arvioitu OL3-osuus. Markkinaosuudet riippuvat sähkön kysynnästä vuonna 2015. Taulukossa 7 markkinaosuudet on laskettu siten, että sähkön kysyntä vuonna 2015 olisi 95 TWh. Tämä arvio edustaa ilmasto- ja energiastrategian tavoiteuran mukaista sähkön kulutusta.

OL3 kasvattaa kolmen suurimman sähkön tuottajan markkinaosuuksia Suomessa. Samalla markkinoiden keskittyneisyys kasvaa.

Taulukko 7. Arvio Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vaikutuksista sähkömarkkinoiden keskittyneisyyteen Suomessa. Taulukossa ei ole huomioitu muuta uutta tai poistuvaa kapasiteettia.

Suomi/OL3	Tuotanto 2008 (TWh)	OL3 (TWh)	Yhteensä (TWh)	Markkinaosuus %	HHI
Fortum Oyj	23,2	3,3	26,5	28 %	778
UPM-Kymmene Oyj	12,5	3,9	16,4	17 %	296
Helsingin Energia	7,9	1,3	9,2	10 %	94
Stora Enso Oyj	6,6	0,0	6,6	7 %	48
Tampereen Sähkölaitos Oy	1,7		1,7	2 %	3
Vantaan Energia Oy	1,4	0,1	1,5	2 %	3
Oulun Energia	1,3	0,0	1,3	1 %	2
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>54,6</b>	<b>8,6</b>	<b>63,2</b>	<b>66 %</b>	<b>1224</b>
<b>Arvioitu sähkön kulutus vuonna 2015</b>	<b>95,0</b>				

### **Uuden/uusien ydinvoimalaitosyksiköiden vaikutukset**

1 700 MW:n ydinvoimalaitoksen vuosituotanto on noin 14 TWh. Voimalaitoksen markkinaosuus Suomen sähkön kysynnästä vuonna 2020 on noin 13–14 %.

Taulukossa 8 on esitetty Suomen kansallisen sähkömarkkinan keskittyneisyyttä kuvaavia HHI-indeksejä eri laskentatapauksilla. Taulukon luvut ovat nykytilanteeseen perustuvia arvioita. Toimijoiden todelliset markkinaosuudet saattavat muuttua huomattavasti esimerkiksi yrityskauppojen ja poistuvan kapasiteetin takia.

Kunkin toimijan kohdalla arvio sähkön tuotannosta vuonna 2020 perustuu sähkön tuotantoon vuonna 2008. Tähän on lisätty merkittävimmät tiedossa olevat investoinnit. Tehtyjen skenaarioiden perusteella on arvioitu eri tuotantomuotojen kannattavuutta. Lisäksi on oletettu, että pohjoismaisella tasolla suurimmat yhtiöt rakentavat noin neljänneksen kunkin valtion tuulivoimalle asettamasta tavoitetuotannosta.

Taulukosta nähdään, että markkinoiden keskittyneisyys vaihtelee huomattavasti sen mukaan, mikä toimijoista rakentaa uuden ydinvoimalaitosyksikön. Keskittyneisyys kasvaa huomattavasti, mikäli Fortum rakentaa uuden yksikön. Fortumin omistuksessa olevien Loviisan ydinvoimalaitosyksiköiden käyttöluvut päättyvät vuosina 2027 ja 2030, jolloin näiden voimalaitosten poistuessa markkinoiden keskittyneisyys taas pienenee.

Fennovoiman kantaviin voimiin kuuluvalla E.ONilla ei ole merkittävää aikaisempaa tuotantoa Suomessa. E.ONista tulisi heti yksi suurimmista toimijoista Suomen alueella Fennovoiman voimalaitoksen toteutumisen myötä.



## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

Taulukko 8. Suurimpien toimijoiden tuotannon perusteella lasketut HHI-indeksit Suomen sähkömarkkinoille vuonna 2020. Arvioidut HHI-indeksit eri laskentatapauksille ovat suuntaa-antavia arvioita.

<b>Suomi</b>	<b>Kysyntä TWh</b>	<b>HHI</b>
Vuosi 2008	86,9	1068
Vuosi 2015, vain OL3:n vaikutukset	95	1224
<b>Suuntaa-antava arvio vuodelle 2020</b>		
Ei uutta ydinvoimaa	98	1258
Fennovoima*	98	1289
Fortum	98	2279
TVO**	98	1653
Fennovoima ja Fortum	98	2310
Fennovoima ja TVO**	98	1684
Fortum ja TVO**	98	2773
Ei uutta ydinvoimaa	103	1139
Fennovoima*	103	1167
Fortum	103	2063
TVO**	103	1497
Fennovoima ja Fortum	103	2091
Fennovoima ja TVO**	103	1525
Fortum ja TVO**	103	2510

\* Fennovoiman tapauksessa on huomioitu useamman suuren toimijan tuotanto.

\*\* TVO:n OL4-aitoksen omistussuhteiden on tässä arvioitu olevan samat kuin OL3-laitokselle.

Laskennassa kaikki uudet yksiköt ovat kooltaan 1 700 MW.

Skenaarioissa laskettiin myös tapaus, jossa sähkön kysyntä on ilmasto- ja energiastrategian tavoitetta pienempi. Mikäli Suomen sähkön kysynnän kasvu on pientä ja samanaikaisesti tuotantokapasiteetti kasvaa, kasvaa sähkön vienti Suomen rajojen ulkopuolelle. Koska vienti pohjoismaiselle markkina-alueelle tapahtuu sähköpörssin spot-markkinan kautta, osallistuu viety sähkö markkinahinnan määrittämiseen samalla tavoin kuin Suomessa käytetty sähkö. Keskittyneisyyttä kuvaavien indeksien laskeminen pelkästään Suomen sähkön kysynnän perusteella antaisi harhaanjohtavan kuvan markkinan keskittyneisyydestä.

### 6.3 Toimijoiden mahdollisuus vaikuttaa sähkön hintaan

Sähkömarkkinoilla markkinaosuusien tarkastelu ei yksinään kerro toimijoiden mahdollisuuksista vaikuttaa sähkön markkinahintaan. Markkinaosuuden lisäksi esimerkiksi toimijan

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

omistaman sähköntuotantokapasiteetin laatu ja määrä sekä kilpailijoiden toiminta vaikuttavat toimijan markkinavoimaan.

Erityisesti tarkasteluissa on huomioitava ydinvoiman luonne sähkömarkkinoilla. Ydinvoimaa ei Suomessa ole käytetty tunti- tai edes vuorokausitason säätöön lainkaan, joten ydinvoimalaitosten käyttö hintaan vaikuttamiseen on epätodennäköistä (huoltoseisokkien strateginen ajoittaminen voisi vaikuttaa hintaan). Vaikka ydinvoimaa käytettäisiin tulevaisuudessa säätöön, tapahtuisi tämä vain erityistilanteissa eikä ydinvoiman avulla voisi jättää sähköpörssiin joustavia tarjouksia. Sen sijaan vesivoimakapasiteetti antaa toimijalle mahdollisuuden muuttaa tuottamansa sähkön määrää nopeastikin. Tässä luvussa on tarkasteltu toimijoiden osuutta vesivoimakapasiteetista.

Suomi on nykyisin riippuvainen sähkön tuonnista naapurimaista. Tiukassa kapasiteettitilanteessa niillä toimijoilla, joilla on mahdollisuus lisätä tuotantoaan, on ollut markkinavoimaa. Kapasiteettitilanne paranee merkittävästi OL3-laitoksen alkaessa tuottaa sähköä.

Toimijan kohtaama kilpailu vaikuttaa myös markkinavoimaan. Suomessa on tällä hetkellä tilanne, jossa muutamalla suurella toimijalla on hallussaan merkittävä osuus sähköntuotantokapasiteetista. Suurimman toimijan on helpompi käyttää markkinavoimaa, jos kokoero muihin toimijoihin on suuri. Myös muiden osapuolten aktiivisuus sähkömarkkinoilla vaikuttaa toimijan kohtaamaan kilpailuun.

Markkinavoiman arvioinnissa markkinoiden laajuudella (Suomi vai laajempi markkina) on suuri merkitys.

### **Nykytila**

Vesivoimalaitoksissa tuotetun sähkön määrää voidaan säätää helposti. Vesivoimakapasiteettia omistava toimija voi jättää sähköpörsssiin joustavia tarjouksia, mikä antaa toimijalle mahdollisuuden vaikuttaa muodostuvaan markkinahintaan. Suurimpien toimijoiden vesivoimakapasiteetin omistus Suomessa on esitetty taulukossa 9.

Sähkömarkkinoilla kysyntä ja käytössä oleva kapasiteetti vaihtelevat ajan mukana. Nykytilanteessa Suomi on usein aliomavarainen sähkön tuotantokapasiteetin suhteen. Niukassa kapasiteettitilanteessa sillä toimijalla, jolla on mahdollisuus lisätä tuotantoaan, on markkinavoimaa.

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

Taulukko 9. Suurimpien toimijoiden vesivoimakapasiteetti Suomessa. Toimijoiden tiedot vuoden 2008 vuosikertomuksista, kokonaiskapasiteetti Nordelin vuoden 2007 Annual Statisticsista.

Suomi	Vesivoima- kapasiteetti (MW)	Osuus %
Fortum Oyj	1493	49 %
UPM-Kymmene Oyj	667	22 %
Helsingin Energia	107	4 %
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>2267</b>	<b>75 %</b>
<b>Yhteensä</b>	<b>3031</b>	

Eri yrityksillä on erilaisia toimintatapoja sähkömarkkinoilla. Suomessa Fortum on jo useiden vuosien ajan myynyt kaiken Sähköntuotanto-yksikkönsä tuottaman sähkön Nord Poolin Elspot-markkinalle, ja Fortum Markets -yksikkö on ostanut kaiken edelleen myymänsä sähkön pörssin Elspot-markkinalta. Tällainen toimintatapa on periaatteessa läpinäkyvä ja tehokas. Toisaalta toimintatapa on johtanut siihen, että Fortumin osuus Suomessa käytävästä Elspot-kaupasta on ollut huomattava sekä sähkön ostossa että myynnissä.

Kilpailuvirasto on päätöksessään ”Yrityskaupan hyväksyminen ehdollisena; Fortum Power and Heat Oy / E.ON Finland Oyj” katsonut, että Fortumilla on Suomessa nykyisin määräävä markkina-asema, kun Suomi muodostaa oman hinta-alueensa sähköpörssissä. Fortumin asemaa vahvistavat osaltaan

- Fortumin suuri omistusosuus Suomen säädettävissä olevasta kapasiteetista, erityisesti vesivoimasta
- Fortumin suuri osuus pörssin hinnanmuodostukseen vaikuttavista tarjouksista: yritys tarjoaa lähes koko tuotantonsa pörssiin
- Fortum on huomattavasti sen lähimpiä kilpailijoita suurempi toimija.

Kilpailuviraston päätös nojautuu pitkälti siihen, että vain osa Suomessa tuotetusta sähköstä myydään sähköpörssin Elspot-markkinoilla, joilla sähkön markkinahinta muodostuu.

Fortum valitti päätöksestä markkinaoikeuteen, joka maaliskuussa 2008 hyväksyi valituksen. Markkinaoikeus katsoi päätöksessään (Markkinaoikeus 14.3.2008 nro 123/2008) Kilpailuviraston päätöksestä poiketen, että sähkön tuotannon ja tukkumyynnin markkinoiden osalta relevantteja maantieteellisiä markkinoita oli pidettävä ainakin Suomen ja Ruotsin laajuisina. Ottaen huomioon Fortumin markkinaosuuden pienuuden edellä mainituilla Suomen ja Ruotsin muodostamilla markkinoilla, sekä sen, että Fortum on näillä markkinoilla vasta toiseksi suurin toimija, markkinaoikeus katsoi, että Fortum ei ollut kyseisillä relevanteilla markkinoilla määräävässä markkina-asemassa ennen kyseistä yrityskauppaa eikä sen jälkeenkään.

## 6. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun Suomen sähkömarkkinoilla

Kilpailuvirasto on valittanut markkinaoikeuden päätöksestä korkeimpaan hallinto-oikeuteen, joten päätös ei ole vielä lainvoimainen.

Suomen sähkömarkkinoiden kilpailullisuutta on analysoitu myös EU:n kilpailupääosaston raportissa ”Energy Sector Enquiry” (EC DG COMP 2007). Markkinavoiman käyttöä analysoitiin selvityksessä muun muassa tutkimalla pörssiin jätettyjä tarjouksia. Yksittäisen toimijan pieni markkinaosuus ei välttämättä indikoi toimijan pienistä mahdollisuuksista vaikuttaa sähkön hintaan, sillä jos toimijan tuotantokapasiteetti on keskittynyt ajojärjestyksen oikeaan reunaan (eli toimijalla on muuttuvilta kustannuksiltaan kallista kapasiteettia), saattaa kyseinen toimija asettaa suurimman osan systeemihinnan ympärillä olevista tarjouksista.

Analyysissa laskettiin, kuinka usein kunkin toimijan tarjous määritti systeemihinnan (”hinnanasettaja”). Data oli vuoden 2005 ensimmäisiltä kahdeksalta kuukaudelta, ja Nord Poolin kohdalla tunnusluvut laskettiin sekä hinta-alueille että kaikille alueille yhteensä. Kolmen suurimman ”hinnanasettajan” yhteinen osuus oli laskujen mukaan koko Nord Poolille 34 % ja Suomen hinta-alueelle 85 %. Raportissa mainitaan, että muun muassa Suomessa yksi suuri toimija oli hinnanasettajana lähes koko ajan. Johtopäätöksenä on, että hinta-alueilla suurimmilla toimijoilla on mahdollisuus käyttää markkinavoimaa.

Tässä selvityksessä ei oteta kantaa markkinoiden nykytilaan, vaan mahdollisesti rakennettavien uusien ydinvoimalaitosyksiköiden aiheuttamaan muutokseen. Uusi tai uudet yksiköt olisivat aikaisintaan valmiina noin vuonna 2020. Yritysten toimintatavat sähkömarkkinoilla saattavat muuttua lyhyemmälläkin aikavälillä, eikä analyysia voida perustaa yritysten nykyisiin toimintatapoihin.

### **Olkiluoto 3:n vaikutukset**

Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen parantaa merkittävästi Suomen tehotasetta. Voidaan olettaa, että OL3:n valmistumisen jälkeen Suomesta tulee entistä harvemmin alijäämäalue sähkömarkkinoilla. Lähivuosina Suomen ja Ruotsin välinen siirtokapasiteetti kasvaa, kun Fenno-Skan 2 -kaapeli otetaan käyttöön noin vuonna 2011. Ylijäämäalueella määrävässä markkina-asemassa olevalla tuottajalla on ”hintakatto”, eikä markkinahintaa voida nostaa rajatta.

Vuonna 2015 myös Suomen ja Viron välinen sähkönsiirtokapasiteetti voi olla nykyistä suurempi, mikäli Estlink 2 -projekti valmistuu. Projektille on asetettu ehdoksi Viron sähkömarkkinoiden vapauttaminen, ja tavoitteena on Baltian sähkömarkkinoiden liittäminen pohjoismaiseen sähkömarkkinaan. Baltian maiden integrointi pohjoismaiseen sähkömarkkinaan muuttaa Suomen asemaa, sillä maa jäänee entistä harvemmin yksin omaksi markkina-alueekseen. Vuonna 2015 Suomi saattaa olla sähkön viejä Baltiaan, sillä alueen useat suuret voimalaitosyksiköt joudutaan lähivuosina sulkemaan EU:n ympäristövaatimusten takia.

Vaikka OL3 lisää Suomen sähkömarkkinoiden keskittyneisyyttä kuten luvussa 6.2 on esitetty, ei yritysten markkinavoima VTT:n arvion mukaan kasva vastaavasti. Tämä johtuu kapasiteetti-

tilanteen paranemisesta ja siirtoyhteysien vahvistamisesta sekä siitä, että ydinvoiman tuotantoa ei säädetä lyhyellä aikavälillä.

### **Uuden/uusien ydinvoimalaitosyksiköiden vaikutukset**

Mahdolliset lisäydinvoimalaitosyksiköt valmistuisivat aikaisintaan noin vuonna 2020. On nähtävissä, että toimintaympäristö sähkömarkkinoilla tulee muuttumaan voimakkaasti erityisesti EU:n energiamarkkinoiden syvemmän integraation ja ilmastonmuutoksen hillintätoimien takia.

Voidaan olettaa, että vuosina 2020–2030 Suomi on vielä nykyistä useammin osa laajempaa markkina-aluetta. Suomalaisten toimijoiden mahdollisuus käyttää markkinavoimaa laajemmalla markkinalla on huomattavasti pienempi kuin kansallisella markkinalla.

Tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus kulutuksesta voi pohjoismaisella markkina-alueella olla jopa viidennes noin vuonna 2025. Tuulivoimatuotannon stokastisuus vaikuttaa markkinoiden ennakoitavuuteen. Kun markkinahinnan muutoksia on vaikeampi ennustaa, vähenee myös toimijoiden mahdollisuus vaikuttaa hintaan.

Ydinvoimaperiaatepäätöksen hakijoilla on erilaiset taustat ja erilaiset toimintatavat sähkömarkkinoilla. Fortum ja TVO ovat jo nykyisin merkittäviä sähkön tuottajia Suomessa. Fennovoima on uusi sähkömarkkinoiden toimijoiden yhteenliittymä. Fennovoiman taustalla on 34 %:n osuudella E.ON Nordic, joka on pohjoismaisella tasolla neljänneksi suurin sähkön tuottaja, mutta jonka tuotanto Suomessa on nykyisin suhteellisen pientä.

## 7. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Tässä luvussa on esitetty ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden risitiinomistukseen, tukkumarkkinoiden keskittymiseen ja näiden johdosta toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Pohjoismaissa.

### 7.1 Omistussuhteet

Suomen sähkömarkkinoiden omistussuhteita on käsitelty edellä kohdassa 6.1. Suomeen mahdollisesti rakennettavalla uudella ydinvoimalaitosyksiköllä ei ole merkittäviä vaikutuksia muiden Pohjoismaiden voimalaitosten omistussuhteisiin. Seuraavassa käsitellään aihetta lyhyesti.

#### Nykytila

Norjan markkinoiden omistussuhteista on kattava esitys SNF:n raportissa ”Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market” (SNF 2006), jossa selvitetään kaikkien Norjan yli 1 MW:n voimalaitosten omistussuhteita ja tuotantokapasiteetin kontrolloimista. Analysoituja voimalaitoksia on 622 ja yrityksiä 183. Esimerkiksi Statkraftin omassa omistuksessa olevien voimalaitosten yhteenlaskettu teho on Norjassa 8 651 MW ja vuosituotanto 35,9 TWh. Mikäli lukuun lisätään Statkraftin suoraan ja epäsuoraan (välillisesti) omistamat voimalaitokset, kasvavat luvut 12 104 MW:iin ja 50,4 TWh:iin. Luvut ovat vuodelta 2005.

Statkraftilla oli vuoden 2008 loppuun asti 44,6 %:n osuus Ruotsissa toimivasta E.ON Sverige AB:stä. Vuoden 2008 lopussa Statkraft ja E.ONin saksalainen emoyhtiö (E.ON AG) tekivät vaihtokaupan, jossa Statkraft luovutti E.ONille osuutensa E.ON Sverigestä sekä yhden vesivoimalaitoksen ja E.ON antoi Statkraftille muun muassa 40 Ruotsissa toimivaa vesivoimalaitosta. Statkraft sai myös 4,17 % E.ON AG:n osakkeista. Tämän vaihtokaupan myötä Statkraftin markkinaosuus sähkön tuotannosta Ruotsissa kasvoi merkittävästi. Voimalaitosten vuoden 2008 tuotanto on kuitenkin raportoitu niille yrityksille, joiden omistuksessa laitokset olivat vuonna 2008, eivätkä tämän vaihtokaupan seuraukset vielä näy yritysten osuuksissa.

Ruotsissa kolme suurinta sähkön tuottajaa ovat muuttaneet omistuksiaan voimalaitoksissa siten, että yhä useampi aiemmin yhteisomistuksessa ollut vesivoimalaitos on nyt yhden toimijan

kokonaan omistama. Yhteisomistus on vielä laajaa Ruotsin ydinvoimaloissa, joissa suurimpina omistajina ovat Vattenfall, Fortum ja E.ON Nordic.

Tanskassa yhteisomistuksessa olevia voimalaitoksia on vähän. Esimerkiksi Horns Rev -tuulipuisto on Vattenfallin (60 %) ja Dong Energy:n (40 %) omistama. Vattenfall päättää puiston ajamisesta, ja Dong Energy saa 40 %:n osuuden katteesta (Nordic Competition Authorities 2007).

### **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutus ristiinomistuksiin**

Mikäli Fortum tai Teollisuuden Voima (TVO) saa luvan uuden ydinvoimalaitosyksikön rakentamiseen, eivät omistussuhteet sähkömarkkinoilla merkittävästi muutu.

Pohjoismaissa merkittävä sähkön tuottaja E.ON Nordic AB omistaa 34 % Fennovoimasta. Mikäli Fennovoima rakentaa uuden ydinvoimalaitoksen Suomeen, tulee E.ONista merkittävä sähköntuottaja Suomessa.

## **7.2 Markkinoiden keskittyneisyys**

### **Nykytila**

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita hallitsevat suuret, valtioiden enemmistöomistuksessa olevat energiayhtiöt. Vattenfallin, Fortumin ja Statkraftin yhteenlaskettu markkinaosuus oli 48 % markkina-alueen sähkön kulutuksesta vuonna 2008.

Yhdeksän suurimman tuottajan vuoden 2008 tuotannoista lasketut markkinaosuudet pohjoismaisella sähkömarkkinalla on esitetty taulukossa 10. Markkinan HHI-arvo oli kyseisenä vuonna 982. Mikäli HHI-indeksin arvo olisi yli 1 000, pidettäisiin markkinaa kohtuullisen keskittyneenä.

Vattenfall on selvästi suurin sähkön tuottaja. Vattenfallin markkinaosuus on kasvanut viime vuosina, vuonna 2008 Vattenfallin markkinaosuus oli 23 % sähkön kulutuksesta.

## 7. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Taulukko 10. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden suurimmat toimijat ja näiden markkinaosuudet sekä HHI-indeksi vuodelle 2008.

Pohjoismaat 2008	Tuotanto TWh	Markkina- osuus %	HHI
Vattenfall AB	90,7	23 %	522
Fortum Oyj	51,6	13 %	169
Statkraft AS	49,3	12 %	154
E.ON Nordic AB	37,8	10 %	91
DONG Energi A/S	17,9	5 %	20
UPM-Kymmene Oyj	12,5	3 %	10
Norsk Hydro ASA	11,4	3 %	8
Helsingin Energia	7,9	2 %	4
Stora Enso Oyj	7,8	2 %	4
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>286,9</b>	<b>72 %</b>	<b>982</b>
<b>Sähkön kulutus yhteensä</b>	<b>397</b>		

### Olkiluoto 3:n vaikutukset

Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vaikutuksia Suomen sähkömarkkinoiden toimijoiden tuotanto-osuuksiin on esitetty edellä taulukossa 7. Taulukossa 11 on esitetty vastaavasti vaikutuksia pohjoismaisen sähkömarkkinan keskittyneisyyteen. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden keskittyneisyys kasvaa hyvin vähän Olkiluodon kolmannen yksikön käynnistyessä. Taulukossa ei ole huomioitu muuta uutta tai poistuvaa kapasiteettia.

Taulukko 11. Arvio Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön vaikutuksista sähkömarkkinoiden keskittyneisyyteen Pohjoismaissa. Taulukossa ei ole huomioitu muuta uutta tai poistuvaa kapasiteettia.

Pohjoismaat/OL3	Tuotanto 2008 (TWh)	OL3 (TWh)	Yhteensä (TWh)	Markkina- osuus %	HHI
Vattenfall AB	90,7		90,7	23 %	509
Fortum Oyj	51,6	3,3	54,9	14 %	186
Statkraft AS	49,3		49,3	12 %	150
E.ON Nordic AB	37,8		37,8	9 %	88
DONG Energi A/S	17,9		17,9	4 %	20
UPM-Kymmene Oyj	12,5	3,9	16,4	4 %	17
Norsk Hydro ASA	11,4		11,4	3 %	8
Helsingin Energia	7,9	1,3	9,2	2 %	5
Stora Enso Oyj	7,8	0,0	7,8	2 %	4
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>287</b>		<b>295</b>	<b>73 %</b>	<b>988</b>
<b>Arvioitu sähkön kulutus vuonna 2015</b>	<b>402</b>				



## **Uuden/uusien ydinvoimalaitosyksiköiden vaikutukset**

1 700 MW:n ydinvoimalaitoksen vuosituotanto on noin 14 TWh. Voimalaitoksen markkinaosuus Pohjoismaiden sähkön kysynnästä vuonna 2020 on noin 3,3 %.

Taulukossa 12 on esitetty HHI-indeksien arvoja pohjoismaiselle sähkömarkkinalle eri laskentatapauksissa. Arvot on laskettu lisäämällä toimijoiden vuoden 2008 tuotantoihin arvioitu lisätuotanto. Tällaista tuotantoa ovat lähinnä uusi ydinvoima (Ruotsin ydinvoiman tehonkorotukset ja tarkasteltavat Suomen lisäydinvoimatapaukset), tuulivoima ja kokonaan uusi CHP.

Taulukon luvut ovat alustavia ja perustuvat nykytilanteeseen. Markkinaosuudet saattavat muuttua huomattavasti esimerkiksi yrityskauppojen tai poistuvan kapasiteetin takia.

Suurin pohjoismainen sähkön tuottaja on Vattenfall, joka on merkittävästi Suomen suurinta tuottajaa Fortumia suurempi toimija. Suomeen mahdollisesti rakennettavat ydinvoimalaitokset eivät lisää Vattenfallin sähkön tuotantoa, joten markkinoiden keskittyneisyys ei merkittävästi kasva näiden hankkeiden johdosta.

Vattenfallin markkinaosuuden kasvu lisää Pohjoismaiden markkinoiden keskittyneisyyttä ja HHI-indeksien arvoa enemmän kuin suomalaisten toimijoiden uusi kapasiteetti. Vattenfallin markkinaosuus tuskin pienenee tulevina vuosina, sillä yhtiön tuotantokapasiteetti kasvaa Ruotsin ydinvoiman tehonkorotuksissa ja muiden yhtiön omien investointien kautta. Ruotsiin on seuraavan kymmenen vuoden sisällä tulossa merkittävästi uutta uusiutuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Suurin osa uudesta kapasiteetista tulee olemaan tuulivoimaa. On varsin todennäköistä, että Vattenfallin osuus rakennettavasta tuulivoimakapasiteetista on huomattava.

## **7.3 Toimijoiden mahdollisuus vaikuttaa sähkön hintaan**

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yleisesti maailman toimivimpina ja edistyksellisimpinä sähkömarkkinoina. Keskeisenä markkinoiden toimivuuden edellytyksenä on ollut yksittäisten maiden kansallisten sähkömarkkinoiden riittävän syvä integraatio yhteispohjoismaisiksi markkinoiksi. Vaikka kunkin maan suurin sähköyhtiö on omalla kansallisella markkinallaan huomattavasti muita toimijoita suurempi, yhtiöt kilpailevat aktiivisesti keskenään yhteisillä markkinoilla.

Myös pohjoismaisella markkinalla toimijat eroavat toisistaan toimintatavoiltaan ja kapasiteetiltaan. Markkinavoiman arvioinnissa on markkinaosuuksien lisäksi syytä tarkastella kapasiteetin ja erityisesti helposti säädettävän vesivoiman omistusta.

## 7. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Taulukko 12. Suurimpien toimijoiden tuotannon perusteella lasketut HHI-indeksit pohjoismaisille sähkömarkkinoille vuonna 2020. Arvioidut HHI-indeksit eri laskentatapauksille ovat suuntaa-antavia arvioita.

<b>Pohjoismaat</b>	<b>Kysyntä TWh</b>	<b>HHI</b>
Vuosi 2008	397	982
Vuosi 2015, vain OL3 vaikutukset	402	988
<b>Suuntaa-antava arvio vuodelle 2020</b>		
Ei uutta ydinvoimaa	412	1153
Fennovoima	412	1180
Fortum	412	1260
TVO*	412	1187
Fennovoima ja Fortum	412	1287
Fennovoima ja TVO*	412	1214
Fortum ja TVO*	412	1299
Ei uutta ydinvoimaa	435	1034
Fennovoima	435	1058
Fortum	435	1130
TVO*	435	1065
Fennovoima ja Fortum	435	1154
Fennovoima ja TVO*	435	1089
Fortum ja TVO*	435	1166

\*TVO:n OL4-laitoksen omistussuhteiden on tässä arvioitu olevan samat kuin OL3-laitokselle  
Laskennassa kaikki uudet yksiköt kooltaan 1 700 MW.

## Nykytila

Vesivoimakapasiteetti on säädettävyydeltään huomattavasti joustavampaa kuin muut tuotantomuodot. Niinpä vesivoima antaa omistajalleen mahdollisuuden jättää sähköpörssiin joustavia tarjouksia ja vaikuttaa sähkön hintaan.

Taulukossa 13 tarkastellaan Pohjoismaiden suurimpien sähköntuottajien vesivoimakapasiteettia. Suurin vesivoimakapasiteetti on norjalaisella Statkraftilla. Vuoden 2008 lopussa Statkraft vaihtoi E.ONin kanssa voimalaitoksia ja muuta omaisuutta. Vaihtokaupan seurauksena Statkraftin vesivoimakapasiteetti Ruotsissa kasvoi merkittävästi. Suomen suurin sähköntuottaja ja vesivoimakapasiteetin omistaja Fortum on vasta kolmanneksi suurin vesivoimaosuuksien vertailussa.

## 7. Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Taulukko 13. Suurimpien toimijoiden vesivoimakapasiteetti Pohjoismaissa. Toimijoiden tiedot pääasiallisesti vuoden 2008 vuosikertomuksista, kokonaiskapasiteetti Nordelin vuoden 2007 tilastoista.

Pohjoismaat 2008	Vesivoimakapasiteetti (MW)	Osuus %
Statkraft AS	11614	24 %
Vattenfall AB	8362	17 %
Fortum Oyj	4654	10 %
E.ON Nordic AB*	2601	5 %
Norsk Hydro ASA	1762	4 %
UPM-Kymmene Oyj	667	1 %
DONG Energi A/S	205	0 %
Helsingin Energia	107	0 %
<b>Yllä olevat yhteensä</b>	<b>29972</b>	<b>62 %</b>
<b>Pohjoismaat yhteensä</b>	<b>48292</b>	

\* Ei sisällä osittain omistettuja voimalaitoksia.

### Uuden/uusien ydinvoimalaitosyksiköiden vaikutukset

Ydinvoimakapasiteetti on hankalasti säädettävää kapasiteettia, joka ei merkittävästi lisää toimijoiden markkinavoimaa. Lisäksi pohjoismaisella tasolla suurin toimija on Vattenfall, jonka kapasiteetti ei kasva lainkaan Suomeen rakenteilla olevan ydinvoimalan tai mahdollisesti rakennettavien uusien ydinvoimalaitosyksiköiden kautta. Suurin vesivoimakapasiteetti ja sitä kautta periaatteessa mahdollisuus vaikuttaa sähkön markkinahintaan on Statkraftilla, jonka markkinaosuus ei kasva Suomeen rakennettavien ydinvoimalaitosyksiköiden kautta.

Suurimman sähköntuottajan (Vattenfall) tai suurimman vesivoimakapasiteetin omistajan (Statkraft) kapasiteetti ei kasva Suomeen mahdollisesti rakennettavien uusien ydinvoimalaitosyksiköiden kautta, joten määräävässä markkina-asemassa olevan toimijan markkina-asema ei vahvistu näiden hankkeiden kautta.

## 7.4 Eurooppalaiset sähkömarkkinat

Eurooppalaisilla energiamarkkinoilla toimii tuhansia yrityksiä, joiden toimintatavat ja omistussuhteet vaihtelevat. Osa yhtiöistä toimii usealla eri markkinalla öljyn- ja kaasuntuotannosta sähkön jakeluun, toiset yhtiöistä vain yhdellä markkinalla. Eurooppalaisia energiamarkkinoita hallitsee kuusi suurta yhtiötä: EDF, Enel, E.ON GDF Suez, Iberdrola ja RWE. Näiden yhtiöiden markkinaosuus on viime vuosiin asti kasvanut yritysostojen kautta.

Pohjoismaiden suuret sähköntuottajat ovat verrattain pieniä toimijoita suhteessa suuriin eurooppalaisiin toimijoihin. Mikäli keskittyneisyyttä tarkastellaan Pohjoismaita laajemmalla markkina-alueella, on keskittyneisyys suurempi kuin pelkästään Pohjoismaissa.

## 8. Yksikkökoon ja teknologisen ratkaisun vaikutukset

Yksi annetuista tavoitteista oli selvittää, onko voimalaitoksen yksikkökoolla tai teknologisilla ratkaisuilla vaikutusta ristiinomistukseen ja tukkumarkkinoiden keskittymiseen Pohjoismaissa ja Suomessa ja edelleen, vaikuttavatko nämä tuottajien mahdollisuuteen vaikuttaa sähkön hintaan. Teknologisilla ratkaisuilla tarkoitetaan tässä mahdollisuutta tuottaa kaukolämpöä turbiiniin väliottoon kytketyssä lämmönvaihtimessa.

Selvitystä on yksinkertaistettu arvioimalla jokaisen toimijan uuden yksikön olevan kooltaan 1 700 MW ja tuottavan 8 000 h:n huipunkäyttöajalla noin 14 TWh/a. Rakennettavan voimalaitoksen yksikkökoon ja yksikköjen lukumäärän voidaan arvioida vaikuttavan suoraan vuosituotannon lisäyksen suhteessa eri toimijoiden markkinaosuuksiin. Pienin hakemuksissa esitetty laitosvaihtoehto oli 1 200 MW Fortumilla ja suurin 2 500 MW:n kaksoislaitos Fennovoimalla. Kaikissa hakemuksissa oli mainittuna 1 650–1 700 MW:n laitoskoko, mitä voitaneen pitää tässä vaiheessa todennäköisimpänä vaihtoehtona.

Kahdessa hakemuksessa (Fortum ja Fennovoima) on esitetty optiona kaukolämmön tuottamismahdollisuutta Loviisan ympäristöstä lähinnä pääkaupunkiseudulle. Yksinkertaistaen seuraavassa käsitellään suurimmillaan 1 000 MW:n kaukolämpötehoa. Kaukolämmön tarpeen vuodenaikavaihtelun voidaan arvioida johtavan siihen, että suotuisimmissakin olosuhteissa kaukolämmön tuotantomäärä jää alle 6 000 h huipunkäytön tason eli alle 6 TWh/a. Kaukolämpövaihtoehto johtaa pienempään suhteelliseen sähkön vuosituotantoon kuin pelkkä ydin-sähkövaihtoehto. Tarvittava kaukolämpökuorma saattaa löytyä suurimmista kaukolämmitys-kohteista, Helsingistä, Vantaalta ja Espoosta, mutta hankkeeseen kannattaa mahdollisesti yrittää saada kerättyä mahdollisimman laaja käyttäjäkunta. Suhteellisen kalliista putki-investoinnista johtuen lämmön siirron pääsuunta voinee kohdistua vain pääkaupunkiseudulle, jossa kaukolämmön tarve on mahdollisimman keskittynyttä.

Sijainniltaan potentiaalisten kaukolämmityspaikkakuntien arvioidut maksimi- ja minimilämpötehot ja vuotuinen energia on esitettyinä taulukossa 14.

Taulukko 14. Pääkaupunkiseudun ja sen ympäristön kaukolämmitystä kuvaavia tunnuslukuja. Pääasiallinen lähde: Kaukolämpötilasto 2007.

	Väestö	Kaukolämmön markkinaosuus %*	Kaukolämmön hankinta GWh	Vrk huipputeho MW	Minimiteho- arvio MW
Fortum Espoo	238 000	78	2104	526	53
Fortum Kauniainen	9 000	75	73	18	2
Fortum Kirkkonummi	35 000	30	80	20	2
Fortum Järvenpää	38 000	58	217	54	5
Helsingin Energia	569 000	93	6864	2403	172
Keravan Energia Kerava	33 000	70	310	80	8
Keravan Energia Sipoo	19 000	40	76	19	2
Porvoon Energia Loviisa	7 000	44	35	9	1
Porvoon Energia Porvoo	48 000	52	271	81	7
Vantaan Energia	193 000	79	1716	515	43
<b>Yhteensä</b>	<b>1 189 000</b>	<b>85</b>	<b>11746</b>	<b>3726</b>	<b>294</b>

\* Kaukolämmitettyjen talojen asukkaiden osuus kunnan väestöstä

Toteutuessaan vaihtoehto korvaisi muuta pääkaupunkiseudun yhteistuotantoa ja siten muiden osapuolien sähkön tuotantoa, mikä heikentäisi kilpailua sähkömarkkinoilla. Toisaalta on mahdollista, että myös osa CHP-laitoksen sähköntuotantokapasiteetista olisi tällaisessa tapauksessa toisen toimijan (lämpöä vastaanottavan kaupungin energiayhtiön) omistuksessa, ja tällöin vaikutukset sähkömarkkinoiden keskittyneisyyteen olisivat pienemmät.

Ydinkaukolämpövaihtoehto ei olennaisesti muuta nykyiseen luonnolliseen monopoliin perustuvaa kilpailutilannetta pääkaupunkiseudun kaukolämpömarkkinoilla, eikä sitä käsitellä tässä raportissa.

Teknisenä ratkaisuna lämmöntuotantovoimalaitos ei poikkea merkittävästi muista ydinvoimavaihtoehtoista sähkömarkkinakilpailun kannalta. Tilanteessa, jossa kaukolämpökuorma on maksimaalinen, jää ydinsähkön tuotanto hieman pienemmäksi kuin kesätilanteessa, jossa osa puuttuvasta lämpötehosta ohjautuu sähkötehoksi.

## 9. Johtopäätökset

Julkaisussa on analysoitu Suomeen suunnitteilla olevien ydinvoimalaitosyksiköiden vaikutuksia kilpailuun sähkömarkkinoilla. Raportissa on tarkasteltu ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden ristiinomistuksiin ja tukkumarkkinoiden keskittymiseen Suomessa ja Pohjoismaissa sekä näiden johdosta sähkön tuottajien mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa.

### Selvityksen lähtökohdat

Selvityksen lähtötietoina käytettiin Suomen ja Pohjoismaiden suurimpien sähkön tuottajien julkaisemia tietoja omistamastaan kapasiteetista ja sähkön tuotannosta. Tiedot ovat pääasiassa peräisin yritysten vuosikertomuksista.

Toimijakohtaisten markkinaosuuksien arviointi tulevaisuuteen on haastavaa, sillä tulevaisuuden yrityskauppojen, poistuvan kapasiteetin ja toimijoiden investointien arviointi on epävarmaa. Toimijakohtaisessa markkinaosuuksien arvioinnissa on keskitytty vuoteen 2020. Tulokset ovat vain suuntaa-antavia ja perustuvat nykytilanteeseen.

### Sähkömarkkinoiden kehitys

Pohjoismaihin rakennetaan seuraavien 10–15 vuoden aikana merkittävästi uutta tuulivoimaa, mikäli valtioiden vuosina 2007–2008 esittämät tavoitteet toteutetaan. Tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus pohjoismaisesta sähkön kulutuksesta saattaa vuonna 2025 olla lähes viidennes eli samaa luokkaa kuin Tanskassa nykyisin. Tuulivoiman osuuden kasvu tulee muuttamaan sähkömarkkinoiden toimintaa. Tuulivoiman tuotanto on satunnaista tuulisuuden vaihteluiden takia. Suuri satunnaisen tuotannon osuus lisää joustavan sähkön tuotannon tarvetta ja muuttaa markkinoiden dynamiikkaa. Markkinoiden ennakoitavuus vähenee, mikä vähentää mahdollisuuksia markkinavoiman käyttöön.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden integraatio kasvaa lähitulevaisuudessa, kun markkina-alueen sisälle rakennetaan uusia siirtoyhteyksiä.

Lisäksi on käynnissä useita hankkeita, joissa suunnitellaan tai rakennetaan siirtoyhteyksiä pohjoismaisen markkina-alueen ulkopuolelle. Hankkeet tukevat EU:n energiamarkkinoiden

integraatiota. Suomen kannalta erityisesti Baltian maiden sähkömarkkinoiden liittäminen pohjoismaisiin markkinoihin vaikuttaisi markkinoiden maantieteelliseen laajuuteen. Sähkömarkkinoiden integroitumisen jatkuessa kansallisten markkinoiden merkitys vähenee.

### **Tarkasteltavan markkinan laajuus**

Pohjoismaiden sisäisten ja välisten siirtoyhteyksien vahvistaminen sekä Suomen sähköntuotantokapasiteetin kasvu vaikuttavat merkittävästi markkinoiden integraatioon. Arviomme mukaan sähkömarkkinoita tulisi tarkastella Suomen kannalta ensisijaisesti pohjoismaisina. Pohjoismaisen sähkömarkkinan integraation edistäminen on paras keino vähentää markkinavoimaa.

### **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset ristiinomistuksiin**

Mikäli Fortum tai Teollisuuden Voima (TVO) saa luvan uuden ydinvoimalaitosyksikön rakentamiseen, eivät ristiinomistukset sähkömarkkinoilla merkittävästi muutu. Molemmat yhtiöt toimivat jo Suomen sähkömarkkinoilla.

Mikäli Fennovoima saisi rakentamisluvan, tulisi Suomen sähkömarkkinoille merkittävä uusi yhteenliittymä. Markkinoiden rakenne monimutkaistuisi näin entisestään.

Pohjoismaisella tasolla Suomen ydinvoimalaitosten ristiinomistukset eivät ole merkittäviä.

Yhteisesti omistettujen voimalaitosten vaikutukset markkinoiden kilpailullisuuteen eivät ole yksiselitteisesti hyviä tai huonoja. Yhteisomistus on antanut Suomessa useille keskisuurille sähkön tuottajille ja käyttäjille mahdollisuuden hankkia omaa tuotantokapasiteettia, jota nämä eivät yksinään olisi voineet rakentaa.

### **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset markkinoiden keskittyneisyyteen**

1 700 MW:n ydinvoimalaitoksen vuosituotanto on noin 14 TWh. Voimalaitoksen osuus Suomen sähkön kysynnästä on noin 14 % ja pohjoismaisella tasolla vastaava luku on 3,3 %.

Mikäli ydinvoimalaitoshankkeet toteutuvat, kasvaa markkinoiden keskittyneisyys Suomessa. Keskittyneisyys kasvaa voimakkaimmin, jos nykyinen suurin tuottaja Fortum rakentaa uuden ydinvoimalaitoksen. Tekijöiden arvion mukaan markkinoita tulisi kuitenkin tarkastella pohjoismaisina. Suurin pohjoismainen sähkön tuottaja on Vattenfall, joka on merkittävästi Suomen suurinta tuottajaa Fortumia suurempi toimija. Suomeen mahdollisesti rakennettavat ydinvoimalaitokset eivät lisää Vattenfallin sähkön tuotantoa, joten markkinoiden keskittyneisyys ei merkittävästi kasva näiden hankkeiden johdosta.

EU:n keskeisenä tavoitteena ovat yhteiset sähkön sisämarkkinat. Kun markkinaintegraatio syvenee, kansallisten markkinoiden merkitys vähenee ja kansallisella tasolla suurten sähköyhtiöiden markkinaosuudet ja mahdollisuudet käyttää markkinavoimaa vähenevät. Sitä vastoin EU-tason markkinavoiman merkitys kasvaa. Suomalaiset sähköyhtiöt ovat suhteellisen pieniä verrattuna EU-alueen suurimpiin yhtiöihin. Tarkasteltaessa koko EU:n laajuista sähkömarkkinaa lisääntyisi markkinoiden keskittyneisyys, jos joku nykyisistä suurista toimijoista rakentaa

## 9. Johtopäätökset

merkittävästi uutta sähköntuotantokapasiteettia. Fennovoiman taustalla oleva E.ON on yksi näistä eurooppalaisen sähkömarkkinan suurimmista toimijoista.

Kahden tai jopa kolmen ydinvoimalaitosyksikön rakentaminen ei lisäisi kovinkaan merkittävästi markkinoiden keskittyneisyyttä yhteen uuteen verrattuna.

### **Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset markkinavoimaan**

Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia toimijoiden markkinavoimaan tulee tarkastella ensisijaisesti pohjoismaisilla markkinoilla, sillä siirtoyhteyksien parantuaessa Suomi tulee jatkossa entistä harvemmin jäämään omaksi hinta-alueekseen. Lisäksi oman kapasiteetin kasvaessa sähkön tuonti vähenee. Ylijäämäalueella markkinavoiman käyttö hintojen nostamiseen on rajoitettua, ja muodostuvat hintaerot ovat pieniä.

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yleisesti maailman toimivimpina ja edistyneimpinä sähkömarkkinoina. Keskeisenä markkinoiden toimivuuden edellytyksenä on ollut yksittäisten maiden kansallisten sähkömarkkinoiden riittävän syvä integraatio yhteispohjoismaiseksi markkinoiksi. Vaikka kunkin maan suurin sähköyhtiö on omalla kansallisella markkinallaan huomattavasti muita toimijoita suurempi, yhtiöt kilpailevat aktiivisesti keskenään yhteisillä markkinoilla.

Sähkömarkkinoilla markkinaosuuksien tarkastelu ei yksinään kerro toimijoiden mahdollisuuksista vaikuttaa sähkön markkinahintaan. Markkinaosuuden lisäksi esimerkiksi toimijan omistaman sähköntuotantokapasiteetin laatu ja määrä sekä kilpailijoiden toiminta vaikuttavat toimijan markkinavoimaan.

Erityisesti tarkasteluissa on huomioitava ydinvoiman luonne sähkömarkkinoilla. Ydinvoimaa ei Suomessa käytetä tunti- tai edes vuorokausitason säätöön lainkaan, joten ydinvoimalaitosten käyttö hintaan vaikuttamiseen on epätodennäköistä. Sen sijaan vesivoimakapasiteetti antaa toimijalle mahdollisuuden muuttaa tuottamansa sähkön määrää nopeastikin. Raportissa on tarkasteltu Suomen ja pohjoismaisten sähkömarkkinoiden suurimpien toimijoiden osuutta vesivoimakapasiteetista. Norjalaisen Statkraftin ja ruotsalaisen Vattenfallin markkinaosuus vesivoimakapasiteetista on huomattavasti suomalaisia toimijoita suurempi, joten voidaan olettaa, että näillä yrityksillä on tätä kautta paremmat mahdollisuudet vaikuttaa sähkön markkinahintaan.

Lisäydinvoima toisaalta vähentää lauhdevoiman ja vesivoiman markkinavoimaa, sillä marginaalituotannossa siirrytään koko ajan lähemmäksi yhteistuotantolaitoksia. Markkinavoiman käyttö on entistä vaikeampaa, kun tuotantovuoroaan on odottamassa melkein koko lauhdetuotantokapasiteetti.

### **Sähkön kysyntäarvioiden vaikutukset tuloksiin**

Markkinaosuudet on tässä selvityksessä laskettu kunkin tuottajan tuotannon osuutena sähkön kokonaiskysynnästä. Keskittyneisyysindeksit ovat siten riippuvaisia kysynnän suuruudesta. Mikäli sähkön kysyntä tulevaisuudessa Pohjoismaissa olisi ilmasto- ja energiastrategiassa



esitettyä tavoiteuraa pienempi, kasvaisi sähkön vienti Pohjoismaiden ulkopuolelle. Mikäli vientiyhteydet toimisivat markkinaehtoisesti, osallistuisi myös viety sähkö sähkön markkinahinnan määrittämiseen, ja markkinan koko olisi Pohjoismaiden sähkön kysyntää suurempi.

Eri vaihtoehtojen (kuka toimijoista rakentaa ydinvoimalaitoksen) vaikutus keskittyneisyyteen voi siten poiketa esitetyistä indekseistä, mutta vaihtoehtojen keskinäinen järjestys ja niistä tehdyt johtopäätökset säilyisivät samana.

### **Toimijan markkinaroolin vaikutus**

Viime vuosina pohjoismaisille sähköntuotannon markkinoille ei ole tullut uusia merkittäviä toimijoita. Uuden toimijan tulo sähkömarkkinoille olisi kilpailun toimivuuden kannalta parempi kuin nykyisten suurten toimijoiden tekemä investointi. Useat Fennovoiman taustalla olevat toimijat ovat nykyisin pieniä tai täysin uusia toimijoita sähköntuotannossa. E.ON on Suomen markkinoilla tällä hetkellä verrattain pieni toimija, mutta E.ONilla on Ruotsissa merkittävää tuotantokapasiteettia, ja yritys on pohjoismaisten markkinoiden neljänneksi suurin sähkön tuottaja.

TVO:n ja Fennovoiman omistajina on sekä sähkön tuottajia että käyttäjiä. Toimijoiden erilaiset intressit takaavat osaltaan yrityksen toiminnan neutraalina markkinaosapuolena.

Fortum on pohjoismaisella tasolla merkittävä sähkön tuottaja. Ruotsalainen Vattenfall on kuitenkin Fortumia merkittävästi suurempi toimija, jolla on myös huomattavasti suurempi vesivoimakapasiteetti. Markkinoiden kilpailullisuuden säilyttämisen kannalta olisi hyvä, jos suurimman toimijan ja muiden toimijoiden välinen ero ei kasvaisi.

## Lähdeluettelo

EC DG COMP 2007. DG Competition report on energy sector inquiry. 10 January 2007.

EI 2007. Prisområden på elmarknaden (POMPE). Gemensam rapport från Energimarknadsinspektionen, Svenska Kraftnät, Svensk Energi och Svensk Näringsliv. EMIR 2007:02. ISSN 1653-8056. Saatavilla: <http://www.energimarknadsinspektionen.se/Bibliotek/Rapporter-2007/>.

EMV 2008. Annual report to the European Commission. Finland. Energy Market Authority, Ref 214/621/2008. 15.7.2008.

ENS 2007. En visionær dansk energipolitik 2025. Energistyrelsen Januar 2007. Saatavilla: [http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Energipolitik/En\\_visionær\\_dansk\\_energipolitik\\_jan\\_07/index.htm](http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Energipolitik/En_visionær_dansk_energipolitik_jan_07/index.htm).

Fingrid 2009. Selvitys hinta- ja tarjousalueista Suomessa. Väliraportti työ- ja elinkeinoministeriölle. Julkaistu 20.4.2009. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi>.

Kilpailuvirasto 2009. Määräävä markkina-asema. Saatavilla: <http://www.kilpailuvirasto.fi/cgi-bin/suomi.cgi?sivu=maaraava-markkina-asema>.

Nordel 2008. Nordic Grid Master Plan 2008. Organisation for the Nordic Transmission System Operators. March 2008. Saatavilla: <http://www.nordel.org>.

Nordic Competition Authorities 2003. A Powerful competition policy.

Nordic Competition Authorities 2007. Capacity for Competition. Investing for an Efficient Nordic Electricity Market.

NVE & Enova 2008. Mulighetsstudie for landbasert vindkraft 2015 og 2025. Waagaard, I.E., Christopherson, E.B. & Slungård, I. Norges vassdrags- og energidirektorat 18/2008. Saatavilla: <http://www.nve.no/PageFiles/3098/rapport18-08.pdf?epslanguage=no>.

Regeringen 2008. En sammanhållen klimat- och energipolitik. Energi. Regeringens proposition 2008/09:163. Saatavilla: <http://www.sweden.gov.se/sb/d/11033/a/122785>.

SNF 2006. Ownership relations and cooperation in the Norwegian power market. Singh, B. & Skjeret, F. SNF Report NO. 35/2006. Institute for Research in Economics and Business Administration, Bergen, June 2006.

VN 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6. päivänä marraskuuta 2008. VNS 6/2008 vp.



# Liite A: Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden toimijoiden esittely

Seuraavassa esitellään keskeiset sähkömarkkinoiden toimijat Suomessa ja muissa Pohjoismaissa. Muiden Pohjoismaiden osalta esitellään vain kaikkein suurimmat yritykset.

Yritystietojen pääasiallisena lähteenä ovat yritysten vuosikertomukset ja www-sivut. Suurimpien sähkön tuottajien tietoja on tarkistettu myös toimijoilta.

## Periaatepäätöshakemuksen jättäneet toimijat:

### Fennovoima Oy

Fennovoima on vuonna 2007 perustettu energiayhtiö. Fennovoiman osakkaita ovat paikalliset energiayhtiöt, teollisuuden ja kaupan yritykset sekä E.ON Nordic (kuva A1). Osakkaita on yhteensä 64. Osakkaat saavat Fennovoiman tuottaman sähkön käyttöönsä omakustannushintaan omistuosuuksien suhteessa.

Fennovoima jätti periaatepäätöshakemuksen ydinvoimalaitoksen rakentamisesta valtioneuvostolle tammikuussa 2009. Sähkön tuotanto on tarkoitus aloittaa vuoteen 2020 mennessä.

### Fortum Oyj

Fortum Oyj on suomalainen energiayhtiö, jonka toiminta-alueena ovat pääasiassa Pohjoismaat, Venäjä ja Itämeren alue. Fortumin liiketoimintaa ovat sähkön- ja lämmöntuotanto, myynti ja jakelu sekä voimalaitosten käyttö ja kunnossapito. Fortum on pörssi-yhtiö, josta Suomen valtio omistaa 50,8 %.

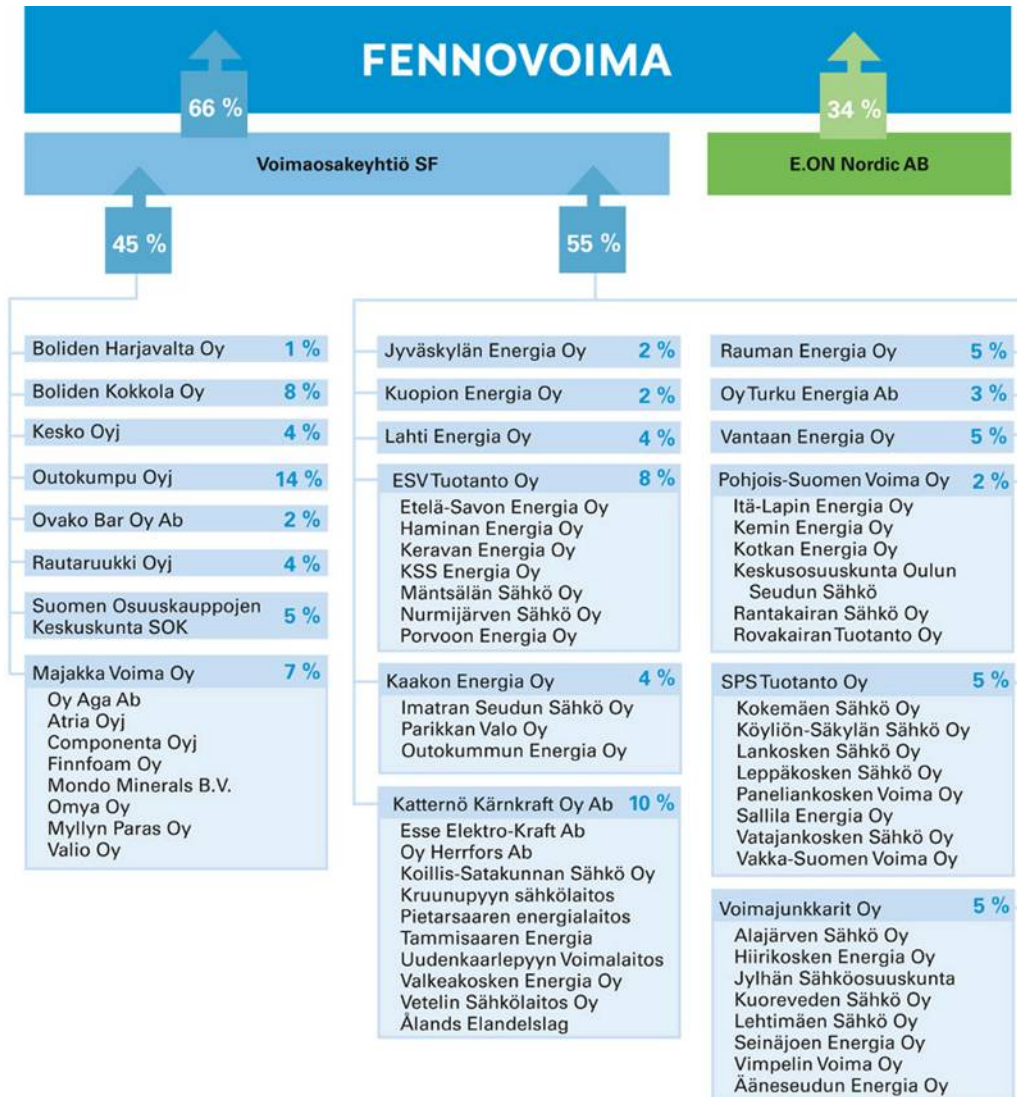
Fortumin sähkön tuotantokapasiteetti on Suomessa 4 882 MW ja Ruotsissa 5 671 MW. Valtaosa Fortumin tuottamasta sähköstä on vesi- ja ydinvoimaa. Fortumin sähkön tuotanto Pohjoismaissa oli vuonna 2008 51,6 TWh, josta 23,2 TWh tuotettiin Suomessa sijaitsevilla voimalaitoksilla.

Fortum omistaa osuuksia lukuisissa eri yrityksissä. Näistä merkittävimpiä ovat Teollisuuden Voima Oyj (26 %) ja Kemijoki Oy (vesivoimaosakkuus 64 %). Fortumilla on osakkuuksia myös Ruotsin ydinvoimaloissa Oskarshamnissa (45,5 %) ja Forsmarkissa (26 %).

Fortum on osakkaana Teollisuuden Voiman Olkiluoto 3 -hankkeessa 25 %:n osuudella, joka vastaa noin 400 MW:n osuutta. Teollisuuden Voima on jättänyt myös hakemuksen OL4-voimalaitoksen rakentamista varten.

Fortum on jättänyt periaatepäätöshakemuksen Loviisa 3 -yksikön rakentamista varten.

Liite A: Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden toimijoiden esittely



Kuva A1. Fennovoiman osakkuudet (lähde: Fennovoima).

### Teollisuuden Voima Oyj

Teollisuuden Voima (TVO) omistaa ja käyttää kahta ydinvoimalaitosyksikköä Olkiluodossa (OL1 ja OL2). Lisäksi TVO on osakkaana Meri-Porin hiilivoimalaitoksessa. TVO rakentaa uutta ydinvoimalaitosyksikköä Olkiluotoon (OL3).

Yhtiöllä on kolme osakesarjaa (ks. oheinen taulukko) Yhtiön omistajia ovat Etelä-Pohjanmaan Voima Oy, Fortum Power and Heat Oy, Karhu Voima Oy, Kemira Oyj, Oy Mankala Ab ja Pohjolan Voima Oy.

TVO:n osuus Meri-Porin voimalaitoksesta on 45 %. Voimalaitoksen omistaja ja käyttäjä on Fortum Power and Heat. Voimalaitos on Suomen suurin hiilivoimalaitosyksikkö.

TVO:n osakkaiden sähköntarve määrää, kuinka paljon Meri-Porin hiilivoimalaitoksen TVO-osuutta kullakin hetkellä käytetään.

TVO on jättänyt periaatepäätöshakemuksen OL4-yksiköstä.

Taulukko A1. TVO:n osakesarjat ja osakkuudet 31.12.2008.

<b>TVO:n osakkaat</b>	<b>A-sarja (OL1+OL2)</b>	<b>B-sarja (OL3)</b>	<b>C-sarja (Meri-Pori)</b>
Etelä-Pohjanmaan Voima Oy	6,5	6,6	6,5
Fortum Power and Heat Oy	26,6	25,0	26,6
Karhu Voima Oy	0,1	0,1	0,1
Kemira Oyj	1,9	-	1,9
Oy Mankala Ab	8,1	8,1	8,1
Pohjolan Voima Oy	56,8	60,2	56,8
	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

### **Muut suomalaiset toimijat:**

#### **UPM-Kymmene Oyj**

UPM:n energialiiketoiminta-alue hallinnoi ja kehittää UPM:n sellu- ja paperitehtaiden ulkopuolisia energiantuotantolaitoksia, jotka tuottavat ja hankkivat sähköä konsernin käyttöön sekä myytäväksi markkinoilla. Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset kuuluvat paperiliiketoimintaryhmään. Yhteensä UPM:n oma sähköntuotantokapasiteetti on kokonaisuudessaan 2 539 MW, joka kattaa noin 85 % konsernin sähkönkulutuksesta.

UPM:llä on merkittäviä osuuksia PVO:ssa (41,84 %) ja Kemijoki Oy:ssä (19 %). UPM:llä on myös yhdeksän omaa vesivoimalaitosta Suomessa, näiden yhteenlaskettu kapasiteetti on 174 MW. PVO:n kautta UPM:llä on 468 MW:n eli noin 29 %:n osuus Olkiluodon kolmannelta ydinvoimalaitosyksiköstä.

UPM:n sähkön tuotanto Suomessa oli vuonna 2008 12,5 TWh. Konserni on Suomessa sähkön nettomyyjä.

#### **Stora Enso Oyj**

Vuonna 2008 Stora Enson omien ja osakkuusvoimalaitosten tuotanto oli Suomessa 6,6 TWh ja Ruotsissa 1,2 TWh. Yhtiö on Suomessa lähes netto-omavarainen, mutta Ruotsissa Stora Enso on suuri sähkön ostaja.

Stora Enso on Pohjolan Voiman osakas.

## **Helsingin Energia**

Helsingin Energia on yksi Suomen suurimmista energiayhtiöistä, joka myy sähköenergiaa noin 400 000 asiakkaalle Suomessa ja kattaa kaukolämmöllä yli 90 % pääkaupungin lämmitystarpeesta. Helsingin Energia on Helsingin kaupungin täysin omistama liikelaitos.

Helsingin Energia tuotti vuonna 2008 sähköä 5 360 GWh, josta CHP-tuotanto kattoi 5 190 GWh. Loput tuotettiin lauhdeella.

Helsingin Energialla on osakkuusyhtiöitä ja se omistaa voimaosuuksia eri yhtiöissä sekä suoraan että Mankala Oy:n kautta.

Oy Mankala Ab on Helsingin Energian omistama tuotantoyhtiö, jonka omistuksessa on useita Kymijoen sijaitsevia vesivoimalaitoksia (tuotanto 388 GWh vuonna 2008). Oy Mankala Ab omistaa Teollisuuden Voima Oyj:stä 8 %, Suomen Hyötytuuli Oy:stä 11 % ja Suomen Merituuli Oy:stä 50 %.

Helsingin Energialla on lisäksi 7,32 %:n omistus Etelä-Pohjanmaan Voima Oy:stä ja 3,91 %:n osuus Kemijoki Oy:n vesivoima-osakkeista.

## **Tampereen Sähkölaitos Oy**

Tampereen Sähkölaitos on Tampereen kaupungin täysin omistama osakeyhtiö, jonka toiminta on jaettu edelleen viiteen tytäryhtiöön. Yhtiö toimittaa sähköä, kaukolämpöä ja maakaasua yksityis- ja yritysasiakkaille pääasiassa Pirkanmaalla. Tampereen Sähkölaitos tuottaa energiaa muun muassa Naistenlahden ja Lielahden voimalaitoksilla.

Vuonna 2008 Tampereen Sähkölaitoksen sähköntuotanto oli yhteensä 1 696 GWh (Naistenlahti 1 560 GWh, Naistenlahti 2 212 GWh, Lielähti 825 GWh ja vesivoimalaitokset 99 GWh). Sähkön myynti asiakkaille oli 1 857 GWh vuonna 2008, joten Tampereen Sähkölaitos oli sähkön netto-ostaja.

## **Vantaan Energia Oy**

Vantaan Energia Oy on Vantaan (60 %) ja Helsingin (40 %) kaupunkien omistama energiayhtiö. Vantaan Energia tuottaa ja myy sähköä ja kaukolämpöä. Lisäksi se tarjoaa maakaasua teollisuuden tarpeisiin. Merkittävä osa sähköstä syntyy tehokkaasti sähkön ja lämmön yhteistuotantona Martinlaakson voimalaitoksessa, joka käyttää pääpolttoaineina maakaasua ja kivihiihtä.

Vantaan Energian omistamilla ja osuusvoimalaitoksilla tuotettiin sähköä vuonna 2008 yhteensä 1 547 GWh. Sähkön tuonti Virossa oli 110 GWh. Lisäksi sähköä hankittiin pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta 589 GWh. Vantaan Energian sähkön myynti vuonna 2007 oli 2 134 GWh.



## **Kymppivoima Oy**

Kymppivoima Oy on Mankala-periaatteella toimiva yritys, joka tuottaa sähköä omistajilleen omakustannushintaan. Yrityksellä on sähköntuotannon omistuksia ja käyttösovimuksia Suomessa ja Norjassa. Kymppivoimalla on voimalaitososakkuuksia Vaskiluodon Voimassa, PVO-Vesivoimassa, PVO-Lämpövoimassa, Nokian Lämpövoimassa, Mussalon Kaukolämmössä, PVO-Huippuvoimassa, Teollisuuden Voimassa, Tampereen Sähkölaitoksessa, Tornion Voimassa, PVO Innopowerissa ja Rapid Powerissa yhteensä 760 MW.

Kymppivoima Oy:n osakkaita ovat Rovakaira Oy, Tornionlaakson Sähkö Oy, Rovakairan Tuotanto Oy, Iin Energia Oy, Oulun Seudun Sähkö, Savon Voima Myynti Oy, Pohjois-Karjalan Sähkö Oy, Suur-Savon Sähkö Oy, KSS Energia Oy, Kymenlaakson Sähkö Oy ja Outokumpu Oyj.

Kymppivoima Hankinta Oy on erikoistunut toimimaan asiakkaidensa puolesta tukusähkömarkkinoilla. Yhtiö ei itse tavoittele voittoa, vaan taloudellisen hyödyn saa asiakas. Yritys on tasevastaava sekä sähkökaupan osapuoli spot- ja johdannaismarkkinoilla.

Vuonna 2007 Kymppivoiman sähkön hankinta oli 7 TWh ja sähköntuotanto 4 TWh.

## **Pohjolan Voima Oy**

Pohjolan Voima (PVO) toimittaa osakkailleen sähköä ja lämpöä omakustannusperiaatteella. Osakkaat vastaavat toiminnan kustannuksista. Vuonna 2008 PVO:n sähkön kokonaishankinta oli 27,4 TWh, josta konsernin sähköntuotannon osuus oli 22,2 TWh. Pohjolan Voiman voimalaitoksissa sähköä tuotettiin 15,2 TWh.

Pohjolan Voima osti vuonna 2008 sähköä pohjoismaisilta markkinoilta yhteensä 4,6 TWh. Lisäksi PVO hankki sähköä Virosta kahdenväliseen sopimukseen perustuen 0,6 TWh.

PVO:lla on 23 osakelajia, jotka oikeuttavat eri voimalaitosten tai voimalaitososuuksien tehoon tai tuotettuun energiaan. Pohjolan Voiman sähkön hankintamäärä määräytyy osakkaiden sähkön tarpeen perusteella.

Pohjolan Voimalla on 21 osakasta, jotka edustavat suomalaista vientiteollisuutta, energia- ja jakeluyhtiöitä sekä kaupunkeja. Suurin omistaja on UPM-Kymmene Oyj 41,84 %:n osuudella. Myös Stora Enso Oyj (15,01 %), Kymppivoima Oy (8,86 %) ja Etelä-Pohjanmaan Voima Oy (7,33 %) ovat merkittäviä omistajia.

## **Kemijoki Oy**

Vesivoimantuottaja Kemijoki Oy on keskinäinen yhtiö, jonka tuotanto myydään omakustannushintaan vesivoimaosakkeiden suhteessa osakkaille ja sitä kautta valtakunnan kulutukseen. Yhtiö omistaa vesistöalueella kuusitoista voimalaitosta, säännöstelee Lokan ja Porttipahdan tekojärviä sekä Kemi- ja Olkkajärveä. Lisäksi yhtiö omistaa sekä

Lieksanjoelta että Kymijoelta kaksi voimalaitosta. Voimalaitosten kokonaisteho on 1 008 MW, ja yhtiö kattaa 25 % Suomen säätövoiman tarpeesta.

Kemijoki Oy:n vesivoimantuotantoon oikeuttavien vesivoimaosakkeiden omistus jakautuu seuraavasti: Fortum Power and Heat Oy 63,79 %, Lapin Sähkövoima Oy 10,82 %, UPM-Kymmene Oyj 19 %, Helsingin Energia 3,91 %, Rovakairan Tuotanto Oy 1,64 % ja Rovaniemen Energia Oy 1,04 Oy. Suurin omistaja Fortum Power and Heat vastaa voimalaitosten käytöstä.

### **Pohjoismaiset toimijat:**

#### **DONG Energy**

DONG Energy on Tanskan johtava energian tuottaja, joka toimii öljy-, kaasu- ja sähkömarkkinoilla. DONGin sähköntuotanto oli vuonna 2008 noin 18,5 TWh. Tanskan valtio omistaa DONGista 73 %, eikä yhtiötä ole listattu pörssiin. DONG perustettiin vuonna 2006, kun kuusi tanskalaista sähköyhtiötä yhdistettiin (DONG, Elsam, Energi E2, Nesa, Koebenhavns Energin sähköosasto, Frederiksberg Forsyning).

DONGilla on CHP-laitoksia Tanskassa ja uusiutuvaa energiaa Tanskassa, Isossa Britanniassa, Ruotsissa ja Puolassa. Uusiutuvan energian osuus DONGin sähkön tuotannosta oli 14 % vuonna 2008. Tanskassa ja Ruotsissa tuotettu sähkö myydään sähköpörssi Nord Pooliin.

DONGin CHP- ja lauhdelaitosten sähköntuotantokapasiteetti Tanskassa on 5 620 MW, eli DONGin hallussa on 57 % Tanskan nettokapasiteetista. Vuonna 2008 DONGin termien sähköntuotanto oli 16,0 TWh, joka vastaa 53 % Tanskan lämpövoimantuotannosta. DONGilla tuulivoimakapasiteetti Tanskassa on 431 MW. Laitosten tuotanto vuonna 2008 oli 1,2 TWh. Lisäksi DONGilla on omistaa yhden vesivoimalaitoksen tuotannon Ruotsissa (tuotanto 818 GWh vuonna 2008), ja DONGilla on vähemmistöosuuksia kahdessa vesivoimantuotantoyrityksessä Norjassa.

#### **E.ON Nordic AB**

Saksalainen E.ON AG on maailman suurin yksityisomisteinen energiayhtiö, jolla on noin 35 miljoonaa asiakasta. Suomessa E.ONin strategiana on kehittää yhteistyötä kaupunkien omistamien energiayhtiöiden kanssa sekä osallistua uusiin voimalaitosinvestointeihin.

E.ONin sähkönhankinta Pohjoismaissa vuonna 2008 oli 56,6 TWh. Noin puolet hankinnasta saatiin omista voimalaitoksista (28,3 TWh), lisäksi konsernilla on merkittäviä yhteisomistuksessa olevia voimalaitoksia (9,5 TWh). Konserni on sähkön netto-ostaja. Tällä hetkellä E.ONilla ei ole merkittävää sähkön tuotantokapasiteettia Suomessa. E.ON Nordic on osakkaana Fennovoiman ydinvoimalaitoshankkeessa.

### **Statkraft**

Statkraft on Norjan valtion täysin omistama energiayhtiö, jolla on toimintaa 23 eri maassa. Statkraft on Norjan suurin sähkön tuottaja, jonka tuotannosta valtaosa on vesivoimaa. Statkraftin oma ja yli 50 %:n omisteisten yhtiöiden sähkön tuotanto vuonna 2008 oli 49,3 TWh. Suurin osa Statkraftin sähkön tuotannosta on vesivoimaa. Yhtiö on aktiivinen toimija Euroopan sähköpörsseissä.

Vuonna 2008 Statkraft ja E.ON tekivät vaihtokaupan, jossa Statkraft sai haltuunsa 63 voimalaitosta Ruotsissa, Saksassa ja Isossa Britanniassa. Sopimuksen myötä Statkraftista tuli Ruotsin neljänneksi suurin sähkön tuottaja.

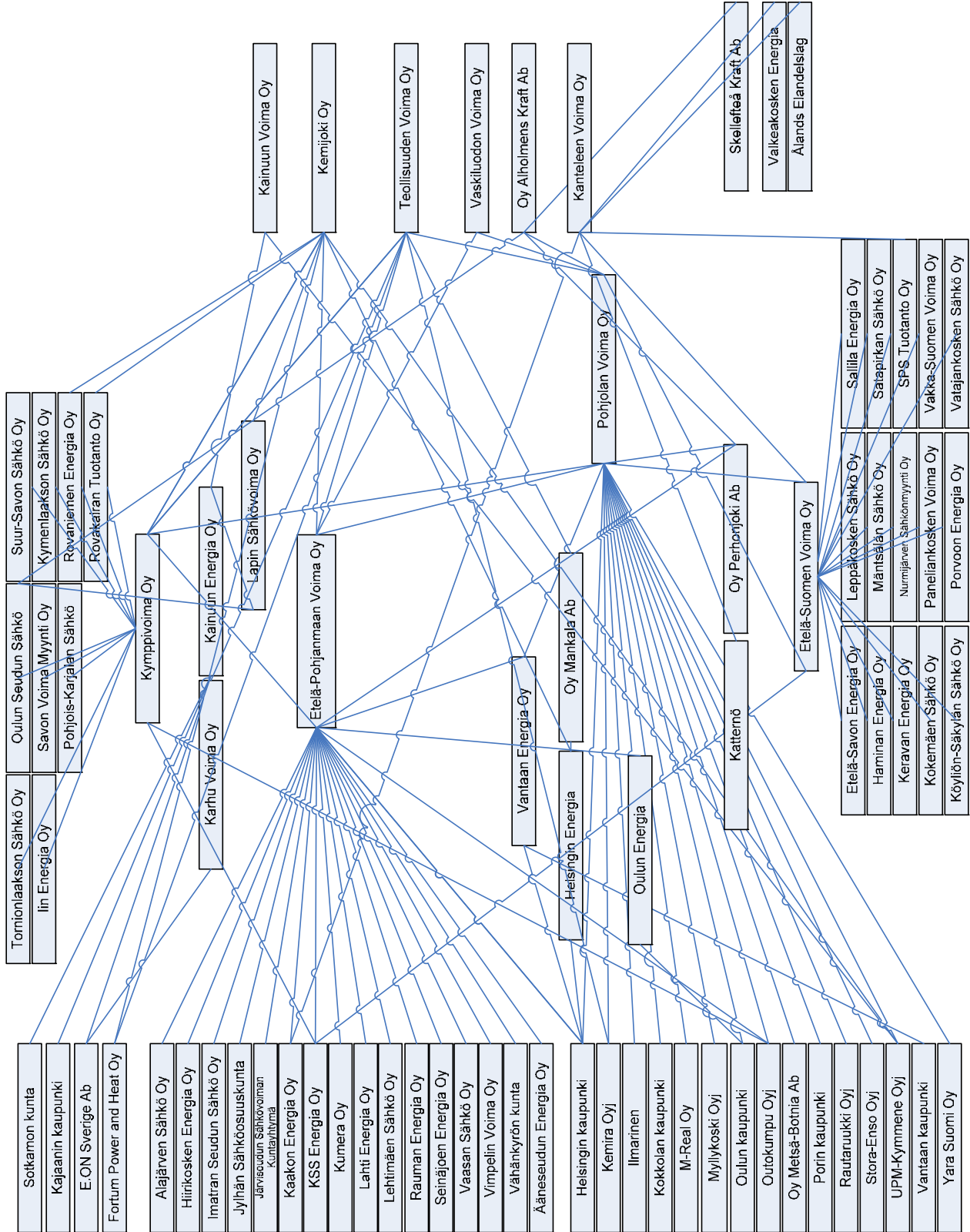
### **Vattenfall**

Ruotsalainen Vattenfall on Euroopan viidenneksi suurin sähkön ja suurin lämmön tuottaja. Vuonna 2008 yhtiöllä oli toimintaa Ruotsissa, Tanskassa, Suomessa, Saksassa, Puolassa ja Isossa Britanniassa. Vuonna 2009 toiminta laajenee Hollantiin ja Belgiaan Nuon-kaupan ansioista. Vattenfall on Ruotsin valtion täysin omistama energiayhtiö.

Vattenfallin markkinaosuus sähkön tuotannosta Pohjoismaissa on noin viidennes. Yhtiön Pohjoismaiden liiketoiminnat on sijoitettu Nordic-liiketoimintayksikköön. Vuonna 2008 Nordic-yksikkö tuotti sähköä 90,7 TWh, josta 40 % tuotettiin vesivoimalla, 51 % ydinvoimalla, 7 % fossiilisilla polttoaineilla ja 2 % tuulivoimalla ja biomassalla.

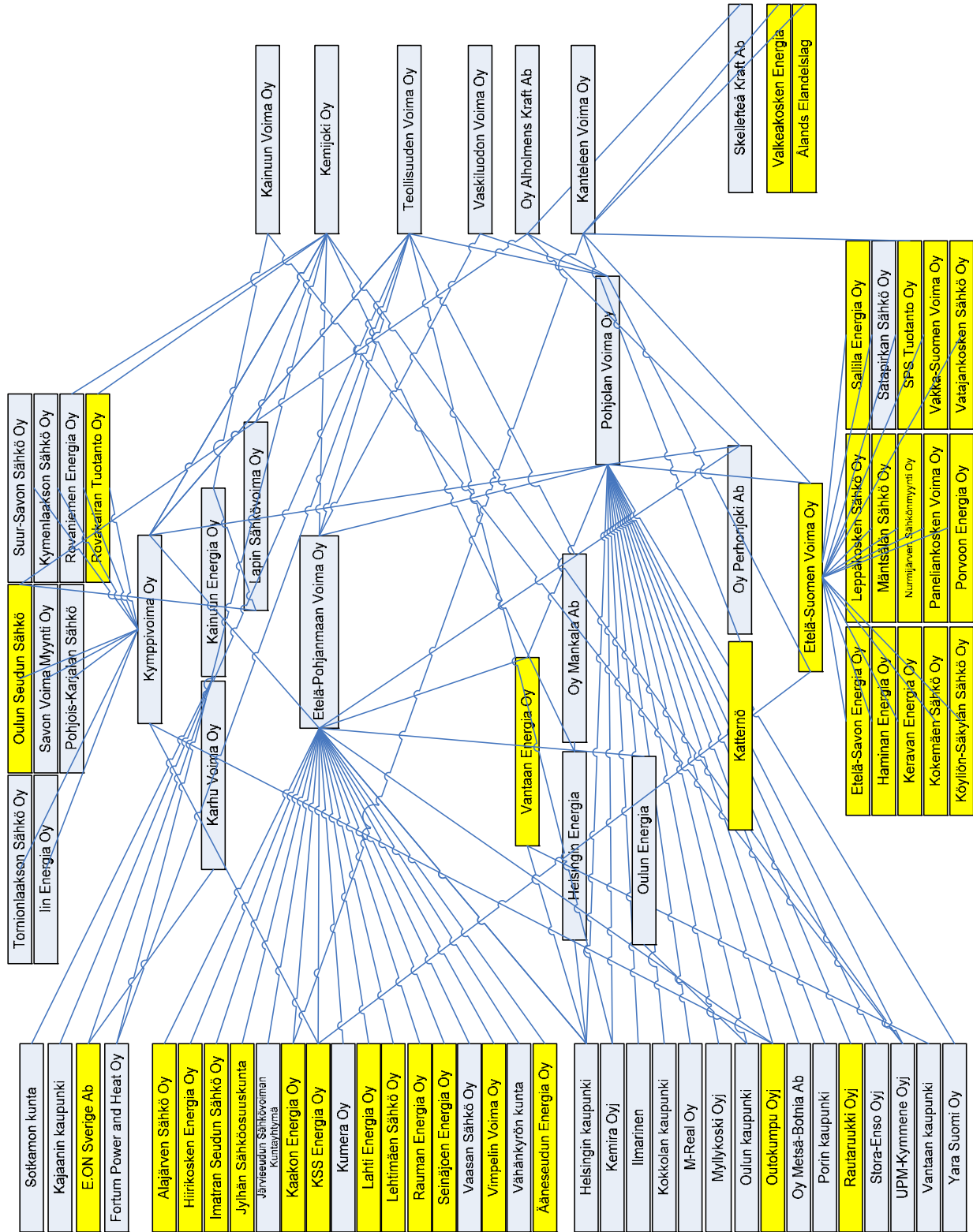


# Liite B: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008





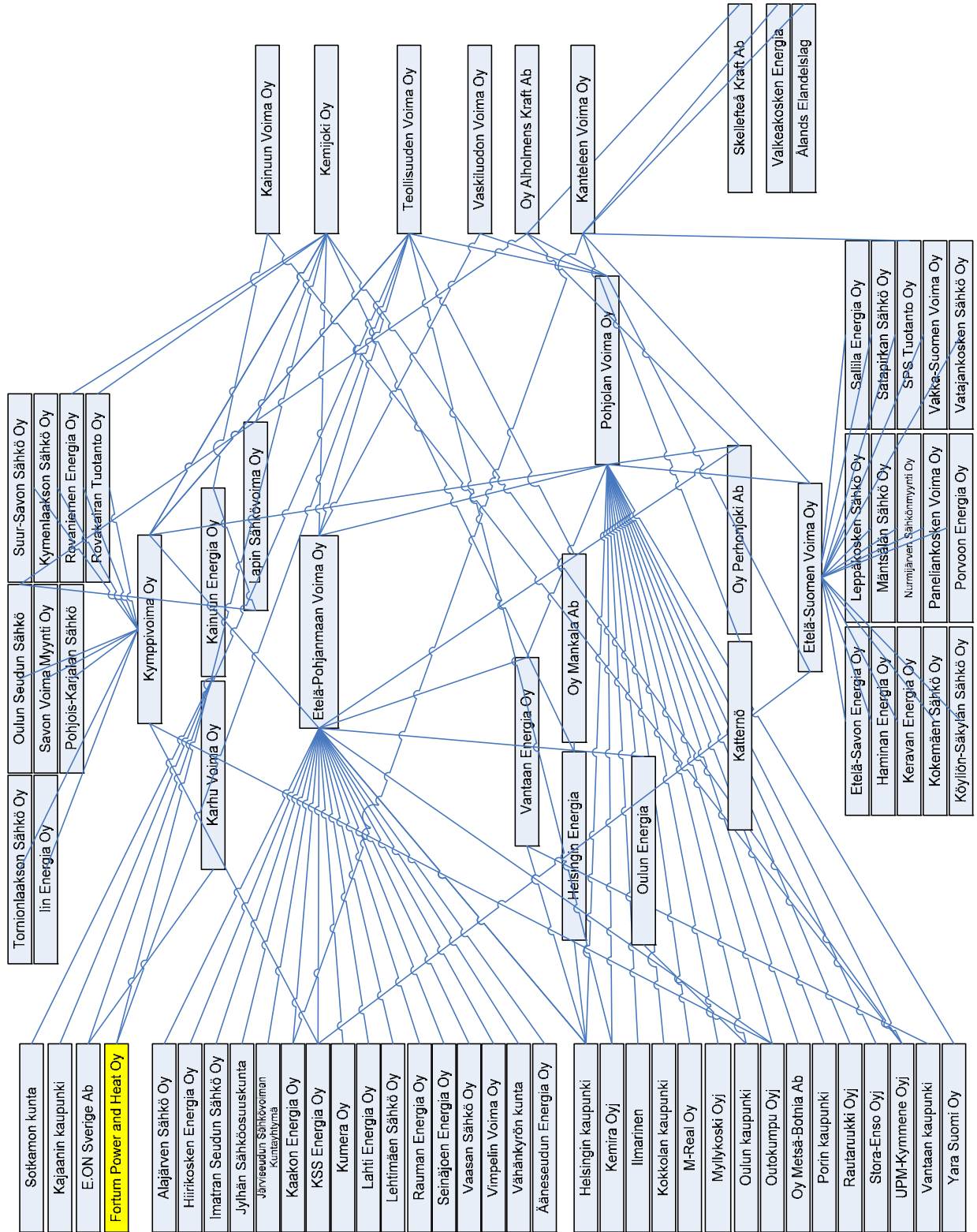
# Liite C: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Fennovoiman osakkaat merkitty keltaisella





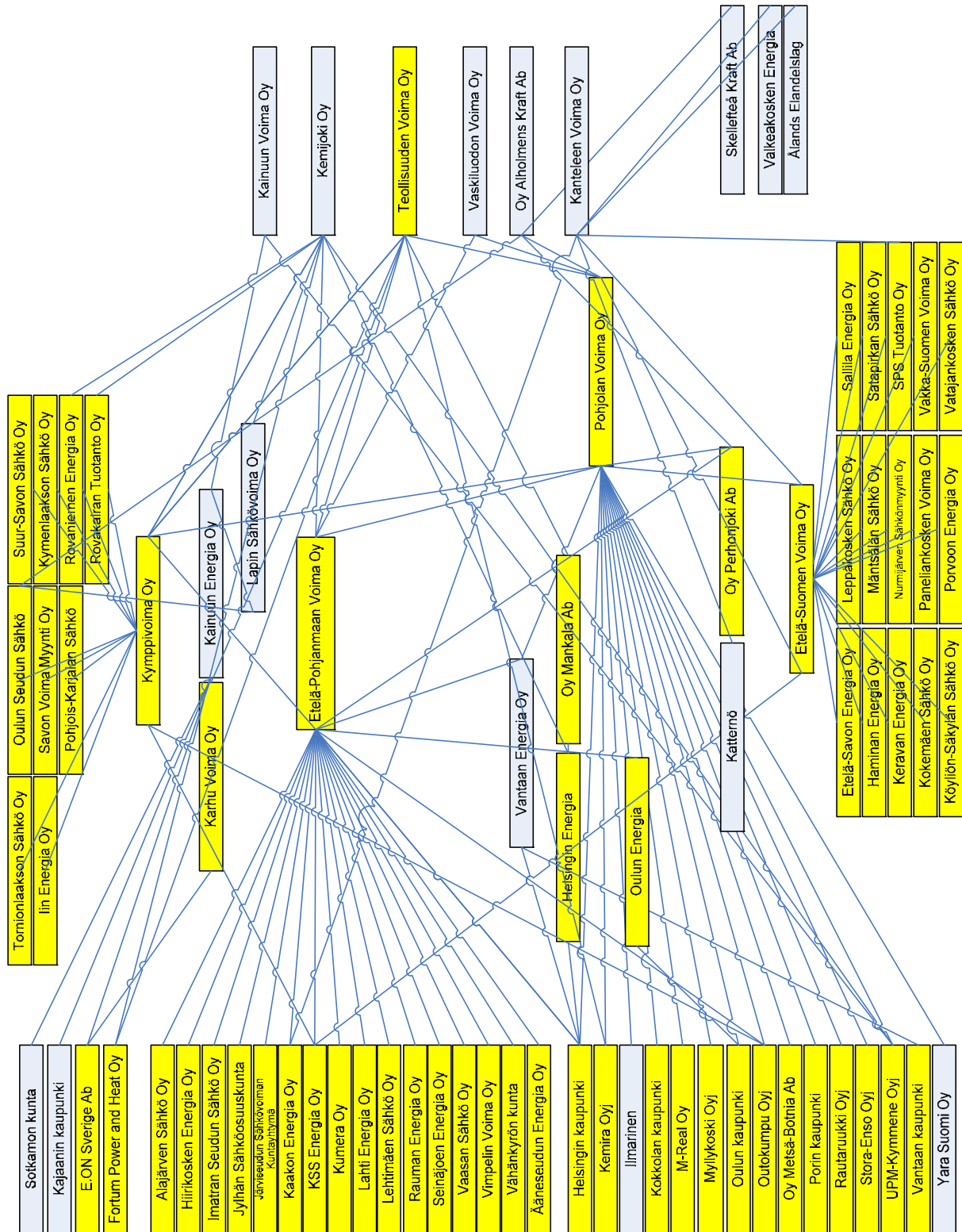


# Liite D: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Fortum merkitty keltaisella





# Liite E: Merkittävimmät omistussuhteet Suomen sähkömarkkinoilla vuonna 2008. Teollisuuden Voiman osakkaat merkitty keltaisella





# Liite F: Markkinaskenaariot 2010, 2015, 2020 ja 2030

Tarkeasialue: Kapasiteettitilanne: Sähkön kysyntä: Lisäydinvoima:	2007		2010		2015		2020		2030		2030	
	401 TWh	402 TWh	401 TWh	402 TWh	401 TWh	402 TWh	401 TWh	402 TWh	408 TWh	454 TWh	408 TWh	454 TWh
<b>Sähkön tuotanto (TWh)</b>												
<b>Tuuli voima</b>												
Suomi	0.2	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Ruotsi	1.4	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	20.1	20.1	20.2	20.1	20.1	20.2
Noja	0.9	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	12.9	12.9	12.9	12.9	11.1	11.1
Tanska	7.2	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	15.1	15.1	15.1	15.1	8.3	8.3
<b>Yhteensä</b>	<b>9.7</b>	<b>12.0</b>	<b>12.5</b>	<b>12.6</b>	<b>12.6</b>	<b>12.6</b>	<b>54.1</b>	<b>54.1</b>	<b>54.2</b>	<b>54.1</b>	<b>54.0</b>	<b>54.1</b>
<b>Ydinvoima</b>												
Suomi	22.5	35.7	35.8	49.8	63.9	49.9	63.9	49.7	63.7	49.7	63.7	49.7
Ruotsi	64.3	68.1	74.4	74.9	74.8	74.1	73.9	73.5	74.3	74.1	74.3	74.1
<b>Yhteensä</b>	<b>86.8</b>	<b>104.1</b>	<b>110.7</b>	<b>124.6</b>	<b>138.6</b>	<b>124.0</b>	<b>137.8</b>	<b>137.6</b>	<b>148.1</b>	<b>148.1</b>	<b>148.0</b>	<b>148.1</b>
<b>Vesivoima</b>												
Suomi	14.0	13.1	13.4	13.4	13.4	13.5	13.6	13.7	13.7	13.7	13.6	13.6
Ruotsi	65.5	65.0	66.0	66.0	66.1	66.1	68.0	68.1	68.1	68.1	68.0	68.1
Noja	135.0	121.8	121.0	120.8	121.0	121.1	121.0	126.2	126.2	126.3	126.3	126.1
Tanska	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Yhteensä</b>	<b>214.6</b>	<b>199.9</b>	<b>200.4</b>	<b>200.5</b>	<b>200.4</b>	<b>200.7</b>	<b>207.7</b>	<b>207.8</b>	<b>208.1</b>	<b>208.1</b>	<b>207.4</b>	<b>207.7</b>
<b>CHP</b>												
Suomi	26.6	31.5	32.6	32.2	31.8	31	32.6	32.5	32.1	24.0	21.2	17.5
Ruotsi	13.2	16.5	17.2	16.4	16.1	15.8	16.6	16.5	16.3	14.3	13.7	12.7
Noja	0.7	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.0	4.1	6.5
Tanska	15.8	15.3	15.4	14.5	13.1	15.7	15.6	15.1	10.7	8.7	6.5	12.6
<b>Yhteensä</b>	<b>56.3</b>	<b>69.2</b>	<b>70.6</b>	<b>69.6</b>	<b>65.4</b>	<b>65.4</b>	<b>69.1</b>	<b>70.2</b>	<b>69.1</b>	<b>54.6</b>	<b>48.6</b>	<b>40.8</b>
<b>Lauhde</b>												
Suomi	14.5	10.6	4.9	6.4	3.9	2.7	10.8	7.9	5.6	0.8	0.4	0.2
Ruotsi	0.6	2.0	1.8	1.7	1.3	0.9	2.5	2.1	1.5	0.5	0.3	0.1
Noja	0.0	4.0	0.6	0.9	0.6	0.3	1.1	1.0	0.8	0.0	0.0	0.0
Tanska	14.0	15.0	10.9	6.6	3.4	21.3	15.0	8.9	0.4	0.3	0.1	0.9
<b>Yhteensä</b>	<b>29.1</b>	<b>31.6</b>	<b>13.1</b>	<b>19.9</b>	<b>12.4</b>	<b>7.3</b>	<b>35.7</b>	<b>25.0</b>	<b>16.8</b>	<b>1.7</b>	<b>1.0</b>	<b>0.4</b>
<b>Markkinatasapaino (TWh)</b>												
Suomi	-12.7	-13.9	-4.6	-9.7	1.4	13.5	-9.7	1.2	12.5	-13.0	-1.9	7.9
<b>Nettovienti</b>												
Suomi												
<b>Pohjoismaat</b>												
Tuonti	14.9	2.4	0.9	2.2	0.9	0.5	6.9	3.5	1.8	0.0	0.0	0.0
Vienti	11.9	1.7	5.5	3.3	6.8	12.8	1.9	2.5	4.3	38.2	45.2	50.4
<b>Nettovienti</b>	<b>-3.0</b>	<b>-0.7</b>	<b>4.6</b>	<b>1.1</b>	<b>5.9</b>	<b>12.3</b>	<b>-5.0</b>	<b>-1</b>	<b>2.5</b>	<b>38.2</b>	<b>45.2</b>	<b>50.4</b>
* Normaali vuosi												
** Siirtohinat muualle markkinoille tässä laskentatapauksessa. Muutoin käytetty korkeita hintoja eli korkeita tuonti- ja matalia vientihintoja												





Tekijä(t) Maija Ruska & Göran Koreneff		
Nimeke <b>Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla</b>		
Tiivistelmä Selvityksessä tarkasteltiin uusien ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähkömarkkinoiden ristiinomistuksiin, keskittyneisyyteen ja toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa. Kirjoittajien arvion mukaan markkinoita tulee tulevaisuudessa tarkastella ensisijaisesti pohjoismaisina. Niiden tuntien lukumäärä, jolloin Suomi on muodostanut oman hinta-alueensa, on 2000-2008 vuosittain vaihdellut välillä 1-29 %. Suomi tulee jatkossa muodostamaan entistä harvemmin oman alijäämäisen hinta-alueensa, sillä Suomen ja Ruotsin välinen siirtokapasiteetti ja Suomen sähkötuotantokapasiteetti kasvavat. Lisäksi Nord Poolin laajeneminen Baltiaan vaikuttaa markkinan laajuuteen. Suomessa on tyypillistä, että voimalaitosten omistus on järjestetty voimaosakeyhtiöillä. Kaksi kolmesta ydinvoimalaitoshankkeesta on useamman sähköntuottajan ja -käyttäjän yhteishanke. Selvityksessä analysoitiin nykyisiä omistussuhteita ja uusien hankkeiden vaikutuksia niihin. Eri sähköntuotantomuotojen kannattavuutta tulevaisuudessa arvioitiin eri sähkön kysyntöihin perustuvilla sähkömarkkinaskenaarioilla. Kapasiteettirakenteen on oletettu pysyvän pitkälti nykyisen kaltaisena. Merkittävin muutos tulee olemaan uusiutuvan sähköntuotannon lisäys EU-tavoitteiden mukaisesti. Erityisesti konventionaalisella lahteella tuotetun sähkön määrä tulee vähentymään. Sähkön vienti Pohjoismaiden ulkopuolelle tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Uusien ydinvoimalaitosten myötä Suomen kansallisten sähkömarkkinoiden keskittyneisyys kasvaisi. Kasvu on suurinta, mikäli Fortum rakentaisi uutta kapasiteettia. Pohjoismaissa Vattenfallin sähköntuotanto on huomattavasti suurempi kuin Fortumin. Vattenfallin kapasiteetti ei kasva Suomen ydinvoimalaitoshankkeiden myötä. Pohjoismaisella tasolla Suomen ydinvoimahankkeet eivät lisää keskittyneisyyttä merkittävästi. Ydinvoimaa ei Suomessa käytetä vuorokausi- tai tuntitason säätöön, joten ydinvoimalaitoskapasiteetti ei lisää omistajansa mahdollisuutta jättää sähköpörssiin joustavia tarjouksia. Arvion mukaan ydinvoimakapasiteetti ei lisää toimijoiden markkinavoimaa samassa suhteessa kuin markkinaosuutta.		
ISBN 78-951-38-7531-2 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/publications/index.jsp">http://www.vtt.fi/publications/index.jsp</a> )		
Avainnimeke ja ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 (nid.) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/publications/index.jsp">http://www.vtt.fi/publications/index.jsp</a> )	Projektinumero	
Julkaisu-aika Marraskuu 2009	Kieli Suomi, eng. tiiv.	Sivu- ja liitt. 57 s. + liitt. 12 s.
Projektin nimi Ydinsähvaikutukset	Toimeksiantaja(t) Työ- ja elinkeinoministeriö	
Avainsanat electricity market, market concentration, market power, HHI index	Julkaisija VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4520 Faksi 020 722 4374	







Series title, number and  
report code of publication

VTT Research Notes 2509  
VTT-TIED-2509

Author(s) Maija Ruska & Göran Koreneff		
Title <b>New nuclear power plants and the electricity market competition</b>		
Abstract <p>The study assesses the effects the different nuclear power plant projects would have on cross-ownership, market concentration and market power in electricity market. The analyses are given both for Finnish and Nordic power markets.</p> <p>The authors feel that the electricity market should primarily be viewed as a common Nordic market in the future. During 2000 to 2008 the hours when Finland was an own price area ranged from 1 % to 29 % as annual averages. In the future it will be more and more seldom that Finland will become an own deficit price area, because the cross-border transmission capacity to Sweden will increase as will Finnish electricity production capacity. In addition, the extension of Nord Pool to the Baltic will increase the size of the market.</p> <p>The ownership of power plants is typically organized through power share companies in Finland. Two of the three nuclear power plant projects are joint ventures with several electricity producers and consumers. The current ownership relations and what effects the new projects might have on them were analyzed in this study.</p> <p>The competitiveness of different electricity production forms in the future was assessed using different market scenarios based on varying demand expectations. The capacity structure was assumed to stay quite unchanged, where the biggest change is expected to come from new renewable power capacity due to EU targets. Conventional condensing power production will decrease and Nordic electricity exports will increase in the future.</p> <p>The market concentration would increase in Finland with new nuclear plants, the most if Fortum were the builder. Vattenfall has a decidedly larger electricity production in the Nordic countries than Fortum, and Vattenfall's capacity would be unchanged by the new planned nuclear plants. The nuclear power plant projects do not therefore increase market concentration significantly on a Nordic level.</p> <p>Nuclear power is not used for day or hour regulation in Finland, which means that nuclear power capacity doesn't increase the owner's possibilities to make flexible offers at the electricity exchange. Nuclear capacity is not expected to increase the market power of actors in proportion to the increase in the market share.</p>		
ISBN 978-951-38-7531-2 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/publications/index.jsp">http://www.vtt.fi/publications/index.jsp</a> )		
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 (soft back ed.) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/publications/index.jsp">http://www.vtt.fi/publications/index.jsp</a> )		Project number
Date November 2009	Language Finnish, engl. abstr.	Pages 57 p. + app. 12 p.
Name of project Ydinsäihvaikutukset		Commissioned by Ministry of Employment and the Economy
Keywords electricity market, market concentration, market power, HHI index		Publisher VTT Technical Research Centre of Finland P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4520 Fax +358 20 722 4374

Suomessa on valmisteilla kolme ydinvoimalaitoshanketta. Periaatepäätöshakemuksen uusien ydinvoimalaitosten rakentamisesta ovat jättäneet Fennovoima Oy, Fortum Power and Heat Oy ja Teollisuuden Voima Oyj. Tämä selvitys on tehty VTT:llä työ- ja elinkeinoministeriön tilauksesta. Selvityksessä tarkastellaan ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutuksia sähköntuotannon omistussuhteisiin ja sähkömarkkinoiden keskittyneisyyteen sekä näiden johdosta toimijoiden mahdollisuuksiin vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa ja Pohjoismaissa. Osana työtä on muodostettu erilaisiin sähkönkulutuksiin perustuvia skenaarioita, joiden avulla voidaan arvioida eri sähkön tuotantomuotojen käyttöä tulevaisuudessa.