

Mikko Kara

## Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan

| Ehdotus Suomen strategiaksi



# **Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan**

## **Ehdotus Suomen strategiaksi**

Mikko Kara  
VTT Prosessit



ISBN 951-38-6525-8 (nid.)  
ISSN 1235-0605 (nid.)

ISBN 951-38-6526-6 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)  
ISSN 1455-0865 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)

Copyright © VTT 2005

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 2000, 02044 VTT  
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 2000, 02044 VTT  
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 4374

VTT Prosessit, Biologinkuja 7, PL 1600, 02044 VTT  
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 7026

VTT Processer, Biologgränden 7, PB 1600, 02044 VTT  
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 7026

VTT Processes, Biologinkuja 7, P.O.Box 1600, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 7026

Toimitus Leena Ukoski

Edita Prima Oy, Helsinki 2005

Kara, Mikko. Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan. Ehdotus Suomen strategiaksi. [The Impact of EU CO<sub>2</sub> Emission Trading on Nordic Electricity Market. A Proposal for Finnish Strategy]. Espoo 2005. VTT Tiedotteita – Research Notes 2280. 120 s. + liitt. 17 s.

**Avainsanat** Nordic countries, electricity markets, investments, emissions, carbon dioxide, windfall profits, industry, energy production, domestic sector, emissions trade

## Tiivistelmä

EU:n sisäinen hiilidioksidin päästökauppajärjestelmä on käynnistymässä vuoden 2005 alussa. Järjestelmän ensimmäisessä vaiheessa, 2005–2007, ovat mukana yli 20 MW:n voimalaitokset, metalliteollisuus, massan ja paperin valmistus sekä mineraaliteollisuus ja öljynjalostamot. Päästökaupalla odotetaan olevan merkittäviä vaikutuksia sähkön hintaan, investointipäätöksiin ja eri toimijoiden kilpailukykyyn. Tässä selvityksessä tarkasteltiin EU:n päästökauppajärjestelmän todennäköisiä vaikutuksia pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin ja sen osapuoliin.

EU:n päästökauppa on merkittävä uusi energia-alan mekanismi, jolla tulee ajan mittaan olemaan hyvin laaja-alaisia ja merkittäviä vaikutuksia. Päästökaupan yleisenä tavoitteena on ohjata päästöjä rajoittavat toimet edullisimpiin kohteisiin. Suomi on taloudeltaan painottunut energiaintensiiviseen vientiteollisuuteen ja on kotimarkkinoiltaan pieni, jossa sisäiset jouston mahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Lisäksi energiankäyttö Suomessa on kansainvälisessä vertailussa hyvin tehokasta. Näistä syistä johtuen EU:n päästökauppa on Suomelle erityisen merkittävä.

Näköpiirissä on, että EU:n päästökaupan merkitys kasvihuonekaasujen päästöjen rajoittamisessa tulee jatkossa kasvamaan samalla, kun päästöjen rajoittamisvaatimukset tiukenevat. EU:n päästökaupan ensimmäinen jakso 2005–2007 ei tule vielä paljonkaan muuttamaan toimintaympäristöä. Päästökaupan hintataso pysyy oletettavasti melko alhaisella tasolla (alle 10 €/tonni CO<sub>2</sub>) ja kaupan volyymit pieninä. Kioton ensimmäisellä velvoitekaudella 2008–2012 vaikutukset tulevat kuitenkin olemaan tuntuvasti voimakkaampia, kun päästökaupan hintataso on 10–20 €/tonni CO<sub>2</sub>.

Päästökauppa tulee aiheuttamaan ns. Windfall-voittojen mahdollisuuden sähköntuottajille. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimpia lisävoittojen saajia ovat norjalaiset ja ruotsalaiset vesivoiman omistajat sekä ruotsalaisen ydinvoiman omistajat. Suurimpia suhteellisia häviäjiä suomalaisista toimijoista tulevat olemaan pieni ja keskisuuri teollisuus, pienkuluttajat ja palvelusektori sekä ne energiaintensiivisen teollisuuden edustajat, joilla ei ole omaa tai osakkuustuotantoa.

Kuluttajien aktiivisuudella kilpailuttaa sähköyhtiöitä sekä tehokkaalla ja asiantuntevalla viranomaisvalvonnalla voidaan jossain määrin vaikuttaa sähkön hinnoitteluun. Päästökaupan kustannuksia nostavia vaikutuksia Suomessa voidaan lieventää myös lisäämällä pienipäästöistä energiantuotantokapasiteettia.

EU:n päästökaupan myötä sähkön tuonnin lisääntyminen Pohjoismaihin muun muassa Virossa ja Venäjältä on todennäköistä. Jotta nettopäästöjen väheneminen varmistetaan, tulisi EU:n päästökaupan jatkossa perustua nykyistä enemmän parhaan käytettävissä olevan tekniikan periaatteelle. Tässä selvitystyössä ehdotetaan Suomelle aktiivista energia-alan strategiaa päästöjen vähentämiseksi ja päästökaupan tuleviin jaksoihin varautumiseksi sekä sähkömarkkinoiden toimivuuden parantamiseksi. Strategian tulee sisältää mm. markkinoiden toimintaa edistäviä toimenpiteitä, vähäpäästöisen kapasiteetin lisäämistä, teknologian kehittämistä ja käyttöönoton edistämistä sekä tutkimuksen ja päätöksenteon valmistelun resurssien parantamista. Esimerkkeinä tällaisista toimenpiteistä ovat mm. hajautetun sähköntuotannon verkkoon liittymisen edellytysten parantaminen tuotannon tariffeja kehittämällä, lämmitysöljyn verotuksen nostaminen puupolttoaineiden käytön lisäämiseksi sekä ydinvoiman lisääminen, joka on ylivoimaisesti edullisin keino vähentää tehokkaasti hiilidioksidipäästöjä Suomen oloissa.

Kara, Mikko. Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan. Ehdotus Suomen strategiaksi. [The Impact of EU CO<sub>2</sub> Emission Trading on Nordic Electricity Market. A Proposal for Finnish Strategy]. Espoo 2005. VTT Tiedotteita – Research Notes 2280. 120 p. + app. 17 p.

**Keywords** Nordic countries, electricity markets, investments, emissions, carbon dioxide, windfall profits, industry, energy production, domestic sector, emissions trade

## Abstract

The EU CO<sub>2</sub> emission trading system is scheduled to commence operation in the beginning of 2005. In the first phase of the system, 2005–2007, power plants with thermal capacity greater than 20 MW, metals industry, pulp and paper industry, mineral industry and oil refineries are included. The emission trading system is expected to have significant impacts on electricity prices, on investment decisions and on the competitive position of various market actors. The likely impacts of the EU emission trading system on the Nordic electricity market and on the position of various market actors are assessed in this report.

The EU emission trading is expected to be a major change in the operating environment having extensive and significant impacts in the long run. Particularly in Finland, due to energy-intensive structure of the Finnish industry, small domestic market, as well as high efficiency of the fuels used in the energy system.

During the first emission trading period, 2005–2007, the impacts on electricity prices will probably remain minor, due to assessed low price level of carbon permits (less than 10 €/t CO<sub>2</sub>) and low volume of trade. Instead, during the first commitment period of the Kyoto Protocol, 2008–2012, the situation is expected to change considerably, with the carbon permit price level of 10–20 €/t CO<sub>2</sub>.

With the price increase of electricity generation with carbon emissions, the possibility of so-called windfall profits for generators is created. In the Nordic electricity market, these additional profits occurring for hydropower and for nuclear power producing electricity to the market are expected to be relatively considerable. In Finland, the increasing electricity price will be the most disadvantageous for small and medium size industry, small-scale consumers and service sector, and for those energy-intensive industrial actors who don't have, either own or through shareholdings, power production.

The electricity pricing can to some extent be affected by improving the competition at the electricity market by encouraging consumer activity, as well as by authoritative official supervision. One key measure for lowering the price rises caused by the EU emis-

sion trading system are investments in new generation capacity with less or zero carbon dioxide emissions.

The electricity exports to the Nordic Countries from Estonia and Russia, among others, will probably increase due to the EU emission trading system. In order to establish the net reduction in the emissions, the EU emission trading system should be more based on the principle of the best available technology. In this study, an active strategy on energy branch to establish the emission abatements and to prepare for further periods of the emission trading is proposed. The strategy should include measures to promote the functionality of the electricity market, to increase new generation capacity with less or zero carbon dioxide emissions, to improve the technology development and promotion of adoption, as well as measures to improve the resources to prepare the decision-making and researches.



# Esipuhe

Energiajärjestelmä on Euroopassa kokenut lyhyellä aikavälillä kaksi merkittävää muutosta. Näistä EU:n sähkömarkkinoiden avaaminen on ollut ensimmäinen. Nyt käyttöön otettava EU:n hiilidioksidin päästökauppa on merkitykseltään vastaavansuuruinen muutos toimintaympäristössä energia-alalla, jossa investointien pitoajat ovat tyypillisesti kymmeniä vuosia.

Suomessa sähkönkulutuksen suhde BKT:hen on korkea, koska energiantensiivinen vientiteollisuus on tärkeä talouden osa. Vaikka talouden rakenne Suomessa on muuttunut, vasta viime vuosina on ollut nähtävissä, että BKT:n kehitys on osaksi irrottautumassa sähkönkulutuksen kehityksestä.

Tämä selvitystyö tehtiin kauppa- ja teollisuusministeriön toimeksiannosta (Liite A). Selvitysmies on työssään haastatellut laajasti eri osapuolia. Materiaalia julkaisuun ovat VTT Prosesseista tuottaneet tutkija Maija Ruska, erikoistutkija Veikko Kekkonen, tutkimuspäällikkö Satu Helynen, erikoistutkija Antti Lehtilä, tutkija Juha Forsström, erikoistutkija Aulis Ranne, tuotepäällikkö Esa Peltola, tutkija Hannele Holttinen ja tutkija Bettina Lemström. Lisäksi tekijät ovat kiitollisia tutkimusprofessori Seppo Kärkkäisen, tutkimusprofessori Ilkka Savolaisen ja ryhmäpäällikkö Kari Sipilän kommentteista. Selvitysmiehen teknisenä sihteerinä toimi erikoistutkija Sanna Syri.

Osia raportin pohjoismaista sähköjärjestelmää ja Suomen verotus- ja tukijärjestelmää käsittelevästä tekstistä perustuu VTT:n toimittamaan Energia Suomessa -kirjaan. Lisäksi KTM, tekn. yo. Jani Björn on tuottanut työhön Yhdysvaltojen päästökauppajärjestelmiä koskevaa materiaalia. Tutkimusjohtaja Juha Honkatukia Valtion taloudellisesta tutkimuskeskuksesta VATT:sta on tehnyt selvitystyöhön liittyviä kansantaloudellisia laskelmia. Tekijät esittävät heille lämpimät kiitoksensa.

EU:n päästökauppa on Suomelle hyvin merkittävä, ja on syytä analysoida syvällisesti päästökaupan ja sähkömarkkinoiden vuorovaikutusta. Tekijät toivovat, että tämä julkaisu antaa välineitä keskusteluun ja mahdollisia suuntaviivoja valmistauduttaessa Kioton kauden jälkeisiin neuvotteluihin.

Espoossa 30.9.2004

Selvitysmies Mikko Kara

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä.....	3
Abstract.....	5
Esipuhe .....	7
1. Johdanto .....	11
2. Energian kehitysnäkymät globaalisti ja EU:ssa.....	13
3. Pohjoismaiset sähkömarkkinat.....	17
3.1 Sähköjärjestelmä .....	17
3.1.1 Sähkön tuotanto ja kulutus .....	17
3.1.2 Sähkönsiirtojärjestelmä.....	19
3.2 Sähkökauppa .....	22
3.2.1 Sähköpörssi .....	22
3.2.2 Siirtokapasiteetin rajoitukset.....	24
3.2.3 Hinnan muodostuminen .....	25
3.3 Energiaverot ja -tuet Suomessa ja muissa Pohjoismaissa .....	27
3.3.1 Suomen energiavero- ja tukijärjestelmä.....	27
3.3.2 Energiaverot ja -tuet muissa Pohjoismaissa.....	29
3.3.3 Kuluttajien energianhintojen vertailua Pohjoismaissa .....	31
3.3.4 Energiaverotuksen harmonisointi EU:ssa .....	32
3.4 Sähkömarkkinoiden toimivuus.....	32
3.4.1 Kilpailun epätäydellisyys .....	34
3.4.2 Investoinnit uuteen kapasiteettiin.....	35
3.4.3 Toimivuus kuluttajan näkökulmasta .....	38
3.4.4 Asiakasaktiivisuuden merkitys.....	40
4. Hiilidioksidin päästökauppa.....	42
4.1 Suomen kansallinen jakosuunnitelma .....	42
4.2 EU-maiden kansalliset jakosuunnitelmat .....	44
4.2.1 Alkujakosuunnitelmien tilanne .....	44
4.2.2 Eri maiden alkujakosuunnitelmien vertailu .....	45
4.2.2.1 Päästökauppasektorin laajuus .....	45
4.2.2.2 Alkujaon perusteet .....	47
4.2.2.3 Arvio ostajista ja myyjistä.....	47
4.2.2.4 Uudet toimijat .....	48
4.2.2.5 Näkymät Kioto-kaudelle.....	49
4.2.3 Tilanne Tanskassa, Ruotsissa, Virossa ja Puolassa.....	49
4.2.3.1 Tanska .....	49

4.2.3.2	Ruotsi .....	50
4.2.3.3	Puola ja Viro .....	51
4.3	Yhteenveto alkujakosuunnitelmista.....	51
5.	Päästökaupan vaikutukset sähkömarkkinoihin .....	52
5.1	Sähkön tuotannon kustannukset .....	52
5.1.1	Lauhdutustuotanto.....	56
5.1.2	Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto .....	57
5.2	Sähkön pörssihinta.....	58
5.2.1	Toteutuva tilanne kaudella 2005–2007 .....	60
5.2.2	Tilanne kaudella 2008–2012 .....	61
5.3	Pörssihinnan vaikutus kuluttajahintoihin .....	61
5.3.1	Hintavaikutus tehokkaasti toimivilla vähittäismarkkinoilla.....	61
5.3.2	Vähittäismarkkinoiden epätäydellisyyden vaikutus.....	63
5.4	Teollisuuden sähkökustannukset.....	63
5.4.1	Teollisuuden oma tuotanto ja osuudet.....	63
5.4.2	Vaikutus markkinasähköä ostavan suurteollisuuden kustannuksiin ....	66
5.4.3	Vaikutus pienen ja keskisuuren teollisuuden sähkökustannuksiin.....	67
6.	Päästökaupan vaikutusten arviointi.....	68
6.1	Kilpailutilanteen muutos eri toimijoiden ja eri maiden välillä.....	68
6.1.1	Sähkön pörssihinta ja ns. Windfall-voitto .....	68
6.1.2	Sähkön tuottajat ja tuojat.....	70
6.1.3	Kaukolämmön tuottajat.....	72
6.1.4	Teollisuus .....	72
6.1.5	Pienkuluttajat ja palvelusektori .....	73
6.2	Vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla.....	74
6.3	Vaikutukset energiapoliittisiin tavoitteisiin.....	75
6.3.1	Vaikutukset sähkön tuotantokapasiteettiin.....	75
6.3.2	Vaikutukset energiajärjestelmän varmuuteen .....	76
6.3.3	Ympäristövaatimusten täyttäminen ja päästöjen vähennysmahdollisuudet.....	77
6.4	Vaikutukset työllisyyteen .....	78
7.	Korjaavat toimet.....	80
7.1	Markkinoiden toimivuuden edistäminen .....	80
7.1.1	Aidosti kilpaillun markkinatilanteen varmistaminen ja viranomaisten toimivallan lisääminen .....	80
7.1.2	Valtion omistajapolitiikan selkiyttäminen .....	81
7.1.3	Kysynnän hintajouston lisääminen .....	82
7.1.4	Pienasiakkaiden sähköenergian hinnan parempi kustannusvastaavuus.....	83
7.1.5	Polttoainemarkkinoiden toimivuuden lisäys .....	84

7.2	Vähempipäästöisen kapasiteetin lisääminen .....	86
7.2.1	Uusiutuvat energialähteet.....	86
7.2.2	Maakaasu.....	88
7.2.3	Ydinvoima.....	88
7.2.4	Kapasiteetin lisärakentamisen vaikutukset eri ryhmien kokemuihin kustannuksiin.....	89
7.3	CHP-tuotannon edistäminen ja lämmitysmarkkinat.....	92
7.4	Teknologian kehittäminen ja käyttöönoton edistäminen.....	94
7.5	Verkkoon liitännän tariffioinnin kehittäminen hajautetun pienimuotoisen tuotannon mahdollistamiseksi .....	95
7.6	Uusiutuvien tuotantomuotojen erityiskohtelu .....	97
7.7	Windfall-investointikannuste .....	99
7.8	Osittainen vertikaalinen integraatio.....	101
7.9	Erilainen energialaitoksen omistajapolitiikka .....	102
7.10	Yhteenveto ehdotetuista veromuutoksista.....	103
7.11	Esitettyjä vastatoimia päästökaupan aiheuttamia sähköntuotannon lisävoittoja vastaan muissa EU-maissa .....	104
7.11.1	Niukka alkujako lauhdetuotannolle.....	104
7.11.2	Irlanti .....	104
7.11.3	Euroopan energiaintensiivisen teollisuuden malli .....	105
8.	Ehdotus Suomen strategiaksi .....	106
8.1	Riittävät resurssit ja tietopohja päästöjen rajoitusneuvotteluihin.....	106
8.2	Nyt on tehokkaan varautumisen aika .....	107
8.3	Pienempipäästöistä sähköntuotantokapasiteettia on lisättävä Suomeen.....	107
8.4	Ilmastositomusten kattavuuden ajaminen kansainvälisissä neuvotteluissa ...	108
8.5	Toimet päästökaupan oikean toimivuuden varmistamiseksi.....	108
9.	EU:n päästökaupan kehitysvaihtoehtoja.....	110
10.	Yhteenveto .....	112
	Lähdeluettelo .....	117
Liitteet		
	Liite A: Kauppa- ja teollisuusministeriön toimeksianto selvitysmiehelle	
	Liite B: Euroopan olemassa olevat ja suunnitellut kaasunsiirtoyhteydet	
	Liite C: PVO:n, TVO:n ja Kemijoki Oy:n omistusosuudet, energiaosuudet ja sähkönhankinnan rakenteet	
	Liite D: Vähempipäästöisen kapasiteetin lisärakentamisen vaikutus eri ryhmien kokemuksiin kustannuksiin	
	Liite E: Suositukset jatkoselvityksiksi	

# 1. Johdanto

EU:n sisäistä hiilidioksidin päästökauppajärjestelmää ollaan ottamassa käyttöön ensi vuoden alussa. EU:n päästökaupan on määrä toimia yhtenä instrumenttina Kioton pöytäkirjassa sovittujen kasvihuonekaasujen päästövähennyksien saavuttamiseksi. Merkittävistä kasvihuonekaasujen päästäjistä Yhdysvallat on ilmoittanut, että se ei aio ratifioida Kioton pöytäkirjaa. Pöytäkirjan voimaantulon ehtona on, että sen ratifioineiden maiden yhteenlasketut kasvihuonekaasujen päästöt ovat vähintään 55 % globaaleista päästöistä. Pöytäkirjan voimaantulo oli jonkin aikaa kiinni Venäjän ratifioinnista, joka tapahtui 18.11.2004, ja näin pöytäkirja astuu voimaan 16.2.2005.

EU:n käyttöön otettava päästökauppajärjestelmä on suurin ja merkittävin tähän asti maailmassa toteutettu päästökauppamekanismi. Tätä ennen erityisesti Yhdysvalloissa on käytetty päästökauppaa laajasti haitallisten ilmansaasteiden päästöjen vähentämismekanismina. Yhdysvalloissa käytössä olleet ohjelmat ovat enimmäkseen olleet ”Cap-and-trade”-tyyppisiä, kuten EU:n päästökauppakin, eli valtiovalta on asettanut alue- tai alakohtaiset päästökattot, joiden saavuttamiseen on voitu käyttää päästöjen kauppaa. Laajimmat ohjelmat ovat olleet rikkidioksidin ja typen oksidien päästökauppaohjelmat.

Yhdysvalloissa käytössä olleista päästökauppaohjelmista on ollut etupäässä hyviä kokemuksia (Ellerman ym. 2003, Ellerman & Harrison 2003). Yleisiä johtopäätöksiä ohjelmista ovat olleet:

1. Päästökauppa on auttanut alentamaan kustannuksia tavoitteiden saavuttamisessa.
2. Päästökauppa on auttanut ympäristötavoitteiden saavuttamisessa.
3. Päästökauppa on ollut tehokkainta malleissa, joissa päästöosuudet ovat yksiselitteisiä, eikä kaupankäynnille tarvita ennakkohyväksyntää.
4. Päästöoikeuksien talletusmahdollisuus seuraaville kausille on lisännyt tehokkuutta ja alentanut kustannuksia.
5. Alkuallokaatiosta riippumatta ”Cap-and-trade”-menetelmä on saavuttanut ympäristölliset tavoitteet sekä kokonaiskustannussäästöt (kolmen Yhdysvaltojen perintömenettelyyn perustuneen järjestelmän perusteella).

Rikkidioksidin ja typen oksidien päästökauppajärjestelmät ovat kuitenkin perustavalla tavalla erilaisia järjestelmiä kuin hiilidioksidin päästökauppa, sillä rikin ja typen oksidien vähentämiseen on ollut saatavilla kohtuuhintaisia puhdistinlaitteita, kun taas hiilidioksidipäästöjen vähentäminen tällä hetkellä edellyttää rakenteellisia muutoksia. Tämän vuoksi hiilidioksidin päästökauppajärjestelmällä on odotettavissa tuntuvasti suurempia vaikutuksia koko energiajärjestelmään.

Suomi on EU:n mittakaavassa huomattavan energiantensiivinen ja taloudeltaan painotunut energiantensiiviseen vientisektoriin. Suomi on lisäksi pieni markkina-alue, jonka sisäiset jouston mahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Energiankäyttö Suomessa on perinteisesti hyvin tehokasta: esimerkiksi energiantuotannon polttoaineiden käytön keskimääräisessä hyötysuhteessa olemme Euroopan huippua. Näiden tekijöiden johdosta EU:n päästökauppa on Suomelle poikkeuksellisen merkittävä.

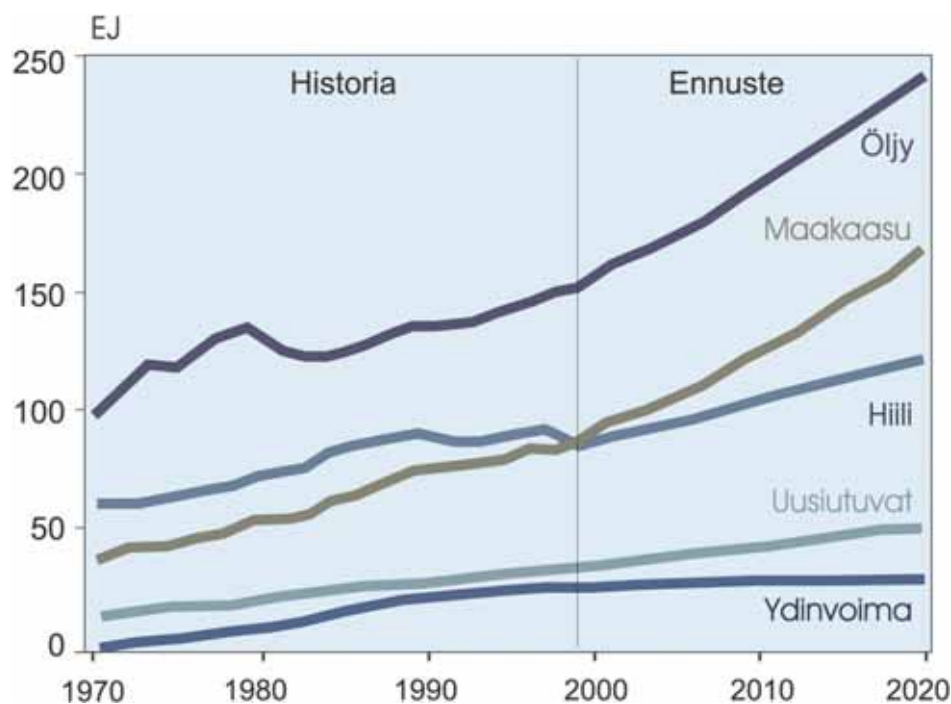
EU:n päästökauppajärjestelmä on toimeenpantu nopealla aikataululla. Järjestelmällä on epäilemättä hyvin laaja-alaisia vaikutuksia muun muassa sähkön hintaan, muihin energiakustannuksiin, välillisiin kustannuksiin, eri teollisuudenalojen asemaan ja kilpailukykyyn sekä EU:n sisällä että globaaleilla markkinoilla sekä EU-maiden kansantalouksiin. Nyt käyttöön otettava päästökaupan 1. vaihe kattaa noin 13 000 laitosta EU:n alueella. Koko EU-alueen kansantalouksien kannalta energiassektori on erittäin merkittävä. Järjestelmän merkitys on vastaavan suuruinen kuin energiamarkkinoiden vapauttaminen EU:ssa. Verraten lyhyen ajan sisällä energiassektori on siis kokenut kaksi hyvin merkittävää muutosta.

Energiamarkkinat ovat hyvin monitahoinen kokonaisuus, jolla on monia erityispiirteitä muihin markkinoihin verrattuna. Sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, ja sähköä ei käytännössä vielä voida varastoida. Lisäksi pohjoismaisilla markkinoilla mahdollisuudet rakentaa vesivoimaa ovat rajalliset, ja ydinvoiman lisärakentaminen vaatii pitkän poliittisen lupaprosessin läpikäymisen. Lisäksi sähkön siirto ja jakelu ovat monopolitoimintaa ja niiden osuus kuluttajan kokonaislaskusta on merkittävä.

Tämä selvitystyö on määritelty pääasiassa sähkömarkkinoita koskevaksi. Suomessa ei lämmön osuutta voi jättää tällöin huomioimatta yhteistuotannon keskeisen roolin, lämmityskustannusten merkittävyyden ja siihen liittyvien huoltovarmuuskysymysten vuoksi. Tämän johdosta tässä selvitystyössä on tarkasteltu energiassektoria kokonaisuutena, huomioiden sekä sähkön- että lämmöntuotanto. Selvitystyössä on tarkasteltu päästökaupan vaikutuksia sähkömarkkinoihin ja sen osapuoliin kauppa- ja teollisuusministeriön toimeksiannon mukaisesti (Liite A).

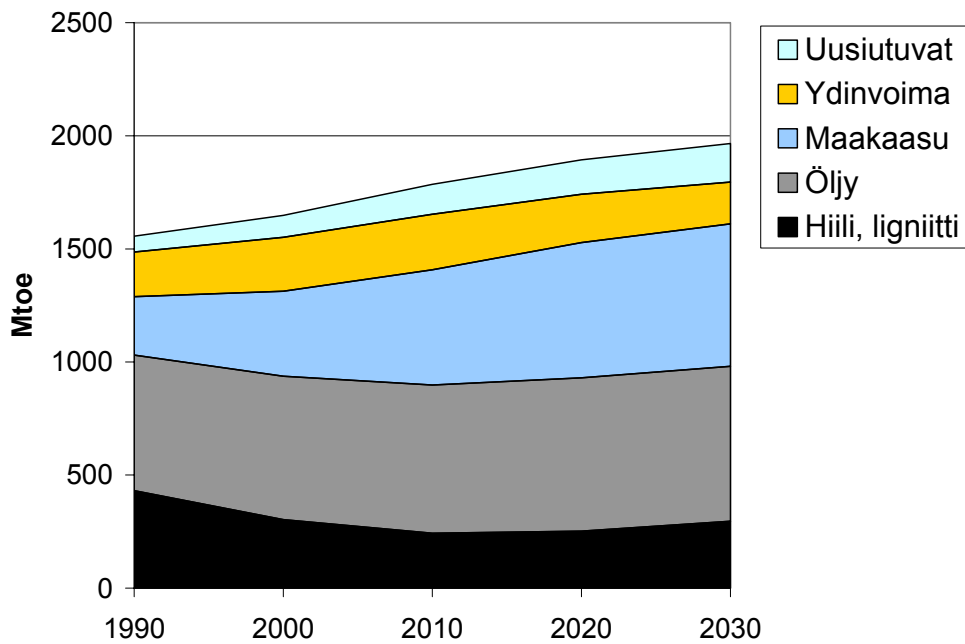
## 2. Energian kehitysnäkymät globaalisti ja EU:ssa

Globaalin energiankulutuksen arvioidaan kasvavan tasaisesti lähivuosikymmeninä (IEA 2001, EIA 2002). Kansainvälisen energiajärjestön IEA:n ja muiden arvostettujen tahojen ennusteiden mukaan fossiilisten polttoaineiden osuus globaalista energiankulutuksesta tulee olemaan noin 80–90 % vuoteen 2020 mennessä. Suurin osa kulutuksen kasvusta tulee kehittyvistä maista. Öljyn osuus koko energiankulutuksesta säilyy noin 40 %:ssa vuoteen 2020 asti. Öljynkulutuksen arvioidaan kasvavan 2,2 % vuosittain. Maakaasun suhteellinen kasvunopeus on voimakkainta. Sen osuus nousee 23 %:sta 28 %:iin vuoteen 2020 mennessä. (Kuva 1.)



Kuva 1. Maailman energiankulutuksen ennuste polttoainetyypeittäin (EIA 2002) (EJ =  $10^{18}$  J).

Euroopan komission tuoreissa energiantarpeen kehitysnäkymiä selvittävässä tutkimuksessa tarkastellaan sekä globaaleja että Euroopan energiantarpeen kehityksen vaihtoehtoja (Euroopan komissio 2003a,b). Referenssiskenaariossa EU:n energiankulutus vuoteen 2030 asti on kuvan 2 mukainen. Ajanjakson lopulla maakaasu edustaa 27 % Euroopan kokonaisenergian tarpeesta. Öljy kattaa kuitenkin suuremman osan eli noin 39 % kulutuksesta, kun taas hiilen osuus on 16 %.



Kuva 2. EU25-maiden primäärienergian kulutusennuste (Euroopan komissio 2003b).

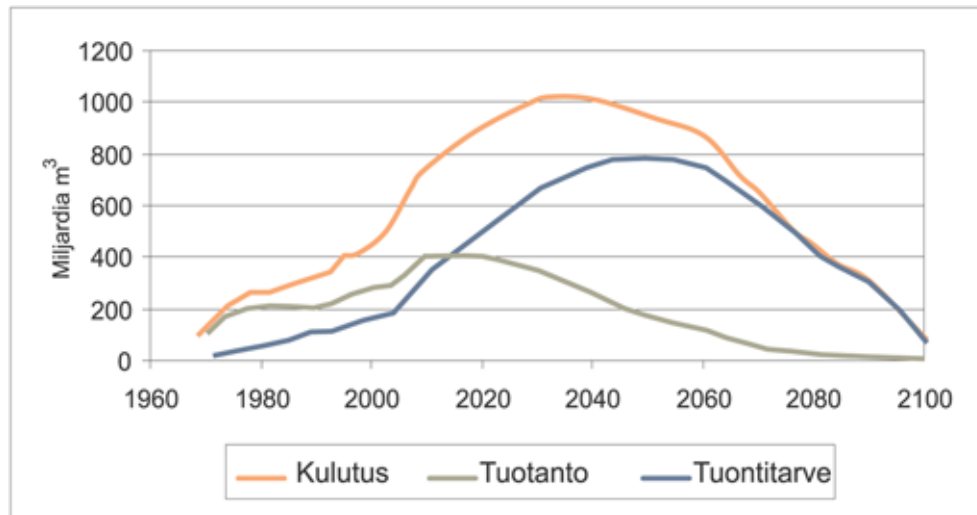
Monet merkittävät EU-maat suunnittelevat täyttävänsä kasvihuonekaasujen päästöjen vähennysvelvoitteensa suureksi osaksi lisäämällä maakaasun osuutta energia-järjestelmässä. Sen vuoksi on odotettavissa, että maakaasun kysyntä tulee kasvamaan voimakkaasti. Toisaalta tarjonta keskittyy. Koska maakaasun roolin suunnitellaan kasvavan huomattavasti EU:n alueella, tässä luvussa tarkastellaan sen kysyntä- ja tarjontanäkymiä tarkemmin.

Vuonna 2002 maakaasun osuus vanhojen EU-maiden kokonaisenergian kulutuksesta oli 24 %. Suurin osa siitä (67 %) tuotettiin Euroopan omana tuotantona, 19 % tuotiin Venäjältä ja 13 % Algeriasta. EU-alueella maakaasun käyttäjäryhmät painottuvat eri tavalla kuin Suomessa. Suomessa teollisuus sekä sähkön ja lämmön keskitetty tuotanto edustavat kumpikin noin puolta maakaasun kulutuksesta muun käytön ollessa vähäistä. EU-15:ssä kiinteistökohtaisen kulutuksen osuus vuonna 2002 oli 39 %, teollisuuden ja kaukolämmityksen 38 % ja sähköntuotannon 18 % kokonaiskulutuksesta. Euroopassa maakaasun kulutus tulee kasvamaan voimakkaimmin sähköntuotannossa yli kaksinkertaistuen vuoteen 2020 mennessä.

Euroopan kasvava maakaasutarve ja ehtyvä oma tuotanto tulevat lisäämään merkittävästi Euroopan riippuvuutta maakaasun tuonnista. Vuonna 2020 arvioidaan maakaasun tuontiriippuvuuden olevan EU-15-alueella jopa 75 % ja koko läntisen Euroopan alueella 61 % (Klaassen ym. 2001).



Kuvassa 3 esitetään Euroopan pitkän aikavälin näkymät maakaasun oman tuotannon, kokonaiskulutuksen ja tuontiriippuvuuden kehityksestä. Eurooppa on kehittymässä riippuvaiseksi erityisesti entisen Neuvostoliiton alueelta tuotavasta maakaasusta. Kuvassa 3 Euroopalla tarkoitetaan Eurooppaa Turkki mukaan lukien ja pois lukien entinen Neuvostoliitto.



Kuva 3. Euroopan maakaasun kulutus suhteessa omaan tuotantoon sekä tästä johtuva tuontitarve muualta (BP 2004, Klaassen ym. 2001).

Euroopan näkökulmasta katsottuna maakaasun tuonnin turvaaminen edellyttää uusien siirtolinjojen rakentamista ja vähitellen myös käytössä olevien korvaamista uusilla putkilla ja jopa LNG-tuonnin lisäämistä. Liitteessä B esitellään tarkemmin lähteitä ja siirtolinjoja, joilla Euroopan kasvava maakaasun tarve on suunniteltu katettavan. Lisääntyvä riippuvuus maakaasun tuonnista on sekä Euroopassa että Yhdysvalloissa nähtävissä oleva trendi. Se altistaa energiajärjestelmän merkittävälle riskeille. Maakaasun globaalit varannot ovat vielä keskittyneemmät kuin öljyn, ja suurimmat todetut varannot (31 %) ovat entisen Neuvostoliiton alueella. Toisin kuin öljyä ja hiiltä, maakaasua ei juuri voi varastoida. Tämä aiheuttaa huoltovarmuusriskejä. Toinen merkittävä riski on hintariski. Euroopassa maakaasun hintataso on mm. omasta tuotannosta johtuen ollut toistaiseksi Aasian kaasumarkkinoita alhaisempi. Tästä voi seurata maakaasun tuottajien suurempi kiinnostus investoida siirtojohtoihin ensin maissa, joissa kaasun kysyntä ja hinnat ovat korkeammat. Tällä hetkellä myös Itä-Aasiassa kaasun kysyntä kasvaa voimakkaasti, ja on mahdollista, että Venäjän maakaasua aletaan viedä Itä-Aasiaan (Huntington 2004). Kasvava globaali kysyntä, oligopolistiset tuotantomarkkinat ja tarvittavat suuret investoinnit edellyttävät pitkäaikaisia kahdenvälisiä sopimuksia hintavakauden varmistamiseksi. Lisäksi Euroopan alueelle tarvittavat uudet siirtoyhteysinvestoinnit aiheuttavat nousupainetta eurooppalaisille kaasunhinnoille.

Globaalit energiahinnat ovat olleet suhteellisen stabiileja koko 1900-luvun loppupuolen. Dramaattisia pysyväksi jääneitä hintatason muutoksia ei ole tapahtunut. Yleinen piirre globaalien energiamarkkinoiden kehityksessä viime vuosikymmeninä on kuitenkin ollut hintojen kasvava volatilitteetti eli lyhyen ajan sisäinen vaihtelu (Nordhaus 2004). Tällä hetkellä globaali öljyn hinta on absoluuttisesti ennätyskellisen korkealla, ja on nähtävissä, että myös hiilen hinnassa on nousupainetta.

Hiilen merkitys EU:n energijärjestelmässä ei todennäköisesti tule merkittävästi vähenemään nykytilanteesta (kuva 2). Sen aiheuttamat päästöt tulevat kuitenkin vähenemään mm. hyötysuhteen paranemisen vuoksi. Hiilen merkityksen suurena pitävät mm. hiilen riittävät globaalit resurssit ja muita polttoaineita parempi hintavakaus. Euroopan tasolla ei ole nähtävissä, että lähivuosikymmeninä uusiutuvat energianlähteet voisivat nousta merkittäväksi voimanlähteeksi tai jopa korvata fossiiliset polttoaineet. On arvioitu, että tuulivoiman osuus Euroopan energiantuotannosta voisi nousta noin 10 %:iin vuoteen 2020 mennessä (EWEA 2004). Kaiken kaikkiaan EU:n tavoitteeksi uusiutuvien energianlähteiden osuudeksi vuoteen 2020 mennessä ollaan kaavailemassa 20 %. Ydinvoiman poliittinen kiistanalaisuus vaikeuttaa luotettavan energiantuotantojärjestelmän ylläpitämistä. On odotettavissa, että globaaleilla energiamarkkinoilla vallitsee korkea hintojen volatilitteetti tulevaisuudessakin.

## **3. Pohjoismaiset sähkömarkkinat**

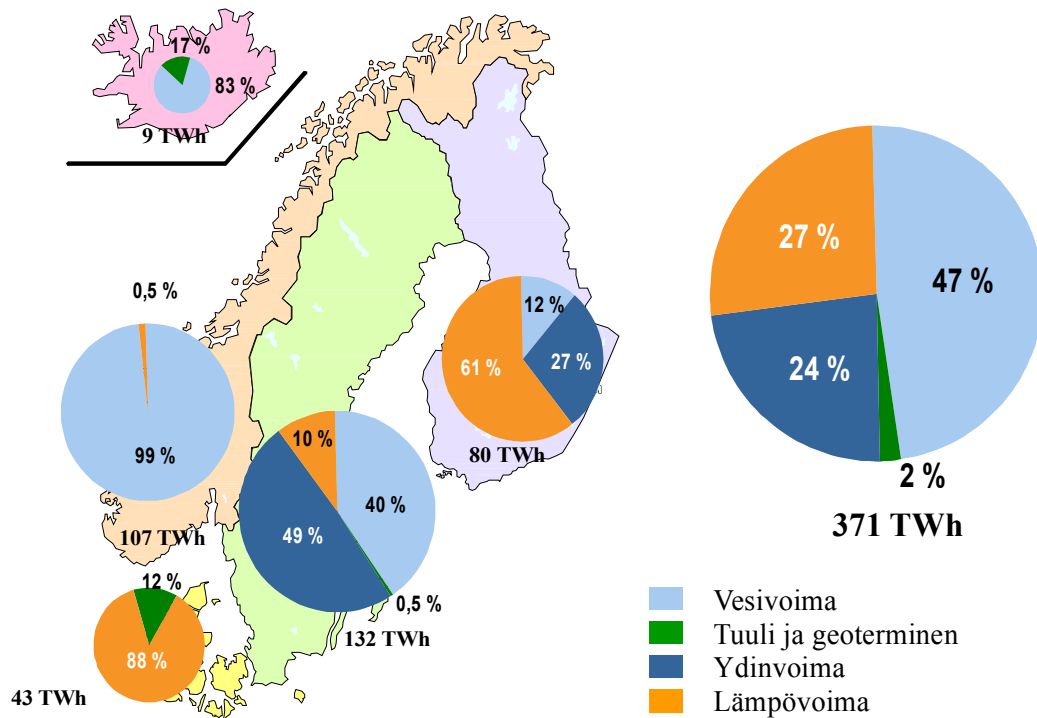
Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska muodostavat yhtenäisen pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen vielä Kioton kauden (2008–2012) lopullakin. Maiden sähköntuottajat ja -kuluttajat käyvät kauppaa yhteisessä sähköpörssissä, ja sähköverkot on liitetty yhteen synkronisesti (Tanskan länsiosat ovat synkronisessa yhteydessä UCTE-verkon kanssa). Mailla on hyvin erilaiset sähköntuotantorakenteet, mikä onkin yhteisen järjestelmän suurin etu. Sähköä voidaan tuottaa aina siellä, missä tuotanto on kulloinkin edullisinta. Toisaalta kansallinen päätöksenteko esimerkiksi päästöjen vähentämistoimista vaikeutuu oleellisesti, koska energian tuotannon riippuvuus pohjoismaisesta markkinatilanteesta on niin suuri.

Sähköntuotanto ja -myynti ovat täysin kilpailtua toimintaa. Ensimmäisenä sähkömarkkinansa vapautti kilpailulle Norja vuonna 1991. Suomessa sähkömarkkinalaki astui voimaan vuonna 1995. Sähkönsiirto- ja jakelutoimintaa pidetään yleisesti luonnollisena monopolina, sillä rinnakkaisten sähköverkkojen rakentaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa.

### **3.1 Sähköjärjestelmä**

#### **3.1.1 Sähkön tuotanto ja kulutus**

Koko pohjoismaisen järjestelmän kannalta vesivoima on merkittävin sähköntuotantomuoto, ja sen osuus sähköntuotannosta on noin puolet (kuva 4). Lämpö- ja ydinvoimalla tuotetaan kummallakin noin 25 % sähköstä. Norjan sähköntuotanto perustuu lähes täysin vesivoimaan. Ruotsissa sähköä tuotetaan pääasiassa vesi- ja ydinvoimalla. Tanskan sähköntuotanto perustuu lähes 90-prosenttisesti lämpövoimaan. Suomen tuotantorakenne on monipuolisin: noin neljännes tuotetusta sähköstä on ydinvoimaa, kymmenen prosenttia vesivoimaa ja eniten sähköä tuotetaan lämpövoimalla. Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon osuus on suuri, ja sillä tuotetaan yli kolmannes sähköstä.



Kuva 4. Sähkön tuotanto Pohjoismaissa 2003 (Finergy 2004).

Vuosittain vesivoimalla tuotetun sähkön määrä vaihtelee huomattavasti riippuen sademäärästä ja sulamisvesistä. Keskimääräisenä vesivuotena sähköä tuotetaan vesivoimalla noin 200 TWh, ja määrä voi vaihdella 160–240 TWh:n välillä. Vaihteluväli on siis noin 80 TWh, mikä vastaa koko Suomen sähkönkulutusta. Vaihtelu tasataan lämpövoiman tuotantoa muuttamalla, tyypillisesti hiililauhteen osalta. Vesienergian vajauksen varalta on siis oltava muuta kapasiteettia.

Sähkömarkkinoiden vapautuessa kilpailulle 1990-luvun puolivälissä järjestelmässä oli jonkin verran ylimääräistä kapasiteettia, mikä hidasti uusien investointien tekoa. Nyt arvioidaan yleisesti, että sähköntuotantokapasiteetista on tulossa niukkuutta. Tuotantokapasiteetin kehittyminen Suomessa vuodesta 1995 lähtien esitetään taulukossa 1. Aikavälillä 1995–2003 kapasiteetti on kasvanut noin 15 %, kun taas sähkön kulutus on samalla aikavälillä lisääntynyt noin 22 %. Valtaosa kapasiteetin lisäyksestä on ollut teollisuuden omaan tarpeeseen rakennettua CHP-tuotantoa.

*Taulukko 1. Suomen sähköntuotantokapasiteetin kehittyminen 1995–2003 (MW) (Nordel 2004a).*

	1995	2003	Muutos (%)
Vesivoima	2 842	2 978	5 %
Ydinvoima	2 310	2 640	14 %
Lauhdevoima	3 673	3 852	5 %
Kaukolämpö CHP	3 007	3 665	22 %
Teollisuuden CHP	2 030	2 830	39 %
Kaasuturbiinit ym.	878	878	0 %
Tuulivoima	6	50	730 %
Yhteensä	14 746	16 893	14,6 %

Vuonna 2003 Pohjoismaissa käytettiin sähköä yhteensä 389 TWh (taulukko 2). Asukasta kohti laskettu sähkönkulutus on hyvin suuri Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa. Tämä johtuu maiden kylmästä ilmastosta. Norjassa lisäksi sähkölämmitys on hyvin yleinen lämmitysmuoto. Maissa on myös paljon energiaintensiivistä teollisuutta.

*Taulukko 2. Sähkön kulutuksen rakenne eri Pohjoismaissa 2003 (Nordel 2004a).*

	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Yhteensä
Asuminen	29 %	25 %	35 %	31 %	30 %
Teollisuus	29 %	55 %	42 %	44 %	45 %
Palvelut	33 %	19 %	22 %	20 %	21 %
Muu	9 %	1 %	1 %	5 %	4 %
Yhteensä (TWh)	35,2	84,7	115	145	389
KWh/asukas	6 536	16 226	25 193	16 207	15 914

### 3.1.2 Sähkönsiirtojärjestelmä

Sähkön suurjännitteellä tapahtuva siirto on monopolitoimintaa. Kussakin Pohjoismaassa toimii yksi järjestelmävastaava (Tanskassa vuoden 2004 loppuun asti kaksi), joka vastaa sähkön siirtoverkon käytöstä. Suomen järjestelmävastaavana on Fingrid Oyj. Pohjoismaiden järjestelmävastaavat ovat läheisessä yhteistyössä Nordel-yhteistyöorganisaation kautta.

Järjestelmävastaavien vastuulla on kantaverkkojen kehitys ja käyttötoiminta, ja ne omistavat myös maiden rajat ylittävät siirtoyhteydet. Järjestelmävastaavien vastuulla on myös sähköverkon tehotasapainosta huolehtiminen: tuotannon ja kulutuksen on joka hetkellä oltava yhtä suuret. Kuvassa 5 sekä taulukoissa 3 ja 4 esitetään Pohjoismaiden sähkönsiirtojärjestelmä.



*Kuva 5. Pohjoismaiden sähkösiirtojärjestelmä ja yhteydet muualle Eurooppaan.*

Taulukko 3. Pohjoismaiden välisten siirtoyhteyksien kapasiteetit (Nordel 2004a).

Maat	Siirtokapasiteetti (MW)	
Tanska–Norja	Tanskasta 1 040	Tanskaan 1 040
Tanska–Ruotsi	Ruotsista 2 680	Ruotsiin 2 640
Suomi–Norja	Suomesta 100	Suomeen 120
Suomi–Ruotsi	Ruotsista 2 230	Ruotsiin 1 830
Norja–Ruotsi	Ruotsista 4 455	Ruotsiin 5 155

Taulukko 4. Siirtokapasiteetit Pohjoismaiden ulkopuolelle (Nordel 2004a).

Maat	Siirtokapasiteetti (MW)	
Tanska–Saksa	Nordel-verkosta 1 950	Nordel-verkkoon 1 950
Suomi–Venäjä	Nordel-verkosta 60	Nordel-verkkoon 1 560
Norja–Venäjä	Nordel-verkosta 50	Nordel-verkkoon 50
Ruotsi–Saksa	Nordel-verkosta 600	Nordel-verkkoon 600
Ruotsi–Puola	Nordel-verkosta 600	Nordel-verkkoon 600

Olemassa olevien siirtoyhteyksien kapasiteetti rajoittaa jossakin määrin alueiden välistä siirtoa. Nordelin julkaisemassa raportissa ”Priority cross sections 2004” (Nordel 2004c) on arvioitu yksittäisten siirtoyhteyksien muodostamien siirtokanavien tärkeyttä koko pohjoismaisen sähkönsiirtojärjestelmän ja sähkömarkkinoiden toiminnan kannalta. Tärkeimmät siirtokanavat ovat

- Norjasta ja Ruotsista Länsi-Tanskan kautta Saksaan
- Norjasta ja Ruotsista Saksaan (Itä-Tanskan kautta) ja Puolaan
- Norjan ja Suomen välillä (Keski-Ruotsin kautta).

Raportin lähtökohtana on, että vuonna 2010 pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vallitsee sekä kapasiteetti- että energiapula, joita yritetään helpottaa lisäämällä tuotantoa, kasvat-

tamalla sähkönkäytön hintajoustoa, vahvistamalla Pohjoismaiden sisäisen sähköverkon siirtoyhteyksiä ja rakentamalla lisää siirtoyhteyksiä Nordel-verkon ulkopuolelle. Nordel esittää raportissa (Nordel 2004c) viittä siirtoyhteyttä vahvistettaviksi vuoteen 2010 mennessä. Nordel voi vain suositella rajajohtojen rakentamista, varsinaiset rakennuspäätökset tehdään kansallisesti tai bilateraalisesti.

Lisäksi suunnitteilla on yksityinen kaapeliyhteys Viron ja Suomen välillä. Sen myötä on mahdollista lisätä sähkön tuontia Virosta ja Liettuasta. Venäjä on myös vahvistamassa siirtoverkkoa Suomen rajan lähellä, mikä ennakoii mahdollisuutta kasvattaa tuontia Venäjän suunnasta. Keskustelun alla on myös uusi merikaapeliyhteys Suomen ja Venäjän välillä.

## **3.2 Sähkökauppa**

Sähköllä käydään kauppaa sekä pohjoismaisessa sähköpörssissä Nord Poolissa että pörssin ulkopuolisilla markkinoilla eli OTC-markkinoilla. Nord Poolissa on omat markkinansa sekä fyysisille tuntitason sähköntoimituksille että finanssijohdannaisille.

### **3.2.1 Sähköpörssi**

Sähköpörssissä käydään kauppaa sekä fyysisillä että johdannaismarkkinoilla. Toimijoita on tällä hetkellä noin 300, joista osa käy kauppaa vain finanssituotteilla. Toimijat ovat pääasiassa sähköntuottajia, -myyjiä, -välittäjiä tai suuria teollisuusyrityksiä. Pörssin kiinteät maksut ja kaupankäyntitakuut ovat niin suuria, ettei pienten toimijoiden kannata käydä kauppaa suoraan pörssissä vaan ne käyttävät välittäjiä.

Fyysisistä sähkön toimituksista käydään kauppaa Elspot- ja Elbas-markkinoilla. Elspot-markkinoilla kaupankäynnin kohteena ovat seuraavan vuorokauden tunneittaiset sähköntoimitukset. Markkinaosapuolet jättävät tarjouksensa pörssiin viimeistään klo 12:00 Norjan ja Ruotsin aikaa, jolloin seuraavan päivän markkinat suljetaan. Tarjoukset muodostuvat määrä-hintapareista, joissa kukin osapuoli ilmoittaa, kuinka paljon sähköä ostetaan tai myydään kullakin hinnalla. Kysyntä- ja tarjontatarjouksista muodostetaan käyrät. Käyrien leikkauspisteestä määräytyvät kunkin tunnin systeemihinta ja vaihdon suuruus. Käytännössä hinnat määräytyvät alueittain, mikäli verkossa on siirtorajoituksia.

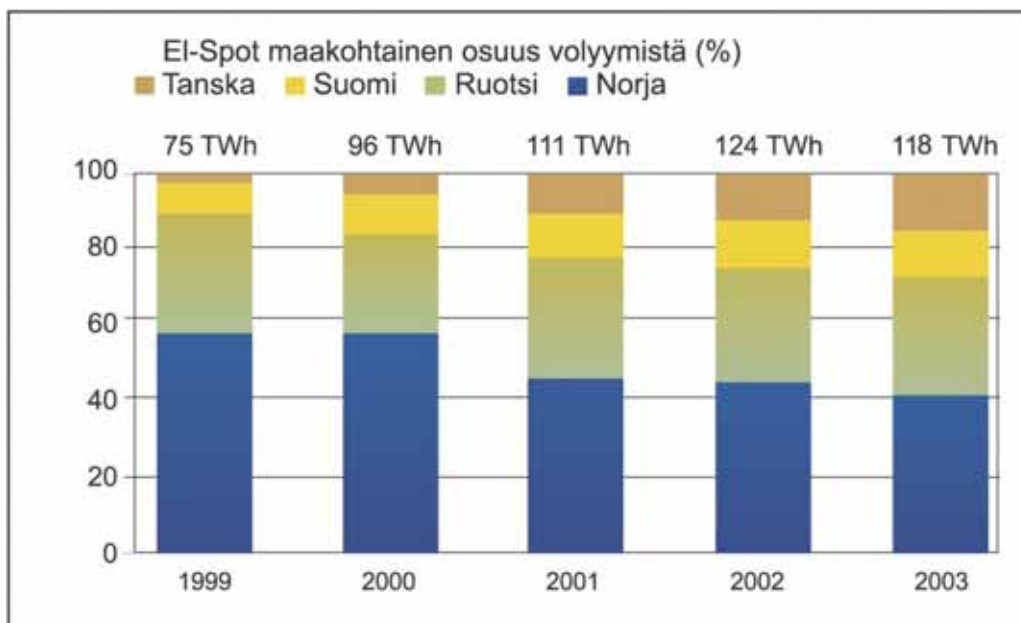
Elspot-markkinoiden sulkemisen jälkeen todelliseen toimitustuntiin on vielä aikaa 12–36 tuntia. Tänä aikana saattaa tapahtua muutoksia, jotka vaikuttavat sähkön tuotantoon tai kulutukseen, esimerkiksi suuri voimalaitos saattaa vikaantua tai sää kylmetä, jolloin sähköä tarvitaan enemmän kuin on ennakoitu. Elbas-markkinoilla käydään kauppaa



Elspotin sulkemisen jälkeen toimitustuntia edeltävään tuntiin saakka. Elbas-markkinoilla kauppa syntyy heti, kun osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat. Sähkötasetta säädetään jatkuvasti mm. käyttämällä säätösähkömarkkinoita, joilla operoidaan tuntia lyhyemmällä aikajänteellä.

Sähkön spot-hinta vaihtelee voimakkaasti, ja markkinaosapuolet ottaisivat suuren riskin, jos ne perustaisivat sähkönhankintansa yksinomaan spot-kauppoihin. Riskienhallinta ja hintojen suojaus voidaan toteuttaa Nord Poolin finanssimarkkinoilla. Futuureilla ja forwardeilla voidaan käydä kauppaa neljän vuoden päähän, ja niiden erot ovat toimitusajan kohdassa ja rahaliikenteessä. Pörssi tarjoaa myös optioita. CdF eli Contracts for Difference -tuotteella voidaan suojautua erisuuruisten aluehintojen aiheuttamalta riskiltä.

Vuonna 2003 Elspot-markkinoilla myytiin sähköä 118 TWh (30 % alueen sähkönkulutuksesta). Ensimmäistä kertaa pörssin olemassaolon aikana myydyn sähkön määrä väheni (2002: 124 TWh). Suomalaiset osapuolet kävivät kauppaa 13,9 TWh, mikä vastaa noin 17 % sähkönkulutuksesta Suomessa. Tuntitasetta korjaavien Elbas-markkinoiden volyyymi oli vuonna 2003 yhteensä 0,6 TWh. Johdannaismarkkinoilla kaupankäynnin määrä oli 545 TWh, ja pörssi selvitti OTC-markkinoilla tehtyjä kauppvoja 1 219 TWh:n edestä. (Kuva 6.)



Kuva 6. Elspot-markkinoiden volyymin kehitys vuosina 1999–2003 ja eri maiden suhteelliset osuudet.

### 3.2.2 Siirtokapasiteetin rajoitukset

Kaikkien pörssille jätettyjen tarjousten perusteella määritellään kullekin tunnille systeemihinta ja vaihdon suuruus. Maiden tai alueiden rajat ylittävien johtojen kapasiteetit aiheuttavat joskus rajoituksia, eli joinakin tunteina tehtyjen kauppojen edellyttämät sähkönsiirrot eivät ole mahdollisia.

Kun rajajohtojen kapasiteetti muodostaa rajoituksen tehtyjen kauppojen edellyttämille sähkönsiirroille, muodostuu pullonkaula. Markkina-alue on jaettu tarjousalueisiin, ja pörssiin jätettyihin tarjouksiin on merkitty nämä alueet. Norja on jaettu useampaan tarjousalueeseen, ja muut tarjousalueet ovat Suomi ja Ruotsi sekä Tanskan itä- ja länsiosat. Pullonkaulan syntyessä tarjousalueet muodostavat itsenäiset hinta-alueet, joille laskeaan erilliset hinnat alueiden osto- ja myyntitarjousten sekä rajajohtojen siirtokapasiteettien sallimien siirtojen mukaan. Ylijäämäalueen hinta laskee alemmaksi kuin systeemi-hinta, ja alijäämäalueella aluehinta nousee. Hinnanmuutos kyllä tasapainottaa kysynnän ja tarjonnan tehotaseet pullonkaulan molemmiin puolin, mutta rahavirrat eivät enää täsmää, ja yhden tunnin laskutusylijäämä on suuruudeltaan siirtokapasiteetti kertaa aluehintaero.

Hinta-alueiden sisäiset siirtokapasiteetin rajoitukset hoitaa järjestelmävastaava. Järjestelmävastaava tekee vastaostoja, jolloin systeemihinta ei muutu. Vastaostoihin käytetään ensisijaisesti säätösähkömarkkinoita, ja jollei näiltä löydy tarpeeksi kapasiteettia, järjestelmävastaava pyytää pullonkaulan eri puolilla olevia tuottajia tai kuluttajia nostamaan tai laskemaan tehoaan.

Pohjoismaisten kilpailuvirastojen mukaan (Nordic competition authorities 2003) Nord Pool -alueella esiintyi siirtorajoituksia vuonna 2001 52 % vuoden tunneista, ja Suomen osalta näitä rajoituksia oli 6 % vuoden tunneista. Vuonna 2002 siirtorajoituksia esiintyi 35 % vuoden tunneista koko markkina-alueella. Nordelin (Nordel 2004d) mukaan eri markkina-alueiden väliset siirtorajoitukset vaihtelevat voimakkaasti mm. alueiden erilaisten vesivarastotilojen seurauksena.

Siirtoverkon pullonkaulojen aiheuttama aluehintaero vaikeuttaa täydellisen kilpailun mahdollisuuksia Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Toisaalta siirtokapasiteettia ei ole taloudellista rakentaa maksimisiirtotarvetta varten.

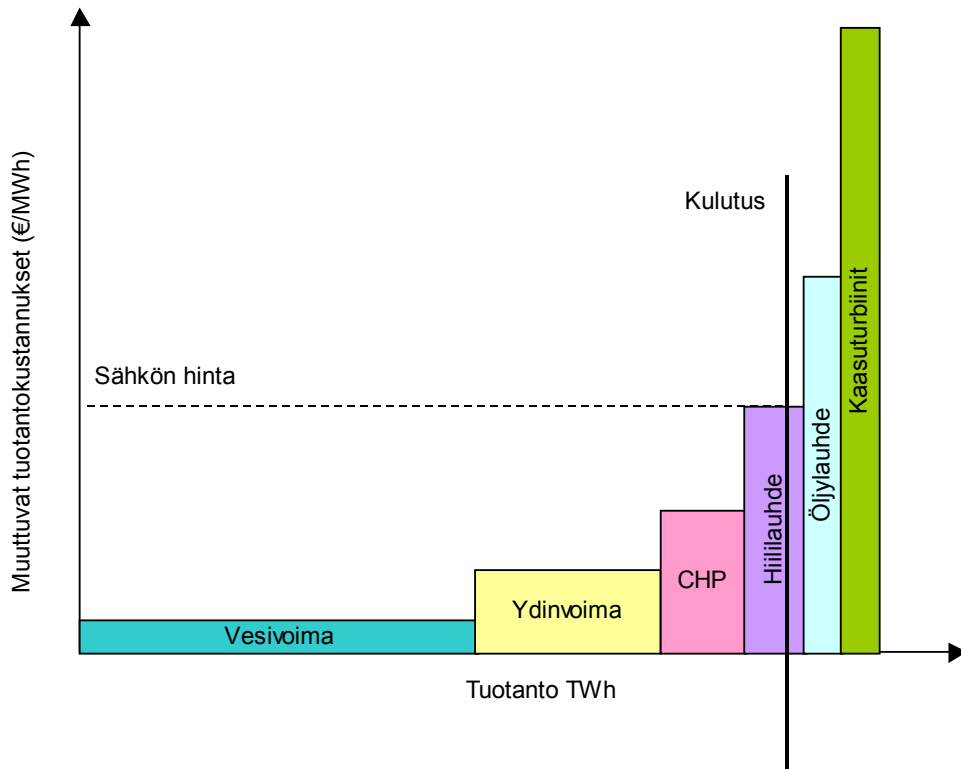
### 3.2.3 Hinnan muodostuminen

Sähköntuotannon kustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kiinteistä kustannuksista suurin osa on pääomakustannuksia. Muuttuvat kustannukset riippuvat tuotannon määrästä, ja näihin sisältyvät esimerkiksi polttoainekustannukset. Eri voimalaitostyyppien kustannusrakenteet poikkeavat toisistaan. Esimerkiksi vesi- ja tuulivoimalla muuttuvat kustannukset ovat hyvin alhaiset, sillä polttoaine on ilmaista. Ydinvoima on myös hyvin pääomavaltaista, eli sen kiinteät kustannukset ovat suuret mutta muuttuvat kustannukset pienet. Toisaalta esimerkiksi kevyttä polttoöljyä käyttävien huippukaasuturbiineiden pääomakustannukset ovat hyvin pienet suhteessa tuotettuun tehoon mutta polttoaine on kallista.

Voimalaitosinvestointia suunniteltaessa toimija huomioi sekä voimalaitoksen muuttuvat että kiinteät kustannukset. Kun investointipäätös on tehty ja laitos on rakennettu, kannattaa sähköä tuottaa aina, kun tuotannosta saatu hinta ylittää laitoksen muuttuvat kustannukset, sillä tällöin tuottaja saa toiminnalleen katetta.

Vesivoiman tuottaja määrittelee myymänsä energian hinnan veden varastoarvon eli vesiarvon perusteella. Voimalaitosten yhteydessä oleviin altaisiin padotaan vettä. Vesiarvo määritellään varaston odotettavissa olevaksi arvoksi, eli vesiarvo riippuu tulevaisuuden valuman ja sähkön hinnan ennusteista. Vesiarvo määräytyykin korvaavien tuotantomuotojen, eli lähinnä lämpövoiman käytön ja sen muuttuvien kustannusten perusteella. Jos sähkön markkinahinta ylittää vesiarvon, kannattaa vesivoiman tuottajan myydä sähköä pörssiin, ja jos hinta on alempi kuin vesiarvo, energia kannattaa säästää altaaseen myöhempää käyttöä varten.

Muiden voimantuottajien kannattaa myydä energiaa, kun ne saavat tuotetusta sähköstä voimalaitoksen muuttuvia kustannuksia suuremman hinnan. Lämpövoiman tuotannossa muuttuvat kustannukset muodostuvat pääasiassa vain polttoainekustannuksista eli niistä kustannuksista, jotka säästyisivät, jos ei tuotettaisi. Sähkömarkkinat toimivat siten, että kaikki tuottajat tarjoavat pörssiin energiaa noin tuotannon muuttuvia kustannuksia vastaavalla hinnalla. Pörssin systeemihinnaksi muodostuu joka tunti se hinta, jossa kysyntä ja tarjonta kohtaavat. Pohjoismaissa tämä hinta on usein hiililauhdevoiman muuttuvien kustannusten suuruinen (kuva 7).



Kuva 7. Periaatekuva sähkön hinnan muodostumisesta viimeisenä mukaan tulleen tuotantomuodon muuttuvien tuotantokustannusten mukaan.

Kiinteät kustannukset saavat katetta, kun pörssihinta on suurempi kuin tuotantomuodon muuttuvat kustannukset. Näin esimerkiksi perusvoimantuotanto (vesi- ja ydinvoima) saa usein katetta kiinteille kustannuksilleen, koska sähkön hinta on yleensä selkeästi korkeampi kuin näiden tuottajien muuttuvat kustannukset, mutta huippuvoimantuotanto (öljylauhde ja kaasuturbiiniit) saa katetta kiinteille kustannuksille vain silloin, kun sähkön hinnassa on korkeita piikkejä.

Pörssihinta toimii usein hintareferenssinä myös pörssin ulkopuolisille sähkömarkkinoille, koska voittonsa maksimoivan markkinasähkötuottajan ei kannata myydä tuottaamaansa energiaa pörssihintaa halvemmalla. Vaihtoehtona on aina tuotannon myyminen pörssiin, jolloin tuottaja saa korkeamman katteen. Tuottaja ei myöskään voi myydä energiaa kalliimmalla, sillä ostajalla on aina mahdollisuus ostaa tarvitsemansa energia muualta.

### 3.3 Energiaverot ja -tuet Suomessa ja muissa Pohjoismaissa

#### 3.3.1 Suomen energiavero- ja tukijärjestelmä

Energiaverotus on ollut yksi tärkeimpiä energiasektorin ohjauskeinoja. Fiskaalisen merkityksensä lisäksi erityisesti hiilidioksidipäästöjen vähentäminen on Suomessa ollut keskeinen näkökohta energiaverotusta kehitettäessä. Toinen tärkeä näkökohta on ollut kotimaisten energialähteiden kilpailukyvyn varmistaminen. Energiamarkkinoiden avaaminen on asettanut energiaverotukselle, erityisesti sähkön verotukselle, uusia vaatimuksia. Energiaverotuksella on energia- ja ympäristöpoliittisten tavoitteiden lisäksi myös merkittäviä valtiontaloudellisia vaikutuksia. Valmisteverotuottoja kertyi energiatuotteista vuonna 2003 yhteensä 2,9 miljardia euroa, josta liikenteen polttoaineverojen osuus on 2,2 miljardia euroa. Tämä muodostaa valtion verotuotoista lähes 10 % ja kaikista tuloista lähes 8 %.

Euroopan yhteisöön liittymisen myötä vuonna 1995 polttoaineerot muuttuivat valmisteveroiksi ja öljytuotteiden verotus sovitettiin EU:n mineraaliöljydirektiivien mukaiseksi. Tällöin jouduttiin poistamaan myös turpeen alkutuotevähennys ja maakaasun tuontihinnan taseus. Nämä haluttiin korvata antamalla turpeelle väliaikainen vapautus CO<sub>2</sub>-verosta ja maakaasulle 50 %:n verohelpotus.

Vuonna 1997 päädyttiin sähkömarkkinoiden avauduttua nykyisin voimassa olevaan sähkön verojärjestelmään, jossa olennaisin muutos aikaisempaan on sähkön kulutuksen verottaminen primäärienergian sijaan. Sähkön tuotannon polttoaineita ei siis enää veroteta. Lämmön tuotannon polttoaineilla on hiilisisällön mukaan määräytyvä vero, poikkeuksena yllämainitut turve ja maakaasu. Teollisuuden kilpailukyvyn turvaamiseksi sähkövero porrastettiin kahteen luokkaan siten, että teollisuuden sähkövero on alhaisempi kuin muiden kuluttajien. Lisäksi energiaintensiiviselle teollisuudelle annettiin mahdollisuus saada tietyin edellytyksin palautusta maksamistaan energiaveroista.

Energiatuotteiden valmisteveroa kannetaan nykyisin liikenne- ja lämmityspolttoaineista sekä sähköstä. Valmisteveron lisäksi energiatuotteista kannetaan huoltovarmuusmaksu. Valmistevero jakaantuu perusveroon ja lisäveroon. Lisävero määräytyy tuotteen hiilisisällön perusteella, ja veroperuste on vuoden 2003 alusta lukien 18,05 euroa hiilidioksiditonnilta. Hiilisisällön perusteella määräytyvään veroon on kuitenkin tehty eräitä edellä mainittuja poikkeuksia. Maakaasulle on säädetty 50 %:n veronalennus. Polttoturpeelle on myös myönnetty helpotusta. Polttoturpeen lisäveron määrä on noin 1/4 siitä verosta, joka sille verojärjestelmän mukaan kuuluisi. Turpeen erityiskohtelu turvaa sen aseman kotimaisena polttoaineena ja on huoltovarmuusnäkökohdista tärkeä. Sähköveroa kannetaan kaikesta sähköstä sen tuotantotapaan katsomatta, eikä sähkön lisävero perustu sähkön tuottamiseen käytettyjen polttoaineiden hiilisisältöön. Perusvero on luonteeltaan fiskaalinen, ja sitä kannetaan bensiinistä, dieselöljystä ja kevyestä polttoöljystä.

Taulukko 5. Energiatuotteiden yksikköverot vuonna 2004 (KTM 2004b).

Tuote	Perusvero	Lisävero	Yhteensä	Huoltovarmuusmaksu
Moottoribensiini 95E snt/l	53,85	4,23	58,08	0,68
Dieselöljy, rikitön snt/l	26,83	4,76	31,59	0,35
Kevyt polttoöljy snt/l	1,93	4,78	6,71	0,35
Raskas polttoöljy snt/kg	-	5,68	5,68	0,28
Kivihili €/t		43,52	43,52	1,18
Maakaasu snt/m <sup>3</sup> (n)	-	1,82	1,82	0,084
Polttoturve €/MWh	-	1,59	1,59	-
Sähkö snt/kWh				
- Veroluokka I	-	0,73	0,73	0,013
- Veroluokka II	-	0,44	0,44	0,013

Teollisuudessa ja ammattimaisessa kasvihuoneviljelyssä käytetystä sähköstä suoritetaan alemman veroluokan II mukainen vero. Veroluokan I veroa suoritetaan sähköstä, joka käytetään esimerkiksi yksityistaloudessa, maa- ja metsätaloudessa, rakentamisessa, tukku- ja vähittäiskaupassa, majoitus- ja ravitsemustoiminnassa sekä yleensäkin palvelutoiminnassa.

Keskeisimmät sähköverovelvolliset ovat sähköntuottajat ja sähköverkonhaltijat. Voimalaitoksen omakäyttölaitteiden kuluttama sähkö on verotonta samoin kuin sähkön siirto sähköntuottajalta sähköverkkoon, joten käytännössä sähköntuottaja maksaa veroa vain itse käyttämästään sähköstä. Tyypillisiä tällaisia verovelvollisia ovat sähköä tuottavat teollisuusyritykset.

Niitä tilanteita varten, joissa sama laitos voi tuottaa sekä sähköä ja lämpöä, on säädetty laskentaohje siitä, kuinka laitoksen käyttämien polttoaineiden katsotaan kuluneen lämmöntuotannossa ja sähköntuotannossa. Yhdistetyn tuotannon lämmön tuotannon polttoaineiden määrä saadaan jakamalla kulutukseen luovutettu hyötylämpömäärä kertoimella 0,9. Useita polttoaineita käyttävässä voimalaitoksessa katsotaan kutakin polttoainetta käytetyn samassa suhteessa sekä lämmön että sähkön tuotantoon. Jaon lähtökohtana on se, että yhdistetyn tuotannon tehokkuusetua tulee sekä lämmön että sähkön osalle. Omakäyttösähkön osalta lämmön ja sähkön polttoaineiden jako tehdään myös laskennallisesti.

Olenaisena osana energiaverojärjestelmään kuuluvat sähköntuotannolle maksettavat verotuet sekä energiaintensiivisten yritysten veronpalautukset. Vuoden 2003 alusta lukien sähköntuotannon tuen piirissä ovat tuulivoima, alle 1 MW:n vesivoima, puulla ja puupohjaisilla polttoaineilla, kierrätyspolttoaineilla ja biokaasulla tuotettu sähkö sekä tur-

peella alle 40 MW:n lämmitysvoimalaitoksissa tuotettu sähkö. Myös metallurgisten prosessien jätekaasuilla ja kemiallisten prosessien reaktiolämmöllä tuotettu sähkö on otettu tuen piiriin, koska ne voidaan CO<sub>2</sub>-vaikutuksiltaan rinnastaa uusiutuviin energialähteisiin. Verotuilla on kolme tasoa: tuulivoimalle ja metsähakkeella tuotetulle sähkölle maksetaan tukea 0,69 snt/kWh, kierrätyspolttoaineilla tuotetulle sähkölle 0,25 snt/kWh ja muille 0,42 snt/kWh. Kierrätyspolttoaineilla tuen perusteena on niiden uusiutuvan jakeen osuus energiasisällöstä, minkä suuruudeksi on arvioitu keskimäärin 60 % (0,6 x 0,42 snt/kWh). Lisäksi energiaintensiiviselle teollisuudelle on säädetty veronpalautus vuodessa 50 000 euroa ylittävältä osalta. Energiaintensiivisen teollisuuden veronpalautus on katsottu välttämättömäksi, jotta energiaverotusta voidaan käyttää ohjauksena ilman kohtuutonta rasiitetta paljon energiaa kuluttaville yrityksille.

Suomessa myönnetään myös energiainvestointitukea (KTM 2004b). Tuki on harkinnanvaraista, ja sitä myönnetään investointeihin liittyviin selvityshankkeisiin, tuuli-, aurinko-, bioenergia- ja pienvesivoimainvestointeihin sekä energiansäästön ja käytön tehostamisen hankkeisiin. Viime vuosina volyymiltään suurin tukikohde ovat olleet puuenergiainvestoinnit (20,5 miljoonaa euroa vuonna 2003) ja toiseksi suurin tuulivoima (4,9 miljoonaa euroa vuonna 2003).

### **3.3.2 Energiaverot ja -tuet muissa Pohjoismaissa**

Ruotsissa sähköverotusta kannetaan sekä tuotannosta että kulutuksesta (Svensk Energi 2003a). Sähköntuottajat maksavat erityistä kiinteistöveroä tuotantokiinteistöjen verotusarvon perusteella, jonka kertymä vuonna 2003 oli noin 80 miljoonaa euroa (1 € ≈ 9,1 SEK). Lisäksi ydinvoimalla on erityinen termiseen tehoon perustuva vero, jonka kertymä vuonna 2003 oli noin 1 900 miljoonaa SEK. Polttoaineiden käytölle on energiaverot, hiilidioksidiverot, typenoksidiverot ja rikkioksidiverot, joiden yhteenlaskettu summa vuonna 2003 oli noin 11–18 miljoonaa euroa. Sähkön kulutusta muualla kuin teollisuuden valmistusprosesseissa ja ammattimaisessa kasvihuoneviljelyssä verotetaan Ruotsissa tuntuvasti. Sähkön kulutuksen arvioitu verokertymä vuonna 2003 oli noin 1,6 miljardia euroa.

Ruotsissa on otettu käyttöön uusiutuvien energialähteiden käytön edistämiseksi sertifikaattijärjestelmä, jossa vuosittain kasvavan sertifikaattiosuuden hankintapakon avulla luodaan markkinat uusiutuviin energialähteisiin perustuvalla sähköntuotannolle. Järjestelmä kattaa tuulivoiman, bioenergian, aurinkoenergian, geotermisen energian, aaltoenergian ja pienen mittakaavan vesivoiman. Vuosina 2003–2007 valtio takaa tietyn minimihintatason sertifikaateille. On arvioitu, että tätä kautta tulevan tuen määrä olisi noin 130 miljoonaa euroa. Lisäksi Ruotsissa maksetaan 10 % investointitukea tuulivoimalle, pienen mittakaavan biopolttoaineiden lämmöntuotannolle ja pienen mittakaavan

vesivoimalle. Investointiavustusten kokonaismäärä vuodelle 2004 on noin 26 miljoonaa euroa. Tuulivoima on myös vapautettu sähköverosta. Tämän ns. ympäristöbonuksen arvoksi tuulisähkölle on arvioitu noin 12 miljoonaa euroa vuonna 2003.

Ruotsin polttoaineiden hiilidioksidiveron suuruus on 91 SEK/kg CO<sub>2</sub> eli 100 €/tonni hiilidioksidia. Veron piiriin eivät kuulu biopolttoaineet ja turve. Ruotsin korkeiden kuluttajien energia- ja hiilidioksidiverojen perusteena on ollut se, että kuluttajat siirtyisivät erillislämmityksestä kaukolämmön käyttöön, mikä mahdollistaisi yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon ja primäärienergian säästön (Regeringskansliet 2004). Korkea kaukolämmön hinta on lisännyt verottomia polttoaineita käyttävien lämpökeskusten määrää nopeasti. Toisaalta näiden polttoaineiden kysynnän ja hinnan nousu on rajoittanut sekä sähköä että lämpöä tuottavien laitosten rakentamista, sillä sähkön markkinahinta ennen sertifikaattikaupan alkamista oli matala.

Norjan sähköntuotanto perustuu lähes kokonaan vesivoimaan. Sähköä verotetaan sekä tuotanto- että kulutuspäässä (Svensk Energi 2003b). Tuotantolaitoksia verotetaan muun muassa lupamaksujen, luonnonvaraveron ja omaisuusveron kautta. Arvioitu sähköntuotannon kokonaisverotus vuonna 2003 oli noin 500 miljoonaa euroa (1 € ≈ 8,3 NOK). Sähkön kulutusmaksua kannetaan kaikilta sähkönkäyttäjiltä lukuun ottamatta teollisuutta, kasvihuoneita ja kulutusta Finnmarkin ja Nord-Tromsin alueilla. Sähkön kulutusmaksun kokonaiskertymä (lukuun ottamatta arvonlisäveroa) oli vuonna 2003 noin 800 miljoonaa euroa. Norjassa tuulivoimalle maksetaan tuotantoavustusta noin 4,75 äyriä/kWh. Norjassa oli tuulivoimakapasiteettia 100 MW vuonna 2003.

Tanskassa sähkön kulutuksen verotus muodostaa pääosan sähköalan verotuksesta. Sähköntuotannossa ovat käytössä hiilidioksidimaksu, rikkipäästömaksu, kiinteistövero sekä jätevesi- ja tuhkansijoittelumaksut (Svensk Energi 2002). Yhteensä sähköntuotannon maksut olivat noin 38 miljoonaa euroa vuonna 2002 (1 € ≈ 7,4 DKK). Sähkönkäytön verot koostuvat hiilidioksidimaksusta ja ns. sähkömaksusta, joka pitää sisällään mm. jakelumaksun. Nämä muodostivat yhteensä noin 1,4 miljardin euron kertymän vuonna 2002. Sähköntuotannon tukea maksetaan Tanskassa ns. priorisoidulle sähköntuotannolle, jota on tuulivoima ja hajautettu maakaasua käyttävä lämpövoimantuotanto. Vuonna 2001 maksetun tuen määrä oli noin 500 miljoonaa euroa. Tämä tukimäärä kerätään suoraan kaikilta sähkönkäyttäjiltä. Lisäksi valtio maksaa tuotantotukea, joka oli vuonna 2002 noin 70 miljoonaa euroa, ja investointiavustusta, jonka kokonaismäärä oli noin 3,5 miljoonaa euroa. Tuotantotuen määrää on kuitenkin hiljattain leikattu tuntuvasti, mikä on lähes tyrehdyttänyt tuulivoiman rakentamisen.

Kaikissa Pohjoismaissa energiaverotus muodostaa siis huomattavan tulolähteen valtiolle. Verokohtelu ja tukipolitiikka vaihtelevat myös tuntuvasti eri Pohjoismaiden välillä.



### 3.3.3 Kuluttajien energianhintojen vertailua Pohjoismaissa

Öljyalan keskusliiton julkaisemien tietojen mukaan ([www.oil-gas.fi](http://www.oil-gas.fi)) kevyen polttoöljyn hinta kuluttajille on samaa tasoa Ruotsissa, Tanskassa ja Norjassa, mutta 40 % halvempi Suomessa alemman verotuksen takia. Suomessa myytiin vuonna 2003 kevyttä polttoöljyä jo enemmän kuin Ruotsissa, ja käyttö kasvoi edellisvuodesta 3,3 %, kun taas Ruotsissa öljyn käyttö väheni samana aikana yli 4 %. ([www.oil-gas.fi](http://www.oil-gas.fi)). Myös Tanskassa kevyen polttoöljyn käyttö väheni. Kevyen polttoöljyn käyttö Suomessa vuonna 2003 oli 2,8 miljoonaa m<sup>3</sup>, Ruotsissa 2,4 miljoonaa m<sup>3</sup>, Norjassa 1,3 miljoonaa m<sup>3</sup> ja Tanskassa 1,1 miljoonaa m<sup>3</sup>.

*Taulukko 6. Kuluttajien energianhintoja Pohjoismaissa.*

	Kevyen polttoöljyn kuluttajahinta (snt/l)	Sähkön kuluttajahinta kulutuksella 3 500 kWh/v (snt/kWh)	Kaukolämmön energiahinnat pienkuluttajille (snt/kWh)
Suomi	48	10,79	3,5
Ruotsi	86	14,40	5,5
Tanska	82	22,62	9,5
Norja	82	13,60	6,0

Kevyen polttoöljyn kuluttajahinnat on taulukossa 6 annettu veroineen 15.8.2004 tilanteessa ([www.oil-gas.fi](http://www.oil-gas.fi)). Sähkön kuluttajahinnat on annettu olettaen 3 500 kWh:n vuotuinen kulutus veroineen 1.1.2004 keskimääräisessä tilanteessa tyypilliselle kerrostaloasukkaalle. Sähkön kuluttajahinnoissa verotuksen kansalliset erot ovat vielä selvempiä kuin kevyen polttoöljyn hinnassa (lähteenä on Eurostatin tiedot [www.energia.fi](http://www.energia.fi)-sivujen kautta). Kaukolämmön energiahinnat pienkuluttajille ovat vuodelta 2000. Ne ovat peräisin Nordvärmen tilastoista ([www.nordvarme.org](http://www.nordvarme.org)).

Ruotsissa, Tanskassa ja Norjassa energian kuluttajahinnoissa on merkittävästi Suomea korkeammat verot. Perusteina esitetään energiapoliittisia syitä, ei käytännössä lainkaan valtiontaloudellisia perusteita. Tosin Ruotsi mainitsee energiaverotuksen perusteluisaan, että vuoden 2004 energiaverotus mahdollistaa työn verottamisen laskemisen 10 miljardilla kruunulla.

Tanskan polttoaineiden ja sähkönkulutuksen energia- ja hiilidioksidiverotuksen lähtökohtana on elinkeinoelämän rakenne, minkä vuoksi kuluttajien energiankäytön osuus kokonaiskulutuksesta on huomattavasti suurempi kuin muissa Pohjoismaissa (taulukko 2). Yksityisen kulutuksen aiheuttamia ympäristövaikutuksia pyritään estämään energian korkealla hinnalla, joka edistää säästämistä ja energian tehokkaampaa käyttöä, kuten kaukolämmön käyttöä öljy- ja sähkölämmityksen asemasta. Raskaaseen teollisuuteen

kohdistuvat energia- ja hiilidioksidiverot ovat olleet hyvin pieniä, ja kevyessä teollisuudessa verot ovat olleet samaa luokkaa kuin yksityisten kuluttajien lämmöntuotannossa, 630–950 DKK/tonni CO<sub>2</sub> eli 85–130 €/tonni CO<sub>2</sub> (Ministry of the Environment 2004). Pienten CHP-laitosten rakentamista tuetaan.

### **3.3.4 Energiaverotuksen harmonisointi EU:ssa**

Euroopan yhteisö pyrkii yhdentämään jäsenmaiden energiaverotusta. Pitkään jatkuneiden neuvottelujen jälkeen EU:ssa on saatu voimaan kaikkia energiatuotteita koskeva energiaverodirektiivi, jossa mm. säädetään vaadittavat verotuksen minimitasot. Nämä minimitasot ovat hyvin alhaisia verrattuna esimerkiksi Suomen tämänhetkiseen verotukseen. Vuoden 2004 alusta lukien käytännössä kaikki energiatuotteet turvetta lukuun ottamatta tulivat harmonisoidun valmisteverojärjestelmän piiriin. Suomessa energiatuotteiden harmonisointi ei aiheuta juurikaan muutoksia energiatuotteiden verojärjestelmään, sillä kyseisiä tuotteita verotetaan jo direktiivin mukaisesti.

Koska tietyille yrityksille tai tuotannonaloille säädettyjä veronalennuksia tai veronpalautuksia voidaan pitää valtiontukina, niitä on myös tarkasteltava yhteisön valtiontukisääntöjen valossa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että erilaisille energiaverolainsäädäntöön sisältyville tukitoimenpiteille on haettava komission hyväksyntä, ennen kuin ne voidaan ottaa kansallisesti käyttöön. Komission yleisperiaatteen mukaan tuki- ja veronhuojennusjärjestelmien tulisi olla määräaikaista ja alenevia. Komissio on antanut Suomelle oikeuden nykyisten verotukien myöntämiseen vuoden 2006 loppuun lukuun ottamatta energiaintensiivisen teollisuuden veronpalautusta, jolla on lupa vuoden 2011 loppuun.

## **3.4 Sähkömarkkinoiden toimivuus**

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yleisellä tasolla verrattain toimivina. Markkinat ohjaavat tuotantokapasiteetin käyttöä edullisuusjärjestyksessä. Markkinoiden avaamisen jälkeen sähkön hintataso oli hyvin matala, eli kilpailu alensi sähköenergian hintaa. Viime aikoina hinnat ovat olleet korkeampia, mutta investointipäätöksiä uuteen kapasiteettiin teollisuuden omaan käyttöön tulneiden CHP-laitosten lisäksi ei ole juurikaan tehty.

Hyvin toimivat markkinat maksimoivat yhteiskunnallisen hyvinvoinnin. Sähkömarkkinoilla on kuitenkin monia rajoituksia, eikä niitä voida pitää täydellisinä markkinoina. Tällaisia rajoituksia ja ominaisuuksia ovat muun muassa:

- Siirtoverkon pullonkaulat

- Tuotteen eli sähkön varastoimattomuus
- Kysynnän ja tarjonnan on oltava joka hetki tasapainossa järjestelmän teknisen toimivuuden vuoksi.
- Vesivoiman merkittävä tuotanto-osuus, josta seuraa että vesitilanneriippuvuus on suuri, seurauksena suuret hintavaihtelut (Pohjoismaat)
- Eri markkinoiden keskinäinen vuorovaikutus (sähkö- vs. polttoainemarkkinat)
- Sopimustoimitusten merkitys
- Hyvin pieni kysynnän hintajousto
- Harvojen tuottajien suuri markkinaosuus (oligopolistinen kilpailu) (Pohjoismaat, Saksa)
- Sähkön tärkeys kuluttajien kannalta – sähkönjakelun keskeytyksen seuraukset ovat taloudellisesti valtavat suhteessa toimittamatta jääneen sähkön hintaan.
- Kannustusvaikutus uuden kapasiteetin rakentamiseen on rajoitettu.

Lisäksi suunnitteilla olevat yksityiset kaapeliyhteydet tulevien Euroopan laajuisten markkinoiden sisällä voivat haitata vapaata kilpailua ja mahdollistaa yksittäisten toimijoiden markkinoihin vaikuttamisen. Markkinoiden toimivuuden kannalta mahdollisimman tasapainoiset siirtoyhteydet ovat tärkeitä.

Viime vuosina sähkön markkinahinta pohjoismaisilla markkinoilla on poikennut ylöspäin laskennallisesta tasapainohinnasta, vaikka vallitseva vesitilannekin otetaan huomioon. Tätä on voitu analysoida VTT:n sähkömarkkinamallin avulla (Koljonen ym. 2004). Sähkömarkkinoiden avautumisen alkuvaiheessa puolestaan esiintyi lieviä alihintoja. Ylihinnat ovat osaltaan osoitus markkinavoiman käytön esiintymisestä, alihinnat selittynevät markkinaosuuksien tavoittelulla. Sähkön kysyntä vaikuttaa hinnanmuodostukseen vain pieneltä osaltaan, koska hintajousto on olematonta. Sähkömarkkinat eivät riittävästi ohjaa kulutusta. Sähkön myyjä toimii puskurina sähkömarkkinoiden ja vähittäismyyntin välillä. Sähkönmyyjä kantaa suurimman riskin markkinahinnan vaihtelusta.

Suunniteltuun maiden välisten siirtoyhteyksien vahvistamiseen tai vahvistamatta jättämiseen liittyy ristiriitaisia tavoitteita eri markkinatoimijoiden näkökannalta. Näyttää siltä, että sähkömarkkinat jossain määrin vaikeuttavat alueiden välisten siirtoyhteyksien vahvistamista. Yhteispohjoismaisten markkinoiden suunniteltu maiden välisten siirtoyhteyksien vahvistaminen on myös jossakin määrin kiistanalainen eri toimijoiden näkökulmasta. Esimerkiksi monien suomalaisten toimijoiden pelkona on joutuminen osittain muiden maiden välisten yhteyksien rakentamisen maksajiksi.

### 3.4.1 Kilpailun epätäydellisyys

Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat melko keskittyneet muutamille suurille toimijoille. Taulukossa 7 esitetään suurimpien sähkötuottajien markkinaosuudet pohjoismaisilla ja kansallisilla markkinoilla 2001. On odotettavissa, että jatkossakin vallitsee pyrkimys markkinoiden keskittymiseen.

*Taulukko 7. Suurimpien sähkötuottajien markkinaosuudet pohjoismaisilla ja kansallisilla markkinoilla 2001 (Nordic Competition Authorities 2003).*

	Tuotanto GWh 2001	Markkinaosuus (pohjoismainen) %	Markkinaosuus (kansallinen) %
Vattenfall	75 200	19	47
Fortum	60 600	16	33
Statkraft	44 800	12	37
Sydkraft	33 200	8	20
Teollisuuden Voima	15 100	4	21
Elsam	14 600	4	56 (DK1)
Energi E2	11 800	3	84 (DK2)
E-CO	10 200	3	8
Norsk Hydro	9 800	3	8
Pohjolan Voima	8 000	2	11
BKK	8 000	2	7
Agder Energi	7 900	2	7
Lyse Energi	5 900	2	5
Helsingin Energia	5 400	1	8
Vannkraft öst	4 900	1	4
15 suurinta	315 400	81	
Yhteensä	388 000	100	

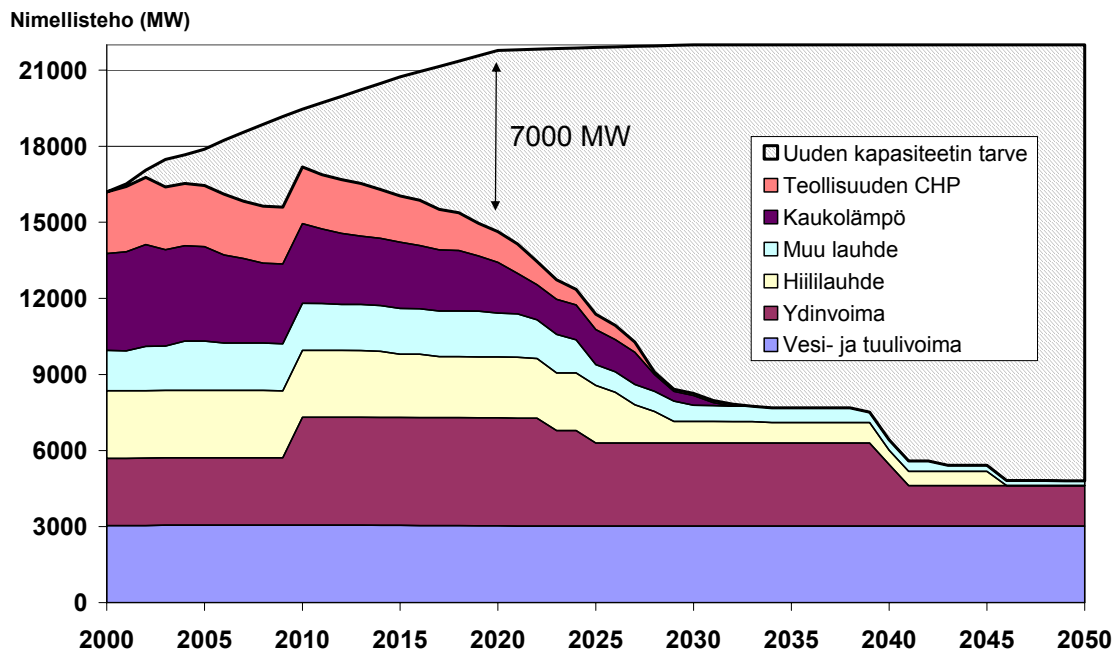
Taulukosta 7 nähdään, että kansallisella tasolla suurilla toimijoilla on erittäin huomattava markkina-asema. Tähän puuttui hiljattain mm. Ruotsin kilpailuviranomainen Konkursverket, joka on uhannut jatkossa estää Vattenfallia ostamasta ruotsalaisia kilpailijoita (Dagens Industri 2004). Ruotsin kilpailuviranomainen on myös todennut, että valtion olisi hyvä jakaa omistamansa energiayhtiö useampaan osaan kilpailun parantamiseksi. Ruotsissa kolme suurinta energiayhtiötä omistaa yli 90 % tuotantokapasiteetista.

On myös esitetty epäilyjä siitä, että pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vallitsee samanmielisten suurten toimijoiden valta (esim. Lewis ym. 2004). Tämä tarkoittaa sitä, että

useat suuret toimijat voivat samantapaista toimintastrategiaa käyttämällä vaikuttaa merkittävästi markkinoille muodostuvaan hintatasoon. Myös Saksassa on tuotu ministeritasolla julkisuuteen huolestuneisuus maan sähkömarkkinoiden oligopolistisuudesta (oligopoli = harvainvalta) (esim. Handelsblatt 2004). Itävallassa puolestaan talousministeri on määrännyt käynnistettäväksi tutkimukset sähköntuottajien epäilyistä hintojen sopimisesta (Die Presse 2004).

### 3.4.2 Investoinnit uuteen kapasiteettiin

Julkistettuja voimalaitosten rakentamissuunnitelmia on Suomessa varsin vähän. Arvio käytöstä poistuvasta kapasiteetista esitetään kuvassa 8. Arviossa on otettu huomioon jo tiedossa olevat uudet kapasiteettipäätökset, kuten 1 600 MW ydinvoimaa vuonna 2009. Poistuma on saatu olettamalla elinikä kapasiteettiluokittain. Lauhdelaitoksilla eliniän pituus riippuu olennaisesti vuotuisesta käyttöajasta, ja se voi olla kuvassa esitettyä jonkin verran pidempi tai lyhyempi.



Kuva 8. Kapasiteetin poistuma ja uuden kapasiteetin tarve Suomessa. Kuvassa on huomioitu viidennen ydinvoimalan rakentaminen (päivitetty kirjasta VTT 2001).

Suomen sähköntuotannon kapasiteetin riittävyyttä tulee tarkastella sekä kansalliselta että yhteispohjoismaiselta kannalta. Huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti suhteessa suurimpaan kuormitukseen tarjoaa erään arviointikeinon. Asennettu kapasiteetti ei ole täysimääräisesti koskaan käytettävissä. Pohjoismaisella tasolla energian kulutus on kasvanut vuodesta 1992 vuoteen 2002 17 %, kun vastaavasti asennettu kapasiteetti

teetti on kasvanut 2 % (Nordel 2004c). Luvut kuvaavat hyvin uuden markkinatilanteen muuttunutta näkemystä tarvittavasta kapasiteetista.

Nordelin vuositilaston 2003 mukaan (Nordel 2003) Suomen huippukulutus kasvaa kauden 2003–2004 tasosta 14 040 MW kaudella 2007–2008 tasolle 14 560 MW, mutta huipun aikana käytettävissä olevaksi kapasiteetiksi arvioidaan kaudella 2007–2008 vain 13 765 MW. Ruotsissa on myös odotettavissa kapasiteettivajausta, mutta vähemmän kuin Suomessa. Norjassa ja Tanskassa kapasiteetti ylittää niukasti kauden 2007–2008 tarpeen muutamilla sadoilla MW:illa. Tätä edesauttaa Norjassa hiljattain julkistettu päätös maakaasuvoimalaitoksen rakentamisesta (Statkraft ja Norsk Hydro 2004).

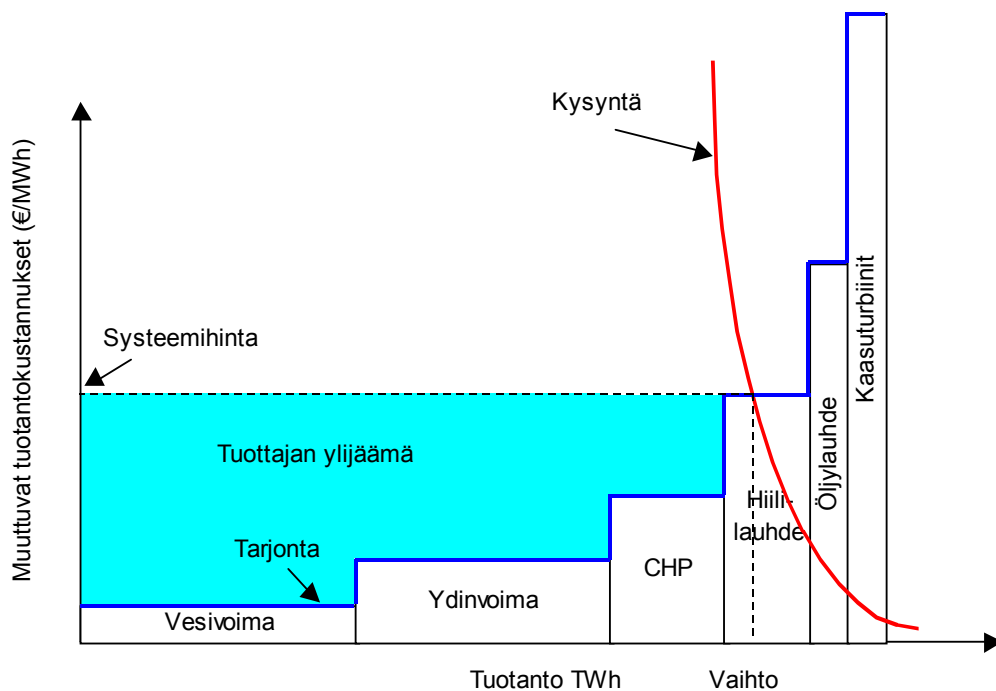
Pohjoismaisella tasolla kapasiteettitilannetta ei ole kuitenkaan pidetty huolestuttavana, koska ensinnäkään huippu ei yleensä esiinny samanaikaisesti kaikissa Pohjoismaissa ja toisaalta sähköä voidaan tuoda markkina-alueen ulkopuolelta. Tuontimahdollisuuksia on aiemmin yliarvioitu, ja tällä hetkellä näyttää siltä, että tuonnin mahdollisuudet jonkin verran pienenevät jatkossa ja hintataso nousee.

Suomen oma kapasiteetti ei siis arvion mukaan riitä kattamaan Suomen huippukulutusta, mutta laskettaessa Venäjän tuontimahdollisuudet täysimääräisenä mukaan jää kaudelle 2007–2008 marginaalia vielä 765 MW sekä lisäksi Ruotsin siirtoyhteys, jonka kautta ei kuitenkaan aina voida kasvattaa tuontia huippukulutustilanteessa. Vaikka esitetyt luvut ovat tilastollisia odotusarvoja, joissa on runsaasti hajontaa, niin kapasiteetin riittävydestä on perusteltua olla huolestunut. Tarvitaan toimia, jotka kannustavat kapasiteetin lisärakentamiseen.

Sähkömarkkinoilla ei ole mekanismeja, jotka ohjaisivat sähkön tuotantorakenteen kehitystä kokonaisuutena. Kapasiteettia pitäisi olla sopivasti eri kapasiteettilajeissa, mutta muuttuvilta kustannuksiltaan kalleimman ja harvimmin käytössä olevan kapasiteetin rakentaminen ei käytännössä koskaan muodostu kannattavaksi. Käytöstä poistuvan kapasiteetin vaikutuksen vuoksi kapasiteettirakenne muuttuu ja on uhkana, että se käy aikaa myöten määrältään riittämättömäksi. Sama koskee hidasta reservikapasiteettia, jonka ylläpito ei ole millekään osapuolelle kannattavaa. On tuotu esille mm. tehöpörsimekanismeja varmistamaan varakapasiteetin saatavuutta.

Suurimman osan vuodesta kapasiteetti riittää hyvin kattamaan kulutuksen. Koska tuottajien välittömänä intressinä ei ole varmistaa huipun aikaisen kapasiteetin riittävyttä, tämä jää kuluttajien vastuulle. Kysynnän hintajoustopäätöksen lisääminen voi ratkaista osaltaan myös huippukapasiteettiongelmaa. Äärimmäisenä, mutta ilmeisesti huippukapasiteetin rakentamista halvempaan keinoon on kulutuksen tai kuormien poisleikkaaminen huipun aikana.

Sähkömarkkinat antavat tuottajille toimintaylijäämää sitä enemmän mitä halvempaa tuotanto muuttuvilta kustannuksiltaan on. Tämän ylijäämän pitäisi toimia kannustimena investoida uuteen vastaaventyyppiseen kapasiteettiin. Suurimman hyödyn pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hinnanmuodostumismekanismista saavat vesi- ja ydinvoiman tuottajat (kuva 9). Näitä energiamuotoja ei kuitenkaan käytännössä voida ottaa vapaasti käyttöön. Vesivoiman ja ruotsalaisen ydinvoiman tuotanto keräsi vuonna 2003 keskimääräisellä hinnalla 30 €/MWh yhteensä 7 miljardia euroa laskennallista tuloa, josta noin kolme miljardia euroa vuodessa on puhdasta voittoa, katetta jo aiemmin kuoletetulle pääomalle, ja siten suoraa tulonsiirtoa sähkön käyttäjiltä näille tuottajille. Tämä on ansaittu vesi- ja ydinvoimalla eli kapasiteetilla, jonka lisärakentaminen on tiukasti säänneltyä.



Kuva 9. Tuottajan ylijäämä sähkömarkkinoilla.

Vesi- ja ydinvoiman lisäksi myöskään muuhun kapasiteettiin investoiminen ei ole toistaiseksi juuri ollut liiketaloudellisesti kannattavaa. Suomessa osuusvoimalaitoskäytäntö, ns. ”Mankala-periaate”, on osoittautunut erääksi mahdollisuudeksi rakentaa uutta kapasiteettia. Itse voimalaitoksen omistava osuusyhtiö ei tuota voittoa vaan jakaa tuottamansa sähkön osakkaille muuttuvien kustannusten hinnalla. Tämän lisäksi osakkaat vastaavat kaikista kiinteistä vuosikustannuksista. Mankala-periaatteella saavutetaan suuremman mittakaavan tuoma hintaetu ja vältetään markkinasähkön hintariskille altistuminen. Tämä on erityisen tärkeää yrityksille, joille energiakustannukset ovat olennainen osa toiminnan kustannuksia (metsä- ja metalliteollisuus).

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on vapautumisen jälkeen ollut suurta volatilitteettia, jonka pienenemistä ei ole näköpiirissä. Tämä lisää osaltaan mahdollisten uuteen kapasiteettiin investoijien riskiä mutta myös mahdollista tuottotasoa. Markkinoiden toimivuuden parantuessa volatilitteetti yleensä pienenee, kuten globaaleilla osakemarkkinoilla on keskimäärin tapahtunut.

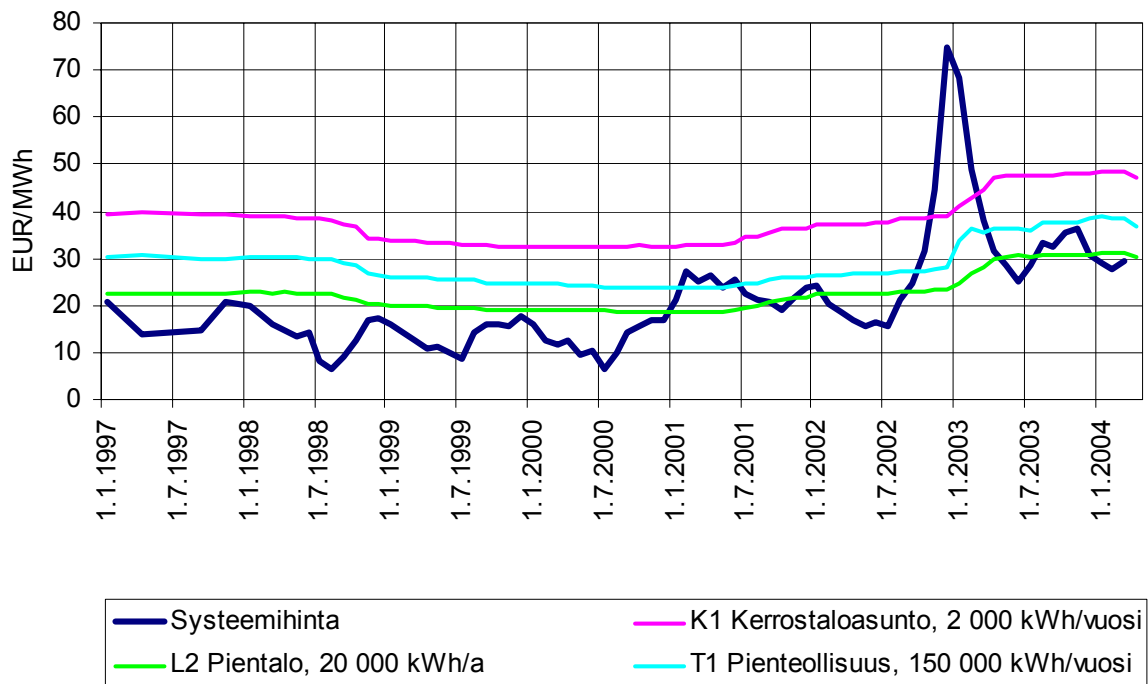
Vielä lähivuosina sähkömarkkinat pitänevät sähkön hinnan melko vakaana lukuun ottamatta sitä, että kuivan vesivuoden riski realisoituu sähkön hinnan nousuna tai heilahteluna välittömästi eivätkä kalliit tai kovasti vaihtelevat hinnat ole talouselämän kannalta toivottavia. On nähtävissä, että pitemmällä aikavälillä sähkön hinta ei kata kaikkia sähköjärjestelmän ylläpidosta aiheutuvia kustannuksia vaan tulee ajoittain johtamaan mm. tuotantokapasiteetin riittämättömyyteen ja heijastumaan hallitsemattomina hintapiikkeinä, joista on merkittävää haittaa talouselämälle.

### **3.4.3 Toimivuus kuluttajan näkökulmasta**

Suomessa vähittäismyyntiasiakkaiden sähkön hinta seuraa sähköpörssin spot-hintaa hitaasti. Ruotsissa ja Norjassa huomattava osa pienasiakkaista ostaa sähkönsä suoraan spot-hintaan perustuvalla tariffilla. Yksi syy maiden välisiin eroihin on se, että Suomessa on jo pitkään käytetty laajasti kaksiaikahinnoitteluun perustuvia tariffeja, joita Ruotsissa ja Norjassa käytetään vähän. Suomessa sähkölämmittäjä saa jo konkreettista hyötyä kulutuksen siirtämisestä yöaikaan. Eräs syy maiden välisiin eroihin on tuotannon rakenteissa. Suomessa sähköä tuotetaan lämpövoimalla, jonka säätäminen on hankalampaa kuin vesivoiman tuotannon säätäminen, joten sähkönkäyttöä on aina pyritty tasoittamaan vuorokauden sisällä.

Kuvassa 10 esitetään Nord Poolin systeemihinnan kuukausikeskiarvot viime vuosina sekä kolmen tyyppikuluttajaryhmän keskihinnat. Sähkö on sitä halvempaa, mitä enemmän energiaa asiakas käyttää. Pientalon sähkön hinta on edullisempi kuin muiden, sillä kyseisessä tyyppikuluttajaryhmässä on osittain varaava sähkölämmitys. Sähkönkulutus painottuu yöaikaan, ja asiakkaiden maksama sähkön hinta tulisikin laskea painottamalla hinnat kulutuksella, sillä myös sähkön spot-hinta on edullisempi yöaikaan.





Kuva 10. Nord Poolin systeemihinnan keskiarvo ja tyyppikuluttajien keskimääräiset sähköenergian verottomat hinnat. Asiakashinnat ovat toimitusvelvollisuushintoja (Nord Pool ja Energiamarkkinavirasto).

Pienkuluttajien on ollut mahdollista vaihtaa sähköntoimittajaansa vuodesta 1998 lähtien. Hyvin harva kotitalous vaihtoi myyjäänsä markkinoiden avautuessa, mutta myyntihinnat laskivat, sillä sähkömyyjät alensivat omatoimisesti hintojaan pitääkseen asiakkaansa. Vuonna 2001 systeemihinta nousi korkeammalle tasolle, ja tason nousu siirtyi pieniasiakashintoihin. Hintatasoa nostettiin jälleen talven 2002–2003 korkeiden spot-hintojen seurauksena. Keväällä 2004 hintoja on alennettu jonkin verran.

Sähkökäyttäjien maksama sähkönhinta on seurannut systeemihinnan vaihteluita noin neljän kuukauden viiveellä. Teollisuuden sähkönhinta seuraa systeemihinnan muutoksia nopeammin ja tarkemmin. Systeemihinnan pidemmän aikavälin keskiarvon muutokset heijastuvat sähkökäyttäjien maksamaan sähkönhintaan, mutta lyhyemmät korkeamman tai matalamman hintatason ajat eivät näy vähittäismyyntihinnoissa.

Raportissa ”Tukkuhintojen ja loppukuluttajahintojen välisen suhteen vertailu eri Pohjoismaissa”(Lewis ym. 2004) on vertailtu sekä toimitusvelvollisia että tarjoushintoja Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa. Vertailuista käy ilmi, että sähköenergian veroton hinta pienasiakkaille on eri maissa samalla tasolla. Varsinkin sähköyhtiöiden tarjoushinnat ovat samaa suuruusluokkaa. Ruotsissa ja erityisesti Norjassa sähkön vähittäismyyntihinta seuraa nopeammin ja tarkemmin spot-hintaa. Suomen kannalta nähdään raportin mukaan seuraavia ongelmia:

- Jotkut toimijat nostivat sähkön hintaa spot-piikkien jälkeen, mutta vastaavia hin-  
nanalennuksia ei ole tehty.
- Tukkuhintojen nousulla on perusteltu kuluttajahintojen nostoa myös perusteettomasti.
- Vain erittäin pieni osa asiakkaista ostaa sähköä spot-hintoihin perustuvilla hinnoilla.
- Tarjoushinnat ovat joskus korkeampia kuin toimitusvelvolliset hinnat.

Voidaan todeta, että kilpailu ei vaikuta hinnoitteluun tarpeeksi. Asiakkaat eivät reagoi korkeisiin hintoihin vaihtamalla sähkönmyyjää, eikä myyjillä ole kilpailun tuomaa kannustinta painaa hintoja alas. Varsinkaan toimitusvelvollisuuden piirissä olevien asiakkaiden hintoja ei kannata painaa kovin alas, sillä jos nämä asiakkaat päättävät kilpailuttaa sähköntoimittajansa, pyytävät he yleensä tarjouksen myös toimitusvelvolliselta sähkönmyyjältä.

Hintojen muuttumisen pitkiin viiveisiin on myös teknisiä syitä. Sähkömarkkinalain mukaan hintamuutoksesta tulee ilmoittaa asiakkaalle 30 päivää ennen muutosta kirjallisesti. Ilmoitusaika on pitkä ja lisäksi erillisten muutosilmoitusten lähettämisen kustannukset suuria. Muutosilmoitus lähetetäänkin useimmiten laskun yhteydessä. Esimerkiksi Norjassa hinnanmuutoksesta tulee ilmoittaa kolme viikkoa aikaisemmin, ja ilmoitus sanomalehdessä riittää. Toisaalta se, että lyhytaikaiset spot-hintapiikit eivät heijastu kuluttajien sähköhintaan, ei ole pelkästään huono asia. Asiakkaiden sähkölaskut pysyvät tasan suuruksina, eikä tule ennakoimattomia kuluja.

#### **3.4.4 Asiakasaktiivisuuden merkitys**

Sähkömarkkinoiden tehottomuuteen kuluttajan näkökulmasta vaikuttaa eniten alhainen asiakasaktiivisuus. Asiakkaat eivät ole vaihtaneet sähköntoimittajaansa markkinoiden vapauduttua, vaan suuri osa sähkönkäyttäjistä ostaa edelleen sähköenergiansa toimitusvelvolliselta sähkönmyyjältään.

Ennen sähkömarkkinoiden vapauttamista kilpailulle kuluttajat ostivat tarvitsemansa sähköenergian myös siirtopalvelun tuottavalta paikalliselta sähköyhtiöltä. Sähkömarkkinalaissa nämä paikalliset määräävässä markkina-asemassa olevat sähkönmyyjät on määrätty toimitusvelvollisiksi sähkön myyjiksi, joiden tulee ylläpitää julkisia sähkönmyyntihintoja toimitusvelvollisuuden piirissä oleville asiakkailleen (listahinnat).

Jos sähkönkäyttäjä ei markkinoiden avautumisen jälkeen ole vaihtanut sähköenergian toimittajaansa tai pyytänyt uutta tarjousta omalta sähkönmyyjältään, hän ostaa yhä sähköenergiansa toimitusvelvolliselta sähkönmyyjältä listahinnoilla. Suomessa noin 70–80 % kotitalouksista ostaa yhä sähköenergiansa näillä listahinnoilla. Loput ovat joko vaihta-

neet sähkömyyjäänsä tai ostavat sähköenergiansa paikalliselta sähkömyyjältä tarjoushinoilla.

Asiakasaktiivisuus sähkömarkkinoilla oli pitkään hyvin alhainen. Vasta viime aikoina sähkömyyjää vaihtaneiden osuus kaikista asiakkaista on ylittänyt 5 % (Lindberg ym 2003). Omalta toimitusvelvolliselta sähkömyyjältään uuden tarjouksen pyytäneiden osuus on noin 17 %. Asiakasaktiivisuus alkoi kasvaa kohonneiden sähköhintojen ansiosta, ja myös julkisuus on voinut vaikuttaa asiaan.

Sähkön vähittäismyyntimarkkinat ovat vielä kypsyttömät, eikä sähkömyyjän kilpailuttamisen helppous ole yleisesti tiedossa. Käytännössä esteenä kilpailuttamiselle ovat vain tarjousten pyytämiseen mennyt aika ja se, että valitessaan jonkun muun kuin oman verkkoalueen sähkömyyjän asiakas saa erilliset laskut sähkönsiirrosta ja energiasta (jolleivät jakeluverkonhaltija ja kyseinen myyjä ole tehneet sopimusta yhteislaskutuksesta). Sähkö on myös ollut varsin edullista, ja mahdolliset säästöt ovat pieniä. Sähköenergian osuus asiakkaan koko sähkölaskusta on noin 30–50 %. Loppuosa koostuu sähkön siirtomaksusta ja veroista.

## 4. Hiilidioksidin päästökauppa

### 4.1 Suomen kansallinen jakosuunnitelma

Suomen alustava jakosuunnitelma ilman laitospäätöisiä päästöoikeuksien jakolistaa toimitettiin komissiolle määräaikaan mennessä 31.3.2004. Valtioneuvosto teki päätöksen kansallisesta jakosuunnitelmaesityksestä 19.8.2004 (Valtioneuvosto 2004). Komissio ei ole vielä 29.9.2004 mennessä antanut lopullista päätöstä jakosuunnitelman hyväksymisestä. Jakosuunnitelman materiaali on ollut yleisön kuulemista varten nähtävissä ja kommentoitavissa ministeriön kotisivuilla.

Päästöoikeuksien kokonaismääräksi esitetään 136,5 miljoonaa hiilidioksiditonnia (45,5 Mt/a), mikä on noin kolme prosenttia vähemmän kuin kaudelle 2005–2007 arvioidut hiilidioksidipäästöt. Lukuun sisältyy 2,5 miljoonaa hiilidioksiditonnia varauksena uusille osallistujille. Päästöoikeuksien kokonaismäärä vuosille 2005–2007 on määritelty siten, että se on johdonmukainen Suomen päästötavoitteen kanssa vuosille 2008–2012.

Päästöoikeudet jaetaan toiminnanharjoittajille laitoksittain maksutta. Päästöoikeuksien jako perustuu niin sanottuun perintömenetelmään, jossa kullekin laitokselle jaettaviksi aiotut päästöoikeudet lasketaan päästökauppalaissa määritellyillä laskentasäännöillä kyseisen laitoksen toteutuneista päästöistä pääsääntöisesti vuosilta 1998–2002.

Laitospäätöisten päästöoikeuksien jakoa varten laitokset on ryhmitelty niiden tuotannon tai toiminnan luonteen perusteella alaryhmiin. Kullekin alaryhmälle on määritelty erilliset päästöoikeuksien jakoperusteet. Näitä jakoperusteita käytetään laitospäätöisten päästöoikeuksien määrittelyssä.

Kansallinen jakosuunnitelma koskee noin 150 yritystä ja noin 550 energiantuotanto- tai teollisuusprosessilaitosta. Lukuun sisältyvät myös ne 20 MW:a pienemmät kaukolämpölaitokset, jotka on sisällytetty jakosuunnitelmaan direktiivin 24 artiklan ns. opt-in-menettelyn perusteella. Nämä noin 550 laitosta muodostavat päästökauppadiirektiivin tarkoittaman päästökauppasektorin. Päästökauppasektorin laajuus kasvihuonekaasupäästöistä oli vuoden 2002 tilanteessa 59 %, mikä on selvästi korkeampi kuin keskimäärin EU:ssa (46 % vuonna 2000) (DG TREN/Eurostat 2002).

Eräitä direktiivin sallimia valinnaisia mahdollisuuksia, kuten päästöjä vähentävien varhaisten toimien huomioonottamista, ei käytetä sellaisenaan, koska se olisi hyvin vaikeaa. Ne tulevat osittain huomioonotetuiksi käytetyissä laskentakaavoissa.

Seuraavassa on yhteenveto päästöoikeuksien jakoperusteista eri alaryhmissä ja arvio alaryhmien saamista päästöoikeuksista tarpeeseen nähden:

- Energiaintensiivisen teollisuuden tuotantoprosessit

Vuosien 1998–2002 keskimääräisten ominaispäästökertoimien avulla laskettu määrä jättäen pois suurin ja pienin arvo ja ottaen huomioon tuotannon kasvu 2005–2007. Käytännössä lähellä tarvittavaa määrää.

- Energiantuotanto teollisuusprosesseille

Vuosien 1998–2002 keskimääräisten ominaispäästökertoimien avulla laskettu määrä jättäen pois suurin ja pienin arvo ja ottaen huomioon tuotantokapasiteetin kasvu 2005–2007. Käytännössä lähellä tarvittavaa määrää.

- Yhdyskuntien kaukolämpölaitokset

Vuosien 1998–2002 tietojen perusteella lämpötilakorjatun ominaispäästökertoimen avulla laskettu määrä jättäen pois suurin ja pienin arvo ja ottaen huomioon tilaustehojen kasvun vuodesta 1997 vuoteen 2002. Ei ota huomioon vuoden 2002 jälkeen tapahtuvaa tilaustehojen kasvua. Jos biopolttoaineiden saatavuus heikkenee esimerkiksi sahateollisuuden sivutuotteiden määrän tai päätehakkuiden vähentymisen takia, päästöoikeuksien ostotarve voi kasvaa suureksi. Ostotarve voi vaihdella suuresti eri vuosien ja eri laitosten välillä. Monien turvetta käyttävien laitosten on arvioitu joutuvan hankkimaan noin 15 % lisää päästöoikeuksia, eli ennen päästökaupan alkua toteutettu puupolttoaineen käytön lisääminen aiheuttaa päästöoikeuksien ostotarvetta.

Lauhdetuotannon osuudelle käytetään laskennallista hyötysuhdetta 0,40 ja historiatietoja 1998–2002 suurin ja pienin arvo pois jättäen. Laskennallinen hyötysuhde on parempi kuin todellinen, joten tarvittavasta määrästä saadaan vain 60–90 % laitoksesta riippuen. Vajausta lisää se, että lauhdetuotanto voi kasvaa merkittävästi vuosien 1998–2002 keskiarvoa suuremmaksi kuivina vesivuosina ja kylminä talvina.

- Lauhdutusvoimalaitokset

Vuosien 2000–2003 keskimääräisten ominaispäästökertoimien ja samojen vuosien tuotannon perusteella laskettu määrä. Määrä riittää, jos tuotanto vähenee, mutta todennäköisesti tapahtuvalle tuotannon kasvulle ei anneta lainkaan päästöoikeuksia.

- Huippu- ja varavoimalaitokset

Vuosien 1998–2002 keskimääräisten ominaispäästökertoimien ja samojen vuosien tuotannon perusteella laskettu määrä. Määrä riittää, jos tuotanto vähenee, mutta todennäköisesti tapahtuvalle tuotannon kasvulle ei anneta lainkaan päästöoikeuksia.

Laitoksille, jotka ovat valmistuneet vuoden 1998 jälkeen, on omat laskentasääntönsä. 4.8.2004 voimaan tullut päästökauppalaki sallii yksittäisiä laitoksia koskevien kohtuuttomuuksien oikaisemisen. Näitä voi aiheutua esimerkiksi alhaisesta käyntiasusteesta ja vaurioista laitoksella.

- Uudet osallistujat

Ilmaiseksi jaettavien päästöoikeuksien määrä lasketaan tyypillisten vuotuisten käyntiaikojen ja käytettävän polttoaineen mukaan. Kiinteitä polttoaineita käyttävät laitokset saavat päästöoikeuksia, jotka vastaavat seuraavanlaista polttoaineseosta: 70 % turvetta ja 30 % puuta. Teollisuusprosesseille käytetään alan alhaisinta vuosina 1998–2002 toteutunutta ominaispäästökerrointa.

- Seuraavaa päästökauppajaksoa koskevat asiat

Vuosina 2005–2007 mahdollisesti ylijääviä päästöoikeuksia ei sallita siirrettävän seuraavalle kaudelle 2008–2012. Alkujakosuunnitelmassa ei ennakoitu seuraavan kauden jakoperusteita tai -menetelmiä, koska edelleen on avoinna se, mitä sektoreita tai mitä kaasuja päästökauppa koskee. Jakoperusteet kaudelle 2008–2012 valmistellaan vuoden 2005 aikana, ja kansallisen jakosuunnitelmaesityksen tulee olla valmis kesäkuussa 2006. Myöskään arvioita siitä, kuinka suuressa määrin Kioton mekanismeja tullaan käyttämään, ei alkujakoesityksessä ole.

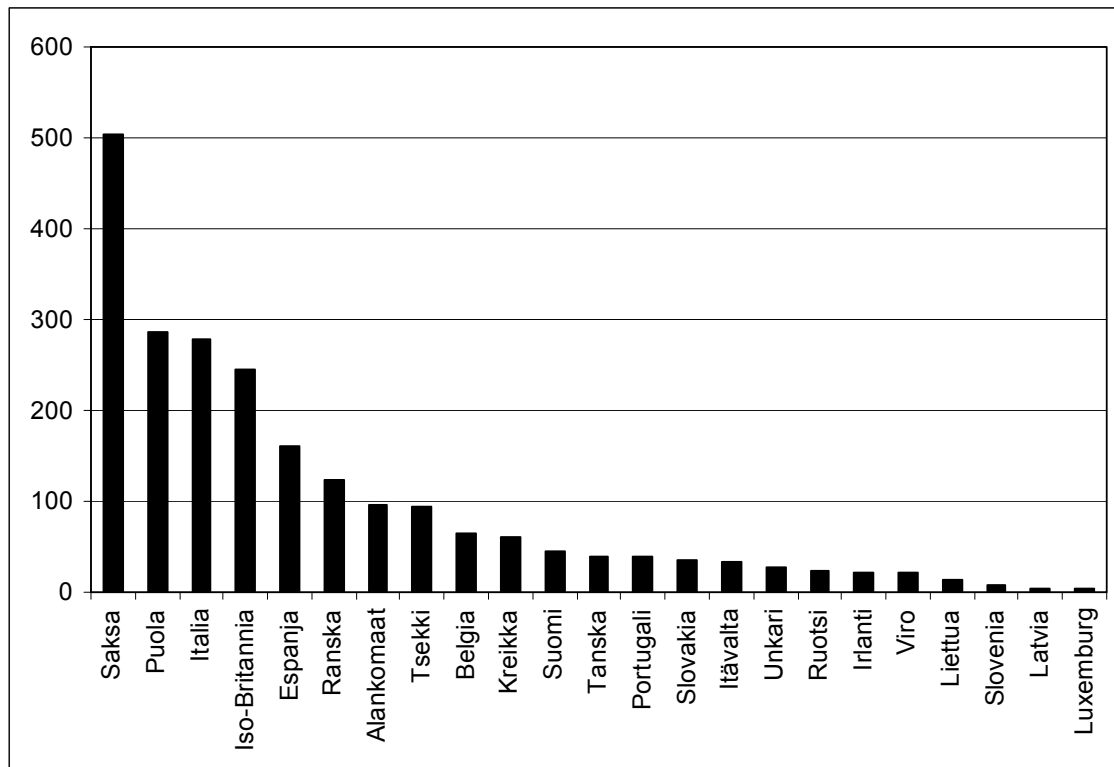
## 4.2 EU-maiden kansalliset jakosuunnitelmat

### 4.2.1 Alkujakosuunnitelmien tilanne

EU on hyväksynyt 7.7.2004 kahdeksan maan alkujakosuunnitelmat. Sellaisenaan hyväksyttiin Ruotsin, Tanskan, Irlannin ja Slovenian suunnitelmat ja pienin teknisin muutoksin Saksan, Ison-Britannian ja Itävallan suunnitelmat. Näiden maiden päästöoikeudet ovat noin 45 % EU-25-maiden päästöoikeuksista, joten päästökaupan alkaminen 1.1.2005 näyttää aikatauluongelmista huolimatta todennäköiseltä.

Suomi kuuluu niihin kymmeneen maahan, joiden alkujakosuunnitelmien käsittely on kesken. Merkittävimmät muutostarpeet liittyvät liian runsaaseen alkujakoon ja suunnitelmiin jakaa uusilta toimijoilta mahdollisesti ylijääviä oikeuksia vanhoille toimijoille päästökaupan aikana. Valmistelu on eniten kesken Kreikassa. Lisäksi Unkarilta, Tshekiltä ja Puolalta on tullut vain alustava alkujakoesitys.

Kuvassa 11 on maakohtaisissa alkujakosuunnitelmissa esitetty päästöoikeuksien jako. Näiden maiden päästöoikeuksien määrä on yhteensä 2 280 Mt CO<sub>2</sub>/a. Viiden suurimman maan päästöoikeudet ovat lähes 70 % päästöoikeuksien kokonaismäärästä.

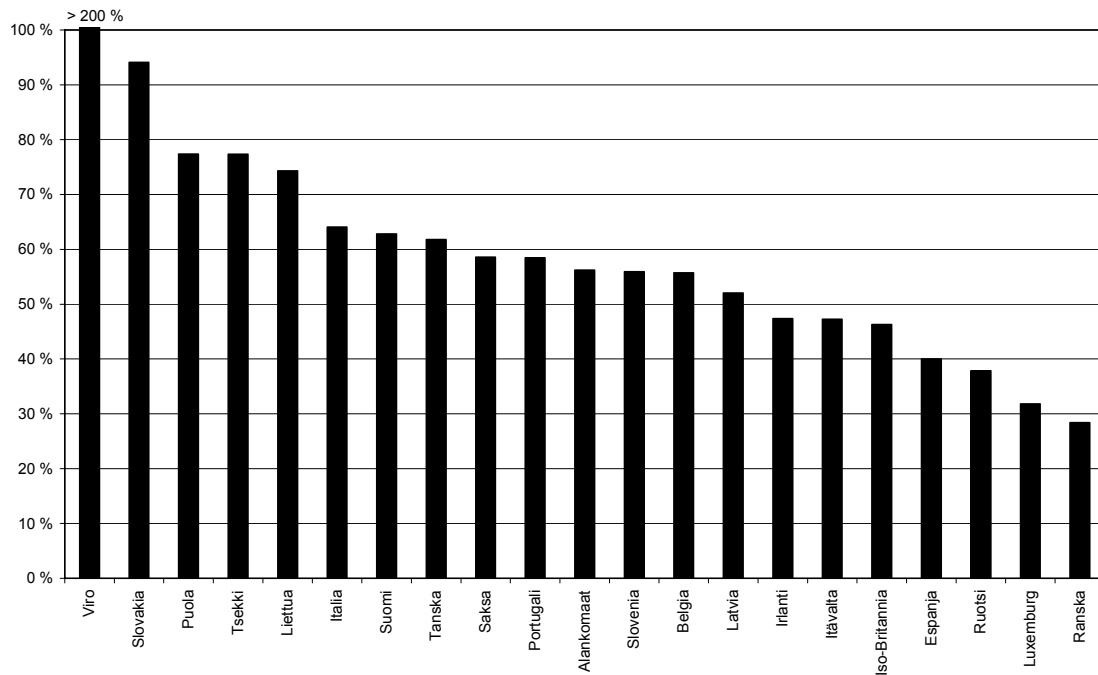


Kuva 11. Alkujakosuunnitelmien mukaiset päästöoikeudet eri EU-maissa (Mt CO<sub>2</sub>/a).

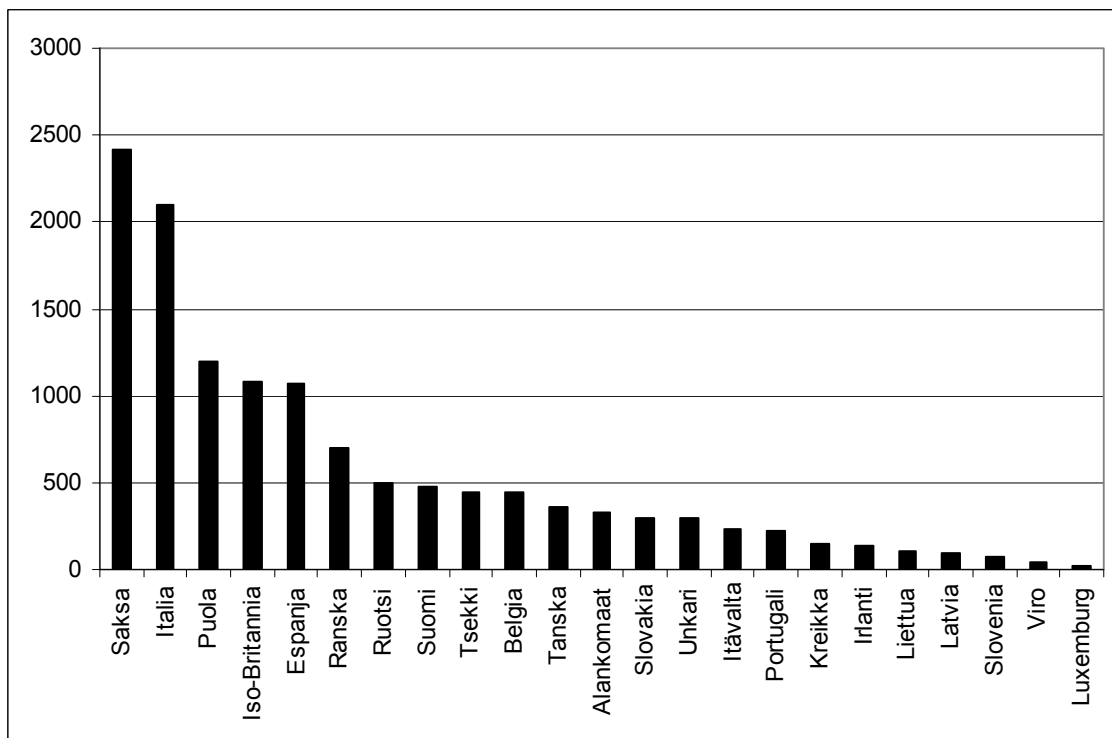
## 4.2.2 Eri maiden alkujakosuunnitelmien vertailu

### 4.2.2.1 Päästökauppasektorin laajuus

Päästökauppasektorin laajuus hiilidioksidin kokonaispäästöistä vaihtelee hyvin paljon eri EU-maiden välillä. Päästökauppasektori vastaa yli puolesta CO<sub>2</sub>-päästöistä monissa uusissa jäsenmaissa, kun taas mm. Ranskassa ja Ruotsissa osuus on paljon pienempi (kuva 12). Suuret prosenttiosuudet, kuten Virossa yli 200 %, kuvaavat myös sitä, että päästöoikeuksia ollaan jakamassa erittäin runsaskätisesti. Viron valtio on arvioinut saavansa 97 miljoonan EEK:n (6,2 miljoonaa euroa) tulot omistamansa Eesti Energian ylimääräisten päästöoikeuksien myynnistä (Postimees 2004). Suuria maakohtaisia vaihteluita on myös siinä, kuinka päästökauppasektori jakautuu energian tuotannon ja teollisuuden kesken.



Kuva 12. Päästökaupasektorin osuus arvioiduista CO<sub>2</sub>-päästöistä vuosina 2005–2007 (%). Virossa on toimijoille myönnetty yli kaksinkertainen määrä todennäköiseen tarpeeseen nähden.



Kuva 13. Päästökauppaan osallistuvien laitosten lukumäärä maittain.



Ranska, Iso-Britannia ja Alankomaat käyttivät ns. opt-out-mahdollisuutta eli mahdollisuutta jättää tiettyjä laitostyyppisiä ja/tai -kokoja päästökaupan ulkopuolelle. Ranskassa 600 laitosta 1 500:sta päästökaupan kriteerit täyttävästä laitoksesta jää päästökaupan ulkopuolelle. Suomi lienee ainoita maita, jossa käytetään opt-in-menettelyä mm. kaukolämpöverkkoon kytketyille polttoaineteholtaan alle 20 MW:n laitoksille. Päästökauppaan osallistuu kaiken kaikkiaan noin 12 800 laitosta (kuva 13).

#### 4.2.2.2 Alkujaon perusteet

Päästöoikeuksien jakoperusteena ovat useimmissa maissa historiatiedot eli toteutuneet päästöt yhtenä vuotena tai keskiarvo useammasta vuodesta vuosina 1998–2003. Eräissä maissa jakoperusteena on lisäksi laitosten keskinäinen vertailu (benchmarking) ja BAT-arvot (paras käytettävissä oleva tekniikka) eri tekniikoille. BAT-päästöarvoja käytetään etenkin uusille laitoksille ilmaisten päästöoikeuksien laskennassa. Kaikilla mailla on valittuna omat kriteerit, joiden lähtökohtana ovat paikalliset olosuhteet. Samoin aikaisempien toimien huomioon ottaminen on hyvin kirjavaa, mitään yhtenäistä käytäntöä ei ole. Yritysten ja valtioiden kesken tekemät aiemmat sopimukset päästöjen vähentämisestä ja niihin liittyvät sitoumukset pyritään pitämään useissa maissa.

Alkujakosuunnitelmille on yhteistä, että lähes kaikissa maissa ilmaisia päästöoikeuksia jaetaan enemmän kuin lähtötilanteessa, joksi on valittu yksi tai useampi vuosi väliltä 1998–2003. Päästöoikeuksia jaetaan myös tyypillisesti enemmän kuin nykytilanteesta Kioton kaudelle 2008–2012 vedetty suoraviivainen Kioto-ura edellyttäisi. Teollisuudelle lähes jokaisessa maassa varataan myös tuotantokapasiteetin nousun edellyttämät päästöoikeudet, eli teollisuuden kilpailukykyä ei haluta heikentää päästökaupan ulkopuolisiin maihin verrattuna. Päästöjen vähentämisveloitteet on siten kohdennettu energiasektorille, etenkin lauhdesähkön tuotantoon, sillä yhdistetylle sähkön ja lämmön tuotannolle on useimmissa maissa varattu tarvittava määrä päästöoikeuksia.

Päästöoikeudet annetaan toimijoille korvauksetta, paitsi Tanskassa, Irlannissa ja Unkarissa, joissa huutokaupataan 5 %, 0,75 % ja 1 % päästöoikeuksista. Espanja ja Slovakia ehdottavat, että mahdollisesti uusille toimijoille varatuista kiintiöistä ylijäävät oikeudet huutokaupataan. Monissa maissa suunnitellaan kiinteitä, viranomaisille maksettavia maksuja päästölupahakemusten käsittelystä ja muista vastaavista toimista.

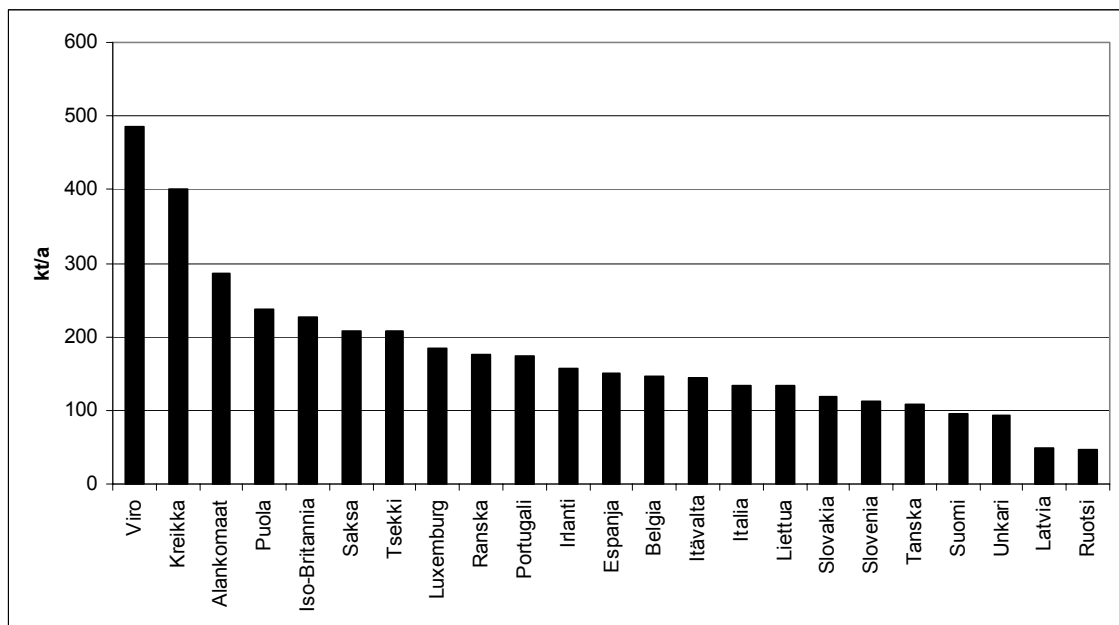
#### 4.2.2.3 Arvio ostajista ja myyjistä

Alkujakosuunnitelmien pohjalta on arvioitu sitä, mitkä maat ovat nettomyyjiä ja mitkä netto-ostajia. Suurimmat myyjät ovat uusissa EU-maissa, suurimmat ostajat ovat Länsi-

Euroopan energiasektorilla. Netto-osto- ja -myyntimäärät ovat päästökaupan 1. jaksolla 2005–2007 erittäin pieniä verrattuna päästöoikeuksien kokonaismäärään, joten markkinoiden volyyymi voi jäädä hyvin pieneksi ja kauppaa käytäneen hyvin vähän. On siis todennäköistä, että päästöoikeuksien hinta ei kohoja kovin korkealle tasolle. Linkkidi-  
rektiivin voimaantulo vähentää edelleen päästöoikeuksien hintapainetta.

Lähes kaikissa uusissa jäsenmaissa arvioidut päästöt päästökaupakaudella ovat pienem-  
mät kuin maille asetetut tavoitteet, ja esimerkiksi Puolassa harkitaan, annetaanko yrityksille yli tarpeen päästöoikeuksia vai varataanko ne JI-hankkeille (Joint Implementation).

Päästökaupassa mukana olevat laitokset ovat keskokooltaan hyvin erisuuruisia eri maissa (kuva 14).



Kuva 14. Keskimääräiset päästöoikeudet laitosta kohti (kt CO<sub>2</sub>/a).

#### 4.2.2.4 Uudet toimijat

Kaikissa maissa varataan osa päästöoikeuksista uusille toimijoille. Uusille toimijoille on varattu tyypillisesti 1–5 % päästöoikeuksista, jonka arvioidaan riittävän koko jaksolle. Päästöoikeuksia annetaan koko tarvittava määrä, tietty prosentiosuus tarpeesta tai BAT-käytännön mukainen määrä. Käytäntö tässäkin on hyvin kirjava, joten edellytykset uusille investoinneille vaihtelevat paljon maasta toiseen.

Saksassa on yksityiskohtaisimmat säännöt siitä, kuinka toimintansa lopettavat ja vähentävät toimijat voivat siirtää päästöoikeuksia uusille laitoksille. Samoin Saksassa taataan, että uudet laitokset saavat päästöoikeuksia saman, laskentasääntöihin perustuvan määrän 14 ensimmäistä toimintavuotta ilmaiseksi. Muissa maissa indikaatiot toisesta päästökauppajaksosta ovat melko epämääräisiä, joten investointipäätöksiä siirrettäneen vuoteen 2006, jolloin toisen päästökauppajakson sääntöjen on määrä olla selvillä.

#### 4.2.2.5 Näkymät Kioto-kaudelle

Vain muutamien maiden alkujakosuunnitelmissa oli ilmoitettu päästöoikeuksien määrä kaudelle 2008–2012. Lähtökohtina näissä määrissä oli, että ne koskevat ensimmäisen päästökauppavaiheen kaasuja ja sektoreita. Näitä maita ovat Saksa, Alankomaat ja Irlanti. Saksa menettelyllään osoittanee sekä teollisuudelle että energiasektorille, että päästöjen vähentämisvelvoitteet tulevat olemaan jatkossakin erittäin pieniä, jolloin edellytykset tuleviin investointeihin ja tuotannon laajennuksiin ovat Saksassa paremmat kuin monissa muissa maissa.

Saksalla on alkujakosuunnitelmassaan muitakin kohtia, joiden sitoumukset ulottuvat kaudelle 2008–2012. Monella muulla maalla sitoumukset liittyvät lähinnä suunnitelmiin käyttää CDM/JI-mekanismia (Clean Development Mechanism, Joint Implementation) päästöjen vähennyksiin. Niiden suunniteltu käyttö vastaa suurta osaa, jopa 10 %:a, päästöjen vähennystarpeesta esimerkiksi Hollannissa, Itävallassa, Italiassa ja Espanjassa. Useimmissa maissa ostajana on valtio, mutta osassa maissa yksityinen sektori on myös tärkeä ostaja. Kioto-mekanismien avulla siirretään päästöjen vähentäminen maihin, joissa se on EU-maita edullisempaa.

Ranskan ja Italian alkujakosuunnitelmissa ehdotetaan, että päästöoikeuksia olisi mahdollista siirtää ensimmäiseltä kaudelta toiselle. Komissio ei ole ottanut näihin suunnitelmiin vielä virallisesti kantaa.

### 4.2.3 Tilanne Tanskassa, Ruotsissa, Virossa ja Puolassa

#### 4.2.3.1 Tanska

Energiasektorilla päästökaupassa on mukana 235 laitosta, teollisuuslaitoksia on 335. Päästöoikeuksia jaetaan 15 % vähemmän kuin vuosille 2005–2007 arvioidut päästöt ovat, mutta noin 7 % enemmän kuin päästöt olivat vuosina 1998–2002. Päästöoikeuksista jaetaan 40 % vuonna 2005 ja vuosiksi 2006 ja 2007 30 %, yhteensä 95,4 Mt. Päästöoikeuksista huutokaupataan 5 %.

Tanskassa CHP-sektori saa lähes tarvitsemansa määrän päästöoikeuksia, mutta kivihii-  
lellä lauhdesähköä tuottavat toimijat saavat käytännössä vain noin 65 % tarvitsemistaan  
päästöoikeuksista. Päästöoikeuksien määrä perustuu sekä historiatietoihin vuosilta  
1998–2002 että laitoksen päästökertoimeen, joten vähäpäästöiset laitokset saavat suu-  
remman osan päästöoikeuksista kuin runsaspäästöiset. Kivihiililauhteen tuottajat joutuvat  
hankkimaan enemmän päästöoikeuksia kuin Suomessa, mutta ensimmäisellä päästökaup-  
pan jaksolla, olettaen päästöoikeuksien hinnan pysyvän alhaisena, tämä ei merkittävästi  
muuta suomalaisten ja tanskalaisten lauhdelaitosten ajojärjestystä. Saksan, Puolan ja  
Viron hiililauhteen kilpailukykyisyys paranee Tanskaan verrattuna merkittävästi, joten  
tuonti näistä maista pohjoismaisille sähkömarkkinoille todennäköisesti lisääntyy. Tehty-  
jen selvitysten mukaan Tanskan energiasektori hyötyy vuosittain päästökaupasta 61  
miljoonaa euroa sähkön hinnan nousun johdosta, millä on perusteltu lauhdelaitosten  
kireää päästöoikeuksien alkujakoa.

Uusille laitoksille annettavien päästöoikeuksien määrittelyssä käytetään BAT-arvoja,  
joten kohtelu vastaa kutakuinkin Suomen käytäntöä.

Tanskan alkujakosuunnitelmassa ei oteta kantaa alkujakoon vuosina 2008–2012. CDM-  
ja JI-mekanismien käyttö tulee olemaan merkittävää, ja monia sopimuksia Itä-Euroopan  
kanssa on jo solmittu.

#### 4.2.3.2 Ruotsi

Ruotsissa jaetaan päästöoikeuksia 23 miljoonaa tonnia CO<sub>2</sub> vuodessa, joka on 5 miljoonaa  
tonnia enemmän kuin nykypäästötasolla. Uusille toimijoille varataan lähes 5 mil-  
joonaa tonnia ja varalle jätetään 2 miljoonaa tonnia, joilla katetaan myös mahdolliset  
tilastovirheet.

Ruotsissa energiasektori saa päästöoikeuksia 80 % vuoden 1998–2001 päästöjen kes-  
kiarvosta. Koska nuo vuodet olivat runsassateisia, lauhdesähkön tuotannon saamat pääs-  
töoikeudet kattanevat selvästi alle 80 %, arvion mukaan noin 65 %, tarvittavista päästö-  
oikeuksista. Ruotsalainen lauhdetuotanto oli vuonna 2003 vain 1,7 TWh ja huippu-  
vuonna 1996 vain 3,5 TWh, joten kustannusvaikutus ei ole kovin suuri.

Uudelle CHP-sähkön tuotantokapasiteetille annetaan päästöoikeuksia käyttäen 0,80-  
kerrointa, BAT-arvoa 265 t CO<sub>2</sub>/GWh ja tuotantoennustetta vuodelle 2005–2008. Pääs-  
töoikeuksia ei anneta uudelle lauhdetuotannolle.

#### 4.2.3.3 Puola ja Viro

Sekä Puolassa että Virossa jaetaan enemmän päästöoikeuksia kuin on arvioitu tarvittavan, joten molemmat maat ovat päästöoikeuksien myyjiä useimpien muiden Itä-Euroopan maiden tapaan. Viron lehdistössä suuri energiayhtiö on jo ilmoittanut, että se odottaa saavansa ylimääräisten päästöoikeuksien myynnistä suuret tulot.

### 4.3 Yhteenveto alkujakosuunnitelmista

Päästökaupan alkaminen vaikuttaa sähkön tuotannon kustannuksiin eri maissa eri tavalla, koska ilmaisia päästöoikeuksia jaetaan erilaisilla perusteilla eri maissa. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla joutuvat kivihiililauhteen tuottajat Tanskassa ostamaan päästöoikeuksia merkittävästi, kun taas rajanaapurissa Saksassa on hiililauhteen tuottajilla reilusti päästöoikeuksia. Saksalaisen lauhdesähkön kilpailukyky paranee merkittävästi, samoin Puolassa ja Virossa tuotetun lauhdesähkön. Sähkön tuonnin lisääntyminen Pohjoismaihin on siis todennäköistä. Päästökauppa voi siis lisätä päästöjä, kun sähköä tuotetaan huonohyötysuhteisissa laitoksissa maissa, joissa on jaettu runsaasti päästöoikeuksia.

Investointiedellytykset sähkön tuotantoon vaihtelevat vastaavasti huomattavasti eri maissa, ja suurimmat eroavaisuudet ovat lauhdesähkökapasiteetin rakentamisessa. Saksassa ja uusissa jäsenmaissa, kuten Puolassa ja Virossa, on päästökaupan ensimmäisessä vaiheessa luotu parhaat edellytykset investoinneille. Vastapainesähkön (= yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon) rakentamisen edellytykset on haluttu taata kaikissa maissa.

Päästökaupan ensimmäinen kausi näyttää muodostuvan kaikissa suhteissa harjoittelujaksoksi, jonka aikana päästöoikeuksista maksettava hinta ei vielä oleellisesti muuta energian tuotantomuotojen kilpailuasemaa. Toiseen jaksoon valmistautuminen edellyttää sähkömarkkinoiden osalta Pohjoismaita laajempaa sähkömarkkinoiden analysointia.

## 5. Päästökaupan vaikutukset sähkömarkkinoihin

Hiilidioksidin päästökaupan perusajatuksena on muuttaa hiilidioksidipäästö kustannukseksi päästön aiheuttavalle toimijalle ja siten tuoda konkreettinen rahallinen kannustin päästöjen vähentämiseen. Eri maissa, eri sektorien ja eri toimijoiden välillä mahdollisuudet päästöjen vähentämiseen ja siten myös vähennystoimien kustannukset vaihtelevat suuresti. Päästöoikeuksien kaupattavuuden avulla kustannuksia voidaan ”tasata” eri maiden ja eri sektorien välillä ja siten päästä mahdollisimman edulliseen tapaan saavuttaa tietty kokonaisvähennys. Tämä onkin esimerkiksi laajentuneen EU:n oloissa periaatteessa järkevä mekanismi tukemaan EU:n Kioton tavoitteisiin pääsemistä. Nyt käyttöön otettavan ensimmäisen vaiheen käytännön toteutustapaan ovat vaikuttaneet mm. kireä aikataulu, eri sektorien ja eri kasvihuonekaasujen päästötietoihin liittyvät epävarmuudet sekä poliittiset kompromissit eri maiden ja intressitahojen välillä. Näistä syistä johtuen nyt käyttöön otettavassa järjestelmässä on myös useita heikkouksia. Lisäksi on nähtävissä, että ilman vastatoimia järjestelmä tulee todennäköisesti aiheuttamaan myös eivaltaiteltuja vaikutuksia energiajärjestelmälle, kansantaloudelle ja yrityksille. Näitä vaikutuksia tullaan käsittelemään tarkemmin seuraavassa. Erityisesti tarkastellaan Suomen näkökulmasta päästökaupan vaikutuksia sähkön hintaan, sähkömarkkinoihin ja sähkön eri kuluttajaryhmien asemaan.

### 5.1 Sähkön tuotannon kustannukset

Periaatteessa päästökauppa vaikuttaa sähkön tuotannon kustannuksiin lisäämällä tuotetun hiilidioksidipäästön markkinahinnan sähkön tuotantokustannukseen. Käytännössä kuitenkin EU-maat ovat myöntäneet kaudelle 2005–2007 suurimman osan yritysten tarvitsemista päästöoikeuksista ilmaiseksi. Ainoastaan lauhdesähkön tuotantoa on jossakin maissa kohdeltu tiukemmin. Käytännössä siis sähkön tuotannon kustannukset toimijoille tulevat kasvamaan vain siltä osin, kun yritys ei ole saanut ilmaisia päästöoikeuksia valtiolta vaan joutuu ostamaan niitä lisää markkinoilta. Lauhdesähkön tuottajat joutuvat Suomessa ostamaan tarvitsemiaan oikeuksia enemmän kuin yhteistuotantolaitokset. Omaa sähköä käyttävä teollisuusvoimalaitos joutuu käymään päästökauppaa vain siltä osin, kun päästöoikeuksien alkujako ei riitä. Huolimatta siitä, että merkittävä osa päästöoikeuksista on saatu ilmaiseksi, on mahdollista, että pohjoismaisille markkinoille sähköä tuottavat ja myyvät toimijat siirtävät päästöoikeuksien marginaalikustannuksen aina täysimääräisenä myymänsä sähkön hintaan. Tämä johtuu siitä, että toimija pyrkii maksimoimaan voittoa ja sillä on aina mahdollisuutena myydä kaikki päästöoikeutensa eteenpäin, jopa luopumalla sähkön tuottamisesta. Toimija arvostaa myös ilmaiseksi saatuja päästöoikeuksiaan niiden maailmanmarkkinahintaa vastaavasti.

On todennäköistä, että Kioton kaudella 2008–2012 vielä jossain määrin jatketaan ilmaisten päästöoikeuksien jakamista. Syynä tähän on se, että mikäli CO<sub>2</sub>-päästöt muuttuisivat maksullisiksi vain EU:n alueella, aiheutuu EU:n kansainväliselle kilpailukyvyille ja siten koko EU-alueen kansantaloudelle erittäin suuria haitallisia vaikutuksia.

Näiden suoraan päästöistä aiheutuvien kustannusten lisäksi on mahdollista, että EU:n päästökauppa vaikuttaa myös välillisesti kustannuksia nostavasti. On todennäköistä, että myös esimerkiksi polttoaineen toimittajat pyrkivät hyötymään päästökaupasta aiheutuvasta sähkön hinnan noususta ja lisääntyneistä voittomahdollisuuksista ja nostavat polttoaineiden myyntihintojaan. Sähkönhinnan nousun myötä voimalaitoksen maksukyky polttoaineista nousee.

Suomen sähköntuotannon polttoenergian lähdejakauma vuodelta 2002 esitetään taulukossa 8 (Tilastokeskus 2003).

Ydinenergian tuotannon osuus on merkittävä. Muiden polttoaineiden kulutuksessa suurin ryhmä on kivihiili lauhdutustuotannossa. Muita merkittäviä ryhmiä ovat kivihiili kaukolämmön tuotannossa, maakaasu yleensä ja varsinkin kaukolämmön yhteistuotannossa sekä turve, niin lauhdetuotannossa kuin kaukolämmön yhteistuotannossa. Öljyllä on merkitystä sähköntuotannossa vain teollisuuden yhteistuotannon osalta. Teollisuuden yhteistuotannon muut polttoaineet muodostavat merkittävän CO<sub>2</sub>-päästöttömän ryhmän.

Päästökaupan vaikutuksia sähkön tuotantokustannuksiin arvioidaan seuraavassa kolmi-vaiheisen taulukkolaskennan kautta. Laskenta esitetään taulukossa 9. Taulukon ensimmäisessä vaiheessa arvioidaan päästökaupan vaikutusta polttoainehintaan. Laskentatulokset kuvaavat tilannetta, jossa päästöoikeuden hinta on siirtynyt täysimääräisesti polttoainekustannuksiin. Tulos esitetään hintamuutoksena. Polttoainehinnan nousu on suoraan seurausta päästökertoimista ja päästöoikeuden hinnasta. Toisessa vaiheessa arvioidaan polttoaineen hinnannousun vaikutusta eri tuotantomuotojen marginaalikustannuksiin ja tulos esitetään marginaalihinnan muutoksena. Muutos riippuu tuotantotavan hyötysuhteesta ja ensimmäisessä vaiheessa lasketusta hinnannoususta, ja referenssihintana 0 €/t päästötömsutasolla seuraa oletetusta polttoainehinnasta. Kolmannessa vaiheessa on lisätty hinnannousu referenssihintaan ja tulos esitetään kokonaismarginaalihintana.

Taulukko 8. Sähköntuotannon energialähteiden kulutus tuotantotavoittain vuonna 2002 (TWh).

	Vesi- voima	Tuulivoima	Ydinvoima	Kivihiili	Öljy	Maakaasu	Turve	Muut	Nettotuonti	Yhteensä	Sähköntuotanto
Vesivoima	10,6									10,6	10,6
Tuulivoima		0,1								0,1	0,1
Teollisuuden yhteistuotanto				0,4	1,4	2,6	0,9	11,3		16,6	12,3
Yhteistuotanto- kaukolämpö				5,7	0,5	8,5	2,9	11,3		18,5	14,9
Ydinvoima			64,8							64,8	21,4
Lauhde				21,0	0,5	1,7	8,0	3,9		35,1	12,3
Huippukaasuturbiinit ja -moottorit					0,1					0,1	0,0
Nettotuonti									11,9	11,9	11,9
Yhteensä	10,6	0,1	64,8	27,1	2,5	12,8	11,8	16,1	11,9	157,8	83,5
Sähköntuotanto	10,6	0,1	21,4	12,4	1,6	9,4	5,9	10,3	11,9	83,5	



Taulukko 9. Päästökaupan vaikutus sähköntuotannon marginaalikustannuksiin.

<u>Vaihe 1:</u> Päästöoikeuden hinnan vaikutus polttoainekustannuksiin, €/MWh <sub>pa</sub>						
Polttoaine	Voimalaitos-hinta €/MWh	Päästöoikeuden aiheuttama lisäys				Päästökerroin gCO <sub>2</sub> /MJ
		5 €/t +€/MWh	10 €/t +€/MWh	15 €/t +€/MWh	20 €/t +€/MWh	
Kivihiili	<b>7</b>	1,7	3,3	5,0	6,7	94,6
Maakaasu	<b>14</b>	1,0	2,0	3,0	4,0	56,1
Raskas öljy	<b>17</b>	1,4	2,8	4,1	5,5	77,4
Kevytöljy	<b>25</b>	1,3	2,6	4,0	5,3	74,1
Turve	<b>6</b>	1,9	3,8	5,7	7,6	106
Puu	<b>10</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0

<u>Vaihe 2:</u> Päästöoikeuden hinnan vaikutus sähköntuotannon muuttuviin kustannuksiin, €/MWh <sub>e</sub>						
Laitostyyppi	Tyypillinen muuttuva kustannus €/MWh	Päästöoikeuden aiheuttama lisäys				Hyötysuhde
		5 €/t +€/MWh	10 €/t +€/MWh	15 €/t +€/MWh	20 €/t +€/MWh	
Lauhdutussähkö						
Kivihiililauhde	20,0	4,8	9,5	14,3	19,1	0,35
Maakaasulauhde	28,0	2,0	4,0	6,0	8,0	0,50
Öljylauhde	44,7	3,6	7,3	10,9	14,5	0,38
Kaasuturbiinisähkö	125,0	6,6	13,2	19,8	26,4	0,20
Turvelauhde	17,1	5,4	10,8	16,2	21,6	0,35
Puulauhde	28,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,35
CHP-sähkö						
Kivihiilivastapaine	8,4	2,0	4,0	6,0	8,0	0,83
Maakaasukombi	16,3	1,2	2,3	3,5	4,7	0,86
Öljyvastapaine	20,2	1,6	3,3	4,9	6,6	0,84
Turvevastapaine	7,5	2,4	4,7	7,1	9,4	0,80
Puuvastapaine	12,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,80

<u>Vaihe 3:</u> Sähköntuotannon marginaalikustannukset eri päästöoikeuden hinnoilla, €/MWh <sub>e</sub>					
Laitostyyppi	Päästöoikeuden hinta				
	0 €/t	5 €/t	10 €/t	15 €/t	20 €/t
Lauhdutussähkö					
Kivihiililauhde	20,0	24,8	29,5	34,3	39,1
Maakaasulauhde	28,0	30,0	32,0	34,0	36,0
Öljylauhde	44,7	48,4	52,0	55,6	59,3
Kaasuturbiinisähkö	125,0	131,6	138,2	144,8	151,4
Turvelauhde	17,1	22,5	27,9	33,3	38,7
Puulauhde	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
CHP-sähkö					
Kivihiilivastapaine	8,4	10,4	12,5	14,5	16,5
Maakaasukombi	16,3	17,4	18,6	19,8	21,0
Öljyvastapaine	20,2	21,9	23,5	25,2	26,8
Turvevastapaine	7,5	9,9	12,2	14,6	16,9
Puuvastapaine	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5

Esitetty taulukkolaskenta on suuntaa-antava. Epävarmuudet liittyvät polttoainehintoihin ja hyötysuhteisiin sekä jossakin määrin myös päästökertoimiin. Polttoaineiden markkinahinnat vaihtelevat jatkuvasti, eri voimalaitokset käyttävät eri lähteistä eri aikoina hankittuja polttoaineita. Eri voimalaitosten polttoainelaadut poikkeavat toisistaan, ja myös kuljetus- ja jatkokäsittelykustannukset vaihtelevat. Siksi taulukon 9 lähtötietona on vain tyypillinen voimalaitoshinta ja päästökerroin. Eri voimaloiden hyötysuhteet ovat yksilölliset ja erilaiset eri käyttötilanteissa. Tavallista alemmalla hyötysuhteella on tässä jäljitelty muiden muuttuvien kustannusten vaikutusta. Laskentatulokset kuvaavat tilannetta, jossa päästöoikeuden hinta on siirtynyt täysimääräisesti polttoainekustannuksiin. Päästömarkkinoiden ja polttoainemarkkinoiden välisiä vuorovaikutuksia ei niin ikään ole huomioitu.

### **5.1.1 Lauhdutustuotanto**

Periaatteessa sähkön tuotannon kustannukset lauhdesähkön tuotannossa nousevat polttoaineen laskennallista hiilisisältöä ja sen mukaista päästöoikeuskustannusta vastaavasti. Käytännössä kuitenkin merkittävä osa päästöoikeuksista on päästökaupan ensimmäisellä jaksolla saatu ilmaiseksi valtiolta, jolloin lisäkustannusta tuottajalle aiheutuu ainoastaan siltä osin, kun ilmaisoikeudet eivät riitä. Lauhdesähkön tuotanto sai Suomen alkujakosuunnitelmassa ilmaisena päästöoikeuksia vuosien 2000–2003 keskiarvon mukaisesti. Todennäköisesti lauhdetta tullaan jatkossa tuottamaan keskiarvoa enemmän, ja tälle osuudelle on ostettava oikeudet, jolloin päästöoikeuksien hinta siirtynee suoraan marginaalihintaan.

Kivihiihilauhdetta tuotetaan sekä markkinasähköksi (Fortum Inko) että osuussähköksi (PVO). Turvelauhdetta tuotetaan pääosin markkinasähköksi (Fortum, CHP-laitosten erillistuotanto), mutta myös osuussähköksi (PVO). Maakaasulauhdetta tuotetaan osuussähköksi (PVO) ja markkinasähköksi (CHP-laitosten erillistuotanto).

Päästökauppa voi muuttaa eri lauhdetuotantoluokkien keskinäistä edullisuusjärjestystä merkittävästi (taulukko 9). Hiili- ja turvelauhde menettävät kilpailukykyään päästöoikeuden hinnan noustessa, ja sekä puu- että maakaasupohjaiset tuotantotavat parantavat asemiaan. Öljylauhde on kilpailukykyinen vain huippuvoiman tuotannossa. Sähkömarkkinoiden hintapiikit määräytyvät kalliimpien tuotantoluokkien hinnan perusteella, ja tässä kevytöljypohjaisella kaasuturbiinituotannolla on merkitystä hinnanmuodostuksessa.

### 5.1.2 Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto

Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon (CHP) kustannukset nousevat periaatteessa kuten lauhdesähkölläkin, eli polttoaineen laskennallista hiilisisältöä vastaavasti. Käytännössä kuitenkin suurin osa päästöoikeuksista on saatu ilmaiseksi valtiolta, jolloin lisäkustannuksia aiheutuu ainoastaan, mikäli ilmaisoikeudet eivät riitä.

CHP-laitosten sähköntuotannon marginaalikustannukset eri päästöoikeuden hinnoilla esitettiin edellä (taulukko 9). Laskelma perustuu siihen, että lämmöntarpeen on oletettu määrävän voimalaitoksen kuormituksen ja siihen liittyvä sähköntuotanto-osuus voidaan tuottaa korkealla hyötysuhteella. Taulukosta havaitaan, että yhteistuotanto on aina edullisempaa kuin lauhdutustuotanto. Taulukon mukaan päästökauppa ei muuta eri polttoaineiden edullisuusjärjestystä yhteistuotannossa.

Kun sähkö tuotetaan lämmöntuotannon yhteydessä, päästään sähköntuotannonkin hyötysuhteessa lähelle kattilahyötysuhdetta, käytännössä 80–90 %:iin, kun se lauhdutustuotannossa jää noin 40–50 %:iin. Yhteistuotantosähkö on edullisinta lämpövoimaa edellyttäen, että kummallakin tuotteella, sekä sähköllä että lämmöllä, on kysyntää samanaikaisesti. Käytännössä lämmöntarve määrää tuotannon määrän, ja yhteistuotannossa kehitetty sähkö menee edullisuutensa vuoksi miltei aina kaupaksi. Jos sähkön hinta nousee riittävän korkeaksi, voidaan mahdollisesti puuttuva lämmöntarve korvata keinotekoisella jäädytyksellä, jolloin syntyy lauhdesähkön tuotantoa vastaava tilanne. Yhteistuotantovoimalaitos ei kuitenkaan pääse yhtä hyvään erillissähköntuotannon hyötysuhteeseen kuin pelkästään lauhdutustuotantoon rakennettu voimalaitos, ja siten tuotettu lauhdutus-sähkö on lauhdutusvoimaloiden sähköä kalliimpaa.

Suurissa prosessiteollisuuslaitoksissa yhteistuotantovoimalaitos on tyypillisesti osa prosessia, jolloin molemmat lopputuotteet, sähkö ja lämpö, hyödynnetään itse. Mikäli omaa polttoainetta ei ole käytettävissä, oman voimalaitoksen omistaminen ei välttämättä ole perusteltua ja prosessilämpö voidaan ostaa ulkopuoliselta yhteistuotantovoimalaitokselta. Lämmön hinnoittelu eli yhteistuotantohyödyn jakaminen osapuolten kesken ei tällaisessa tapauksessa ole itsestään selvää.

Yhteistuotantoon perustuvassa kaukolämmityksessä lämpö myydään loppuasiakkaille ja sähkö joko markkinoille tai energialaitoksen peruskuluttajille. Kaukolämmönkuluttajan neuvotteluasema hintoja sovittaessa on heikko, sillä toimittaja voi määrätä hinnan, koska kysymyksessä on monopolitilanne. Usein lämmön hinta määräytyykin kilpailevan lämmitysmuodon hinnan perusteella. Kunnallisen energialaitoksen tapauksessa yhteisö määrää lämmön hinnan, ja mikäli energialaitostoiminta onnistuu tuottamaan voittoa yhteisölle, se voidaan käyttää asukkaiden hyväksi. Mikäli yksityinen yritys harjoittaa kaukolämpöyhteistuotantoa, tilanne on hankalampi. Kaukolämpöasiakkaat ovat täysin

hinnanottajan asemassa, vaikka lähinnä juuri lämmöntarpeen ansiosta yritys voi harjoittaa kannattavaa liiketoimintaa. Hinnoittelun valvonta on hankalaa mm. suurten voimalaitos- ja lämpöverkkoinvestointien vuoksi.

Suomen yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto sai päästöoikeuksia ilmaisjakona valtiolta kaudelle 2005–2007 toteutuneiden tuotantotietojen pohjalta, mutta tuotannon nosto tai puupolttoaineiden saannin heikentyminen voivat aiheuttaa merkittäväkin päästöoikeuksien ostotarvetta.

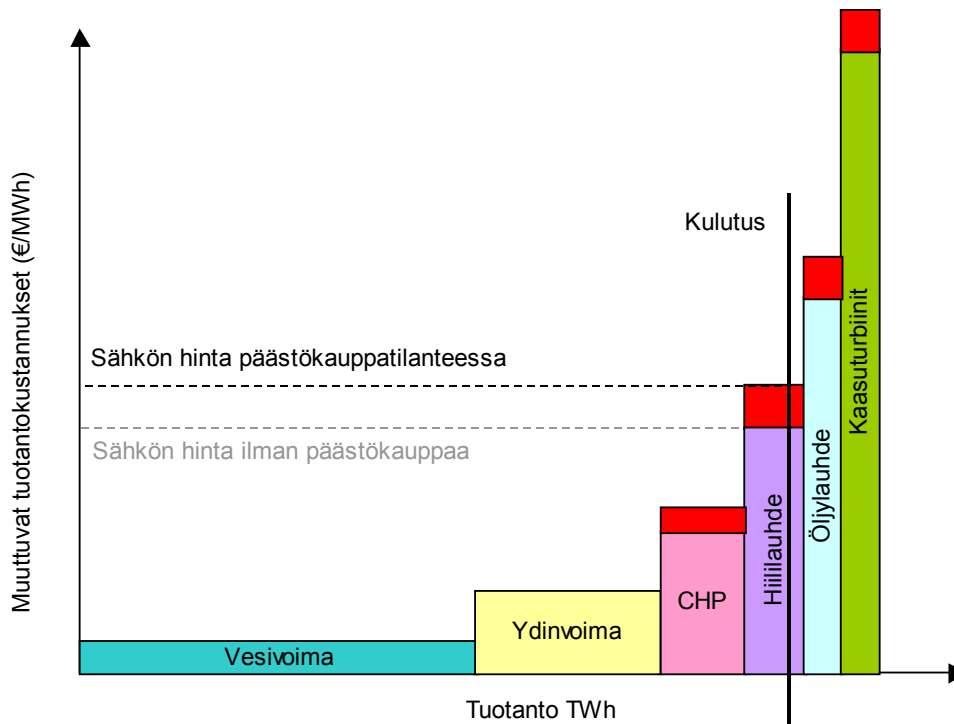
Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon osalta lisäongelmana on päästöoikeuden aiheuttaman lisäkustannuksen jakotapa sähkön ja lämmön kesken. Tähän ei ole olemassa yksiselitteistä laskutapaa, eikä ole perusteltua lisätä päästöoikeuden hintaa kokonaisuudessaan lämmön hintaan, mikäli kaikki tai osa oikeuksista on saatu ilmaisjaossa. Vain ostettavat lisäoikeudet voidaan kiistatta periä lämmönkuluttajilta. Lisäkustannusta ei myöskään ole oikeutettua periä kaksinkertaisesti, eli sekä myytävästä sähköstä että lämmöstä.

## 5.2 Sähkön pörssihinta

Päästökauppatilanteessa hiilidioksidipäästöjä aiheuttavat sähköntuottajat joutuvat luovuttamaan vuosittain päästöjään vastaavan määrän päästöoikeuksia. Tuottajat tulevat saamaan suurimman osan tarvitsemistaan päästöoikeuksista ilmaiseksi alkujaossa. He joutuvat ostamaan puuttuvan osuuden päästöoikeusmarkkinoilta tai vähentämään päästöjään.

Päästöoikeuksia voidaan ostaa ja myydä, ja jos päästöoikeuksille muodostuu likvidit markkinat, tulee päästöoikeudelle likvidi referenssihintaa. Likvideinä pidetään markkinoita, joissa kaupankäyntiä on niin runsaasti, että yksittäinen kauppa tai toimi ei vaikuta markkinoiden hintatasoon. Kunkin CO<sub>2</sub>-päästöjä tuottavan sähköntuottajan muuttuvat tuotantokustannukset nousevat tällöin tuotettua MWh:a kohti tarvittavien päästöoikeuksien hinnan verran. Näin tapahtuu laskennallisesti siitä huolimatta, että tuottaja on saanut osan tarvitsemistaan päästöoikeuksista ilmaiseksi. Näin tapahtuu myös käytännössä, mikäli toimija pyrkii maksimoimaan voittoa; tuottajalla on aina mahdollisuutena myydä kaikki päästöoikeutensa eteenpäin, mikäli päästöoikeusmarkkinat ovat likvidit. Toimija arvostaa myös ilmaiseksi saatuja päästöoikeuksiaan niiden likvidiä maailmanmarkkinahintaa vastaavasti.

Lisäksi on mahdollista, että mikäli sähkömarkkinoilla ei vallitse täydellinen kilpailutilanne, sähkön hintataso pörssissä nousee jonkin verran enemmän kuin mitä päästöoikeuksien likvidi referenssihintaa kulloinkin edellyttäisi.



Kuva 15. Periaatekuva sähkönhinnan muodostumisesta päästökauppatilanteessa. Punaisella on merkitty päästöoikeuden hinnan aiheuttama sähkön marginaalisten tuotantokustannusten nousu tuotantomuodoittain.

Pohjoismaisessa sähköpörssissä marginaalinen tuotantomuoto on suurimman osan vuodesta hiililauhdevoima, joka tuottaa CO<sub>2</sub>-päästöjä. Hiililauhdevoimalan muuttuvat tuotantokustannukset nousevat laskennallisesti noin 0,9 €/MWh korkeammaksi jokaista päästöoikeuden 1 €/tonni CO<sub>2</sub> kohti (taulukko 9).

Simuloimalla sähkön hinnan muodostumista pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla VTT:n sähkömarkkinamallilla (Koljonen ym. 2004) on vuoden jokaiselle tunnille saatu keskimääräiseksi sähkön hinnan nousuksi 0,74 €/MWh päästöoikeuden hinnan 1 €/tonni CO<sub>2</sub> kohti. Markkinahintavaikutus jää siis pienemmäksi kuin hiililauhdevoiman kustannusmuutos, koska hiililauhde ei ole vuoden jokaisena tuntina marginaalinen tuotantomuoto. Muita markkinahintamallin huomioimia tekijöitä ovat vesialtisiin perustuva vesiarvo ja voimalaitosten mahdollinen epäkäytettävyys. Laskelmia päästökaupan vaikutuksesta sähkön pörssihintaan eri päästöoikeuden hinnoilla esitetään taulukossa 10.

Taulukko 10. Päästöoikeuden markkinahinnan vaikutus vuoden keskimääräiseen sähkön hinnan odotusarvoon sähköpörssissä (Koljonen ym. 2004).

Päästöoikeuden hinta €/ tonni CO <sub>2</sub>	0	5	10	15	20	25
Vaikutus sähkön hintaan €/MWh	0	4	8	11	15	19

Taulukko 10 ilmoittaa simulointiin perustuvan tilastollisen odotusarvon sille, kuinka paljon sähkön hinta keskimäärin nousee päästökaupan vaikutuksesta normaalissa vesitilanteessa. Koska sähkömarkkinoilla vallitseva hinta kuitenkin riippuu ratkaisevasti vesitilanteesta, niin pelkästään toteutunutta hintaa seuraamalla on hyvin vaikea arvioida sitä, onko hinta todella noussut päästökaupan johdosta ja kuinka paljon. Vesitilanteen ja muiden vaikuttavien taustatekijöiden vaikutuksen puhdistaminen hinnasta on käytännössä hyvin vaikeaa.

Ruotsalaisen ECON analysis AB:n selvityksen mukaan päästöoikeuden hinta nostaisi eri tilanteissa markkinasähkön hintaa vuonna 2006 arviolta 0,3–0,55 €/MWh jokaista 1 €/a/tonni CO<sub>2</sub> kohti (ECON 2004a), eli hieman vähemmän kuin VTT:n tekemässä arvioissa. Hinnanmuutoksesta todetaan:

- Muutos on pienempi kuin hiililauhdetuotannon marginaalihinnanmuutos.
- Muutosvaikutus pienenee ajan myötä.
- Poikkeukselliset vesivuodet, kuiva ja vetinen, pienentävät muutosta.
- Keski-Euroopassa muutos on suurempi kuin Pohjoismaissa.

ECON analysis AB:n työssä oletettiin, että korkeammilla päästöoikeuksien hinnoilla erityisesti Norjaan rakennettaisiin uutta maakaasuvoimaa. Norjan ensimmäistä kaasuvoimalaitosta (400 MW) ollaan nyt valmistelemassa, ja tavoitteena on sen valmistuminen vuonna 2007. Hanke on kuitenkin ollut vireillä jo vuodesta 1997 (Statkraft & Norsk Hydro 2004).

Isossa-Britanniassa tehdyn selvityksen mukaan (ILEX 2004) pohjoismainen markkinasähkön hinta nousisi päästökaupan vaikutuksesta 0,73 €/MWh jokaista 1 €/a/tonni CO<sub>2</sub> kohti.

### **5.2.1 Toteutuva tilanne kaudella 2005–2007**

Edellä arvioitu vaikutus sähkön hintatasoon ei heti toteutune käytännössä. Alkuvuonna 2004 EU-maissa esitetyt alkujakosuunnitelmat antavat niin runsaasti päästöoikeuksia, että todennäköisesti vain pienellä osalla toimijoista tulee olemaan tarvetta aidosti ostaa oikeuksia. Päästöoikeuskaupan volyymit jäänevät niin pieniksi, että luotettavaa referenssihintaa ei muodostu. Päästöoikeuksille ei synny tehokkaita, likvidejä markkinoita. Todennäköisesti toimijat aluksi seuraavat tilanteen kehittymistä ja käyvät päästökauppaa vain melko pienissä erissä.

Sähkön hinnan vaihtelun mittaaminen ja erottaminen muusta, lähinnä vesitilanteesta johtuvasta vaihtelusta on niin vaikeaa, että ei ole olemassa luotettavaa menetelmää, jolla voitaisiin todeta sähkön hinnassa tapahtuvan mitään muutoksia päästökaupan johdosta vuoteen 2008 mennessä. Toisaalta ei voida luotettavasti osoittaa, että sähkön hinta ei

sisällä päästökaupan ”odotusarvoa”. Jo kesän 2004 aikana useat sähköntuottajat sekä Suomessa ja pohjoismaisilla markkinoilla että Keski-Euroopassa ovat korottaneet hintojaan muun muassa päästökauppaan vedoten (esim. Taloussanomat 2004).

Johtopäätös on helpommin nähtävissä runsaan alkujakon seurausvaikutuksena. Jos alkujako on niin runsas, että se ei rajoita päästökauppasektorin toimintaa, ei myöskään seurausvaikutusta, energian hinnan nousua, esiinny.

### **5.2.2 Tilanne kaudella 2008–2012**

Tilanne muuttuu todennäköisesti huomattavasti Kioton jaksolla 2008–2012 päästövähennysten toteuttamisen myötä. Likvidit päästöoikeusmarkkinat muodostunevat EU:hun vasta Kioton kaudella. Kioton päästörajoitusten myötä päästöoikeuksien hinta muodostuu jonkin verran 1. jaksoa korkeammaksi. Päästöoikeuksille markkinoilla muodostuvaan hintaan tulee tuolloin vaikuttamaan mm. CDM- ja JI-hankkeiden yleinen hintataso sekä se, mitä kaasuja ja sektoreita EU:n päästökaupassa Kioton kaudella on mukana. Näillä näkymin ei ole luultavaa, että hintataso muodostuisi kovin korkeaksi (esim. tasolle 30–40 €/tonni CO<sub>2</sub>). Useat arviot ovat päätyneet hintaluokkaan 10–20 €/tonni CO<sub>2</sub> (mm. ECON 2004b).

## **5.3 Pörssihinnan vaikutus kuluttajahintoihin**

Sähkön vähittäismyyntinä pidetään kauppa- ja teollisuusministeriön julkaisemien sähkömyyntiehtojen mukaan sähkön myyntiä jakeluverkon kautta välittömästi kotitalouksille, maatalouksille ja muille pienille ja keskisuurille sähkökäyttäjille.

### **5.3.1 Hintavaikutus tehokkaasti toimivilla vähittäismarkkinoilla**

Sähkömyyjän sähkönhankintahinta muodostuu teoriassa sähköpörssin hintatason perusteella. Koska sähkömyyjällä on tasevastuu eli sen sähkön käytön ja hankinnan tulee olla yhtä suuria joka tunti, se joutuu hankkimaan sähköä myös silloin, kun hinta on korkea. Toimija suojautuu tältä riskiltä sähkön johdannaismarkkinoilla, joten ajoittaiset yksittäiset hintapiikit eivät periaatteessa vaikuta sähkömyyjän hankintakustannuksiin.

Tehokkaasti toimiva, voittonsa maksimointiin pyrkivä sähkömyyjä hinnoittelee siis edelleen myymänsä sähkön sähköpörssin aluehinnan perusteella huolimatta siitä, onko sähkö tuotettu omilla voimalaitoksilla vai ostettu pörssistä tai kahdenvälisillä sopimuksilla. Hinnoitteluperiaate on seuraavanlainen:

Myyntihinta = spot-hinta + kaupankäyntikulut + myyntikustannukset + kate.

Kaupankäyntikuluihin sisältyvät esimerkiksi pörssin vaatimat takuumaksut ja riskienhallinta. Myyntikustannuksia ovat erilaiset markkinoinnin ja myynnin kulut, esimerkiksi laskutuskustannukset. Varsinaiset myyntihinnat vaihtelevat asiakasryhmän ja tariffin mukaan.

Päästökauppatilanteessa sähkönhinta tulee sähkön spot-hintojen nousun myötä nousemaan pysyvästi korkeammalle tasolle. Hinta nousee keskimäärin 0,74 €/MWh päästöoikeuden 1 €/t CO<sub>2</sub> kohti. Taulukossa 11 esitetään kuuden tyyppikuluttajan vuodessa maksamat sähköenergian hinnat eri päästöoikeuksien hinnoilla. Tyyppikuluttajat ovat:

- K1 kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta, pääsulake 1 x 25 A
- K2 pientalo, ei sähkölämmitystä, pääsulake 3 x 25 A
- L1 pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys, pääsulake 3 x 35A
- L2 pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, pääsulake 3 x 35 A
- T1 pienteollisuus, tehontarve 75 kW
- T2 pienteollisuus, tehontarve 200 kW.

Sähköenergian ja verojen lisäksi sähkönkuluttajan kokonaislasku sisältää sähkön siirtomaksun, joka on pienkuluttajille noin kolmasosa kokonaissummasta.

Teoriassa pörssihinnan tasonnousu vaikuttaa suoraan sähkön vähittäismyyntihintoihin. Vähittäismyyntihinnat ovat tähän mennessä reagoineet pörssihintojen muutoksiin noin neljän kuukauden viiveellä, mutta nyt viive saattaa olla lyhyempi, sillä päästöoikeuksien hintatason vakiinnuttua hintojen muutos on pysyvä. Sähkönmyyjät myös todennäköisesti ennakoivat muutoksen pörssihinnan tasossa.

*Taulukko 11. Vuodessa maksettu keskimääräinen sähköenergian verollinen hinta eri päästöoikeuden hinnoilla. Hinnoissa on huomioitu vain päästöoikeuden hinnan aiheuttama keskimääräinen sähkön pörssihinnan nousu. Hintavaikutus on laskettu arviolla 0,74 €/MWh jokaista tonnia CO<sub>2</sub> kohti. Alkutasona pidetään 1.5.2004 voimassa olleita sähköenergian keskimääräisiä hintoja.*

	K1	K2	L1	L2	T1	T2
Sähkön käyttö kWh/vuosi	2 000	5 000	18 000	20 000	150 000	600 000
0 €/t CO <sub>2</sub>	114	241	734	733	6 737	28 263
5 €/t CO <sub>2</sub>	122	260	802	808	7 300	30 513
10 €/t CO <sub>2</sub>	129	278	869	883	7 862	32 763
15 €/t CO <sub>2</sub>	137	297	937	958	8 425	35 013
20 €/t CO <sub>2</sub>	144	316	1 004	1 033	8 987	37 263
25 €/t CO <sub>2</sub>	152	335	1 072	1 108	9 550	39 513



### 5.3.2 Vähittäismarkkinoiden epätäydellisuuden vaikutus

Käytännössä pienasiakkaiden sähköenergian kauppaa ei voida pitää täydellisinä markkinoina, ja hinnoittelun tehottomuudesta on viitteitä (VTT:n sähkömarkkinamalli, Lewis ym. 2004). Jotkut sähkömyyjät eivät ole alentaneet loppukäyttäjähintojaan hintapiikeistä johtuneiden hinnankorotusten jälkeen. Joidenkin sähkömyyjien tarjoushinnat ovat olleet korkeampia kuin listahinnat. Kilpailu ei myöskään juuri näytä vaikuttavan sähkömyyjien hinnoittelustrategiaan. Sähkömarkkinoilla tehokkaalla hinnoittelulla tarkoitetaan hintoja, jotka heijastavat sähkön hankintakustannuksia tukkumarkkinoilta ostettaessa tai muussa sähkönhankinnassa. Tehottomuus voi johtaa siihen, että hinnat nousevat enemmän kuin pelkkä päästöoikeuden hinta edellyttäisi.

Suomessa on myös muutamia yksittäisiä pienehköjä sähkölaitoksia, jotka toimivat omalla toimitusvelvollisuusalueellaan hinnoitellen tuotantonsa markkinahintoja tuntuvasti edullisemmin (Lewis ym. 2004). Näiden yhtiöiden toimintastrategiana on ennemminkin alueen palveleminen edullisella energian hinnalla kuin voiton maksimoiminen. Tällainen omistajakäyttäytyminen poikkeaa perinteisten pörssi-yhtiöiden käyttäytymisestä. Näiden yhtiöiden osuus Suomessa toimitetusta sähköstä on kuitenkin niin pieni, että vaikutus markkinoihin on toistaiseksi ollut lähinnä erilaisen hinnoitteluesimerkin tarjoaminen. Tämä voi kuitenkin jatkossa yleistyä jonkin verran ja vahvistaa alueellisten sähköyhtiöiden asemaa.

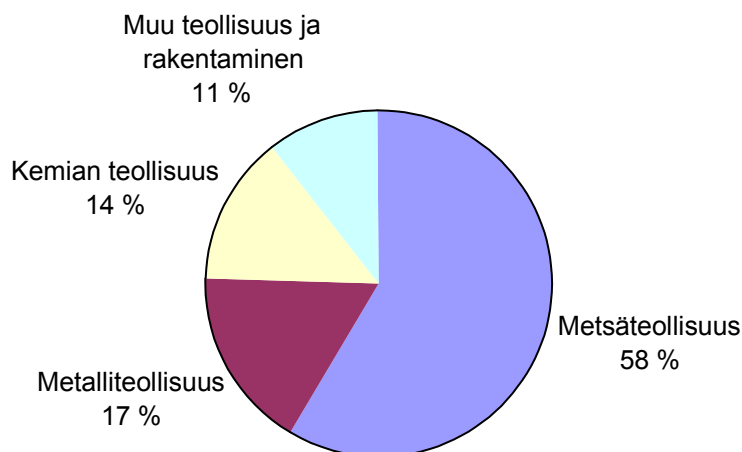
## 5.4 Teollisuuden sähkökustannukset

### 5.4.1 Teollisuuden oma tuotanto ja osuudet

Teollisuus käytti vuonna 2003 (2002) sähköä 45,0 TWh (44,2 TWh), joka vastaa 53,1 %:a (52,9 %) kokonaiskulutuksesta. Eniten sähköä käyttää metsäteollisuus, jonka osuus 26,2 TWh (26,1 TWh) oli koko teollisuuden sähkönkäytöstä 58 % (59 %) (kuva 16, taulukko 12).

*Taulukko 12. Sähkön käyttö sektoreittain (Finergy 2004 ja TT).*

	2002 (TWh)	2003 (TWh)
Metsäteollisuus	26,1	26,2
Metalliteollisuus	7,2	7,7
Kemian teollisuus	6,2	6,3
Muu teollisuus ja rakentaminen	4,7	4,8
Teollisuus yhteensä	44,2	45,0



Kuva 16. Teollisuuden sähkönkäyttö sektoreittain 2003 (Finergy 2004 ja TT).

Metsäteollisuusyrityksistä sähkönkäytöltään suurin on UPM, jonka sähkönkäyttö Suomessa sijaitsevilla laitoksilla oli vuonna 2002 11,2 TWh. Seuraavaksi tulee Stora Enso, jonka sähkönkäyttö oli 7,7 TWh. Molemmat yritykset sekä myyvät että ostavat sähköä markkinoilta.

Sähkö- ja kaukolämpötilastoista saadaan sähkön käyttö ja tuotanto käyttäjäryhmittäin. Tilastoissa sähkön käyttö on jaoteltu seuraaville käyttäjäryhmille: jakeluyhtiöt, voimayhtiöt, metsäteollisuus, muu teollisuus ja muu toimiala. Näistä metsäteollisuuden ja muun teollisuuden yhteenlaskettu sähkön käyttö on 33,3 TWh. Niiden pienten ja keskisuuren teollisuusyritysten energiankäyttö, jotka ostavat sähkönsä voima- ja jakeluyhtiöiltä, on sisällytetty näiden käyttäjäryhmien tilastoon. Vastaava energiaosuus on noin 11 TWh. Päästökauppa vaikuttaa pienen ja keskisuuren teollisuuden sähkön hintaan samoin kuin muidenkin pienkuluttajien sähkön hintaan. Seuraavassa tarkastellaan vain suurteollisuuden sähkönhankintaa.

Teollisuuden sähkönhankinta jakautuu kolmeen osaan:

- oma tuotanto
- osuudet (PVO, TVO, Kemijoki)
- ostot sähköpörssistä ja kahdenvälisillä sopimuksilla.

Oman tuotannon suuruus saadaan Sähkö- ja kaukolämpötilastoista. Metsäteollisuuden oma tuotanto oli vuonna 2002 n. 7,2 TWh ja muun teollisuuden n. 1,9 TWh (taulukko 13).

Taulukko 13. Teollisuuden sähkön tuotanto (TWh) vuonna 2002 (Adato 2003).

	Teollisuus (CHP)	Muu lämpövoima	Oma tuotanto yhteensä	Osuus sähkönkäytöstä
Metsäteollisuus	6,9	0,2	7,2	28,5 %
Muu teollisuus	1,3	0,6	1,9	23,6 %

Teollisuusyrityksillä on osuuksia Kemijoki Oy:stä, Pohjolan Voimasta ja Teollisuuden Voimasta. Näiden yritysten omistajat maksavat osuuttaan vastaavat sähköntuotantokustannukset ja saavat yritysten tuottamasta sähköstä omistusosuuttaan vastaavan energiaosuuden. Osuusvoimalaitokset ovat tyypillinen ilmiö suomalaisessa energiajärjestelmässä. Sähkökäyttäjätahot, joille sähköön edullinen saanti on tärkeää, lähinnä energiaintensiivinen teollisuus, investoivat voimalaitososuuksiin ja varmistavat täten sähköön saannin omakustannushintaan pitkällä aikavälillä.

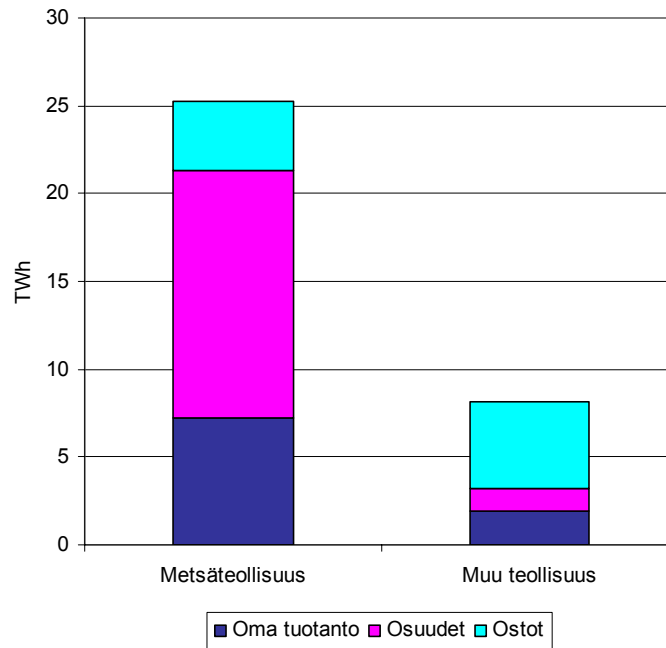
Liitteen C taulukoissa (C1–C6) esitetään kunkin yrityksen omistusosuudet ja näiden perusteella lasketut energiaosuudet. Taulukossa 14 ovat yhteenlasketut energiaosuudet teollisuudenaloittain ja sähkönhankinta tuotantomuodoittain.

Päästökaupan alkaessa ilmaisjako pienentää huomattavasti osuusvoimalaitoksissa päästöoikeuksien ostotarvetta. Osakkaiden sähköön hintaan päästökauppa vaikuttanee vain hyvin vähän. Tilanne muuttuu vasta, jos kaikista päästöoikeuksista joudutaan maksamaan täysi hinta. Ilmaisjakotilanteessa osuusvoimalaitosten tuotantokustannuksiin ei sisälly päästömaksuja, joten sähkömarkkinoille tyypillistä tuottajavoittoa, tässä tapauksessa kuluttajahaittaa, ei synny. Koska osuusvoimalaitosten sähköön hinta nousee vähemmän kuin sähköön markkinahinta, osuusvoiman omistajat saavat etua markkinoilta ostaviin paikallisiin kilpailijoihinsa verrattuna.

*Taulukko 14. PVO:n, TVO:n ja Kemijoen osuudet yhdistettynä teollisuudenaloittain 2002.*

	Metsäteollisuus		Muu teollisuus	
	TWh	%	TWh	%
Vesivoima	1,47	10,5 %	0,06	4,6 %
Ydinvoima	5,03	35,7 %	0,65	49,7 %
Lauhdevoima	2,12	15,0 %	0,18	13,6 %
Kaukolämpövoima	1,06	7,5 %	0,08	6,2 %
Prosessivoima	1,43	10,2 %	0,11	8,4 %
Tuonti	1,88	13,3 %	0,14	11,0 %
Markkinasähkö	1,10	7,8 %	0,08	6,5 %
Yhteensä	14,1	100 %	1,3	100 %

Kuvassa 17 ja taulukossa 15 on yhteenveto sähköön hankinnan rakenteesta metsäteollisuudessa ja muussa teollisuudessa siltä osin, kun lähdetilastoja on saatavilla.



Kuva 17. Metsäteollisuuden ja muun suurteollisuuden sähkön hankinnan rakenne vuonna 2002.

Taulukko 15. Metsäteollisuuden ja muun suurteollisuuden sähkön hankinnan rakenne vuonna 2002.

	Metsäteollisuus (TWh)	Muu teollisuus (TWh)
Oma tuotanto	7,2	1,9
Osuudet yhteensä	14,1	1,3
• PVO	13,4	0,3
• TVO	-	1,0
• Kemijoki	0,7	-
Ostot	3,9	4,9
Sähkön käyttö	25,2	8,1

#### 5.4.2 Vaikutus markkinasähköä ostavan suurteollisuuden kustannuksiin

Suurteollisuuden aloista Suomessa metalliteollisuus on ainoana suureksi osaksi ostosähkön varassa. Metalliteollisuudelle sähkö on keskeinen tuotantotekijä, ja sen tuotteet menevät globaaleille markkinoille. Suomessa sijaitseva alan teollisuus kohtaa tyyppillisesti globaalin kilpailun, joten mahdollisuus nousevien tuotantokustannusten siirtämiseen tuotteiden hintoihin on rajallinen tai olematon. Suomessa toimivia merkittäviä metallinjalostuksen toimijoita ovat terästä valmistava Rautaruukki, Boliden, jolla on

sinkkitehdas Kokkolassa ja kuparitehdas Harjavallassa, sekä Outokumpu, jolla on mm. suuri ferrokromitehdas Torniossa. Lisäksi Imatra Steelillä on terästehdas Imatralla.

Esimerkkinä pörssisähkön hinnan nousun vaikutuksista metalliteollisuuden kokemiin kustannuksiin voidaan mainita Bolidenin Kokkolan sinkkitehtaat ja Outokummun Tornion ferrokromitehtaat. Molemmat tehtaat ostavat kaiken käyttämänsä sähkön markkinoilta. Sähkökustannusten osuus kaikista tuotantokustannuksista on molemmissa tehtaissa tällä hetkellä noin 30 %. Näin ollen esimerkiksi 20 %:n nousu sähkön hinnassa nostaisi tuotantokustannuksia noin 6 %.

Markkinoilta sähkönsä ostavien suuryritysten mahdollisuus suojautua sähkön hintatason muutoksilta rajoittuu lähinnä mahdollisuuteen hoitaa sähkönhankinta pitkäaikaisilla sopimuksilla, jolloin välttyään hetkellisiltä hintapiikeiltä. Tämä ei kuitenkaan suojaa pidempiaikaiselta hintatason nousulta. Osuuksien ostaminen osuusvoimalaitoksista on vaihtoehtoinen suojautumistapa.

#### **5.4.3 Vaikutus pienen ja keskisuuren teollisuuden sähkökustannuksiin**

Pienen ja keskisuuren teollisuuden ja palvelusektorin sähkön hinta tulee nousemaan päästökaupassa pörssisähkön hinnan myötä. Heillä ei ole samanlaista neuvotteluvaraa sähkösopimuksissa kuin suuremmilla yrityksillä eikä yleensä mahdollisuutta investoida omaan sähkön tuotantoon tai osakkuustuotantoon. Tyypillisesti sähkökustannusten osuus koko toiminnasta on kuitenkin pieni.

Taulukossa 11 esitetään pienen kokoluokan teollisuuden kokemia sähkökustannusten nousuja eri päästöoikeuksien hintatasolla. Esimerkiksi 600 000 kWh vuodessa käyttävän teollisuusyrityksen verollinen sähköenergian hinta nousisi noin 16 % 28 000 eurosta 33 000 euroon päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub>. Sähköenergian hinta veroineen on noin kaksi kolmannesta kokonaissähkölaskusta. Loppuosa on sähkön siirtomaksua.

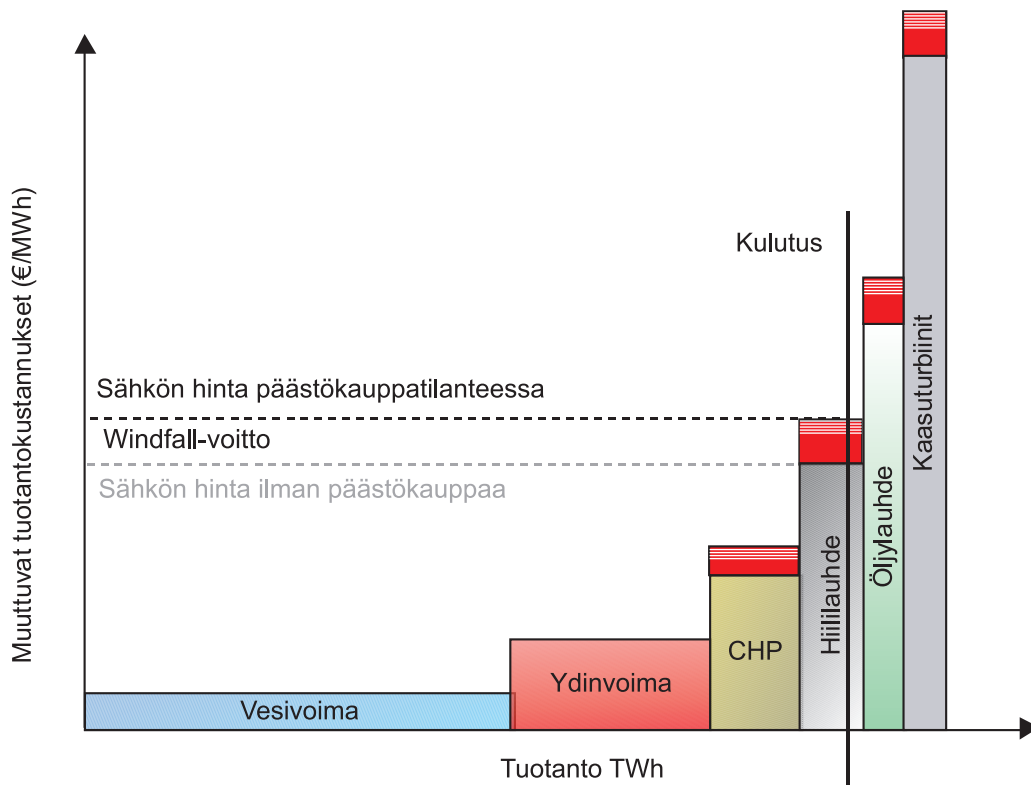
## 6. Päästökaupan vaikutusten arviointi

EU:n päästökauppa muuttaa sähkön tuottajien, myyjien ja kuluttajien kilpailutilannetta koko Euroopassa. Eri maiden erilaiset kansalliset alkujaot muuttavat maiden välisiä kilpailuasetelmia kaikilla sektoreilla. Samoin sähkön tuottajien ja myyjien osalta kunkin maan sisäinen kilpailutilanne toimijoiden välillä muuttuu riippuen siitä, millaista sähköntuotantokapasiteettia toimijat omistavat. Päästökauppajärjestelmällä tulee kaiken kaikkiaan olemaan erityisesti pidemmällä aikavälillä hyvin merkittäviä ja laaja-alaisia seurauksia.

### 6.1 Kilpailutilanteen muutos eri toimijoiden ja eri maiden välillä

#### 6.1.1 Sähkön pörssihinta ja ns. Windfall-voitto

Windfall-voitoksi kutsutaan tilannetta, jossa toimija saa ns. ansiotonta arvonnousua. Päästökaupan yhteydessä tämä tarkoittaa sitä, että sähkön tuottajan tai myyjän voitot kasvavat pörssisähkön hinnannousun myötä, vaikka sähkön tuotantokustannukset eivät kasva vastaavasti. Windfall-voittoja tulevat päästökauppatilanteessa saamaan kaikki toimijat, jotka myyvät marginaalihintaa halvemmalla tuotettua sähköä, kun marginaalihinnassa on mukana päästöoikeuksien markkinahinta (kuva 18). Esimerkiksi, mikäli hiililauhde määrittää sähkön pörssihinnan, vesi- ja ydinvoiman tuottajille sekä EU:n ulkopuolisilta alueilta tulevalle sähkölle tulee päästökaupan aiheuttamaa hintalisää vastaava määrä lisävoittoa ilman omien tuotanto- tai hankintakustannusten nousua (kuva 18). Samoin hiililauhteen tuottajat saavat tilanteessa Windfall-voittoa siltä osalta tuotantaan, jolle he ovat saaneet ilmaiset päästöoikeudet. Lisäksi on mahdollista, että mikäli sähkömarkkinoilla ei vallitse täydellinen kilpailutilanne, sähkön hintataso pörssissä nousee jonkin verran enemmän, kuin mitä päästöoikeuksien markkinahinta kulloinkin edellyttäisi.



Kuva 18. Periaatekuva sähköhinnan muodostumisesta päästökauppatilanteessa. Punaisella on merkitty päästöoikeuden hinnan aiheuttama sähkön marginaalisten tuotantokustannusten nousu tuotantomuodoittain. Vain osalle tästä joudutaan ostamaan oikeuksia markkinoilta (ylin, vaaleampi osuus).

On mahdollista laskea karkea suuntaa-antava arvio siitä, kuinka suuret lisäkustannukset EU:n päästökaupasta aiheutuvat sähkön hankinnalle Suomessa. Sähköntuotannon polttoainekustannuksiksi voidaan arvioida 700–850 miljoonaa euroa vuodessa taulukon 9 ilmoittamilla kulutuslukemilla ja arvioiduilla yksikköhinnoilla. Päästöoikeuden hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> laskennalliset lisäkustannukset ovat 160 miljoonaa euroa vuodessa, eli välittömät muuttuvat kustannukset kasvavat noin 20 %. Windfall-voittoa syntyisi Suomen energiajärjestelmässä ilmaisjaon tapauksessa noin 85 TWh x 7,5 €/MWh (kohta 5.2) eli yhteensä noin 640 miljoonaa euroa vuodessa, mikäli kaikki sähkö hinnoiteltaisiin markkinasähkön tavoin. Mikäli kaikista päästöistä jouduttaisiin maksamaan markkinahinta, voitto olisi 640–160 = 480 miljoonaa euroa vuodessa.

Windfall-voitto on tässä karkeassa laskelmassa peräisin kaikilta sähkön käyttäjiltä, joiden sähkölasku (energia + siirto+verot) nousee noin 10 %, tässä tapauksessa keskimäärin 0,75 snt/kWh. Arvio perustuu esimerkissä oletettuun päästöoikeuden likvidiin maailmanmarkkinahintaan 10 €/tonni CO<sub>2</sub> ja siihen, että kaikki sähkö olisi markkinasähköä. Teollisuuden oman ja osuussähkön tuotanto Suomessa on noin 25 TWh vuodessa. Todellisuudessa voitto on siis noin 70 % tästä eli noin 450 miljoonaa euroa olettaessa kokonaan ilmaiset

oikeudet, ja noin 340 miljoonaa euroa, mikäli kaikista päästöistä maksettaisiin markkina-hinta. Osa tästä voitosta palautuu valtiolle energiayritysten tuloverotuksen kautta.

Windfall-voitto on tässä karkeassa esimerkissä noin kaksin–kolminkertainen täysimääräisiin päästömaksuihin verrattuna ja suuruusluokaltaan yli puolet koko sähköhankinnan välittömistä muuttuvista energialähdekustannuksista. Kysymys on siis kansantaloudellisestikin merkittävä.

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimpia lisävoittojen saajia ovat norjalaiset ja ruotsalaiset vesivoiman omistajat sekä ruotsalaisen ydinvoiman omistajat. Näiden tuotantomuotojen tuotanto vuonna 2003 oli 224 TWh. Esimerkiksi päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> todennäköinen Windfall-voiton määrä näille tuottajille olisi noin 1,5 miljardia euroa vuodessa.

### **6.1.2 Sähkön tuottajat ja tuojat**

EU:n päästökauppa muuttaa sähkön tuottajien ja myyjien kilpailutilannetta Euroopan laajuisesti. Eri toimijoiden välinen kilpailutilanne muuttuu tuntuvasti riippuen siitä, mitä tuotantomuotoja toimijat omistavat ja miten kunkin maan päästöoikeuksien alkujako kohtelee eri toimijoita. Ensimmäisellä päästökauppakaudella kaikki pohjoismaiset sähköntuottajat tulevat voittamaan. Voittojen määrä riippuu ilmaiseksi saatujen päästöoikeuksien määrästä ja siitä, miten voimakkaasti sähkön pörssihinta nousee päästökauppajakson aikana. On odotettavissa, että hinta muuttuu vähintään 100 % vastaavuudella päästöoikeuksien hintaan.

Päästökaupan tuoma hyöty tulee täytenä päästöttömien tuotantomuotojen omistajille, jotka myyvät sähköä pörssiin. Päästölliset tuotantomuodot saavat hyötyä mydessään sähköä pörssiin ilmaiseksi saatujen päästöoikeuksien verran, mikäli pörssisähkössä on kokonaan mukana päästöoikeuksien markkinahinta. Pohjoismaisessa tilanteessa voittajia ovat erityisesti Norjan ja Ruotsin vesivoiman omistajat. Suhteellisia häviäjiä ovat ne toimijat, joilla ei ole päästötöntä kapasiteettia. Tämä häviöasema toteutuu kuitenkin vasta, kun päästöoikeuksia ei jaeta ilmaiseksi.

Suomalaiset sähköntuottajat joutuvat kohtaamaan kilpailun EU:n ulkopuolisesta sähkön-tuonnista, jota EU:n päästökaupan tuoma lisäkustannus ei rasita. Tämä haitta toteutuu täysimääräisesti vasta ensimmäisen päästökauppajakson jälkeen, kun todennäköisesti entistä pienempi osa päästöoikeuksista on saatu ilmaiseksi. Verrattaessa Suomen ja muiden Pohjoismaiden fossiilista lauhdetuotantoa omistavia toimijoita toisiinsa, tanskalaiset toimijat ovat päästökaupan 1. kaudella 2005–2007 jonkin verran suomalaisia toimijoita huonommassa asemassa johtuen pienemmästä ilmaiseksi jaettujen päästöoikeuksien määrästä.



Suomessa maakaasulauhteen kilpailukyky paranee kivihiili- ja turvelauhteeseen verrattuna, mutta kivihiililauhde säilyy edullisimpana arvioituilla päästöoikeuksien hinnoilla. Kivihiililauhteen kilpailukyky turvelauhteeseen verrattuna paranee, mikä merkitsee turvelauhteen tuotannon merkittävää laskua (Elektrowatt-Ekono 2004a). Turvelauhdetuotannon määrä laskee sitä enemmän, mitä korkeampi on päästöoikeuden hinta.

Vanhojen EU-maiden toimijoiden välillä on tuntuvia eroja johtuen tuotantorakenteiden eroista sekä ilmaiseksi myönnettyjen oikeuksien määrästä. Suurista EU-maista Ranska on erittäin hyvässä asemassa, koska sen sähköntuotantoa hallitsee CO<sub>2</sub>-päästötön ydinvoima. Ranskan ydinvoimantuotanto tulee olemaan päästökaupan suuria hyötyjiä. Suurista EU-maista Saksassa on runsaasti kivihiilen ja ruskohiilen käyttöön pohjautuvaa lauhdetuotantoa. Saksa on kuitenkin pystynyt hyödyntämään entisen Itä-Saksan alueen taloudellisesti muutenkin kannattavia modernisointi-investointeja päästöjen tuntuvasa vähentämisessä. Lisäksi Saksa on alkujakosuunnitelmassaan taannut yli kymmeneksi vuodeksi hiilivoimantuottajille lähes tarvittavan määrän päästöoikeuksia. Mikäli Saksa alkaa toteuttaa ydinvoimasta luopumista, nousisi jonkin verran sähkön hinta jonkin verran myös pohjoismaisilla markkinoilla.

Yleisesti ottaen uusien EU-maiden sekä EU:n ulkopuolisten maiden toimijat ovat huomattavasti vanhojen EU-maiden toimijoita paremmassa asemassa. Uusilla EU-mailla tulee ehdotettujen jakosuunnitelmien mukaan olemaan runsaasti ylimääräisiä myytäviä päästöoikeuksia, kun taas vanhoissa EU-maissa tulee viimeistään Kioton kaudella vallitsemaan niukkuus. Onkin odotettavissa, että sähkön tuonti uusista EU-maista ja EU:n ulkopuolelta vanhoihin EU-maihin lisääntyy. Sähkön tuonti Suomeen Venäjältä ja Baltiasta tulee todennäköisesti lisääntymään päästökauppaoloissa. Päästökaupan aiheuttama sähkön markkinahinnan nousun hyöty menee sähkön myyjälle, ja sähkön hinta esimerkiksi Venäjältä tulee jonkin verran nousemaan tähänastisesta. Suunnitteilla oleva yksityinen kaapeliyhteys Suomen ja Viron välillä lisää toteutuessaan sähkön tuontia Baltian maista Suomeen.

Kioton kaudella 2008–2012 on Keski-Euroopassa nähtävissä merkittäviä muutoksia, jotka heijastuvat myös pohjoismaiseen tilanteeseen. On odotettavissa että Saksan sähkön hinta kääntyy nousuun. Syinä tähän ovat kaavailtu ydinvoiman alasajo Saksassa sekä maakaasun hinnannousu yhdessä kasvavan sähkön kulutuksen kanssa. Mikäli pohjoismaiset sähköntuottajat ajavat läpi siirtoverkkolaajennukset Saksaan, vaikutuksena on sähkön hinnan nousu Pohjoismaissa.

### 6.1.3 Kaukolämmön tuottajat

Päästökauppaoloissa ns. Windfall-voittoa syntyy lähinnä markkinasähköä myyvälle yhteistuotannolle. Omaa sähköä käyttävä teollisuusvoimalaitos joutuu käymään päästökauppaa vain siltä osin, kun päästöoikeuksien alkujako ei riitä. Myöskään kaukolämmön osalta ei ole perusteltua lisätä päästöoikeuden hintaa kokonaisuudessaan lämmön hintaan, mikäli kaikki tai osa oikeuksista on saatu ilmaisjaossa. Vain ostettavat lisäoikeudet voidaan kiistatta periä lämmönkuluttajilta. Lisäksi ongelmana on päästöoikeuden aiheuttaman lisäkustannuksen jakotapa sähkön ja lämmön kesken.

Päästökauppa voi vaikuttaa kaukolämmön tuotannossa lähinnä uusien laajennusten toteuttamiseen. Suomen 1. kauden alkujakosuunnitelma antoi kaukolämmön tuottajille kutakuinkin niiden nykyistä tarvetta vastaavan määrän. Suunniteltuihin laajennuksiin päästöoikeuksien ostotarve kuitenkin tuo uuden kustannustekijän, mikä voi hidastaa tai estää pääosin fossiilisiin polttoaineisiin ja turpeeseen perustuvia laajennuksia.

### 6.1.4 Teollisuus

Teollisuuden kohtelu päästökaupan ensimmäisen jakson alkujaossa on koko EU:ssa lievempää kuin energiasektorin. Päästökauppa muuttaa eri toimijoiden välistä kilpailutilannetta sekä Suomen sisällä että eri maiden välillä. Ongelma päästökaupasta syntyy siitä, että energiategohkuudeltaan parhaatkin yritykset kärsivät kohonneista kustannuksista (sähkön hinta, mahdollinen päästöoikeuksien ostos). Erityisen haitallisia kohoavat kustannukset ovat yrityksille, jotka toimivat globaaleilla ja tiukasti kilpailluilla markkinoilla.

Yleisesti ottaen EU-maiden välinen kilpailutilanne teollisuudessa muuttuu siten, että uudet EU-maat saavat jonkin verran kilpailuetua avokätisemmän päästöoikeuksien ilmaisjaon vuoksi suhteessa vanhoissa EU-maissa sijaitseviin toimijoihin. Eri teollisuudenalojen kohtelu päästöoikeuksien alkujaossa ei kuitenkaan poikkea kovin paljon eri maiden välillä.

Yritysten mahdollisuudet siirtää kohonneet sähkön hankintakustannukset tuotteisiin vaihtelevat voimakkaasti, samoin kuin sähkökustannusten osuus kaikista kustannuksista. Esimerkiksi Suomessa toimivien rakennustuote-, keramiikka- ja sementtiteollisuuden tuotantolaitosten tilannetta hankaloittaa kilpailuasema Baltian toimijoiden kanssa.

Päästökaupasta aiheutuva energiakustannusten nousu kohdistuu erityisesti yrityksiin, joilla ei ole omaa tai osakkuustuotantoa. Ne ovat riippuvaisempia sähkömarkkinoiden muutoksista ja joutuvat Windfall-voittojen maksajiksi. Suomessa toimiva metalliteollisuus on suureksi osaksi riippuvainen ostosähköstä ja siten altis sähkön pörssihinnan

noususta johtuvalle kustannusten kasvulle. Lisäksi sähkökustannus tyypillisesti muodostaa tuotantokustannuksista huomattavan osan.

Yrityksille, jotka ovat sähkön saannin suhteen omavaraisia, joilla on päästötöntä tuotantoa ja ajoittain mahdollisuus myydä sähköä pörssiin, päästökauppa voi aluksi olla jopa edullinen. Ilmaisjakotilanteessa osuusvoimalaitosten tuotantokustannuksiin ei sisälly päästömaksuja, joten sähkömarkkinoille tyypillistä Windfall-tuottajavoittoa, tässä tapauksessa kuluttajahaittaa, ei synny. Koska osuusvoimalaitosten sähkön hinta nousee vähemmän kuin sähkön markkinahinta, osuusvoiman omistajat saavat etua markkinoilta ostaviin paikallisiin kilpailijoihinsa verrattuna.

Metsäteollisuudella on mahdollista lisätä raaka-aineen hankintaansa yhdistettynä puupolttoaineiden hankintaan ja muidenkin biopolttoaineiden käyttöä siihen soveltuvan voimalaitoskapasiteetin takia edullisemmin kuin muiden toimijoiden, kuten kaukolämpösektorin tai sähkön tuottajien. Metsäteollisuuden käytön lisäys puolestaan vähentää muiden sektoreiden mahdollisuutta lisätä puupolttoaineiden käyttöä.

Pienen ja keskisuuren teollisuuden ja palvelusektorin sähkön hinta tulee nousemaan päästökaupassa. Heillä ei ole samanlaista neuvotteluvaraa sähkösopimuksissa kuin suuremmilla yrityksillä eikä yleensä mahdollisuutta investoida omaan sähkön tuotantoon tai osakkuustuotantoon. Tyypillisesti sähkökustannusten osuus koko toiminnasta on kuitenkin pieni, yleensä muutamia prosentteja liikevaihdosta.

### **6.1.5 Pienkuluttajat ja palvelusektori**

Pienkuluttajat voivat vaikuttaa sähkön hintatasoon ja sähkökustannuksiinsa pääasiassa vain kilpailuttamalla sähkön toimittajia ja tehostamalla sähkön käyttöä. Uudis- ja korjausrakentamisen yhteydessä tapahtuvat valinnat eri lämmitysmuotojen ja esim. eristysinvestointien muodossa vaikuttavat eniten tuleviin sähkökustannuksiin. On odotettavissa, että pienkuluttajat joutuvat suurimmaksi Windfall-voittojen maksajaryhmäksi. Pienkuluttajien asumisen sähkönkulutus Suomessa on noin 20 TWh (sisältäen kotita-louksien, kiinteistöjen ja maatalouden sähkönkulutuksen). Päästöoikeuksien hinnalla 10 €/t CO<sub>2</sub> sähkön hinnan nousu olisi noin 0,75 snt/kWh. Tyypillisellä pienkuluttajalla tämä vastaa noin 10 %:n nousua sähkölaskun loppusummassa. Suomessa asumiseen, kiinteistöihin ja maatalouteen kohdistuva kokonaislisäkustannus olisi tällöin noin 150 miljoonaa euroa vuodessa. Palvelusektoriin kohdistuva lisäkustannus olisi noin 100 miljoonaa euroa vuodessa.

Mikäli markkinoilla vallitsisi tiukka kilpailu myös pienasiakkaista ja mikäli pienkuluttajat olisivat aktiivisempia toimittajien kilpailuttamisessa, mahdollisuudet ylihinnoitteluun pienenisivät. Käyttöön otettavan sähkön alkuperämerkinnän avulla kuluttajan on mahdollista seurata hinnoittelua aiempaa paremmin.

Ruotsissa ja Norjassa sähkön hinta pienkuluttajille seuraa nopeammin pörssihintaa kuin Suomessa. Tämä vaikuttaa jonkin verran kuluttajien mahdollisuuksiin vaikuttaa kuluksensa vaihtuvan sähkön hinnan myötä. Tämäkään ei kuitenkaan poista sähkön myyjien Windfall-voittoja. Lisäksi nopeasti ja ennakoimattomasti kohoava sähkön hinta voi joissakin tapauksissa olla yksityiskuluttajalle ongelmallinen.

Päästökaupan myötä nouseva sähkön hinta voi aiheuttaa myös yhteiskunnalle myönteisiä vaikutuksia omakotitalojen ja pienkiinteistöjen muuttuvien lämmitys- ja kulutusvalintojen vuoksi. Mahdollinen kotitalouksien ja kiinteistöjen lisääntyvä varustaminen vara- ja lisälämmitysmuodoilla, kuten varaavilla tulisijoilla, olisi myönteinen ja tarpeellinen ilmiö. Tämä antaisi kuluttajille lisää mahdollisuutta kulutuksen hintajoustoon. Uudet polttotekniikat ja tulisijatyyppit oikein käytettynä eivät myöskään merkittävästi lisääisi hiukkaspäästöjä. Samoin lisääntynyt sähkönsäästö olisi vastaava myönteinen ilmiö. Tätä kehitystä voisi edesauttaa nykyistä enemmän sähkön pörssihinnan mukaan joustava sähkön hinnoittelu myös yksityisasiakkaille ja kiinteistöille. Nämä toimet lisääisivät kulutuksen hintajoustoa, mikä olisi koko järjestelmän kannalta hyvä asia.

## 6.2 Vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurilla toimijoilla on monipuolisen kapasiteettinsa perusteella mahdollisuudet niukkuustilanteissa markkinavoiman käyttöön (kohta 3.4.1). On esitetty epäilyjä siitä, että pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vallitsee samanmielisten suurten toimijoiden valta ja että markkinavoiman käyttöä esiintyy (Nordic Competition Authorities 2003, Lewis ym. 2004). Tämä tarkoittaa sitä, että useat suuret toimijat voivat samantapaista toimintastrategiaa käyttämällä vaikuttaa merkittävästi markkinoille muodostuvaan hintatasoon. Tässä menettelyssä ei sinänsä ole mitään laitonta, mutta sähkönkuluttajien mahdollisuudet vaikuttaa kokemaansa hintatasoon ovat tällaisessa tilanteessa hyvin huonot. Päästökauppaoloissa harvojen tuottajien hallitsema markkina lisää mahdollisuuksia sähkön ylihinnotteluun.

On myös mahdollista, että päästökauppa vaikuttaa markkinoihin kilpailua heikentävästi ja olemassa olevia asiakkuuksia vakiinnuttaen. Päästökauppa nostaa sähkön yleistä hintatasoa, ja on mahdollista, että sähkön myyjät siirtävät nousun täysimääräisesti erityisesti uusien asiakkaiden hintoihin. Se voi heikentää erityisesti suurten sähkönostajien halukkuutta vaihtaa toimittajaa, mikäli asiakkaalla on syytä olettaa saavansa nykyiseltä toimittajaltaan jatkuvan toimituksen, jossa päästökaupan vaikutusta ei ole täysimääräisesti mukana.

Päästökauppa yhdessä markkinoiden keskittymisen kanssa heikentää siis edelleen aitoa kilpailutilannetta sähkömarkkinoilla.

## 6.3 Vaikutukset energiapoliittisiin tavoitteisiin

Tässä kohdassa kuvataan edellä esitettyjen lukujen perusteella, miten EU:n päästökauppa tulee ilman lisätoimenpiteitä vaikuttamaan ensimmäisellä jaksolla 2005–2007 ja Kioton jaksolla 2008–2012 Suomen energiapoliittisiin tavoitteisiin ja sähkön tuotantokapasiteettiin Suomessa ja pohjoismaisilla markkinoilla.

### 6.3.1 Vaikutukset sähkön tuotantokapasiteettiin

Päästökaupan myötä sähköntuottajien nettotulokset kasvavat, joten yleisesti ottaen myös uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentaminen on entistä kannattavampaa. Tähän mennessä sähköntuottajien näkökulmasta sähkön pörssihinta ei ole ollut riittävän pitkään sellaisella tasolla, että uutta kapasiteettia kannattaisi rakentaa. Lisäksi sähkön pörssihinnan tuntevat vaihtelut tuovat epävarmuutta mahdollisten investointien kannattavuuslaskelmiin ja siten jarruttavat investointihalukkuutta. Päästökaupan uskotaan tukevan uusiutuvan energian ja ydinvoiman lisärakentamista ja laskennalliselta hiilisisällöltään suurimpien polttoaineiden (hiilen, öljyn, turpeen) käytön vähentämistä. Tämä ei kuitenkaan ole mikään itsestäänselvyys johtuen muun muassa pohjoismaisilla markkinoilla vallitsevasta tuotantokapasiteetin niukkuudesta sekä siitä, että runsaspäästöisiä polttoaineita käyttävien laitosten korvausinvestointeja rajoittavat monet käytännön tekijät.

Sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen toimijoiden investointihalukkuus markkinasähkön tuotantoon on ollut alhainen eikä ole odotettavissa, että investoinnit ainakaan päästökaupan ensimmäisellä jaksolla vauhdittuisivat päästökaupan vuoksi. EU:n päästökauppajärjestelmä on luotu hyvin nopealla aikataululla. Johtuen sekä nopeasta valmistelu-aikataulusta että pitkään vallinneesta epävarmuudesta Kioton pöytäkirjan voimaantuloon liittyen ei päästökaupan pidemmän aikavälin pelisäännöistä ole vielä varmuutta. Tässä vaiheessa ainoastaan kauden 2005–2007 päästöoikeuksien jakotilanne ja -periaatteet tiedetään Suomessa ja muissa Pohjoismaissa. Tämä toiminnan lyhytjänteisyys on yritysten kannalta erittäin haitallinen, sillä kaikki voimalaitosinvestoinnit ovat huomattavan suuria, kymmenien vuosien tähtäimellä tehtäviä investointipäätöksiä. On nähtävissä, että EU:n päästökaupan ensimmäinen vaihe pikemminkin jarruttaa kuin lisää investointipäätöksiä päästöjen vähentämiseen johtuen lisääntyneestä epävarmuudesta investointiympäristössä.

Päästökauppa suosii biopolttoaineella toimivien voimalaitosten rakentamista. Polttoaineen saatavuus ja hinta vaikuttavat investointien määrään. Mahdollisuus biopolttoaineiden, turpeen ja fossiilisten polttoaineiden rinnakkaispolttoon varmistaa polttoaineiden saatavuuden, nostaa laitoskokoja ja parantaa kannattavuutta oleellisesti. Tanskassa on voimakas pyrkimys korvata hiiltä omalla maakaasulla ja tuulivoimalla. Suhteellisen pienelle alueelle keskittyvä tuulivoima luo paineita vara- ja säätövoiman lisäämiselle.

Hiili-intensiivisten polttoaineiden korvaaminen vähemmän hiiltä sisältävillä tuotantomuodoilla ei ole yksioikoista. Esimerkiksi hiilen osuus Suomen sähkön tuotannossa on niin suuri, että sitä on vaikea nopeasti muuttaa. Hiilivoimalat sijaitsevat pääosin rannikolla, jonne tuontihiilen kuljetuskustannukset jäävät edullisimmiksi. Monet suuret hiiltä käyttävät kaukolämpövoimalaitokset sijaitsevat alueilla, jonne vastaavan biopolttoainemäärän kuljettaminen pitkiä matkoja ei olisi järkevää (esim. pääkaupunkiseudulla). Vastaavasti turpeella on oma paikallinen merkityksensä ja merkittävä osansa energian omavaraisuuden ylläpidossa.

Suomen viidettä ydinvoimalaitosta koskeva päätös sopii hyvin yhteen päästöjen vähentämistavoitteiden kanssa. Kun tiedossa oleva yleinen kapasiteetin niukkuus yhdessä poistuvan kapasiteetin kanssa sekä yhä tiukkenevat päästövähennystavoitteet otetaan huomioon, on ilmeistä, että Suomeen tarvitaan Kioton kaudella ja sen jälkeen enemmän vähäpäästöisiä ja päästöttömiä voimalaitosinvestointeja, kuin mitä nyt on nähtävissä, mikäli omavaraisuutemme ei haluta laskevan.

### **6.3.2 Vaikutukset energijärjestelmän varmuuteen**

Päästökauppa heikentää hiilen, turpeen ja öljyn kilpailuasemaa suhteessa vähempipäästöisiin polttoaineisiin. Päästökaupan 1. jaksolla päästöoikeuksien hinta jäänee niin alhaiseksi, ettei sillä vielä yksinään ole merkittävää vaikutusta ajamaan hiilen käytön lopettamista tai epätoivottavan nopeaa vähentämistä. Pienelläkin päästöoikeuksien hinnalla on sen sijaan suuret vaikutukset turvelauhteen tuotannon määrään normaaleina ja sateisina vuosina. Samoin eräät puuperäiset sivutuotteet, kuten mäntyöljy tai mekaanisen metsäteollisuuden sivutuotteet, ja korkeammilla päästöoikeuksien hinnoilla osa kuitupuusta, voivat ajautua polttoon raaka-ainekäytön sijasta ilman lisätoimia (KTM 2004b). Kansantalouden kannalta on järkevää, että puuperäiset tuotteet jalostetaan tuotteisiin, joiden jalostusarvo on korkeampi kuin energiakäytössä.

Kioton ensimmäisen kauden päästövähennysvelvoitteiden myötä päästöoikeuksien hinnat nousevat ja ohjaava vaikutus on jo huomattavasti voimakkaampi. Tällöin on olemassa konkreettinen riski, että ilman lisätoimenpiteitä päästökauppa aiheuttaa tuntuja haitallisia sivuvaikutuksia, kuten energiahuollon vaarantumista ja omavaraisuusasteen laskua.

Johtuen pohjoismaisten markkinoiden vesivoimavaltaisuudesta kuivia vesivuosisia varten tarvitaan varakapasiteettia. Suomessa tähän tarvitaan lyhyemmän käyttöajan keskivoimaa, jota hiili- ja turvevoimalat edustavat. Maakaasu tarjoaisi erityisesti hyvän hyötysuhteensa ja pienempien päästöjensä vuoksi tähän muuten hyvän osaratkaisun, mutta sen hinta- ja saatavuusriskit ovat suuret ja kasvavat tulevaisuudessa. Riskit liittyvät maakaasun kysynnän lisääntymiseen koko EU-alueella suhteessa tuotannon ja siirron

lisäysmahdollisuuksiin. Energiajärjestelmän varmuuden kannalta hiiltä ei tulisi korvata maakaasulla, sillä maakaasua ei voi varmuusvarastoida.

Turpeen käytön merkittävä vähentyminen päästökaupan alkaessa (Elektrowatt-Ekono 2004a) vähentäisi energiasektorin omavaraisuutta välittömästi hiilen, maakaasun ja tuontisähkön määrän kasvaessa ja pitemmällä aikavälillä myös puun energiakäytön lisäämisen edellytysten vähentyessä, sillä teollisuuden ja sisämaan kaupunkien suuret CHP-laitosinvestoinnit siirtyisivät tai ne rakennettaisiin teholtaan pienempinä. Turvetta tarvitaan teknisistä syistä puun polton oheispolttoaineena. Suuret vuotuiset vaihtelut turpeen käytössä, pääosin lauhdesähkön hinnan vaihteluista johtuen, nostaisivat turpeen ja turpeella tuotetun energian keskimääräisiä tuotantokustannuksia. Turve ajautuisi sähkön tuotannossa marginaalipolttoaineeksi, mikä ei ole mahdollista lyhyeen vuotuisen korjuukauteen ja suuriin tuotantoalueisiin perustuvalla tuotannolla. Turpeen käytön jatkaminen päästökaupan aikana edellyttää kansallisesti räätälöidyt toimenpiteet, kuten Ruotsissa ja Irlannissa on tehty.

EU:n päästökaupan 1. kauden alkujakosuunnitelmien perusteella on jo nähtävissä, että päästökauppa tulee lisäämään sähkön tuontia uusista EU-maista ja EU:n ulkopuolelta pohjoismaisille markkinoille ja siten myös Suomeen. Tämä tulee vaikuttamaan omavaraisuusasteeseemme heikentävästi. Lisäksi se merkitsee investointien ja sähkökaupan voittojen siirtymistä Suomen ulkopuolelle. Suomalaisilla energiayhtiöillä on melko vähän liiketoimintaa Pohjoismaiden ulkopuolella, mutta esimerkiksi ruotsalaisella Vattenfallilla oli jo vuonna 2002 yli 11 000 MW sähköntuotantokapasiteettia Saksassa ja Puolassa.

Odotettavissa oleva tuotantokapasiteetin niukkuus sekä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla että Suomessa tulee aiheuttamaan merkittäviä hintariskejä. Lisääntynyt sähkön tuonti uusista EU-maista ja EU:n ulkopuolelta tulee jonkin verran vähentämään kapasiteettiniukkuutta, mutta on myös perusteltua olla huolestunut kapasiteetin riittävydestä huippukulutustilanteessa.

### **6.3.3 Ympäristövaatimusten täyttäminen ja päästöjen vähennysmahdollisuudet**

EU:n päästökauppa yksinään ei varmista päästöjen vähenemistä siten, että Suomen kansainväliset velvoitteet, kuten Kioton pöytäkirjan tavoitteiden täyttäminen, toteutuvat. On jopa mahdollista, että Suomen päästökaupasektorin hiilidioksidipäästöt kasvavat kaudella 2005–2007. Toimijoilla ei välttämättä ole intressiä toimia kaudella 2005–2007 päästöjä vähentävästi, koska on olemassa riski, että päästökaupan kaudella 2008–2012 saa vastaavasti vähemmän ilmaisia päästöoikeuksia. Kansallisten kasvihuonekaasujen päästövelvoitteiden täyttämiseksi tarvitaan myös muita toimia, jotka kattavat myös

päästökaupan ulkopuoliset sektorit. Tätä käsitellään parhaillaan käynnissä olevassa kansallisen ilmastostrategian päivityksessä.

Kasvihuonekaasujen vähentämisen lisäksi Suomi on sitoutunut myös muiden ympäristölle haitallisten päästöjen vähentämiseen. Käytettävissä olevan tiedon perusteella EU:n päästökauppa ei ainakaan lyhyellä tähtäimellä Suomessa aiheuttaisi merkittäviä haitallisia vaikutuksia muiden ympäristöongelmien muodossa.

EU:n päästökauppa ja jo sen 1. kauden alkujakosuunnitelmat eri maissa tulevat lisäämään sähkön tuontia uusista EU-maista ja EU:n ulkopuolelta pohjoismaisille markkinoille ja Suomeen. Käytännössä tämä tarkoittaa usein sekä hiilidioksidin että muiden ilmansaasteiden nettopäästöjen kasvamista, mikäli sähkö tuotetaan hyötysuhteeltaan ja puhdistustekniikaltaan huonommilla laitoksilla. Rikkidioksidin, typen oksidien ja pienhiukkasten päästöt voivat kasvaa uusissa EU-maissa ja Venäjällä.

Ei ole luultavaa, että päästökauppa sinällään vaikuttaisi Suomessa merkittävästi muiden haitallisten ilmansaasteiden päästöjä kasvattavasti. Kapasiteetin niukkuus yhdessä huonon vesitilanteen kanssa voi ajoittain lisätä hiililauhteen käyttöä Suomessa. Tähän perussyynä ei kuitenkaan ole päästökauppa, vaan kapasiteetin niukkuus pohjoismaisessa järjestelmässä. Hiililauhteen käytön merkittävä lisäys voi aiheuttaa haitallisten ilmansaasteiden, kuten rikkidioksidin ja typen oksidien päästöjen kohoamisen poikkeuksellisen korkealle. Sen sijaan hiukkaspäästöihin suurten hiililaitosten lisääntyneet ajaminen ei vaikuttaisi yhtä voimakkaasti johtuen käytössä olevista tehokkaista puhdistusmenetelmistä.

## 6.4 Vaikutukset työllisyyteen

EU:n päästökaupan vaikutuksia Suomen kansantalouteen ja työllisyyteen on arvioitu aiemmissa selvityksissä (mm. Honkatukia ym. 2003). Päästökauppa yhdessä Kioton tavoitteen täyttämisen kanssa lisää eri sektorien kustannuksia ja alentaa kansantuotetta. Paljon sähköä käyttävän suurteollisuuden laitokset sijaitsevat usein paikkakunnilla, joissa ne ovat merkittäviä työllistäjiä ja veronmaksajia. EU:n päästökaupan aiheuttamat työllisyysriskit ovat erityisesti energiaintensiivisillä teollisuudenaloilla, kuten metalliteollisuudessa, joka kilpailee globaaleilla markkinoilla. Tällöin arvioihin työllisyysvaikutuksista vaikuttaa olennaisesti se, nousevatko kustannukset myös kilpailijamaissa. Monet Suomessa sijaitsevien metalliteollisuuden tuotantolaitosten kilpailijat sijaitsevat Kioton rajoitusten ulkopuolella kehittyvissä maissa.

Päästökaupan kokonaisvaikutukset työllisyyteen riippuvat voimakkaasti myös oletetuista verorakenteista. Eri verovaihtoehtojen vaikutuksia on selvitetty julkaisussa (Honkatukia ym. 2003). Päästökaupan ja Kioton tavoitteen saavuttamisen kokonaisvaikutukset



työllisyyteen olivat -0,04 %...-0,7 % oletetusta verorakenteesta ja päästöoikeuksien hinnasta riippuen.

Päästökaupalla on tuntuvia työllisyysvaikutuksia energiaintensiivisen teollisuuden lisäksi myös kotimaisten polttoaineiden tuotantoon. Turpeen käytön suora työllisyysvaikutus oli vuonna 2002 noin 3 300 henkilötyövuotta ja välilliset vaikutukset ovat noin 3 900 htv (Elektrowatt-Ekono 2004a). Suurimmat työllisyysvaikutukset kohdistuvat harvaanasutuille alueille, joilla on vähän muita työllistymismahdollisuuksia. Useilla turvetuotantoseuduilla ei ole mahdollisuutta lisätä merkittävästi puupolttoaineiden tuotantoa, koska puupolttoainevarat sijaitsevat pääsääntöisesti eri paikkakunnilla kuin turvevarat. Työpaikkojen menettämistä turvetuotannosta ei siten voida paikallisesti korvata puupolttoaineiden tuotannolla. Turpeen ja sen avulla muiden kotimaisten polttoaineiden käytön edellytysten säilyttäminen myös päästökaupan aikana on tärkeää.

Suorien työllisyysvaikutusten lisäksi päästökaupalla ja päästöjen rajoittamisella on kansantaloudelle aiheutuvien kustannusten vuoksi myös välillisiä työllisyysvaikutuksia muun muassa jonkin verran laskevan kulutuskysynnän vuoksi.

## 7. Korjaavat toimet

EU:n päästökaupan tarkoituksena on ohjata markkinamekanismin avulla EU:n energia- ja teollisuusjärjestelmää mahdollisimman kustannustehokkaaseen hiilidioksidin päästöjen vähentämiseen. Tässä luvussa esitellään toimenpiteitä, joiden avulla voidaan vaikuttaa siihen, että päästökauppa alkaa toimia mahdollisimman hyvin sen alkuperäisiä tavoitteita vastaavasti sekä eri kuluttajaryhmien kannalta oikeudenmukaisesti ja Suomen energiapoliittiset tavoitteet huomioiden.

Suosittelavat toimet jakautuvat sähkömarkkinoiden toimintaa edistäviin toimenpiteisiin sekä teknisiin toimiin, joilla varmistetaan Suomen kokonaisedun mukaisen energiantuotantojärjestelmän säilyminen ja vahvistuminen. Sähkömarkkinoiden toiminnan edistäminen nykyistä enemmän aidosti kilpailuiksi ja tehokkaasti valvotuiksi parantaa markkinoiden tehokkuutta ja samalla myös päästökaupan ohjaavaa vaikutusta. Suomen kokonaisedun kannalta tulevaisuudessa ensiarvoisen tärkeää on myös varmistaa, että energiantuotantojärjestelmämme on riittävän omavarainen, monipuolinen ja luotettava kaikkina aikoina ja tarjoaa kilpailukykyisen sähkön hinnan sekä teollisuudelle että muulle yhteiskunnalle tiukkenevat ympäristövaatimukset täyttäen. Kansainväliset järjestelmät, kuten EU:n päästökauppa, eivät yksinään tätä takaa.

### 7.1 Markkinoiden toimivuuden edistäminen

Tässä kappaleessa esitellään toimia, joilla markkinoiden toimintaa voidaan tehostaa. Esitetyt keinot eivät suoraan vaikuta päästökaupan aiheuttamaan sähkön hinnan nousuun, mutta hyvin toimivilla markkinoilla sähkön hinnoittelu on mahdollisimman hyvin kustannuksia vastaava.

#### 7.1.1 Aidosti kilpaillun markkinatilanteen varmistaminen ja viranomaisten toimivallan lisääminen

Kilpailu pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on rajoittunutta johtuen sekä pohjoismaisten markkinoiden monista erityispiirteistä ja rajoituksista (kohta 3.4) että markkinoiden tämänhetkisestä keskittymisestä. On nähtävissä, että päästökauppa tulee entisestään vähentämään aitoa kilpailutilannetta (kohta 6.2).

Suomessa markkinoita valvovilla viranomaisilla tulisi olla enemmän toimivaltaa sähkömarkkinoiden valvonnassa ja ohjauksessa. Kilpailuviraston roolia tulisi vahvistaa ja riittävät resurssit markkinoiden valvontaan ja seurantaan tulisi taata sekä Kilpailuvirastolle että Energiamarkkinavirastolle. Esimerkiksi Isossa-Britanniassa energia-alaa val-

vovan viranomaisen palveluksessa on noin 300 henkeä. Sähkön siirron osalta tulisi en-  
tistä paremmin varmistaa, ettei markkinoiden toimintaa haittaavia erillisiä hinta-alueita  
pääse syntymään.

Viranomaisten toiminnan vahvistaminen vaatii myös sitä tukevan tutkimuksen vahvis-  
tamista. Tämä vaatii energiataloudellisen osaamisen vahvistamista kansallisella tasolla.  
Markkinoilla vallitsevaa kilpailutilannetta voidaan tutkia erilaisten taloustieteen mene-  
telmien avulla. Yleisesti käytettyjä ovat erilaiset keskittyneisyyttä mittaavat indeksit,  
kuten Herfindahl-indeksi. Nämä taloustieteen menetelmät eivät kuitenkaan pysty riittä-  
västi kuvaamaan sähkömarkkinoiden erityispiirteitä, kuten voimakasta dynamiikkaa  
vuoden mittaan. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kilpailutilannetta tulisi seurata ja  
tutkia nykyistä aktiivisemmin muun muassa matemaattisin menetelmin ja kehittää poh-  
joismaisten sähkömarkkinoiden kuvaamiseen sopivia indikaattoreita. Sähkömarkkinoi-  
den valvonnassa ja ohjauksessa sekä kansallisen tason että pohjoismaisen tason asian-  
tuntemus on välttämätöntä.

Tällä hetkellä uusien toimijoiden pääsyssä pohjoismaisille sähkömarkkinoille on paljon  
esteitä (Nordic Competition Authorities 2003). Uusien toimijoiden markkinoille tuloa  
tulisi helpottaa. Aidosti kilpaillun markkinatilanteen edistämiseksi olisi myös tärkeää,  
että uusilla toimijoilla on halutessaan tulla markkinoille vähintään vastaavanlainen läh-  
tötilanne kuin olemassa olevilla toimijoilla. Päästökaupan osalta tämä tarkoittaa muun  
muassa sitä, että valtion tulisi varautua jakamaan uusille toimijoille vastaava määrä il-  
maisuuksia päästöoikeuksia kuin mitä olemassa olevilla toimijoilla on.

Suomen eräänä erityispiirteenä on laaja ja merkittävä kaukolämpösektori. Kaukolämpö-  
toiminnan nykyistä tarkempaa regulointia ja seurantaa tulisi harkita. Kaukolämmön  
osalta tulisi selvittää kaukolämmön siirron ja jakelun eriyttämistä muusta toiminnasta  
kilpailun ja kustannustehokkuuden lisäämiseksi.

Hajautetun tuotannon verkkoon liittämisen tariffit tulisi yhtenäistää ja kohtuullistaa (ks.  
kohta 7.5).

### **7.1.2 Valtion omistajapolitiikan selkiyttäminen**

Päästökaupalla on erityisen suuri merkitys valtion omistamille energiayhtiöille, kuten  
Fortumille ja Vapolle, joihin päästökauppa vaikuttaa hyvin eri tavalla. Toisaalta valtio  
energiapoliittisilla toimillaan vaikuttaa näiden yhtiöiden toimintaedellytyksiin. Valtion  
omistamien energia- ja verkkoyhtiöiden tavoitteet eivät kaikilta osin ole samat kuin val-  
tion energiapoliittiset tavoitteet. Tämän vuoksi voisi olla syytä pohtia valtion roolia  
omistajana energiasektorilla.

### 7.1.3 Kysynnän hintajouaston lisääminen

Kysynnän hintajoustopilla tarkoitetaan sähkönkäytön vastetta sähkönhintojen muutoksiin. Suurilla sähkönkäyttäjillä, erityisesti energiaintensiivisellä teollisuudella, sähkö on tuotantotekijä, ja sen hinta vaikuttaa suoraan tuotetun tuotteen hintaan. Aikoina, jolloin sähkön markkinahinta on korkea, kannattaa joidenkin teollisuuslaitosten supistaa tuotantoaan tai myydä omien voimalaitosten tuottamaa sähköä markkinoille, ja näin on jo käynytkin. Sähkölämmityskulututtajia lukuun ottamatta pienkuluttajien sähkönkäytön hintajousto on nykyisellään hyvin pientä, sillä sähkö on niiden kannalta välttämättömyyshyödyke eikä siitä maksettu hinta ole suuri suhteessa muihin elinkustannuksiin.

Sähkön hinnassa voi olla ajoittaisia piikkejä, jotka johtuvat kapasiteetin niukkuudesta (tehopula), tai hintataso voi olla korkea pidemmän ajan (energiapula esim. huonon vesitilanteen vuoksi). Pohjoismaisen järjestelmän tehokapasiteetti on riittänyt tähän mennessä, mutta spot-hinnassa on ollut muutamia kapasiteetin niukkuudesta aiheutuvia piikkejä (24.1.2000, 2. ja 5.2.2001). Hintapiikkien vähyden vuoksi sähkönkäyttäjät eivät koe hetkellisiä korkeita hintoja riskinä, eivätkä ole valmistautuneet reagoimaan korkeisiin hintoihin nopeasti. Kuivan kauden seurauksena sähkön hinta nousi korkeaksi talvella 2002–2003. On arvioitu, että jo vuonna 2006 järjestelmän kapasiteetti ei riitä keskimääräistä (1/10) kylmempänä talvena (Nordel 2004b).

Pohjoismaiden järjestelmästä vastaavat ovat sopineet suurten sähkönkäyttäjien kanssa yhteensä noin 2 000 MW:n manuaalisesta käyttöreservistä, ja noin 1 600 MW:n edestä muuta kysynnän joustoja on havaittu (Nordel 2004b). Kysyntä siis joustaa sähkönhinnan mukana, mutta markkinoiden toimivuus edellyttää hintajouaston kasvattamista. Pohjoismaiden hintajouaston kokonaispotentiaaliksi on arvioitu noin 12 000 MW, joka vastaa 15 prosenttia huippukuormituksesta. Lyhyellä aikavälillä suurin osa tästä on Suomen, Ruotsin ja Norjan energiaintensiivisessä teollisuudessa. Myös varageneraattoreita voitaisiin käyttää sähköntuotantoon, kun sähkönhinta on korkea. Lisäksi sähkölämmitys-, ilmanvaihto- ja valaistuskuormia voidaan ohjata (Nordel 2004b).

Elsport-markkinoiden systeemihinta määritellään edellisenä päivänä kullekin seuraavan päivän tunnille. Vain kaikkein suurimpien teollisuusyritysten kannattaa käydä kauppaa suoraan pörssissä, sillä pörssin vaatimat takuumaksut ovat suuret. Suuret sähkönkäyttäjät voivat jättää omat kysyntätarjouksensa pörssiin ja vaikuttaa siten suoraan sähkön hintaan. Pienemmät asiakkaat voivat käydä kauppaa säätösähkömarkkinoilla. Vähittäismyyntiasiakkaat ostavat sähköä sähkömyyjältä, joka käy kauppaa pörssissä. Näiden käyttäjien hintavaste riippuu siitä, millainen sopimus niillä on sähkömyyjänsä kanssa.

Taulukkoon 16 on koottu keskeisiä toimia kysynnän hintajouaston lisäämiseksi.

Taulukko 16. Kysynnän hintajouaston lisääminen.

Markkinat	Toimi
Elspot-markkinat	Helpotetaan suurten sähkökäyttäjien kaupankäyntiä pörssissä. Kehitetään markkinapohjaisia tuotteita, joilla myös pienet sähkökäyttäjät voivat osallistua sähkömarkkinoille.
Säätösähkömarkkinat	Pienennetään kapasiteettivaatimusta, jolla voidaan käydä kauppaa (on jo tehtykin).
Vähittäismyynti	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sähkökäytön ajankohta sidotaan hintaan suosimalla spot-hintaan sidottuja ja kaksiaikatariffeja</li> <li>- Tarjotaan enemmän valinnanvaraa sähkötuotteisiin</li> <li>- Vähennetään kaupankäyntikuluja (tietojärjestelmien kehittäminen)</li> <li>- Tekniset parannukset (mittarointi, tiedonsiirto)</li> </ul>

Hintajousto on vaikuttaa eniten siitä saatu taloudellinen hyöty. Vuorokauden sisäiset ja viikoittaiset sähkön hinnan vaihtelut ovat toistaiseksi olleet melko pieniä, joten asiakkaiden ei ole kannattanut siirtää sähkökäyttöön lyhyen aikavälin sisällä. Lisäksi tarvittavien laitteiden (mittarit ja tiedonsiirtotekniikka) investointikustannukset ovat olleet suuret suhteessa saavutettavaan hyötyyn. Kun sähkön hintataso nousee, on asiakkaiden yhä kannattavampaa siirtää sähkökäyttöön edullisemmän sähkön hinnan aikoihin.

#### 7.1.4 Pienasiakkaiden sähköenergian hinnan parempi kustannusvastaavuus

Kuluttajien sähkölaskua voidaan pienentää keinoilla, jotka eivät välittömästi liity päästökauppaan. Asiakkaat voivat säästää energiaa, vaihtaa energialähdettä (esimerkiksi sähkölämmityksestä puulämmitykseen) ja muuttaa kulutuksen ajankohtaa. Toisaalta on viitteitä siitä, että pienasiakkaiden sähköenergian hinnoittelu ei ole tehokasta (esim. Lewis ym. 2004). Sähkömyyjät voivat pitää hintoja keinotekoisesti korkealla, sillä kilpailu on vähäistä. Asiakasaktiivisuuden lisääminen sähköntoimittajia kilpailuttamalla olisi todennäköisesti tehokkain keino ylihinnoittelun ehkäisemiseksi.

Usein pienasiakkaiden sähkölämmittäjiä lukuun ottamatta ei kannata siirtää sähkökäyttöön ajallisesti, sillä suurin osa asiakkaista maksaa sähköstä saman hinnan riippumatta ajankohdasta, jolloin sähkö on käytetty. Suoraan sähköpörssin spot-hintaan sidottuja sähkösopimuksia on pienkuluttajilla hyvin vähän, joten sähkökäyttöä ei reagoi markkinahinnan muutoksiin. Vain muutama suomalainen sähkömyyjä tarjoaa pienasiakkaille spot-hintaan perustuvia tariffeja (teollisuudelle Helsingin Energia ja Kuopion Energia, kotitalouksille Turku Energia). Tällöin kuluttajalla on parempi mahdollisuus säästää sähköä silloin, kun se on edullisinta sekä oman sähkölaskun että koko sähköjärjestelmän kannalta ja tehokkainta päästöjen ehkäisyn suhteen. Nykyinen jäykkä hinnoittelujärjestelmä pienkuluttajille ei oikealla tavalla kannusta päästöjä vähentävään

käyttäytymiseen ja lisäksi mahdollistaa perusteettomat hinnankorotukset päästökaupan varjolla.

Kuluttajille tulisi myös tarjota muitakin valinnanmahdollisuuksia sähkötuotteissa. Tähän asti Suomen markkinoilla on ollut mahdollista ostaa esimerkiksi tuulisähköä. Päästökauppaoloissa ohjaavaa vaikutusta voisi lisätä se, että kuluttajille olisi tarjolla myös laajempia vaihtoehtoja sähkötuotteissa. Sähkön alkuperämerkintä antaa mahdollisuuden tähän. Tällä hetkellä kaikilla energiamuodoilla tuotettu sähkö (pois lukien erikoistuotteet) on pienkuluttajalle samanhintaista.

*Taulukko 17. Pienasiakkaiden sähköenergian hinnan alentaminen.*

Mitä tehdään?	Miten?
Lisätään asiakasaktiivisuutta (customer switching)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kertomalla helppoudesta (julkisuus)</li> <li>- Perustamalla tarjoushintoja vertaileva verkkopalvelu</li> <li>- Sähkön hinnan noustessa asiakasaktiivisuus kasvaa</li> </ul>
Siirtämällä kulutusta hinnan mukaan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- kaksiaikatariffit jo nyt laajasti käytössä</li> <li>- "on-line"-mittarointi ja -hinnoittelu</li> </ul>
Säästämällä sähköenergiaa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- energian absoluuttinen säästö</li> <li>- energianlähteen vaihto (sähkö- tai öljylämmityksestä puulämmitykseksi)</li> <li>- joustavuuden lisääminen (esim. varaavat tulisijat sähkö- tai öljylämmityksen lisänä)</li> </ul>

Suomessa on myös muutamia yksittäisiä pienehköjä sähkölaitoksia, jotka toimivat omalla toimitusvelvollisuusalueellaan hinnoitellen tuotantonsa markkinahintoja tuntuvasti edullisemmin (Lewis ym. 2004). Näiden yhtiöiden toimintastrategiana on ennemminkin alueen palveleminen edullisella energian hinnalla kuin voiton maksimoiminen. Tällainen omistajakäyttäytyminen poikkeaa perinteisten pörssi-yhtiöiden käyttäytymisestä. Näiden yhtiöiden osuus Suomessa toimitetusta sähköstä on kuitenkin niin pieni, että vaikutus markkinoihin on toistaiseksi ollut lähinnä erilaisen hinnoitteluesimerkin tarjoaminen. Tämä voi kuitenkin jatkossa yleistyä jonkin verran ja vahvistaa alueellisten sähköyhtiöiden asemaa.

### **7.1.5 Polttoainemarkkinoiden toimivuuden lisäys**

Sähkön tuotannon polttoaineista nykyisissä laitoksissa maakaasu voidaan korvata kalliimmalla kevyellä polttoöljyllä, kivihiilen korvaus onnistuu vain pieneltä osin ilman merkittäviä investointeja, turvelaitoksilla voidaan vähentää turpeen osuus tyypillisesti noin puoleen korvattaessa turvetta puupolttoaineilla ja osassa turve- ja puulaitoksia kivihiihi voi korvata kotimaiset polttoaineet osin tai kokonaan.

Kivihiili on markkinapolttoaine, jonka hinta noteerataan kansainvälisissä polttoainepörsseissä. Mahdollisuus varastoida kivihiiltä jopa useitakin vuosia laitosalueella vähentää markkinahinnan vaihteluiden vaikutuksia, mutta myös pienentää halukkuutta vaihtaa toiseen polttoaineeseen kuten puuhun tai turpeeseen.

Maakaasun käyttäjä on sidottu maakaasun käyttöön, ja vaihtoehtona on käytännössä vain vaikuttaa maakaasun käyttömäärään ja -ajankohtaan. Maakaasun korkeat kiinteät maksut ja tehomaksut johtavat matalaan energiahintaan, mikä heikentää muiden polttoaineiden kilpailukykyä maakaasuun verrattuna. Tulevaisuudessa Suomessakin on mahdollista, että maakaasuverkkoa käytetään myös bioperäisen kaasun jakelukanavana, mikä lisäisi biopolttoaineiden käyttömahdollisuuksia merkittävästi.

Turve on pääpolttoaine lähinnä vain sisämaan kaukolämpölaitoksissa, jotka tuottavat vain lämpöä tai sekä lämpöä että sähköä. Lisäksi Suomessa on yksi lauhdutusvoimalaitos, jonka pääpolttoaine on turve. Muissa laitoksissa turve on täydentävä tai marginaalinen polttoaine, jonka käyttömäärä riippuu saatavissa olevasta puupolttoaineen määrästä ja kivihiilen hinnasta. Turvelauhdetta tuotetaan myös yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon laitoksissa sähkön markkinahinnasta riippuen. Tuotantokauden sää vaikuttaa oleellisesti turvetuotantoon ja sen kustannuksiin, mikä edellyttää suurta varastointimäärää. Isot turvetuottajat pitävät yllä suuria varastoja ja pystyvät tekemään useampivuotisia sopimuksia, kun taas pienet toimittajat myyvät yleensä seuraavana lämmityskautena edellisenä kesänä tuotetun määrän. Turpeen myyntisopimukseen ei voi enää sisällyttää kiinteää osuutta, joka kattaisi esimerkiksi tuotannon vaihteluista aiheutuvia kustannuksia.

Valtaosa käytettävistä puupolttoaineista syntyy metsäteollisuuden prosesseissa, ja metsäteollisuus on niiden edullisin käyttöpaikka. Metsäteollisuuden puun hankinnan yhteyteen on myös edullista integroida metsähakkeen tuotanto, missä oksat, latvukset ja kannot korjataan hakkuualoilta polttoaineeksi. Metsäteollisuus pystyy siis edullisimmin käyttämään ja lisäämään puupolttoaineiden käyttöä hyödyntäen omaa organisaatiotansa ilman erillisiä polttoaineen hankinta- ja myyjäorganisaatioita. Edullisimmat puupolttoaine-erät ohjautunevat siis edelleenkin metsäteollisuuden yhteydessä tapahtuvaan energiantuotantoon, ja esimerkiksi kaukolämmön tuotannossa voi olla vaikeuksia saada puupolttoaineita käyttöön ainakaan edullisilla kustannuksilla. Kaukolämmön tuotannossa on käytetty yksityisten sahojen sivutuotteita, mutta metsäteollisuudella on mahdollisuus kytkeä nämäkin polttoaine-erät selluhakkeen ostoon ja puun hankintaan, jolloin nekin ohjautuisivat suurille metsäyhtiöille. Lisäksi metsäteollisuuden sivutuotteisiin ja myös metsähakkeeseen liittyvät saatavuuden suuret mahdolliset vaihtelut, jotka johtuvat metsäteollisuuden kapasiteetin käyttöasteen muutoksista. Kaukolämmön tuotantoon jää energiapuuta nuorista metsistä, jonka kustannukset ovat yli 50 % korkeammat kuin päätehakuiden hakkuutähteillä, ja käyttämätön potentiaali on pelloilla viljeltävissä energiakasveissa sekä viljojen oljissa.

Jätteenpolttodirektiivi ei mahdollista seospolttoa nykyiseen tapaan vuodesta 2006 alkaen, vaan jätteet ohjautuvat niille suunniteltuihin laitoksiin. Nämä laitokset ovat investoinneiltaan niin kalliita, että investoijan on varmistettava pitkäaikaisilla sopimuksilla polttoaineen saatavuus ja hinta. Vain pieni osa jätteistä, kuten kaupan ja teollisuuden hyvälaatuiset jätteet, voinee jäädä markkinapolttoaineiksi, joiden käyttöpaikka vaihtelee.

Käytännössä Suomessa on vain yksi merkittävä kotimainen markkinapolttoaine, turve, sillä puupolttoaineiden ja kierrätyspolttoaineiden markkinat voivat päästökaupan myötä kutistua ja jäädä melko pieniksi eivätkä peltobiomassojen markkinat ole vielä kasvaneet merkittäviksi.

Polttoainemarkkinoiden toimivuutta voidaan parantaa parhaiten tavanomaisten toimien lisäksi suosimalla rakennettavissa voimalaitoksissa monipolttoainetekniikoita, jotka mahdollistavat käytettävien polttoaineiden valinnan kunkin ajankohdan polttoaineiden hintatason perusteella ja jotka parantavat myös vaikeasti varastoitavien biopolttoaineiden käyttömahdollisuuksia. Maakaasuverkon käytön mahdollistaminen biokaasun jake-lukanavana lisäisi merkittävästi biopolttoaineiden käyttökohteita.

## **7.2 Vähempipäästöisen kapasiteetin lisääminen**

Suomen riippuvuutta erityisesti hiilestä ja öljystä on pitkällä tähtäimellä vähennettävä niissä puitteissa, jotka energian huoltovarmuutta, hintariskejä ja kustannustehokkuutta liikaa vaarantamatta ovat mahdollisia. Vaatimus energia- ja teollisuusjärjestelmän hiili-intensiteetin vähentämiseen on pitkän aikavälin globaali tavoite ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi, ja myös Suomen on pyrittävä siihen mahdollisimman tehokkaasti. Toimet, joita voidaan toteuttaa jo lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä, vähentävät päästökaupan haitallisia vaikutuksia ja voivat jopa tuoda Suomelle kilpailukykyä. Tässä luvussa käydään läpi mahdollisuuksia vähempipäästöisen kapasiteetin lisäämiseen erityisesti Suomeen.

### **7.2.1 Uusiutuvat energialähteet**

Tuulivoiman rakentamisen perusteina Suomessa ovat päästöjen vähentymisen ja kotimaisuuden lisäksi tuulivoimateknologian viennin lisääminen. Tuulivoimalle annettu investointituki ja sähköveron palautus eivät ole riittäviä saavuttamaan tuulivoiman lisäykselle Uusiutuvan energian edistämishjelmassa asetettuja tavoitteita (KTM 2003). Suomessa uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman tavoite tuulivoiman osalta on 500 MW vuoteen 2010 mennessä. Vuoden 2003 lopussa tästä on rakennettu 53 MW. Nykyinen tuulivoimaloiden kustannustaso ja sähkön markkinahintataso edellyttävät



noin 30 %:n investointitukea. Energiatukeen on budjetoitu noin 30 miljoonaa euroa vuodessa. Mikäli tuulivoimaan käytetään tästä kolmannes, mahdollistuu yhteensä noin 200–300 MW:n kapasiteetin saavuttaminen vuoteen 2012 mennessä. Tuulivoimatavoitteen saavuttaminen edellyttäisi tuulivoimalle räätälöidyt uudet tukitoimenpiteet.

Puupolttoaineiden, peltobiomassojen, kierrätyspolttoaineiden ja muiden uusiutuvien biopolttoaineiden käyttöä on mahdollista lisätä sekä rakennusten lämmityksessä että sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Päätökset siitä, kuinka paljon biopolttoaineita käytetään tulevaisuudessa liikenteen biopolttoaineiden valmistukseen, on vielä tekemättä. EU:n ohjeellinen direktiivi ehdottaa vuoteen 2010 mennessä uusiutuvien osuudeksi 5,75 % liikenteen polttonesteistä, mikä Suomessa olisi 200 000 toe.

Pienen kokoluokan kiinteitä biopolttoaineita käyttävät CHP-laitokset (alle 3 MW<sub>e</sub>) ovat vasta tulossa kannattaviksi, osin uusien teknisten ratkaisujen kuten kaasutuksen ansiosta. 1–3 MW:n kokoluokassa sopivia kohteita Suomessa on noin 100 kpl yhdyskunnissa ja mekaanisessa metsäteollisuudessa. Eräänä rakentamisen esteenä ovat olleet korkeat jakeluverkkoon liittymisen kustannukset sekä korkeat sähkön siirtohinnot näissä verkoissa. Lisäksi verkkoon liittymisen ehdot ovat vaihdelleet erittäin runsaasti eri yhtiöissä. Yhteneviä käytäntöjä ja kohtuullista hinnoittelua, jotka eivät olisi hajautetun tuotannon verkkoon liittymisen esteinä, olisi luotava pikaisesti (kohta 7.5). Tekniikan kehittyminen entistä pienempiin kokoluokkiin esimerkiksi biopolttoainejalosteita hyödyntämällä mahdollistaisi usean sadan pien-CHP-laitoksen rakentamisen.

Suuria, biopolttoainetta käyttäviä CHP-laitoksia on suunnitteilla muun muassa Kuopioon, Jyväskylään ja Lappeenrantaan. Niihin olisi mahdollista edullisilla ominaisinvestoinneilla rakentaa lisälauhdekapasiteettia luokkaa 100 MW kuhunkin. Suurten CHP-laitosten rakentaminen edellyttää, että toimijoilla on varmuus turpeen käytön taloudellisuudesta jatkossakin. Tämä edellyttää energiaverotuksen ja sähköveron palautuksen tyyppisiä pitkäjänteisesti toteutettavia tukitoimia.

Kevyen polttoöljyn verotus on Suomessa huomattavasti lievempi kuin muissa Pohjoismaissa (kohta 3.3.3). Verotuksen kiristäminen parantaisi hakkeen ja biopolttojalosteiden, lähinnä puupellettien, kilpailukykyä maatalouden ja pienkiinteistöjen lämmityskäytössä. Kevyen polttoöljyn korvaamisen potentiaali olisi noin 6 TWh vuoteen 2010 mennessä (KTM 2003). Päästökauppatilanteessa mahdollinen järkevä toimenpide olisi polttoöljyn hinnan nostaminen samassa suhteessa sähköenergian hinnan nousun kanssa. Tällöin verotuksella ei suosittaisi suuren hiilidioksidin päästökertoimen omaavan öljyn käyttöä lämmityksessä, vaan veromuutos ohjaisi käyttöä vähemmän päästöjä aiheuttaviin lämmitysmuotoihin ja erityisesti puun käyttöön. Puun käytöllä tulisijoissa on mahdollista myös vähentää lämmityssähkön käyttöä sähkön tarpeen tehuippujen aikana merkittävästi, jos tariffit ohjaavat kuluttajia tähän.

Aurinkoenergian osuus Suomessa tulee vielä Kioton kaudella 2008–2012 olemaan marginaalinen ja todennäköisesti myös sen jälkeen. Aurinkoenergian kustannustehokas potentiaali kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisessä lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä on Suomessa pieni (esim. Lehtilä & Syri 2003).

### **7.2.2 Maakaasu**

Maakaasulla on pienempi CO<sub>2</sub>-päästökerroin kuin hiili-intensiivisimmillä polttoaineilla, hiilellä, öljyllä ja turpeella. Suomen nykyisen maakaasuputken jatkaminen Turun seudulle avaisi myös mahdollisuuden sähköntuotantokapasiteetin kasvattamiseen. Maakaasulla voidaan korvata vanhaa kivihiltä käyttävää yhteistuotantoa siten, että nettolisäys sähköntuotantokapasiteetissa voisi olla 100–200 MW.

Maakaasulla on Suomessa 50 %:n verohelpotus suhteessa sen hiilisisältöön verrattuna kivihiiileen. Päästökaupan oloissa maakaasun erityiskohtelua verotuksessa ei ole kansantaloudellisesti järkevää jatkaa, vaan kansantaloudelle kustannustehokkainta olisi hiilisisältöön perustuva verotus. Tämän selvitystyön yhteydessä tehdyissä kansantaloudellisissa laskelmissa päästökaupan ja päästöjen vähentämisen haitalliset vaikutukset kansantuotteeseen, kulutukseen ja työllisyyteen jäisivät pienemmiksi, mikäli maakaasun verokohtelu muutettaisiin nykyisestä hiilisisältöön perustuvaksi (ks. taulukko 21 kohdassa 7.7).

### **7.2.3 Ydinvoima**

Suomeen rakenteilla oleva viides ydinvoimayksikkö tulee merkittävästi helpottamaan Suomen Kioton päästövähennystavoitteeseen pääsemistä. On nähtävissä, että sekä poistuvan voimalaitoskapasiteetin että tulevaisuudessa tiukkenevien päästörajoitusveloitteiden vuoksi tarvitaan yhä voimakkaammin kaikkia kustannustehokkaita mahdollisuuksia Suomen energiajärjestelmän hiili-intensiteetin pienentämiseen. Tämän johdosta tässä työssä tarkasteltiin edellä mainittujen uusiutuvien energialähteiden lisäämismahdollisuuksien lisäksi myös tapausta, jossa Suomeen rakennettaisiin kuudes ydinvoimala. Näissä hypoteettisissa laskelmissa oletettiin, että viidennen yksikön kaltainen voimalaitos (1 600 MW) otettaisiin käyttöön vielä Kioton kauden aikana eli vuosina 2011–2012.

#### 7.2.4 Kapasiteetin lisärakentamisen vaikutukset eri ryhmien kokemiin kustannuksiin

VTT:n pohjoismaisia sähkömarkkinoita kuvaavalla sähkömarkkinamallilla (Koljonen ym. 2004) arvioitiin vähempipäästöisen kapasiteetin lisärakentamisen vaikutuksia sähkön hintaan. Laskelmat sähkömarkkinamallilla osoittavat, että Suomeen rakennettavalla päästöttömällä lisäkapasiteetilla olisi voimakas sähkön hinnan nousua hillitsevä vaikutus. Taulukossa 18 esitetään VTT:n sähkömarkkinamallilla laskettu vaikutus sähkön keskimääräiseen vuosihintaan. Laskelmat kuvaavat tilannetta keskimääräisenä pohjoismaisena vesivuotena. Laskelmissa on oletettu paitsi ydinvoiman lisärakentaminen, myös nähtävissä olevat tuulivoiman, bioenergian ja vesivoiman lisäykset.

*Taulukko 18. Lasketut tai arvioidut sähkön vuosikeskihinnat Kioton kaudella 2008–2012 rakennettaessa lisää ydinvoimaa (€/MWh).*

Tapaus	Mallin laskema systeemihinta	Mallin laskema erillisen Suomen hinta	Arvio: Suomen aluehinta
ei lisäydinvoimaa	36	35	36
viides yksikkö (1 600 MW)	32	25	31
viides ja kuudes yksikkö (3 200 MW)	28	18	22
viides ja kuudes yksikkö (3 200 MW) + 600 MW siirtoyhteys	28	18	26

Laskelmissa on alimmalla rivillä esitetty myös todennäköisesti toteutuvan Suomen ja Ruotsin välisen siirtoyhteyden vahvistamisen vaikutus.

Ydinvoiman ja muun päästöttömän kapasiteetin lisärakentamisen vaikutuksia Suomen energiatalouteen tarkasteltiin myös VTT:n TIMES-energiajärjestelmämallilla (Lehtilä ym. 2002, Koljonen ym. 2004). Energiajärjestelmämallilla voidaan tarkastella koko energia- ja teollisuusjärjestelmän kannalta edullisimpia vaihtoehtoja päästöjen rajoittamiseen. Malli siis vertailee eri vähennystoimien kustannuksia eri sektoreilla ja minimoi päästöjen rajoitustavoitteen saavuttamiseen tarvittavien toimien kokonaiskustannuksen.

Mallilaskelmia tehtiin sekä perustapaukselle, jossa oletetaan ydinvoimakapasiteetin lisäyksen jäävän rakenteilla olevaan viidenteen ydinvoimalaitokseen, että lisäydinvoimatapaukselle, jossa oletetaan vielä kuudennen laitoksen tulevan käyttöön vuoteen 2012 mennessä. Laskelmissa otettiin huomioon ydinvoiman lisärakentamisen ohella myös nähtävissä oleva potentiaali tuulivoiman, bioenergian ja vesivoiman käytön lisäämiseen. Tuulivoiman tuotanto kasvoi laskelmissa päästökaupan kiihdyttämänä suunnilleen uusiutuvan energian edistämishjelman mukaisesti, eli noin 1 TWh:n tasolle vuonna 2010.

Tuoreimpien arvioiden mukaan näin nopea lisäys ei kuitenkaan ole enää realistinen nykyisillä tukitoimilla. Vesivoiman tuotannon lisäyspotentiaali rajoitettiin laskelmissa melko varovaiselle tasolle, noudattaen kutakuinkin KTM:n With Measures -skenaarion oletuksia (KTM 2004a).

Kuudennen ydinvoimalaitoksen tuoma huomattava lisäys päästöttömään tuotantokapasiteettiin aiheuttaisi tuntuvia vaikutuksia eri toimijoiden kokemiin kustannuksiin sekä sähkön hinnan että päästöjen vähennystarpeen muutosten kautta. Sähkön hinnassa vaikutukset näkyvät huomattavina heti vuodesta 2012 lähtien, mutta koko järjestelmän päästöjen vähentämisen vuosikustannuksissa tuntuvammin vasta muutama vuosi myöhemmin.

Kuudes ydinvoimalaitos rajoittaisi päästökaupan aiheuttaman sähkön hinnan nousun jo vuonna 2012 noin kolmannekseen siitä, mitä hinnan nousu olisi ilman ydinvoiman lisäystä. Mallilaskelmien mukaan 10 €/tonni CO<sub>2</sub> päästöoikeuksien hinnalla sähkön hinta olisi vuonna 2012 15–20 % korkeampi kuin ilman päästökauppaa. Prosessiteollisuuden sähkön ja yöaikaisen lämmityssähkön hinnoissa nousut olisivat voimakkaimpia. Lisäydinvoiman ansiosta hintojen nousu jäisi 2–7 %:iin. Päästökaupasta aiheutuva energialaskun nousu olisi siten kuudennen ydinvoimalaitoksen tapauksessa kaikille kuluttajaryhmille merkittävästi pienempi kuin perustapauksessa.

TIMES-mallilaskelmissa arvioitiin päästökaupan vaikutuksia osana Kioton päästörajoitusten saavuttamista. Seuraavassa esitetyt kustannukset pitävät siis sisällään päästöjen vähentämiskustannukset Kioton pöytäkirjan velvoitteiden saavuttamiseksi. Kaikkiaan kuudes ydinvoimalaitos olisi tulosten mukaan sekä kustannuksiltaan edullinen keino hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen että tehokas keino vähentää päästökaupan vaikutusta sähkön hintaan ja siten kaikkien kuluttajaryhmien energialaskuun. Laskelmien tulokset esitetään yksityiskohtaisesti liitteessä D. Kustannukset esitetään verrattuna ns. perustilanteeseen eli KTM:n WM-skenaarioon ilman päästökauppaa (KTM 2004a).

VTT:n TIMES-malliin on kehitetty myös laskenta koko energiajärjestelmän nettokustannusten, verojen ja tukien tarkasteluun ja niiden kohdistamiseen eri loppukäyttösektoreille. Taulukossa 19 esitettävät kustannukset perustuvat tähän laskentatapaan, jossa ei ole mukana ns. windfall-voittojen aiheuttamia lisäkustannuksia sähkönkäyttäjille. Esimerkiksi päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> vuonna 2012 päästökaupan piiriin kuuluvan teollisuuden suorat vuotuiset kustannukset (mukaan lukien päästöoikeuksien osto) alenisivat noin 75 miljoonasta eurosta alle 60 miljoonaan euroon, mikäli käytössä olisi viidennen ydinvoimalan lisäksi myös kuudes ydinvoimala. Lisäksi valtiolle maksettavien polttoaineverojen määrä kasvaisi noin 6 miljoonaa euroa ja valtion maksamien tukien määrä pienenesi noin 23 miljoonaa euroa. Tuet koostuvat pääosin bioenergialla, kierrätyspolttoaineilla ja tuulivoimalla tuotetun sähkön tuotanto- sekä investointituista.

Kuudennen ydinvoimalaitoksen rakentaminen ei kuitenkaan vähentäisi yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon määrää, ja biopolttoaineiden käyttö jatkaisi kasvuaan.

*Taulukko 19. Kioton tavoitteen mukaiset päästöjen vähentämisen suorat vuotuiset kustannukset päästökauppatilanteessa (miljoonaa euroa vuodessa) vuosina 2012 ja 2015 kohdennettuna loppukäyttösektoreille päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> verrattuna perustilanteeseen (KTM:n WM-skenaario, ei päästökauppaa, ei Kioton rajoituksen täyttämistä).*

Sektorit	2012		2015	
	5. ydinvoimala	5. ja 6. ydinvoimala	5. ydinvoimala	5. ja 6. ydinvoimala
Päästökauppaan kuuluvat alat	75	55	60	40
Päästökaupan ulkopuolinen teollisuus	45	25	40	15
Palvelut ja rakennustoiminta	70	20	60	0
Kotitaloudet ja maatalous	50	25	50	0
<b>Yhteensä</b>	<b>240</b>	<b>125</b>	<b>210</b>	<b>55</b>

Taulukon 19 kustannukset ovat loppukäyttösektoreille kohdistettuja päästöjen vähentämisen ja päästökaupan suoria kustannuksia. Taulukon kustannukset koostuvat pääosin sektorien käyttämän sähkön ja lämmityksen hankintakustannuksista ja sektorilla toteutettavista sähkön kulutuksen tehostustoimista ja muista päästöjen vähennystoimista. Mukana on myös sähkön ja lämmityksen hankinnan mahdolliset päästöoikeuksien ostokustannukset. Suorissa vähennyskustannuksissa ei sen sijaan ole mukana ns. Windfall-voittoja, joiden aiheuttamat kustannukset ko. loppukäyttösektoreille ovat samaa suuruusluokkaa tai suuremmat kuin suorat päästöjen vähentämisen kustannukset oletettaessa päästöoikeuksien hinnaksi 10 €/tonni CO<sub>2</sub>.

Myös päästökaupan ulkopuolisen teollisuuden suorat vuotuiset päästöjen rajoittamisen kustannukset pienenisivät kuudennen ydinvoimalan myötä tuntuvasti. Päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> vuonna 2012 päästöjen rajoittamisen ja päästökaupan suorat vuotuiset kustannukset alenisivat noin 45 miljoonasta eurosta noin 25 miljoonaan euroon. Samalla valtion verotulot vähenisivät perustapausta tuntuvasti lievemmin.

Suhteessa suurimmat suorien kustannusten alenemat kohdistuisivat palveluihin ja rakennustoimintaan sekä kotitalouksiin ja maatalouteen. Tämä johtuu siitä, että suorat näille sektoreille kohdennettavat kustannukset koostuvat pääosin sektorien käyttämän sähkön ja lämmityksen hankintakustannuksista ja sähkön kulutuksen tehostustoimista. Päästökaupan aiheuttama sähkön hinnan nousu on varsin tuntuva monille kotitalouksille.

Ydinvoiman lisärakentaminen vähentää sähkön hankintakustannuksia alentamalla sähkön hintaa sekä pienentää sähkön ja lämmön tuotannon päästöoikeuksien ostotarvetta. Hintatasolla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> vuonna 2012 ostotarve sähkön ja lämmön tuotannon päästöille vaihtuisi oikeuksien nettomyynniksi kuudennen ydinvoimalan myötä. Tällöin kotitalous- ja maataloussektoriin kohdistuvat suorat kustannukset alenisivat lähes 50 miljoonasta eurosta 30 miljoonaan euroon. Palvelu- ja rakennussektoriin kohdistuvat suorat kustannukset alenisivat lähes 70 miljoonasta eurosta 25 miljoonaan euroon.

Vuodesta 2015 lähtien kuudennen ydinvoimalan myönteiset vaikutukset kustannuksiin olisivat kaikille sektoreille vielä tuntuvammat, jos kasvihuonekaasujen päästöjä joudutaan edelleen rajoittamaan Kioton sopimusta vastaavalla tavalla.

Päästökauppajärjestelmän päästökauppioiden takia sähköntuotantojärjestelmän päästöjen tuntuva väheneminen vaikuttaa ensi sijassa energiantuotannon päästöjen rajoittamisen kustannuksiin. Sähkön hinnan pysyminen edullisena helpottaa kuitenkin kaikkien sektorien kokemia kustannuksia sekä välillisesti myös muiden sektorien päästövähennyspaineita. Se, että päästökaupan myöhemmillä jaksoilla ydinvoiman lisäkapasiteetin vuoksi lauhdesähkön tuotannon ilmaisten päästöoikeuksien suhteellista määrää vähennettäisiin ja kohdennettaisiin muille sektoreille, helpottaisi suoraan muiden päästökauppasektorien kilpailukykyä.

Tulokset indikoivat, että muiden päästöttömien energialähteiden nähtävissä oleva kustannustehokas lisäpotentiaali on vuoteen 2012 mennessä melko pieni verrattuna ydinvoiman lisärakentamisen kustannustehokkuuteen päästöjen vähentäjänä. Kuudennen ydinvoimalaitoksen rakentamisen kustannustehokkuus olisi päästökauppatilanteessa muiden päästöttömien vaihtoehtojen lisähyödyntämistä selvästi parempi siitäkkin huolimatta, että laitos mahdollisesti valmistuisi jo ennen normaalin markkinatilanteen kannalta edullisinta ajankohtaa. Ydinvoiman lisärakentamisen myötä tapahtuva sähkön hinnan lasku Suomessa luonnollisesti heikentäisi joksikin aikaa muun markkinaehtoisen lisäkapasiteetin rakentamisen kannattavuutta.

### **7.3 CHP-tuotannon edistäminen ja lämmitysmarkkinat**

Tämä selvitystyö oli määritelty pääasiassa sähkömarkkinoita koskevaksi. Suomessa ei lämmön osuutta voi jättää tällöin huomioimatta yhteistuotannon keskeisen roolin, lämmityskustannusten merkittävyyden ja siihen liittyvien huoltovarmuuskysymysten vuoksi. Päästökaupan alkaessa tulisi huolehtia siitä, että päästöjen vähentämistoimet kohdennetaan optimaalisesti päästökauppasektorin ja sen ulkopuolelle jäävien kesken. Päästökauppa ei saisi johtaa esimerkiksi siihen, että erillisen rakennuskohtaisen lämmityksen taloudellisuus nousisi kaukolämmitystä paremmaksi.

Suomen energiatalouden kannalta on tärkeää, että yhteistuotantolämmöllä olisi mahdollisimman hyvä kysyntä. Yhteistuotannon tarjonnan tulee säilyä mahdollisimman kannattavana. Yhteistuotannolle tulisi antaa kaikki tarvittavat päästöoikeudet ilmaiseksi, jotta syntyisi edellytyksiä säilyttää ja jopa lisätä yhteistuotantokapasiteetin osuutta. Tämä tehtiin jo päästökaupan 1. kaudella useissa EU-maissa. Jatkossa tarvittavat päästöoikeudet tulisi jakaa BAT-teknologiatasoon (Best Available Technology = paras saatavilla oleva teknologia) perustuen ja tarvittavat laajennukset huomioiden.

Sähkön ja lämmön yhteistuotanto on erittäin tehokas keino hyödyntää maksimaalisesti käytettävä polttoaine ja siten pitää päästöt alhaisina. Yhteistuotannon tukeminen on siten myös laajemmin ilmastopolitiikan kannalta erittäin järkevää.

Suurten yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotantolaitosten rakentamisen edellytyksenä on varmuus turpeen, hiilen ja maakaasun kilpailukyvyyn säilymisestä sähköntuotannon polttoaineina. Biopolttoaineiden saatavuus kussakin käyttökohteessa on rajallinen, ja sen saannin varmistaminen edellyttää tasalaatuista ja varastoitavaa polttoainetta, kuten turvetta tai kivihiiltä. Turpeen käyttö parantaa kattilan käytettävyyttä ja estää kattilakorroosiota, mikä on tärkeää etenkin käytettäessä metsähaketta, peltobiomassoja ja kierrätyspolttoaineita.

Pidemmällä aikavälillä tulisi selvittää myös mahdollisuuksia siirtyä lämmön tuotannon valmisteverosta lämmön kulutuksen verottamiseen. Tämä olisi kestävä kehityksen periaatteen mukaista. Yhteistuotannossa tuotetulle lämmölle tulisi tällöin antaa alempi verotaso kuin muille lämmitysmuodoille. Lisäksi myös lämmön kulutuksen verotuksessa tulisi huomioida kotimaisten polttoaineiden aseman säilyminen esimerkiksi lämpövoeron palautusjärjestelyin, kuten sähköveron kohdalla on menetelty.

Myös kaukojäähdytystä tulisi suosia veroteknisin keinoin, jos jäähdytysenergian tuotanto tapahtuu CHP-tuotannon yhteydessä (absorptiotekniikalla) tuotetulla lämmöllä. Kaukojäähdytys lisää samalla lämmön kysyntää kesäkaudella, mikä parantaa CHP-tuotannon mahdollisuutta. Samalla sähkön käyttö kompressorilla tuotettuun jäähdytykseen vähenee. Kaukojäähdytyksen tuotannon tulisi olla verovapaata, jolloin päästökauppa ohjaa tuotantoa vapaan jäähdytyksen käyttöön (esim. merivedestä) ja vähäpäästöisiin polttoaineisiin.

Yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon osalta lisäongelmana on päästöoikeuden aiheuttaman lisäkustannuksen jakotapa sähkön ja lämmön kesken, johon ei ole olemassa yksiselitteistä laskutapaa (kohta 5.1.2). Lisäkustannusta ei myöskään ole oikeutettua periä kaksinkertaisesti, eli sekä myytävästä sähköstä että lämmöstä. Sähkön- ja lämmönkuluttajalle oikeudenmukaisen hinnoittelun varmistamiseksi viranomaisten tulisi sekä määritellä tarkemmin yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon toimintaperiaatteet että valvoa niiden toteuttamista.

Lämmön kuluttaja vaikuttaa myös osaltaan siihen, että voimalaitoksen omistajalla on mahdollisuus tuottaa edullista sähköä yhteistuotantolaitoksessa. Tämän johdosta lämpöasiakkaan tulisi pikemminkin saada hyötyä asiakkuudestaan kuin olla vaarassa joutua kaksinkertaisesti päästöoikeuksien oston maksajaksi. Yhteistuotannon lämpöasiakas tuo etua sekä voimalaitoksen omistajalle että energijärjestelmän tehokkuuden kannalta koko valtiolle. Tämän johdosta tulisi selvittää tarkemmin mahdollisuuksia antaa yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon lämpöasiakkaalle etua esimerkiksi hinnanalennuksen tai hintatuen muodossa.

## **7.4 Teknologian kehittäminen ja käyttöönoton edistäminen**

Julkisen tuen merkitys tutkimus- ja kehitystyölle kasvaa päästökaupan alkaessa, koska päästökauppa lisää epävarmuutta energiamarkkinoilla, mikä tyypillisesti vähentää yksityisen sektorin T&K-investointeja. Uuden, vähäpäästöisemmän tekniikan käyttöönoton edut ovat ilmeisiä verrattuna muihin päästöjen vähennyskeinoihin, kuten verorasituksen nostamiseen tai pelkkään uusiutuvien verotukseen. Pitkällä aikavälillä kasvihuonekaasujen vähentämiskustannukset Suomessa voivat pudota jopa kolmasosaan, mikäli päästöjä vähentävän teknologian kehittämiseen panostetaan ajoissa ja riittävästi (Lehtilä & Syri 2003). Aikaisella teknologian kehittämiseen ja käyttöönottoon panostamisella on pitkällä aikavälillä saavutettavissa satojen miljoonien eurojen vuotuiset säästöt suorissa päästöjen vähennyskustannuksissa. Tätä voidaan verrata esimerkiksi tämänhetkiseen energia- ja ympäristöalan julkiseen tutkimuspanostukseen, joka on noin 70 miljoonaa euroa vuodessa (Kara ym. 2004).

Suorien kustannussäästöjen lisäksi teknologian kehittämiseen panostaminen tuo kerrannaishyötyjä parantuneiden teknologian vientimahdollisuuksien myötä sekä parantamalla suomalaisten toimijoiden mahdollisuuksia päästöoikeuksien myyntiin.

Teknologiapanostusta tulisi lyhyellä aikavälillä suunnata erityisesti yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon edistämistöimiin, kuten rakennusasteen nostamiseen ja uudemman teknologian käyttöönottoon sekä monipolttoainetekniikoiden kehittämiseen. Tällä hetkellä vastapainelaitoksissa tuotetaan sähköä lämpökuorman ehdoilla, mutta sähkön tuotantoa näissä laitoksissa on mahdollista lisätä sekä rakennusastetta nostamalla että lisäämällä lauhdetuotantoa. Rakennusasteen lisääminen on mahdollista yleensä vain korvaus- ja uusinvestoinneissa, mutta lauhdesähkökapasiteettia on viime vuosina lisätty satoja megawatteja. Siirryttäessä höyrykattila-höyryturbiinikytkennästä IGCC-laitoksiin kaksinkertaistuisi vastapainelaitosten sähköntuotantokapasiteetti. Tekniikan kaupallistuminen edellyttää vielä tekniikoiden demonstrointia täydessä mittakaavassa. Sähkön tuotannon rakennusastetta pienemmin askelin nostavia tekniikoita (korkeammat höyryn arvot, kuivurit) on otettu käyttöön runsaasti, ja kaikissa korvausinvestoinneissa sähkökapasiteettia on lisätty.



Toinen merkittävä suomalainen ja Suomelle tärkeä osa-alue teknologian kehittämisessä ja käyttöönotossa on metsäteollisuuden soodakattiloiden rakennusasteen nosto. Näissä sovelluksissa suomalaiset toimijat ovat maailman huipulla. Teknologian kehittämisestä ja käyttöönoton vauhdittamisesta olisi hyötyä sekä kotimaisten päästöjen vähenemisen että teknologiaviennin näkökulmasta.

Merituulivoimaloiden kehittäminen ja käyttöönotto arktisissa ja subarktisissa oloissa on vastaavanlainen esimerkki päästöjä vähentävistä teknologioista, joissa suomalaiset ovat aktiivisesti mukana. Tätä osaamista tulisi edelleen kehittää ja vahvistaa sekä tutkimuksella että nykyistä suuremman mittakaavan demonstraatiohankkeilla. Tämä edistäisi sekä päästöjen vähentämistä että suomalaisen teknologian globaalia vientiä.

Suomessa on järkevää ylläpitää edistynyttä ydinvoimantuotantoa ja sen osaamista, joka on maailmanmitassa erinomaisella tasolla. Suomelle on tärkeää voida soveltaa jatkossakin ydinvoimalaitoksiinsa viimeisintä turvallisuusteknologiaa.

Energian käytön teknologioiden kehittäminen ja entistä tehokkaampi käyttöönotto on myös tärkeä osa-alue päästöjen vähentämiseen tähtäävien teknologioiden kehityksessä. Esimerkkejä kehitys- ja sovellustarpeista ovat muun muassa kulutuksen mittarointitekniologiat, jotka mahdollistavat entistä joustavamman reagoinnin sähkön hintapiikkeihin ja säästötoimien mahdollisimman tehokkaan ohjautumisen. Entistä energiatehokkaampi rakentaminen ja sen teknologiat ovat myös tärkeitä kehittämisen alueita. Vuonna 2003 käyttöönotetut tiukemmat rakennusten energiankulutuksen normit olivat hyvä askel kannustamaan energiatehokkaampien teknologioiden käyttöönottoon. Energiaintensiivisten prosessien, kuten mekaanisen massanvalmistuksen, yksikkökulutuksen alentaminen on myös erittäin tärkeä energiankulutuksen teknologiakehityksen osa-alue suomalaisissa oloissa.

## **7.5 Verkkoon liitännän tariffioinnin kehittäminen hajautetun pienimuotoisen tuotannon mahdollistamiseksi**

Eräänä hajautetun sähkön tuotannon rakentamisen esteenä ovat olleet korkeat jakeluverkkoon liittymisen kustannukset sekä korkeat sähkön siirtohinnot näissä verkoissa. Lisäksi verkkoon liittymisen ehdot ovat vaihdelleet erittäin runsaasti eri yhtiöissä. Yhteneviä käytäntöjä ja kohtuullista hinnoittelua, jotka eivät olisi hajautetun tuotannon verkkoon liittymisen esteinä, olisi luotava pikaisesti.

Pienvoimaloita on yleensä taloudellisinta liittää jakeluverkkoon. Jakeluverkonhaltijat perivät tuotantolaitoksilta kertaluontoisen liittymismaksun ja sen jälkeen siirtomaksua. Maksut perustuvat verkonhaltijakohtaisiin tariffeihin ja hinnastoihin, joiden tulee olla julkisia.

Suurin osa vanhoista, ennen verkkoliiketoiminnan eriyttämistä rakennetuista tuotantolaitoksista ei ole maksanut liittymismaksua tai liittymisestään aiheutuneita kustannuksia. Tänä päivänä verkonhaltijat perivät lähes poikkeuksetta tuotantolaitoksilta liittymismaksua peittääkseen liittymisestä aiheutuvia verkonrakentamis- ja muutuskustannuksia. Verkonhaltijoilla on käytännössä kaksi tapaa määritellä liittymismaksun suuruus: joko todellisten kustannusten mukaan tai hinnaston mukaan.

Liittymismaksut vaihtelevat suuresti hankkeesta toiseen. Sen lisäksi, että itse liittymiskustannukset ovat tapauskohtaisia, myös hinnoitteluperiaatteet ja hintatasot verkonhaltijoilla vaihtelevat. Liittymismaksujen osalta ongelmallisinta pientuottajille ovat monesti korkeat liittymismaksut sekä se, ettei liittymismaksua voida laskea kuluksi energiatuen investointiavustusperusteissa. Liittymismaksu verottaa etenkin lyhyen huipunkäyttöajan omaavien tuotantolaitosten kannattavuutta, sillä liittymiskustannukset määräytyvät tuotantolaitoksen koon eikä tuotetun energiamäärän perusteella.

Suomalaisissa jakeluverkoissa on tänä päivänä vielä hyvin vähän tuottajia kuluttajamäärään verrattuna. Monessa jakeluverkossa ei ole lainkaan verkon kanssa rinnan käyviä tuotantolaitoksia. Suomen 91 jakeluverkonhaltijasta arviolta ainoastaan alle puolet on määritellyt tuotannolle siirtotariffit. Verkonhaltijoiden tuotannon siirtotariffit ovat hyvin erilaisia niin rakenteeltaan kuin hintatasoltaankin. Eräät verkonhaltijat eivät peri lainkaan siirtomaksuja verkossaan olevilta tuotantolaitoksilta.

Valtaosa nykyisistä tuotannon siirtotariffeista sisältää energiaperusteisia maksukomponentteja. Muita tavallisia komponentteja ovat kiinteä perusmaksu ja tehomaksu. Eräät verkonhaltijat perivät tuottajilta pelkästään kiinteää perusmaksua. Käytössä on sekä yksiaika- että moniaikatariffeja, joissa hinnan lisäksi myös itse aikajako vaihtelee verkonhaltijoiden välillä. Alhaisimmat energiaperusteiset maksut ovat negatiivisia, eli verkonhaltija korvaa tuotantolaitokselle hyödystä, jonka tämä tuo verkonhaltijalle tuottaessaan sähköä paikallisesti.

Sen lisäksi, että pientuottajan siirtomaksut vaihtelevat erittäin paljon sen mukaan kenen verkossa tuotantolaitos sijaitsee, myös tuotantolaitoksen koko ja huipunkäyttöaika vaikuttaa siirtomaksuihin. Mitä pienemmästä tuotantolaitoksesta on kyse, sen suurempi ero on halvimman ja kalleimman verkonhaltijan tariffin välillä tuotettua energiayksikköä kohti tarkasteltuna. Hintaerot ovat sitä suuremmat, mitä lyhyempi tuotantolaitoksen huipunkäyttöaika on. Isommille tuotantolaitoksille maksut ovat alhaisempia siirrettyä energiaa kohden ja hintaerot verkonhaltijoiden välillä pienempiä.

Hajautetun tuotannon käyttöönottoa haittaavat asiat ja suurimmat ongelmat tämän päivän siirtomaksuihin liittyen ovat eräiden verkonhaltijoiden kauttaaltaan korkeammat maksut, eräiden verkonhaltijoiden korkeat maksut erityisesti pienille tuotantolaitoksille,

puuttuvat tariffit sekä vertailua vaikeuttava kirjava käytäntö. Kalleimmat tariffit estävät käytännössä tuotantolaitosten tulon kyseisiin verkkoihin.

Lisäksi potentiaalinen ongelma hajautetun tuotannon yleistyessä on siirtomaksun vakaus. Pientuottajat voivat parhaimmillaan olla jakeluverkonhaltijalle hyödyksi mm. pienentäen verkon häviöitä. Verkon kannalta huono sijainti aiheuttaa lisähäviöitä. Hajautetun tuotannon lisääntyessä alueellisesti tuottajien yhteisvaikutus voi muuttua tilanteesta riippuen hyvästä huonoksi tai päinvastoin. Koska siirtotariffin on nykysäädösten mukaan oltava tasapuolinen ja syrjimätön, tariffia tulisi muuttaa tilanteen muuttuessa. Tällainen tariffin hintakehityksen epävarmuus vaikeuttaa uusien potentiaalisten pientuottajien kannattavuuslaskelmia.

Jotta hajautettu tuotanto yleistyisi, pientuottajien tulee pystyä kilpailemaan tasavertaisesti paitsi keskenään myös alue- ja kantaverkkoon liitettyjen voimaloiden kanssa. Eräs ratkaisu yllä esitettyihin ongelmiin olisi muuttaa sähkömarkkinalakia niin, että hajautetulle tuotannolle sovellettaisiin samoja maksuperiaatteita kuin kantaverkkoon liitetyle tuotannolle sen sijaan, että sovelletaan samoja periaatteita kuin jakeluverkon kuluttajille. Tämänlainen tuotannon siirtotariffien harmonisointi yli jännitetasojen edistäisi aidos- ti kilpailua erikokoisten ja -tyyppisten tuotantolaitosten välillä.

## **7.6 Uusiutuvien tuotantomuotojen erityiskohtelu**

Sähkömarkkinoiden vapautumisen tuoma kilpailu on vähentänyt energia-alan yritysten mielenkiintoa ja panostusta teknologian kehittämiseen. Tällöin kehitystyö on jäänyt enemmän valtion vastuulle. Lyhyellä aikavälillä päästökauppa korostaa tätä trendiä, sillä päästökaupan myötä investointien epävarmuudet kasvavat. Tämä vaikeuttaa teknologian kehittämistä, sillä kyse on pitkän aikavälin investoinneista.

Suomessa on korkean tason energiateknologian osaamista, josta jatkuvasti kasvava vienti on selkeä osoitus. Tästä osaamisklusterista on pidettävä kiinni, ja päästökauppa- oloissa se on entistäkin tarpeellisempaa osaamista. Päästökaupan myötä on säilytettävä myös pidemmän aikavälin näkökulma ja toimintavalmiudet. Yksistään päästökaupan luomassa lyhyen aikavälin kannustinmekanismissa teknologian kehittämistä ei voida turvata.

Päästökaupan tyyppinen markkinamekanismi, jossa päästöoikeuksien hintataso on mahdotonta ennakoida, ei sovi uusien teknologioiden markkinoille tulon edistämiseen. Biopolttoaineiden käytön uusien tekniikoiden edistämässä ovat erityisen kustannustehokkaaksi osoittautuneet T&K-tuet yhdistettyinä verotuksiin ja investointiavustuksiin. Tuulivoiman osalta näillä ei ole päästy yhtä hyvin tuloksiin. Investointiavustuksia tarvitaan

jatkossakin nopeuttamaan investointipäätöksiä, ja vero- ja tuotantotuilla voidaan kannattavuus turvata päästökaupan takia vaihtelevassa markkinatilanteessa.

Uusiutuvien tuotantomuotojen markkinoille tulon edistämiseksi on käytössä runsas joukko erilaisia taloudellisia edistämiskeinoja. Näitä esitetään taulukossa 20.

*Taulukko 20. Mahdollisia ohjauskeinoja uusiutuvien energiantuotantomuotojen markkinoille tulon edistämiseksi.*

Tuen vaikutusmekanismi	Tukimuoto	Varojen keruu ja tukimuodon käyttö
Kysynnän lisääminen	Sertifikaatit  Uusiutuvilla tuotetun sähkön hankintaosuusvelvoite  Huutokauppa-menettelyt, joihin liittyy pitkäaikainen sähkön myyntisopimus  Markkinapohjainen kysyntä	Sähkön hinnassa, käytössä Ruotsissa, harkitaan Norjassa  Erillinen markkina, käytössä Englannissa  Oli käytössä Englannissa, johti erittäin nykivään markkinaan  Erillismarkkinointi suoraan kuluttajaryhmille. Käytössä esimerkiksi Suomessa, Ruotsissa ja Irlannissa
Hintapremio uusiutuvan tuotannolle	Tuotannon verotuki  Kiinteä myyntitariffi  Kiinteä myyntihintabonus (markkinahinnan päälle)	Verovaroista, käytössä Suomessa ja mm. Yhdysvalloissa  Verovaroista tai sähkön hinnassa, käytössä mm. Norjassa, Saksassa, Espanjassa, Portugalissa ja Itävallassa  Verovaroista tai sähkön hinnassa, käytössä Ruotsissa merituulivoimalle ja optiona Espanjassa
Tuotantokustannusten alentaminen	Investointituki  Lisätty tai nopeutettu poisto-oikeus  Omaa käyttöä vastaavan tuotetun sähkön myyntitulon verovähennysoikeus	Verovaroista, käytössä Suomessa ja Kreikassa  Käytössä Tanskassa ja Saksassa  Käytössä Tanskassa

Tuulivoiman kohdalla nopein kapasiteetin rakentaminen on saavutettu käyttämällä tukimuotona hintapremiota, jossa tuottajalle taataan 10–15 vuodeksi hyvä hinta verkkoon toimitetusta sähköstä (Tanska, Saksa, Espanja). Myös huomattava verotuki on vauhdittanut rakentamista Yhdysvalloissa (PTC lähes 2 c/kWh). Tuottajan kannalta tukijärjestelmän on oltava pitkäjänteinen, koska investoinnit ovat pitkäaikaisia. Investointituesta on muissa Euroopan maissa luovuttu siinä vaiheessa, kun siitä on tullut valtiolle suuri kustannuserä vuosittain rakennetun kapasiteetin kasvaessa suureksi. Tuotantotukijärjestelmässä kustannukset on siirretty kuluttajille.

Suomessa tuulivoimahankkeita on toistaiseksi syntynyt vähän huolimatta tuntuvasta investointituesta. Tämä johtuu osittain tuotantokustannusten suuresta vaihteluvälisestä. Uutta, riskejä sisältävää teknologiaa otetaan käyttöön ainoastaan sijoituspaikoilla joissa tuulisuus on arvioitu erittäin hyväksi. Päästökaupan myötä tapahtuva sähkön markkinahinnan nousu toisi uusia sijoituspaikkoja kannattavuuskriteereiden piiriin sekä sitä myötä lisää hankkeita. Tuulivoima tarvitsee kuitenkin edelleen tukia ollakseen kannattavaa. Suomessa nykyisellä investointitukijärjestelmällä ei saavuteta tuulivoimalle asetettua 500 MW:n tavoitetta, ellei energiatuen budjettia lisätä nykyisestä tai energiatukea kohdisteta pääasiassa tuulivoimalle. Rakentamalla ensimmäiset 500 MW on mahdollista saavuttaa alempi tuotantokustannustaso. Tämä vaatii sekä globaalin teknologiakehityksen että positiiviset käyttökokemukset Suomen oloissa.

Pienten lämpökuormien hyödyntäminen sähkön tuotannossa (pienimuotoinen CHP) edellyttää jatkossakin investointi- ja käyttötukia. Lisäksi sähköverkkoon liittymisen rajoituksia ja kustannuksia on vähennettävä.

Biopolttoaineiden saatavuutta voidaan lisätä merkittävästi hyödyntämällä peltoja energiakasvien viljelyyn ja käyttämällä ympäristöä vahingoittavia tai kaatopaikoille aiemmin vietyjä jätteitä energian tuotantoon. Biopolttomarkkinoiden toimivuudesta huolehtiminen on tärkeää, jotta markkinoilla on useita toimijoita kilpailun mahdollistamiseksi.

## 7.7 Windfall-investointikannuste

Windfall-voitoksi kutsutaan päästökaupan yhteydessä tilannetta, jossa tuottaja päästökaupan myötä saa tuotteestaan entistä paremman hinnan ilman omia aktiivisia toimia (kohta 6.1.1). Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla tällainen tilanne syntyy etenkin vesivoiman omistajille ja ruotsalaisen ydinvoiman omistajille, joiden voimalaitokset tuottavat sähköä pörssiin. EU:n päästökaupan myötä on herännyt keskustelua siitä, tulisiko valtion puuttua tähän ns. ansiottomaan arvonnousuun, joka tulee syntymään lainsäädäntötoimenpiteen myötä johtuen pörssisähkön marginaalihinnoitteluperiaatteesta.

Tämän selvitystyön johtopäätöksenä on, että ns. Windfall-voittojen verotusta ei ole järkevää toteuttaa fiskaalisena elementtinä. Fiskaalisena elementtinä Windfall-voittojen verotus monimutkaistaisi entisestään verojärjestelmää eikä voitaisi taata, että lisäverotus sellaisenaan edesauttaisi energia-alan järkevää kehitystä ja päästökaupan alkuperäisten tavoitteiden toteutumista. Myös VATT:n tähän selvitystyöhön tekemät kansantaloudelliset laskelmat indikoivat, että fiskaalinen veroinstrumentti yhdessä sähköntuottajien vapaan hinnoittelun kanssa ei toisi kansantaloudelle olennaisia hyötyjä (Honkatukia 2004).

Mikäli ns. Windfall-voittoja halutaan verottaa, olisi se toteutettava niin, että kerätyt verot ainakin osittain palautettaisiin palvelemaan Suomen energijärjestelmän kehittämistä energiapolitiittisten tavoitteiden mukaisesti. Eräs mahdollisuus tähän voisi olla ns. Windfall-investointikannuste. Keskeinen osa tässä olisi varojen palautuminen investointitukena ja edullisena lainana niihin hankkeisiin, joilla lisätään päästötöntä energiantuotantoa Suomeen. Järjestelmän toteuttaminen vaatisi monien yksityiskohtien jatkoselvittämistä ja ratkaisemista. Peruseriaate mekanismissa olisi voittojen palauttaminen Suomen energijärjestelmän edelleen kehittämiseen päästökaupan tavoitteiden mukaisesti.

Myös VATT:n tekemät laskelmat indikoivat, että mikäli Windfall-verotusmekanismilla synnytetäisiin uutta kapasiteettia maahan, olisivat kansantaloudelliset vaikutukset myönteiset verrattuna tilanteeseen, jossa mekanismia ei ole. Hyödyt korostuisivat korkeiden päästöoikeuksien hintojen tilanteessa. Investointikannustinmekanismi estäisi erityisesti investointien pienenemisen päästökaupan myötä, mikä muutoin tapahtuisi. Haitalliset vaikutukset kansantuotteeseen, kulutukseen ja työllisyyteen jäisivät myös jonkin verran pienemmiksi. Taulukossa 21 esitetään eri verotusvaihtoehtojen kansantaloudellisia vaikutuksia (Honkatukia 2004). Taulukossa esitetään myös maakaasun verotuksen muuttaminen hiilisisältöön perustuvaksi ja sen vaikutukset.

*Taulukko 21. Eri verotusvaihtoehtojen kansantaloudelliset vaikutukset eri päästöoikeuksien hinnoilla (% verrattuna KTM:n WM-skenaarioon ilman päästökauppaa) (Honkatukia 2004).*

	Nyky: 5 €	Nyky: 10 €	Nyky: 20 €	CO <sub>2</sub> : 5 €	CO <sub>2</sub> : 10 €	CO <sub>2</sub> : 20 €	Kannustin: 5 €	Kannustin: 10 €	Kannustin: 20 €	Voittovero: 5 €	Voittovero: 10 €	Voittovero: 20 €
Kansantuote	-0,5	-0,6	-0,9	-0,4	-0,5	-0,7	-0,5	-0,5	-0,6	-0,5	-0,5	-0,7
Kulutus	-1,2	-1,5	-2,2	-1,1	-1,2	-1,7	-1,2	-1,3	-1,6	-1,3	-1,3	-1,7
Investoinnit	0,0	0,0	-0,2	0,0	0,0	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
Työllisyys	-0,3	-0,3	-0,6	-0,2	-0,2	-0,5	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,3	-0,4

Taulukossa esitetyt verotuksen vaihtoehdot ovat:

**Nyky:** Nykyinen verorakenne säilyisi voimassa, mutta veroja korotettaisiin päästökaupan ulkopuolisella sektorilla sektorin päästötavoitteen saavuttamiseksi.

**CO<sub>2</sub>:** Maakaasun hiilidioksidivero nostetaan päästöjä vastaavalle tasolle. Veroja korotettaisiin päästökaupan ulkopuolisella sektorilla sektorin päästötavoitteen saavuttamiseksi.

**Kannustin:** Sähköntuotannolle asetettaisiin voittovero. Vero implementoidaan tuotantoverona voittoja ansaitseville tuotantomuodoille siten, että se vastaa niiden arvioituja voittoja. Voittoveroprosentti on erilainen kaikilla tuotantomuodoilla, mikä on varsin vahva oletus. Veron tuotto kohdennetaan uusiutuvien energianlähteiden ja ydinvoiman investointitukeen. Lisäksi oletetaan, että uusiutuvia energianlähteitä voisi tuen vuoksi tulla nopeammin käyttöön kuin perusuralla.

**Voittovero:** Sähköntuotannolle asetettaisiin voittovero. Vero implementoidaan tuotantoverona voittoja ansaitseville tuotantomuodoille siten, että se vastaa niiden arvioituja voittoja. Veron tuotto kohdennetaan yleisenä veronpalautuksina kuluttajille.

Yhteenvedon kansantaloudellisista laskelmista voidaan todeta, että siirtyminen maakaasun kohdalla hiilidioksidipäästöjen mukaiseen verotukseen olisi lasketuista vaihtoehdoista tehokkain vaihtoehto erityisesti päästöoikeuksien hinnan jäädessä alhaiseksi (5–10 €/tonni CO<sub>2</sub>). Windfall-veromekanismin luominen fiskaalisiin tarkoituksiin ja esimerkiksi kohdentaminen kuluttajien veronalennuksiin ei olisi perusteltua verrattuna tuoton suuntaamiseen energia-alan päästöttömiin investointeihin.

Windfall-kannustinmekanismin toteuttaminen vaatisi monien yksityiskohtien jatkoselvittämistä ja perusteellisempaa analyysia, ennen kuin olisi järkevää tehdä päätöstä sen toteuttamisesta. On kuitenkin ilmeistä, että verotuksen rakenteita kehittämällä päästöjen vähentämisen ja päästökaupan haitallisia vaikutuksia kansantaloudelle ja yrityksille olisi mahdollista lieventää (ks. myös kohta 7.10).

## 7.8 Osittainen vertikaalinen integraatio

Sähköntuotannolle on tyypillistä hidasliikkeisyys investointien suuruudesta ja pitkäikäisyydestä johtuen. Investoinnit kannattaa toteuttaa suurina yksikköinä sähköntuotannon merkittävän skaalaedun vuoksi. Lisäksi energiajärjestelmämme on rakennettu pitkälti suuria keskitettyjä tuotantoyksiköitä varten.

Uusien investointien toteutus on pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla aiempaa riskialttiimpaa. Valtakunnan rajat eivät enää muodosta markkina-alueen rajoja entisessä mielessä. Jos tuottaja rakentaa uuden laitoksen ilman pitkäaikaista sopimusta ostajan kanssa, hän altistuu spot-markkinoiden hintariskille, jos hinta-arvio poikkeaa odotuksista. Jos tuottaja päättää rakentamisen jälkeen tavoitella pitkäaikaista toimitussopimusta, altistuu hän ostajan hyväksikäytölle. Vastaavasti, jos tukkuostaja (teollisuuslaitos tai sähköjakeluyhtiö) ei tee pitkäaikaista sopimusta myyjän kanssa vaan ostaa spot-markkinoilta, hän altistuu hinta- ja saatavuusriskille. Näin siis tukkumarkkinoiden molemmin puolin on kannustin pitkäaikaiseen yhteistyöhön. Äärimmilleen vietynä tämä

johtaa vertikaaliseen integraatioon, siis tuotannon ja tukkuoston ja mahdollisen vähittäismyynnin yhdistämiseen samaan yhtiöön. Näin tarjonta ja kysyntä kohtaavat yrityksen sisällä.

On siten täysin ymmärrettävää, että suurtuottajat, kuten Fortum ja Vattenfall, ovat sähkömarkkinauudistuksen jälkeen ostaneet paikallisia sähköyhtiöitä. Näin ne pystyvät varmistamaan omalle tuotannolleen ostajan. Ne integroituvat eteenpäin, kulutukseen. Tämän kehityksen seurauksena Suomessa laadittiin laki, jonka mukaan 25 %:n osuus on suurin sallittu omistusosuus sähkön jakelussa.

Sähkön ostajat ovat perinteisesti tehneet yhteistyötä sähkön hankinnassa. Yhteistoiminnan avulla on voitu tehdä suurhankintoja, jotka ovat yksittäisiä hankintapäätöksiä edullisempia. Toinen voimien yhdistämisen muoto on ollut yhteisomisteisten voimalaitosten rakentaminen. Tällöin ostajat integroituvat taaksepäin, tuotantoon. Tällaisen voimalaitoksen tuotanto toimitetaan osakkaille ns. ”Mankala-periaatteen” mukaisesti tuotantokustannushinnalla. Kukin saa sähköstä sen omistusosuuden mukaisen määrän tuotannosta. Osakkaat vastaavat kiinteistä kustannuksista omistusosuuden mukaisessa suhteessa. Suurostajat ovat voineet näin lisätä omaa riippumattomuuttaan suurtuottajista huolimatta siitä, että ne yksinäisinä toimijoina ovat liian pieniä taloudellisesti edullisen kokoisen voimalaitoksen rakentajiksi. Paradoksaalisesti voidaan siis sanoa, että vertikaalinen integraatio näin toteutettuna lisää kilpailua. Kilpailun lisääntyminen tarkoittaa tässä suurten toimittajien markkinaosuuden pienenemistä.

Suomessa käytetty Mankala-periaate on energiaintensiivisen teollisuuden tapa toteuttaa osittaista vertikaalista integraatiota. Vaikka osakas ei välttämättä saa hyvää tuottoa kokonaissijoitukselleen, osakas voi varmistua sähkönhankintakustannuksistaan ja suunnitella sen varassa toimintaansa pitemmällä aikavälillä. Tämä on erityisen tärkeää yrityksille, joille energiakustannus on olennainen osa toiminnan kustannuksia (esim. metsä- ja metalliteollisuus). Erityisesti kapasiteetin ja omavaraisuuden vuoksi Suomessa tulisi kannustaa osuusvoimalaitosten investointeihin.

Mankala-periaate on Suomen oloissa tärkeä ja osoittautunut tarpeelliseksi. Viidennen ydinvoimalan toteutus on hyvä esimerkki periaatteen toimivuudesta. Periaate mahdollistaa teollisuuden kilpailukyvyille tarpeelliset suuret voimalaitosinvestoinnit, joita ei muuten voitaisi toteuttaa.

## **7.9 Erilainen energialaitoksen omistajapolitiikka**

Suomessa on myös muutamia yksittäisiä pienehköjä sähkölaitoksia, jotka toimittavat omalle toimitusvelvollisuusalueelleen sähköä edullisemmin kuin muualle Suomeen.



Näiden yhtiöiden toimintastrategiana on ennemminkin alueen palveleminen edullisella energian hinnalla kuin voiton maksimoiminen. Tällainen omistajakäyttäytyminen poikkeaa perinteisten pörssiyritysten käyttäytymisestä. Näiden yhtiöiden osuus Suomessa toimitetusta sähköstä on kuitenkin niin pieni, että vaikutus markkinoihin on toistaiseksi ollut lähinnä erilaisen hinnoitteluesimerkin tarjoaminen. Tämä voi kuitenkin jatkossa yleistyä jonkin verran ja vahvistaa alueellisten sähköyhtiöiden asemaa. Tuntuvasti markkinoiden pääasiallisesta hinnoittelustrategiasta poikkeava käyttäytyminen on aidon kilpailun kannalta myönteinen asia.

## 7.10 Yhteenveto ehdotetuista veromuutoksista

EU:n päästökauppa muuttaa olennaisesti kansallisen verotuksen asemaa päästöjen ohjauskeinona. Päästökauppa kattaa vain osan päästöjä aiheuttavista toiminnoista. Sen vuoksi kansallisten ohjauskeinojen yhtenä tavoitteena tulisi olla ohjaaminen koko kansantaloudelle edullisimpien ja kustannustehokkaimpien päästöjen vähennyskeinojen käyttöönottoon. Päästöjen vähentämisen toimien suunnittelussa tulisi huomioida tasapainoisesti kaikki päästöjä aiheuttavat sektorit ja eri toimien kustannustehokkuudet.

Seuraavassa esitetään yhteenveto tässä selvitystyössä esiin nousseista tarpeista veromuutoksiin päästökaupan myötä. Toimien yleisinä tavoitteina ovat siirtyminen kestävä kehityksen mukaiseen kulutuksen verotukseen, fossiilisten polttoaineiden keskenään tasapuolinen kohtelu ja kotimaisen puun kilpailukykyyn ja pienkäytön käyttöönoton edistäminen sekä yhteistuotannon edistäminen, joka varmistaa polttoaineiden käytön maksimaalisen tehokkuuden.

- Maakaasun verokohtelu tulisi muuttaa hiilisisältöön perustuvaksi, vastaten maakaasun hiilipitoisuutta suhteessa kivihiiileen.
- Kevyen polttoöljyn verotusta lämmityskäytössä tulisi nostaa. Tällä hetkellä öljyn käyttöä lämmityksessä suositaan perusteettomasti suhteessa sen hiilidioksidipäästöihin ja suhteessa esimerkiksi muiden Pohjoismaiden verokohteluun. Verokohtelua voitaisiin muuttaa päästökaupan myötä lämmityssähkön arvioitua hinnannousua vastaavasti, jolloin sillä olisi todennäköisesti jo tuntuva puun käyttöä edistävä vaikutus. Lämmitysöljyn puutuotteilla korvaamisen potentiaaliksi vuoteen 2010 mennessä on arvioitu noin 6 TWh (kohta 7.2.1). Esimerkiksi verotuksen nostaminen 10 snt:iin/l lisäisi valtion verotuloja noin 150 miljoonaa euroa vuodessa, ja mikäli öljyä korvautuisi puutuotteilla 6 TWh, vähenemä hiilidioksidipäästöissä olisi noin 1,6 Mt CO<sub>2</sub> (2,3 % Suomen v. 2003 hiilidioksidin kokonaispäästöistä).

- Siirtymistä lämmön kulutuksen verotukseen tulisi selvittää. Mahdollisen muutetun järjestelmän tulisi pitää sisällään palautemekanismit varmistamaan kotimaisien polttoaineiden asema.
- Niin sanottua Windfall-verotusta päästöttömille sähköntuotantomuodoille ei tulisi luoda fiskaalisista syistä. Kansantaloudellisesti perusteltu tapa toteuttaa järjestelmä olisi sellainen, jossa varmistetaan kerättyjen varojen palautuminen energia-alan kehittämiseen ja erityisesti investointeihin päästöttömiin energiamuotoihin, mikä on myös päästökauppajärjestelmän alkuperäinen tarkoitus.
- Tulisi selvittää mahdollisuuksia muuttaa verotusta niin, että se suosisi nykyistä enemmän yhdistettyä sähkön- ja lämmöntuotantoa ja edesauttaisi sen laajentamista ja rakennusasteen nostamista sekä muiden teknologisten parannusten käyttöönottoa.

## **7.11 Esitettyjä vastatoimia päästökaupan aiheuttamia sähköntuotannon lisävoittoja vastaan muissa EU-maissa**

### **7.11.1 Niukka alkujako lauhdetuotannolle**

EU-maista Ruotsi ja Tanska ovat ilmoittaneet jakavansa hiililauhteelle niukasti ilmaisia päästöoikeuksia. Valtio jakaa Ruotsissa ja Tanskassa noin 65 % tarvittavista päästöoikeuksista, jolloin yritykset joutuvat joko ostamaan markkinoilta tarvittavat lisävähennykset, tekemään päästöjen vähennystoimia tai rajoittamaan tuotantoaan. Tosin Ruotsissa lauhdetuotannon osuus sähköntuotannosta on niin pieni, että sillä ei ole juurikaan käytännön merkitystä. Niukka ilmaisten lupien jakopolitiikka on tavallaan vastatoimins. Windfall-voittoja vastaan. Esim. hiilivoimaa tuottavalle yhtiölle ei synny Windfall-voittoa, mikäli se joutuu todella ostamaan markkinahintaan kaikki tarvitsemansa päästöoikeudet.

### **7.11.2 Irlanti**

EU-maista Irlanti on ilmoittanut suunnittelevansa myös lainsäädäntötoimia sähköntuottajan Windfall-voittoja vastaan (CER 2004). Irlannissa sähköntuotantosektori on saanut valtiolta ilmaisia päästöoikeuksia noin 77 % arvioidusta tarpeesta ensimmäiselle päästökauppajaksolle. Irlannin hallitus on tehnyt periaatepäätöksen, joka mahdollistaa ns. Windfall-voittojen verottamisen sähköntuottajilta. Ajatuksena on ollut, että suurin osa mahdollisesta tuotosta kierrätettäisiin takaisin alentamaan sähkön vähittäishintoja, ja pieni osa tuotosta käytettäisiin esimerkiksi uusiutuvien energialähteiden tutkimukseen. Parhailtaan tutkitaan eri toteuttamisvaihtoehtoja.

### **7.11.3 Euroopan energiaintensiivisen teollisuuden malli**

Euroopan energiaintensiivinen teollisuus on esittänyt mallia, jossa päästöoikeuksien ostaminen erotettaisiin sähkömarkkinoista (Elektrowatt-Ekono 2004b). Mallin ajatuksena on, että todelliset sähköntuottajien päästöoikeuksien ostokustannukset jaettaisiin sähkön kuluttajien kesken sen sijaan, että ostokustannus nostaisi sähkön marginaalihintaa.

Ehdotetun mallin merkittävänä puutteena on kuitenkin, että mekanismi suureksi osaksi poistaisi päästökaupan ohjausvaikutuksen. Lisäoikeuksien ostotarpeesta ei aiheutuisi sähköntuottajille kustannusta. Ainoa jäljelle jäävä ohjausvaikutus olisi mahdollisten ylimääräisten päästöoikeuksien myynti. Toimintamallissa ei myöskään pystyttäisi takaamaan, ettei ylihinnottelua esiintyisi.

## 8. Ehdotus Suomen strategiaksi

EU:n päästökauppa on Suomelle merkittävä uusi energia-alan mekanismi, jolla tulee erityisesti pidemmällä aikavälillä olemaan hyvin laaja-alaisia ja merkittäviä vaikutuksia. Suomi on EU:n mittakaavassa huomattavan energiantensiivinen ja taloudeltaan painotunut energiantensiiviseen vientisektoriin. Suomi on pieni markkina-alue, jonka sisäiset jouston mahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Energiankäyttö Suomessa on perinteisesti hyvin tehokasta, esimerkiksi energiantuotannon polttoaineiden käytön keskimääräisessä hyötysuhteessa olemme Euroopan huippua. Näiden tekijöiden johdosta EU:n päästökauppa on Suomelle poikkeuksellisen merkittävä.

EU:n päästökauppa on toimeenpantu nopealla aikataululla ja Suomessa päästökaupan valmistelu on jouduttu hoitamaan asian merkitykseen nähden liian pienillä resursseilla. On nähtävissä, että EU:n päästökaupan merkitys kasvihuonekaasujen päästöjä rajoittavana instrumenttina tulee jatkossa kasvamaan samalla, kun päästöjen rajoittamisvaatimukset tiukkenevat. Suomi on EU-25:n mittakaavassa pieni toimija, jonka kansallinen etu jää helposti jalkoihin suurten maiden ajaessa omaa linjaansa.

Näistä syistä johtuen tässä selvitysmiehen raportissa katsotaan tarpeelliseksi ehdottaa Suomelle tähänastista aktiivisempaa strategiaa energiajärjestelmän varmuuden ja kansallisesti tärkeiden näkökulmien varmistamiseksi ja tiukkeneviin päästörajoituksiin varautumiseksi.

### 8.1 Riittävät resurssit ja tietopohja päästöjen rajoitusneuvotteluihin

Suomessa ilmastoneuvottelut ja EU:n päästökaupan valmistelu on tähän asti jouduttu hoitamaan asian merkitykseen nähden liian pienillä resursseilla. Suomen on jatkossa panostettava erityisesti kauppa- ja teollisuusministeriön hallinnonalalla päästöjen rajoittamisen valmisteluun ja riittävän tietopohjan hankkimiseen huomattavasti tähänastista enemmän. On kysymys kansantaloudellemme hyvin tärkeiden sektorien toiminnan edellytyksistä ja koko energiajärjestelmämme luotettavuudesta. Riittävillä resursseilla on varmistettava, että kansallisesti tärkeät näkökulmamme huomioidaan ilmastoneuvotteluissa ja EU:n päästökaupan tulevien jaksojen pelisääntöjen määrittämisessä. On varmistettava riittävän tietopohjan hankkiminen ajoissa tukemaan sekä kansainvälisiä neuvotteluja että kansallisia strategioita ja toimia, jotka kustannustehokkaimmin vähentävät päästöjä. Kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisessä on Suomessa lyhyelläkin aikavälillä kyse miljardeista euroista.

## 8.2 Nyt on tehokkaan varautumisen aika

EU:n päästökaupan ensimmäinen jakso 2005–2007 ei tule vielä voimakkaasti muuttamaan toimintaympäristöä. On nähtävissä, että päästökaupan hintataso jää melko alhaiseksi ja päästökaupan volyymit pieniksi. Lisäksi valtioiden runsas ilmaisjako lieventää vaikutuksia. Kioton kaudella 2008–2012 vaikutukset tulevat olemaan tuntuvasti voimakkaampia. Lisäksi on mahdollista, että Kioton kauden jälkeen päästöjen rajoitusvaatimukset edelleen tiukkenevat, ja päästökauppaan osallistuvien toimijoiden määrä on entistä suurempi.

Suomen on käytettävä nyt käsillä oleva aika mahdollisimman tehokkaaseen varautumiseen tuleviin tiukempiin jaksoihin EU:n päästökaupassa ja kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisessä. Suomen on aktiivisilla toimilla saatava lisää kotimaisia investointeja vähempipäästöiseen energiantuotantokapasiteettiin. Vain siten voimme suojautua päästökaupan haitallisia sivuvaikutuksia vastaan. Teknologian kehittäminen ja tehokas käyttöönotto kaikilla sektoreilla ovat tärkeitä toimia sekä lyhyellä että pitkällä aikajänteellä.

Päästöjen kustannustehokkaassa vähentämisessä on huomioitava kaikki sektorit ja käytävä kattavasti läpi myös ei-päästökaupasektori sekä energiankulutuksen vähentämismahdollisuuksien rooli. Suomen tulisi myös selvittää perusteellisesti mahdollisuudet Kioton mekanismien käyttöön, sillä ne voivat olla edullisempia kuin kotimaiset päästöjen vähennystoimet ja niitä voidaan käyttää myös suomalaisen vientiteollisuuden edistämiseen.

## 8.3 Pienempipäästöistä sähköntuotantokapasiteettia on lisättävä Suomeen

Päästökauppa ei tule automaattisesti lisäämään investointeja vähempipäästöiseen kapasiteettiin pohjoismaisilla markkinoilla. Merkittävimpien pohjoismaisilla markkinoilla käytettävien päästöttömien energianlähteiden, vesi- ja ydinvoiman, rakentaminen on tarkasti säädeltyä. Lisäksi on nähtävissä, että päästökaupan ja muiden olosuhteiden aikaansaama epävarmuus investointien kannattavuusoletuksissa pikemminkin hidastaa kaiken uuden päästöjä vähentävän kapasiteetin rakentamista.

Energiajärjestelmämme varmuuden kannalta on tällä hetkellä erittäin tärkeää, että investoinnit uuteen kapasiteettiin saadaan käyntiin. Kotimaiset investoinnit on tehtävä energiajärjestelmän monipuolisuus säilyttäen. Energiainfrastruktuuri on yhteiskunnalle niin elintärkeä, että sen toimivuutta ei saa vaarantaa. Sen vuoksi myöskään tuontisähkön osuus sähköntuotantokapasiteetista ei saa nousta liian korkeaksi ja tuontisähkön on olta-

va korvattavissa myös kotimaisella tuotannolla. Lisäksi on hyvä muistaa, että tuontienergian myötä energiakaupan voitot ohjautuvat ulkomaille.

Suomessa on myös pyrittävä mahdollisimman tehokkaasti energia- ja teollisuusjärjestelmän hiili-intensiteetin edelleen vähentämiseen. Myös toimet, joita voidaan toteuttaa jo lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä, vähentävät päästökaupan haitallisia vaikutuksia ja voivat jopa tuoda Suomelle kilpailukykyä.

#### **8.4 Ilmastositimusten kattavuuden ajaminen kansainvälisissä neuvotteluissa**

On hyvä, että EU toimii aktiivisesti kansainvälisessä ilmastopolitiikassa. Ilmastonmuutoksen hillitsemisen kannalta kaikkein olennaisinta on, että päästöjen rajoittamisopimukset saadaan nykyistä kattavammiksi. Yhdysvaltojen ja Venäjän lisäksi erityisesti kehittyvät maat, kuten Kiina ja Intia, ovat avainasemassa globaalin päästökaupan hillitsemisessä. Teollisuusmaiden rooli on tehdä päästövähennyksiä eturintamassa joutuessaan muun muassa kehittyviä maita paremmista taloudellisista edellytyksistä. Sitoviin päästöjen vähentämissopimukseen tulisi saada kaikki teollisuusmaat. On ilmeistä, että tuleviin globaaleihin päästösopimukseen tarvitaan myös muunlaisia elementtejä kuin sitovia päästökauppiintöitä erityisesti kehittyvien maiden mukaantulon varmistamiseksi. Tällaisia elementtejä voivat olla esimerkiksi sopimukset teknologian kehittämisestä ja käyttöönnoton tukemisesta kehittyvissä maissa.

Kioto-sopimuksen ja EU:n päästökaupan rakenteen kaltaiset kansalliset päästökauppiintöt sopivat huonosti globaaliin markkinatalouteen, jossa kansainväliset yritykset toimivat globaaleilla markkinoilla. EU:n päästökaupan tulisi jatkossa perustua nykyistä enemmän parhaan käytettävissä olevan tekniikan periaatteelle. Tähänastisissa mekanismeissa niitä ei ole riittävästi huomioitu.

EU:n tulisi suunnata päästöjen rajoittamisen voimavaroja sopimusten kattavuuden lisäämiseen myös muihin maaryhmiin. Tämä on ainoa tehokas tapa saada aikaan todellisia globaaleja päästöjen vähennyksiä. Yksipuolinen eteneminen voi enenevässä määrin johtaa päästöjä aiheuttavan teollisuuden siirtymiseen rajoitusten ulkopuolisiin maihin, mikä voi johtaa nettopäästöjen kasvamiseen.

#### **8.5 Toimet päästökaupan oikean toimivuuden varmistamiseksi**

Luvussa 7 esiteltiin toimenpiteitä, joiden avulla voidaan vaikuttaa siihen, että päästökauppa alkaa toimia mahdollisimman hyvin sen alkuperäisiä tavoitteita vastaavasti sekä

eri kuluttajaryhmien kannalta oikeudenmukaisesti ja Suomen energiapolitiittiset tavoitteet huomioiden. Näistä toimista keskeisimpiä ovat:

- Markkinoiden toimintaa edistävät toimet
  - Aidosti kilpailun markkinatilanteen varmistaminen ja markkinaviranomaisten toimivallan lisääminen
  - Kysynnän hintajoustop lisääminen
  - Sähkötuotteisiin valinnanvaraa
  - Valtion omistajapolitiikan selkiyttäminen
- Vähempipäästöisen kapasiteetin lisääminen Suomeen
  - CHP-tuotannon edistäminen
  - Päästöoikeuksien jako jatkossa kannustamaan yhdistettyyn sähkön- ja lämmöntuotantoon
  - Uusiutuvat energialähteet
  - Pientuotannon verkkoon liitännän tariffioinnin kehittäminen pienimuotoisen hajautetun tuotannon mahdollistamiseksi
  - Ydinvoima
- Teknologian kehittäminen ja käyttöönoton edistäminen
- Mankala-periaatteen tukeminen
- Tutkimuksen ja päätöksenteon valmistelun resurssien parantaminen
  - Ilmastopolitiikan valmistelun parempi resursointi, erityisesti kauppa- ja teollisuusministeriön hallinnonalalle
  - Poliitiikan valmistelua tukevien selvitysten resursointi ja riittävän aikainen varautuminen myös selvitystoiminnassa
  - Energia-alan T&K-panostuksen lisääminen ja entistä parempi strateginen suuntaaminen palvelemaan Suomen kannalta tärkeimpien osa-alueiden kehittämistä, markkinoille saamista ja teknologian vientiä.

Suosituksia jatkoselvityksiksi päästökauppaan ja päästöjen vähentämiseen varautumisessa esitetään liitteessä E.

## 9. EU:n päästökaupan kehitysvaihtoehtoja

On todennäköistä, että EU:n päästökaupan rooli EU:n sisäisenä päästöjen vähentämisen mekanismina tulee jatkossa kasvamaan. Nyt aloitettava päästökaupan ensimmäinen jakso kattaa vuodet 2005–2007, ja seuraavan jakson 2008–2012 säännöt on määrä lyödä lukkoon vuoden 2006 kesään mennessä. On luultavaa, että EU:n komissio pyrkii muuttamaan järjestelmää esimerkiksi lisäämällä mukaan otettavia sektoreita tai kasvihuonekaasuja.

Uusien kaasujen, kuten metaanin, typpioksiduulin tai fluorattujen kaasujen tai uusien sektorien sisällyttäminen EU:n päästökauppaan voisi muuttaa voimakkaasti sen luonnetta. Periaatteessa muiden kasvihuonekaasujen ja uusien sektorien tuominen mukaan päästökauppaan parantaa kustannustehokkuutta. Erityisesti muiden kaasujen kuin hiilidioksidin vähentämisessä on olemassa useita erittäin kustannustehokkaita toimia.

Muiden kaasujen kuin hiilidioksidin päästöarvioissa on kuitenkin hiilidioksidiin verrattuna erittäin suuria epävarmuuksia. Esimerkiksi EU:n päästökaupan hiilidioksidipäästöjen epävarmuuden on arvioitu olevan  $\pm 3\%$  (95 %:n luottamusvälillä) (Monni ym. 2004). Metaanin ja typpioksiduulin mukaan ottaminen lisäisi kaupassa mukana olevaa kokonaispäästömäärää ainoastaan 2 %, mutta kasvattaisi epävarmuuden  $-4\% \dots +7\%$ :iin. Tämä johtuu siitä, että metaanipäästöjen epävarmuus on tyypillisesti luokkaa  $\pm 50\%$  ja typpioksiduulin päästölähteestä riippuen jopa  $-100\% \dots +1\,000\%$  (Monni ym. 2004).

Päästökauppaa ajatellen epävarmuudet tuovat ongelmia. Epävarmuuksien pienentäminen esimerkiksi laitoskohtaisilla mittausvelvoitteilla nostaisi osallistuvien laitosten kustannuksia huomattavasti. Toisaalta on syytä kyseenalaistaa hyvin huonosti tunnetuilla päästöillä käytävän kaupankäynnin mielekkäisyys.

Eri sektoreista jatkossa mukaan otettavaksi on EU:n komission taholta esitetty erityisesti liikennettä. Tämä muuttaisi tuntuvasti EU:n päästökaupan dynamiikkaa. Koska EU:n tasolla liikenteen päästöt ovat voimakkaassa kasvussa, on mahdollista että liikenteestä tulisi merkittävä ostava sektori. Tämä riippuu kuitenkin järjestelmän tarkemmasta määrittelystä.

Yhteenvetona voidaan todeta, että EU:n päästökaupan Kioton kauden 2008–2012 sääntöjen määrittely on myös Suomen kannalta erittäin merkittävä päätös. Suomen tulisi riittävän ajoissa selvittää eri vaihtoehtojen merkitystä sekä Suomen että kokonaisuuden kannalta omien kantojensa muodostamiseksi.

Pidemmällä aikavälillä päästökauppajärjestelmän maantieteellistä kattavuutta tulisi edelleen pyrkiä laajentamaan. EU:n päästökaupan tulisi jatkossa myös perustua nykyistä



enemmän parhaan käytettävissä olevan tekniikan periaatteelle. Päästokiintiöintiä olisi mahdollista kehittää enemmän toimialakohtaiseksi maakohtaisen allokoinnin ja selkeiden vaatimustasojen eroavaisuuksien sijaan. Tämä parantaisi päästökaupan perustarkoituksen toteutumista.

Olisi myös erittäin toivottavaa, että sekä globaalin ilmastopolitiikan että EU:n päästökaupan kehityksen osalta pystyttäisiin saamaan parempi varmuus tulevista vaatimuksista. EU:n päästökaupan ympärillä vallinnut epävarmuus ja edelleen olemassa oleva epävarmuus tulevista pelisäännöistä ovat haitallisia toimijoiden investointipäätöksille. Investoinnit uuteen kapasiteettiin ovat pitkäjänteisiä, suuria päätöksiä, ja päästökaupan tuoma lisääntynyt epävarmuus toimintaympäristössä pikemminkin jarruttaa investointeja vähempipäästöiseen kapasiteettiin kuin lisää niitä.

## 10. Yhteenveto

EU:n päästökaupan suuria hyötyjiä ovat EU:n vahvat maat Ranska ja Saksa. Ranskan saama hyöty johtuu sen suuresta ydinvoimatuotannon osuudesta. Saksa saa päästökaupan myötä tuntuvaa hyötyä sen entisen Itä-Saksan alueen energiantuotannon jo muutenkin taloudellisesti kannattavasta tehostamisesta. Häviäjiä ovat EU:n pienet, energiantuotannoltaan ja -kulutukseltaan jo valmiiksi tehokkaat maat, jotka eivät Kioton neuvotte- luissa onnistuneet takaamaan itselleen oikeudenmukaista liikkumavaraa.

Suomelle EU:n päästökauppa on merkittävä uusi energia-alan mekanismi, jolla tulee pidemmällä aikavälillä olemaan hyvin laaja-alaisia ja merkittäviä vaikutuksia. Suomi on EU:n mittakaavassa huomattavan energiantensiivinen ja taloudeltaan painottunut energiantensiiviseen vientisektoriin. Suomi on pieni markkina-alue, jonka sisäiset jouston mahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Energiankäyttö Suomessa on perinteisesti hyvin tehokasta, esimerkiksi energiantuotannon polttoaineiden käytön keskimääräisessä hyötysuhteessa olemme Euroopan huippua. Näiden tekijöiden johdosta EU:n päästökauppa on Suomelle poikkeuksellisen merkittävä.

EU:n päästökauppa on toimeenpantu nopealla aikataululla ja Suomessa päästökaupan valmistelu on jouduttu hoitamaan asian merkitykseen nähden aivan liian pienillä resursseilla. On nähtävissä, että EU:n päästökaupan merkitys kasvihuonekaasujen päästöjä rajoittavana instrumenttina tulee jatkossa kasvamaan samalla, kun päästöjen rajoittamisvaatimukset tiukkenevat. Suomi on EU-25:n mittakaavassa pieni toimija, jonka kansallinen etu jää helposti jalkoihin suurten maiden ajaessa omaa linjaansa. Suomen on jatkossa panostettava päästöjen rajoittamisen valmisteluun ja riittävän tietopohjan hankkimiseen huomattavasti tähänastista enemmän. On kysymys kansantaloudellemme hyvin tärkeiden sektorien toiminnan edellytyksistä ja koko energijärjestelmämme luotettavuudesta. Näitä etuja on ajettava riittäväillä resursseilla ja on varmistettava riittävän tietopohjan hankkiminen ajoissa tukemaan strategioita ja toimia, jotka kustannustehokkaimmin vähentävät päästöjä. Päästöjen kustannustehokkaassa vähentämisessä on huomioitava kaikki sektorit ja käytävä kattavasti läpi myös ei-päästökauppasektori.

EU:n päästökaupan ensimmäinen jakso 2005–2007 ei tule vielä paljonkaan muuttamaan toimintaympäristöä. On nähtävissä, että päästökaupan hintataso jää melko alhaiseksi ja päästökaupan volyymit pieniksi. Lisäksi valtioiden runsas ilmaisjako lieventää vaikutuksia. Kioton kaudella 2008–2012 vaikutukset tulevat olemaan tuntuvasti voimakkaampia. Lisäksi on mahdollista, että Kioton ensimmäisen velvoitekauden jälkeen päästöjen rajoitusvaatimukset edelleen tiukkenevat ja päästökauppaan osallistuvien toimijoiden määrä on entistä suurempi. On odotettavissa, että ensimmäisellä jaksolla päästöoikeuksille ei muodostu likvidejä markkinoita ja että hintataso jää alle 10 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kioton kaudella päästörajoitusten toteutuessa hintataso on noin 10–20 €/tonni

CO<sub>2</sub>, riippuen mm. mukana olevista sektoreista ja kaasuista. Hintatasolla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> sähkön keskimääräinen hinnannousu pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla olisi noin 7,5 €/MWh.

Päästökaupan ensimmäisellä jaksolla 2005–2007 merkittävä osa päästöoikeuksista on saatu ilmaiseksi. On kuitenkin hyvin mahdollista, että pohjoismaisille markkinoille sähköä tuottavat ja myyvät toimijat siirtävät päästöoikeuksien marginaalikustannuksen täysimääräisenä myymänsä sähkön hintaan. Tämä johtuu siitä, että toimija pyrkii maksimoimaan voittoa, ja sillä on aina mahdollisuutena myydä päästöoikeutensa eteenpäin. Toimija arvostaa myös ilmaiseksi saatuja päästöoikeuksiaan niiden maailmanmarkkinahintaa vastaavasti.

Päästökauppa tulee aiheuttamaan ns. Windfall-voittojen mahdollisuuden sähköntuottajille, ja on erittäin luultavaa, että merkittävä osa tuottajista tulee hinnoittelemaan sähkön tämän mukaisesti. Kaikki päästöttömästi tuottavat, jotka ovat rakentaneet kapasiteettia muista kuin päästökaupan lähtökohdista, saavat nyt päästökaupasta ylimääräistä voittoa. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimpia lisävoittojen saajia ovat norjalaiset ja ruotsalaiset vesivoiman omistajat sekä ruotsalaisen ydinvoiman omistajat. Esimerkiksi päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> todennäköinen Windfall-voiton määrä näille tuottajille olisi noin 1,5 miljardia euroa vuodessa. Suomen sähköjärjestelmässä vuotuinen Windfall-voittojen määrä olisi suuruusluokkaa 400 miljoonaa euroa, mikäli päästöoikeuksien hinta olisi 10 €/tonni CO<sub>2</sub>. Tämä on suurempi kustannuserä loppukuluttajille kuin mitä päästöjen rajoittamisen suorat kustannukset ovat Suomen kansantaloudelle Kioton tavoitteeseen pääsemiseksi.

Tämän selvitystyön johtopäätöksenä on, että ns. Windfall-voittojen verotusta ei ole järkevää toteuttaa fiskaalisena elementtinä. Mikäli ns. Windfall-voittoa halutaan verottaa, olisi se toteutettava niin, että kerätyt verot palautettaisiin palvelemaan Suomen energiajärjestelmän kehittämistä energiapoliittisten tavoitteiden mukaisesti. Eräs mahdollisuus tähän voisi olla ns. Windfall-investointikannuste.

Päästökaupassa suurimpia suhteellisia häviäjiä suomalaisista toimijoista tulevat olemaan pieni ja keskisuuri teollisuus, pienkuluttajat sekä ne energiaintensiivisen teollisuuden edustajat, joilla ei ole omaa tai osakuustuotantoa. Näihin toimijoihin markkinasähkön hinnan nousu vaikuttaa täysimääräisesti. Esimerkiksi päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> asumisen ja maatalouden sähkönkulutukseen kohdistuva lisälasku olisi Suomessa noin 150 miljoonaa euroa vuodessa.

Yrityksille, jotka ovat sähkön saannin suhteen omavaraisia, joilla on päästötöntä tuotantoa ja ajoittain mahdollisuus myydä sähköä pörssiin, päästökauppa voi aluksi olla jopa edullinen. Ilmaisjakotilanteessa osuusvoimalaitosten tuotantokustannuksiin ei sisälly

päästömaksuja. Koska osuusvoimalaitosten sähkön hinta nousee vähemmän kuin sähkön markkinahinta, osuusvoiman omistajat saavat etua markkinoilta ostaviin kilpailijoihinsa verrattuna. Metsäteollisuudella on mahdollista lisätä raaka-aineen hankintaansa yhdistettynä puupolttoaineiden hankintaan ja muidenkin biopolttoaineiden käyttöä siihen soveltuvan voimalaitoskapasiteetin takia edullisemmin kuin muiden toimijoiden, kuten kaukolämpösektorin tai sähkön tuottajien. Metsäteollisuuden käytön lisäys puolestaan vähentää muiden sektoreiden mahdollisuutta lisätä puupolttoaineiden käyttöä.

Kuluttajien aktiivisuudella kilpailuttaa sähköyhtiöitä sekä tehokkaalla ja asiantuntevalla viranomaisvalvonnalla voidaan jossain määrin vaikuttaa sähkön hinnoitteluun. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on niin monia erityispiirteitä, että toimiakseen tehokkaasti niitä tulee valvoa riittävällä viranomaisvalvonnalla sekä kansallisella että pohjoismaisella tasolla. Tämä tarve korostuu päästökaupan myötä, sillä on nähtävissä, että päästökauppa vaikuttaa aitoa kilpailutilannetta heikentävästi.

Päästökaupan kustannuksia nostavia vaikutuksia Suomessa voidaan lieventää myös lisäämällä vähempipäästöistä energiantuotantokapasiteettia, mikä on linjassa päästökaupan perustavoitteen kanssa. Ilman aktiivisia toimia odotettavissa oleva sähköntuotantokapasiteetin niukkuus sekä pohjoismaisilla markkinoilla että Suomessa tulee aiheuttamaan merkittäviä hintariskejä ja hallitsemattomia hintapiikkejä.

Päästökauppa ei tule automaattisesti lisäämään investointeja vähempipäästöiseen kapasiteettiin pohjoismaisilla markkinoilla. Merkittävimpien pohjoismaisilla markkinoilla käytössä olevien päästöttömien energianlähteiden, vesi- ja ydinvoiman, rakentaminen on tarkasti säädeltyä. Lisäksi on nähtävissä, että päästökaupan ja muiden olosuhteiden aikaansaama epävarmuus investointien kannattavuusoletuksissa pikemminkin hidastaa kaiken uuden päästöjä vähentävän kapasiteetin rakentamista.

Tässä työssä tehtyjen laskelmien mukaan kuudes ydinvoimalaitos olisi sekä kustannuksiltaan edullinen keino hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen että tehokas keino vähentää päästökaupan vaikutusta sähkön hintaan ja siten kaikkien kuluttajaryhmien energialaskuun Suomessa. Kuudes ydinvoimalaitos rajoittaisi päästökaupan aiheuttaman sähkön hinnan nousun noin kolmannekseen siitä, mitä hinnan nousu olisi ilman ydinvoiman lisäystä.

EU:n päästökaupan myötä sähkön tuonnin lisääntyminen Pohjoismaihin muun muassa Virosta ja Venäjältä on todennäköistä. Tällöin päästökauppa lisää nettopäästöjä, mikäli sähköä tuotetaan huonohyötysuhteisissa laitoksissa maissa, joissa on jaettu runsaasti päästöoikeuksia tai jotka ovat EU:n ulkopuolella. Päästökaupan myötä myös investointiedellytykset uuteen lauhdesähkökapasiteettiin ovat eri maissa hyvin erilaiset. Saksassa,

Puolassa ja Virossa on käytettävissä olevien suunnitelmien perusteella parhaat mahdollisuudet uuden lauhdekapasiteetin rakentamiseen.

Suomen on käytettävä nyt käsillä oleva aika mahdollisimman tehokkaaseen varautumiseen tuleviin tiukempiin jaksoihin EU:n päästökaupassa ja kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisessä. Suomen on aktiivisilla toimilla saatava lisää kotimaisia investointeja vähempipäästöiseen energiantuotantokapasiteettiin. Vain siten voimme suojautua päästökaupan haitallisia sivuvaikutuksia vastaan. Teknologian kehittäminen ja tehokas käyttöönotto kaikilla sektoreilla ovat tärkeitä toimia sekä lyhyellä että pitkällä aikajänteellä.

Myös veromuutoksilla on mahdollista tukea merkittävästi kustannustehokasta päästöjen vähentämistä. Tässä työssä ehdotetaan maakaasun verotuksen muuttamista hiilisisältöön perustuvaksi, kevyen polttoöljyn lämmityskäytön verotuksen nostamista kotimaisten puupolttoaineiden käytön lisäämiseksi sekä yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon verotuksen kehittämistä tukemaan nykyistä enemmän sen laajentamista ja teknologisten parannusten käyttöönottoa. Myös siirtymistä lämmön kulutuksen verotukseen tulisi selvittää.

EU:n päästökaupan tulisi jatkossa perustua nykyistä enemmän parhaan käytettävissä olevan tekniikan periaatteelle. Tähänastisessa mekanismissa niitä ei ole riittävästi huomioitu. EU:n tulisi suunnata päästöjen rajoittamisen voimavaroja sopimusten kattavuuden lisäämiseen myös muihin maaryhmiin. Tämä on ainoa tehokas tapa saada aikaan todellisia globaaleja päästöjen vähennyksiä. Yksipuolinen eteneminen voi enenevässä määrin johtaa päästöjä aiheuttavan teollisuuden siirtymiseen rajoitusten ulkopuolisiin maihin, mikä voi johtaa nettopäästöjen kasvamiseen.

Tässä selvitystyössä ehdotetaan Suomelle aktiivista energia-alan strategiaa päästöjen vähentämiseen ja päästökaupan tuleviin jaksoihin varautumiseen sekä sähkömarkkinoiden toimivuuden parantamiseen. Strategian tulee pitää sisällään seuraavat elementit:

- Markkinoiden toimintaa edistävät toimet
  - Aidosti kilpaillun markkinatilanteen varmistaminen ja markkinaviranomaisten toimivallan lisääminen
  - Kysynnän hintajouston lisääminen
  - Sähkötuotteisiin valinnanvaraa
  - Valtion omistajapolitiikan selkiyttäminen
- Vähempipäästöisen kapasiteetin lisääminen Suomeen
  - CHP-tuotannon edistäminen
  - Päästöoikeuksien jako jatkossa kannustamaan yhdistettyyn sähkön- ja lämmöntuotantoon
  - Uusiutuvat energialähteet

- Pientuotannon verkkoonliittämisen tariffioinnin kehittäminen pienimuotoisen hajautetun tuotannon mahdollistamiseksi
- Ydinvoima
- Teknologian kehittäminen ja käyttöönoton edistäminen
- Mankala-periaatteen tukeminen
- Tutkimuksen ja päätöksenteon valmistelun resurssien parantaminen
  - Ilmastopolitiikan valmistelun parempi resursointi, erityisesti kauppaja- ja teollisuusministeriön hallinnonalalle
  - Poliitiikan valmistelua tukevien selvitysten resursointi ja riittävän aikainen varautuminen myös selvitystoiminnassa
  - Energia-alan T&K-panostuksen lisääminen ja entistä parempi strateginen suuntaaminen palvelemaan Suomen kannalta tärkeimpien osa-alueiden kehittämistä, markkinoille saamista ja teknologian vientiä.

Selvitysmiehen suosituksia jatkoselvityksiksi päästökauppaan ja päästöjen vähentämiseen varautumisessa esitetään liitteessä E.

## Lähdeluettelo

Adato Energia Oy 2003. Sähkö ja kaukolämpö 2002.

Saatavilla: <http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=1823&Item=6780>

BP 2004. Statistical Review of World Energy 2004. British Petroleum Ltd, Iso-Britannia. Saatavilla: <http://www.bp.com>

CER 2004. Commission for Energy Regulation. Treatment of emissions trading costs in the power generation sector. Consultation paper. CER 04/235, Irlanti.

Dagens Industri 2004. Konkurrensverket vill stoppa Vattenfall. Dagens Industrie 31.8.2004, Ruotsi.

DG TREN/Eurostat 2002. Statistical Pocketbook 2002.

Die Presse 2004. 20. syyskuuta 2004, Saksa.

ECON analysis AB 2004a. Utsäppsätter och elhandel ECON Report 2004. Saatavilla: <http://www.econ.se>

ECON analysis AB 2004b. EU emission trading and the effect on the price of electricity. ECON Report 2004-081. Saatavilla: <http://www.econ.se>

EIA 2002. Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy: International Energy Outlook 2002. Saatavilla: [www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html)

Elektrowatt-Ekono 2004a. Energiaturpeen tuotannon ja käytön kansantaloudellinen merkitys Suomessa). 12.1.2004.

Elektrowatt-Ekono 2004b. Emissions trading and European electricity markets: Conceptual solution to minimise the impact of the EU emissions trading scheme on electricity prices. The Alliance of power-intensive industries. Elektrowatt-Ekono 17.3.2004.

Ellerman, A. D., Joskow, P. & Harrison, D. 2003. Emissions trading in the US. Experience, lessons and considerations for greenhouse gases. Pew Center on Global Climate Change, Arlington VA, USA.

Ellerman, A. D. & Harrison, D. 2003. Emission Trading in U.S., MIT, May 2003. Saatavilla: <http://web.mit.edu/ceepr/www/R2003-169.pdf>

Euroopan komissio 2003a. World energy, technology and climate policy outlook 2030 – WETO. Directorate-General for Research, Energy. EUR 20366.

Euroopan komissio 2003b. European energy and transport – Trends to 2030. DG TREN, tammikuu 2003.

EWEA 2004. Wind Energy – the Facts. Vol. 5, Market development 2004. European Wind Energy Association.

Finergy 2004. Sähkö ja kaukolämpö 2003. Energia-alan keskusliitto ry Finergy.

Handelsblatt 2004. 17. syyskuuta 2004, Saksa.

Honkatukia, J., Forsström, J. & Tamminen, E. 2003. Energiaverotuksen asema EU:n laajuisen päästökaupan yhteydessä. VATT tutkimuksia 102, VATT, Helsinki.

Honkatukia, J. 2004. Sähköntuotannon voitot päästökaupan yhteydessä. VATT muistio (painossa).

Huntington, H. 2004. World natural gas markets and trade. Presentation at International Energy Workshop 22.–24.6.2004, IEA, Pariisi.

IEA 2001. World Energy Outlook 2001. International Energy Agency, Paris.

ILEX Energy Consulting Ltd. 2004. Impact of the EU ETS on European electricity prices. A report to DTI, Iso-Britannia.

Kara, M., Helynen, S., Mattila, L., Viinikainen, S., Ohlström, M. & Lahnalampi, M. (toim.) 2004. Energia Suomessa. VTT Prosessit. Edita Oy, Helsinki.

Klaassen, K., McDonald, A. & Zhao, J. 2001. The future of gas infrastructure in Eurasia. International Institute for Applied Systems Analysis, IIASA and World Energy Council, WEC. Energy Policy 29 (2001), s. 399–413.

Koljonen, T., Kekkonen, V., Lehtilä, A., Hongisto, M. & Savolainen, I. 2004. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa. VTT Tiedotteita 2259. 87 s. + liitt. 3 s. Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2004/T2259.pdf>

KTM 2003. Uusiutuvan energian edistämishjelma 2003–2006: työryhmän ehdotus. KTM työryhmä- ja toimikuntaraportteja 5/2003. Saatavilla: <http://www.ktm.fi>



KTM 2004a. Kansallisen alkujakosuunnitelman liite 1. Saatavilla: <http://www.ktm.fi>

KTM 2004b. Ohjauskeinotyöryhmän mietintö. Saatavilla: <http://www.ktm.fi>

Lehtilä, A., Tamminen, E., Mäkelä, J. & Pirilä, P. 2002. Development of energy system models for Finland in co-operation with the IEA ETSAP programme. Technology and Climate Change CLIMTECH 1999–2002. Tekes Technology Programme Report 14/2002. S. 157–166.

Lehtilä, A. & Syri, S. 2003. Suomen energiajärjestelmän ja päästöjen kehitysarvioita. CLIMTECH-ohjelman skenaariotarkastelu. VTT Tiedotteita 2196. 62 s.  
Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2196.pdf>

Lewis, P. E., Johnsen, T. A., Närvä, T. & Wasti, W. 2004. Tukkuhintojen ja loppukuluttajahintojen välisen suhteen analysointi Pohjoismaiden sähkömarkkinoilla. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Saatavilla:  
[http://www.ktm.fi/chapter\\_images/466700\\_SahkonhintaselvitysKTM2004.pdf](http://www.ktm.fi/chapter_images/466700_SahkonhintaselvitysKTM2004.pdf)

Lindberg, P., Koskenrouta, L. & Timonen, L. 2003. Asiakasaktiivisuus sähkömarkkinoilla. SENER, Tilastokeskus, Energiamarkkinavirasto, Finergy ja Eurostat.  
Saatavilla: <http://www.tilastokeskus.fi>

Ministry of the Environment 2004. Danish National Allocation Plan. Ministry of the Environment, March 2004, Tanska.

Monni, S., Syri, S., Pipatti, R. & Savolainen, I. 2004. Comparison of uncertainty in different emission trading schemes. Proceedings of International Workshop of Uncertainty in Greenhouse Gas emission Inventories. Varsova, Puola, 24.–25.9.2004.

Nordel 2003. Nordel annual statistics 1995–2003. Saatavilla: <http://www.nordel.org>

Nordel 2004a. Nordel Annual statistics 1995–2004. Saatavilla: <http://www.nordel.org>

Nordel 2004b. Peak Production Capability and Peak Load in the Nordic Electricity Market. Summary and conclusions of the Nordel reports. Saatavilla: <http://www.nordel.org>

Nordel 2004c. Priority Cross Sections. Joint Nordic Analyses of Important Cross-sections in the Nordel System. Saatavilla: <http://www.nordel.org>

Nordel, 2004d. Rules for congestion management. Report of the Nordel ad hoc group. August 2004.

Nordhaus, W. 2004. The Outlook for Energy Three Decades after the Energy Crisis. Presentation at International Energy Workshop, IEA, Pariisi, 22.–24.6.2004.

Nordic competition authorities 2003. A Powerful Competition Policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power. Saatavilla: <http://www.kilpailuvirasto.fi/tiedostot/nordisk-energirapport.pdf>

Postimees 2004. 21. syyskuuta 2004, Viro.

Regeringskansliet 2004. Sveriges nationella fördelningsplan. Näringsdepartementet. Promemoria 2004-04-22, Tukholma, Ruotsi.

Statkraft ja Norsk Hydro 2004. Lehdistöiedote 22.9.2004, Norja.

Svensk Energi 2002. Skatter m.m. som rör elförsörjningen i Danmark. Svensk Energi, Ruotsi.

Svensk Energi 2003a. Skatter m.m. som rör elförsörjningen i Sverige. Svensk Energi, Ruotsi.

Svensk Energi 2003b. Skatter m.m. som rör elförsörjningen i Norge. Svensk Energi, Ruotsi.

Taloussanommat 2004. Päästökauppa nostaa jo sähkön markkinahintaa. 25. elokuuta 2004.

Tilastokeskus 2003. Energiatilasto 2002. Yliopistopaino, Helsinki 2003.

Valtioneuvosto 2004. Valtioneuvoston päätös kansallisesta jakosuunnitelmaesityksestä, 19.8.2004, 5 liitettä. Saatavilla: <http://www.ktm.fi>

VTT 2001. Energy visions 2030 for Finland. VTT Energia. Edita Oy, Helsinki. 237 s.

## Liite A: Kauppa- ja teollisuusministeriön toimeksianto selvitysmiehelle

Kauppa- ja teollisuusministeriön johdolla on valtioneuvostossa valmisteltu esitystä päästökauppalaiksi ja päästöoikeuksien alkujaoksi. Ehdotusten tavoitteena on toimeenpanna EU:n päästökauppadirektiivi, joka on Suomea velvoittava. Direktiivin toimeenpanosta seuraa väistämättä muun muassa, että sähkön hinta nousee.

Sähkömarkkinat toimivat niin, että sähkön hinnannousu kohdistuu päästökauppasektorin lisäksi sen ulkopuolisiin sähkön käyttäjiin kuten kotitalouksiin. Lisäksi sähkömarkkinat toimivat niin, että ne sähkön tuottajat, joiden tuotantokapasiteetti aiheuttaa vähän tai ei ollenkaan hiilidioksidipäästöjä, saavat päästökaupan käynnistyttyä hyötyä kaikesta, myös päästökauppasektorin ulkopuolelle myymästään sähköstä. Ongelmallista tässä saattaa olla erityisesti se, että hyöty perustuisi viranomaispäätöksellä käynnistettävään päästökauppajärjestelmään.

Kauppa- ja teollisuusministeriö on tänään 8.03.2004 päättänyt kutsua VTT:n toimialajohtajan, professori Mikko Karan selvitysmieheksi. Selvitysmiehen tehtävänä on

- 1 kuvata EY:n päästökaupan toiminnasta aiheutuvat vaikutukset
  - a. sähkön eri tuotantomuotojen kustannuksiin (ottaen huomioon erityisesti päästöoikeuden hinta ja päästöoikeuksien kansallinen jako),
  - b. sähkön pörssihintaan sekä arvioida sen merkitystä sähkönkuluttajahintojen kannalta sekä pörssihinnan siirtymistä eri kuluttajaryhmien sähkönhintoihin,
  - c. teollisuuden itse tuottaman tai osakkuusyhtiöiltä hankitun sähkön hintaan sekä
  - d. sähkönkuluttajien kustannuksiin eri pohjoismaissa.
- 2 arvioida miten EY:n päästökauppa vaikuttaa suomalaisten ja muiden tuottajien sekä sähkön tuojien kilpailuun ja taloudelliseen tulokseen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.
- 3 arvioida aiheuttaako päästökauppa epäoikeudenmukaisia kustannusten muutoksia tai tulonsiirtoja sähköntuottajien ja -kuluttajien välillä.

#### 4 arvioida

- a. onko syytä ryhtyä korjaaviin toimenpiteisiin.
- b. keinoja, joilla mahdollisia vinoutumia voidaan korjata.
- c. mahdollisten edellä esitettävien toimenpiteiden vaikutukset sähkömarkkinoihin sekä sähköntuottajien ja eri kuluttajaryhmien asemaan.

#### 5 tehdä suositukset toimenpiteiksi.

Toimenpide-ehdotusten laatimisessa selvitysmiehen tulee toimia yhteistyössä muun muassa kauppaja teollisuusministeriön ohjauskeinotyöryhmän ja siinä edustettuina olevien tahojen kanssa. Tämän lisäksi selvitysmiehen tulee hyödyntää mahdollisimman paljon päästökauppalaista ja siihen liittyvien alkujakosuunnitelmien valmistelun yhteydessä jo tehtyjä tai tekeillä olevia selvityksiä ja muita selvityksiä.

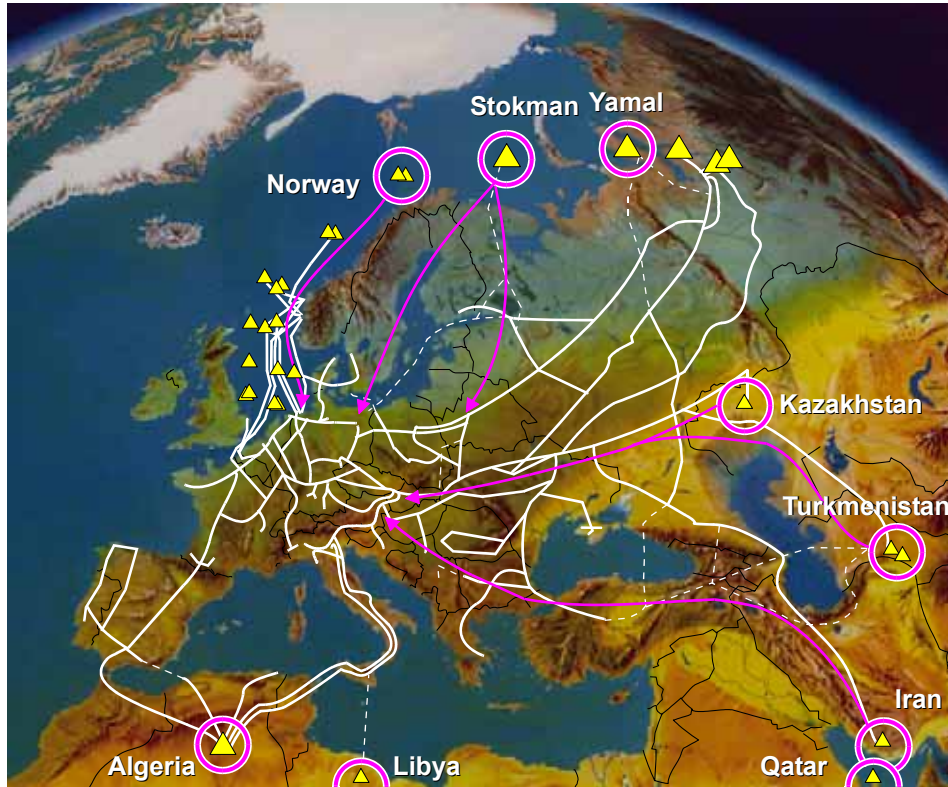
Selvitysmiehen tulee saada työnsä päätökseen syyskuun loppuun 2004 mennessä.

Selvitysmiehen työstä mahdollisesti aiheutuvat kustannukset korvataan valtion vuoden 2004 talousarvion momentilta 32.10.24 (elinkeinopolitiikkaan liittyvä tutkimus-, selvitys- ja kehittämistoiminta) kauppaja teollisuusministeriön myöhemmän rahoituspäätöksen mukaisesti.

Mauri Pekkarinen  
Kauppaja teollisuusministeri

Taisto Turunen  
Osastopäällikkö  
Ylijohtaja

## Liite B: Euroopan olemassa olevat ja suunnitellut kaasinsiirtoyhteydet



*Kuva B1. Kaasun siirtoyhteydet Eurooppaan.*

Kuvassa B1 on esitetty tärkeimmät maakaasulähteet ja maakaasun siirtojohtot, joiden avulla Euroopan kaasuntarve on suunniteltu katettavan. Venäjän Jamalin niemimaan ja Barentsinmeren maakaasuvarantojen hyödyntäminen edellyttää paitsi mainittujen tuotantoalueiden rakentamista myös uuden siirtojohton rakentamista Eurooppaan. Eräänä vaihtoehtona on esitetty Itämeren kautta rakennettavaa kaasujohtoa. Tuoreimpana aikeena on lehdistössäkin kesällä 2004 uutisoitu Venäjän ja Saksan valtiotason sopimus, jonka mukaan Gazprom ja EON käytännössä toteuttaisivat siirtojohton rakentamisen. Siirtojohton rakentaminen vaatii pitkäaikaiset sopimukset maakaasun käytöstä sekä suuret investoinnit rakentamisvaiheessa.

Euroopassa maakaasun hintataso, johtuen mm. omasta tuotannosta, on toistaiseksi ollut alhaisempi verrattuna Aasian kaasumarkkinoihin, mistä voi seurata maakaasun tuottajamaiden suurempi kiinnostus investoida siirtojohtoihin ensin maissa, joissa kysyntä on suurempaa ja kaasu hinnat korkeammat.

Euroopan kaasumarkkinat jakautuvat maantieteellisesti osiin, joilla on erilaiset aikataulut uusien johtojen rakentamiselle: Välimeren maat ovat jo rakentaneet siirtojohtoja Pohjois-Afrikasta ja turvanneet maakaasun saannin joksikin aikaa. Pohjanmeren kaasukenttien hyödyntämistä voidaan edelleen tehostaa ja siten peittää lähialueen kasvavaa kaasuntarvetta. Itäisen Euroopan maat voivat kattaa kaasun kasvavan tarpeen Venäjän ja muiden CIS-maiden lisätuonnilla. Keskinen Eurooppa ja Itämeren maat tarvitsevat kiireimmin uutta siirtokapasiteettia, jos energiakulutusta katetaan enenevässä määrin maakaasulla. Vaikeutena voi olla riittävän suuren lisäkysynnän aikaansaaminen uuden suuren luokan siirtojohdon rakentamiselle lähivuosien aikana. Pitemmällä aikavälillä Euroopan ja sen lähialueiden kaasuvaramannot ehtyvät, ja tällöin on mahdollista, että Euroopassa vallitsee jonkinasteinen kaasukriisi usean vuoden ajan.

## Liite C: PVO:n, TVO:n ja Kemijoki Oy:n omistusosuudet, energiaosuudet ja sähkönhankinnan rakenteet

Taulukossa C1 esitetään PVO:n omistusosuudet ja taulukossa C2 yhteenlaskettuna nämä osuudet teollisuudenaloittain ja osuuksia vastaavat energiamäärät. Energiaosuuksiin sisältyy PVO:n osittain omistaman TVO:n tuottama sähkö. PVO:n sähkönhankinta oli vuonna 2002 yhteensä 21,4 TWh (taulukko C3).

*Taulukko C1. PVO:n osakkaat ja osuudet 12.1.2004.*

	Osuus %	GWh 2003
Etelä-Pohjanmaan Voima Oy	7,6	1748
Helsingin kaupunki	0,8	184
Keskinäinen eläkevakuutusyhtiö Ilmarinen	4,6	1058
Kemira Oyj + Eläkesäätiö neliapila	2,8	644
Kemira GrowHow Oy + Kemira Agron Eläkesäätiö	1,8	414
Kokkolan kaupunki	2,5	575
Kymppivoima tuotanto Oy	9	2070
Kyro Oyj Abp	0,2	46
Oy Metsä-Botnia Ab	1,6	368
M-real Oyj	2,6	598
Myllykoski Oyj	0,8	184
Oulun kaupunki	1,8	414
Perhonnjoki Oy	2,8	644
Porin kaupunki	1,2	276
Päijät-Hämeen Voima Oy	1,9	437
Stora-Enso Oyj	15,7	3611
UPM-Kymmene Oyj	42	9660
Vantaan Energia Oy	0,3	69

*Taulukko C2. PVO:n osakkaat ja osuudet 12.1.2004.*

	Osuus %	TWh 2003	TWh 2002
Kaupungit	6,3	1,4	1,3
Sähkøyhtiöt	21,6	5,0	4,6
Kemian teollisuus	4,6	1,1	1,0
Metsäteollisuus	62,7	14,4	13,4
Muu teollisuus	0,2	0,0	0,0
Muut	4,6	1,1	1,0
<b>Yhteensä</b>	<b>100</b>	<b>23,0</b>	<b>21,4</b>

Taulukko C3. PVO:n sähkön hankinta 2002. Luvut sisältävät PVO:n omistusosuuden TVO:sta.

	%	TWh
Vesivoima	5,8	1,2
Ydinvoima	37,5	8,0
Lauhdevoima	15,8	3,4
Kaukolämpövoima	7,9	1,7
Prosessivoima	10,7	2,3
Tuonti	14	3,0
Markkinasähkö	8,2	1,8
<b>Yhteensä</b>	<b>99,9</b>	<b>21,4</b>

Taulukoissa C4 ja C5 esitetään Teollisuuden voiman A- ja C-sarjojen osakkaiden omistajat ja osuudet. Nämä osakkeet oikeuttavat Meri-Porin hiililauhdevoimalaitoksen ja Olkiluodon ydinvoimalaitoksen tuottamaan sähköön (taulukko C5). B-sarjan osakkeet oikeuttavat rakenteilla olevan OL3-reaktorin tuottamaan sähköön.

Taulukko C4. TVO:n osakkaat ja osuudet.

	Osuus %	TWh 2002
Etelä-Pohjanmaan Voima Oy	6,6 %	1,0
Fortum Power and Heat Oy	26,6 %	4,0
Graninge Energia Oy	0,1 %	0,0
Kemira Oyj	1,9 %	0,3
Oy Mankala Ab	8,1 %	1,2
Pohjolan Voima Oy	56,8 %	8,5
<b>Yhteensä</b>	<b>100 %</b>	<b>14,9</b>

Taulukko C5. TVO:n sähkön hankinnan rakenne 2002.

	Osuus %	TWh
Ydinvoima	94,4 %	14,1
Hiililauhde (Meri-Pori)	5,6 %	0,8
<b>Yhteensä</b>	<b>100 %</b>	<b>14,9</b>

Kemijoki Oy omistaa Kemijoen vesistöalueella 16 vesivoimalaitosta. Tuotanto myydään kokonaan vesivoimaosakkaille. Kokonaistuotanto ilman omakäyttösähköä oli vuonna 2002 yhteensä 3 668 GWh (taulukko C6).



*Taulukko C6. Kemijoki Oy:n vesivoima-osakkeiden omistus ja energiaosuudet.*

	Osuus %	GWh 2002
Fortum Power and Heat Oy	63,79	2340
Lapin Sähkövoima Oy	10,62	390
UPM-Kymmene Oy	19	697
Helsingin kaupunki	3,91	143
Rovakairan Tuotanto Oy	1,64	60
Rovaniemen Energia Oy	1,04	38
<b>Yhteensä</b>	<b>100</b>	<b>3668</b>

## **Liite D: Vähempipäästöisen kapasiteetin lisärakentamisen vaikutus eri ryhmien kokemuksiin kustannuksiin**

Vähempipäästöisen kapasiteetin lisärakentamisen vaikutuksia Suomen energiatalouteen tarkasteltiin myös VTT:n TIMES-energiajärjestelmämallilla (Lehtilä ym. 2002). Mallilaskelmia tehtiin sekä perustapaukselle, jossa oletetaan ydinvoimakapasiteetin lisäyksen jäävän rakenteilla olevaan viidenteen ydinvoimalaitokseen, että lisäydinvoimatapaukselle, jossa oletetaan vielä kuudennen laitoksen tulevan käyttöön vuoteen 2012 mennessä. Laskelmissa otettiin huomioon ydinvoiman lisärakentaminen ohella myös nähtävissä oleva potentiaali tuulivoiman, bioenergian ja vesivoiman käytön lisäämiseen. Tuulivoiman tuotanto kasvoi laskelmissa päästökaupan kiihdyttämänä suunnilleen uusiutuvan energian edistämishojelman mukaisesti, eli noin 1 TWh:n tasolle vuonna 2010. Tuoreimpien arvioiden mukaan näin nopea lisäys ei kuitenkaan ole enää realistinen nykyisillä tukitoimilla. Vesivoiman tuotannon lisäyspotentiaali rajoitettiin laskelmissa melko varovaiselle tasolle, noudattaen kutakuinkin KTM:n With Measures -skenaarion oletuksia (KTM 2004a).

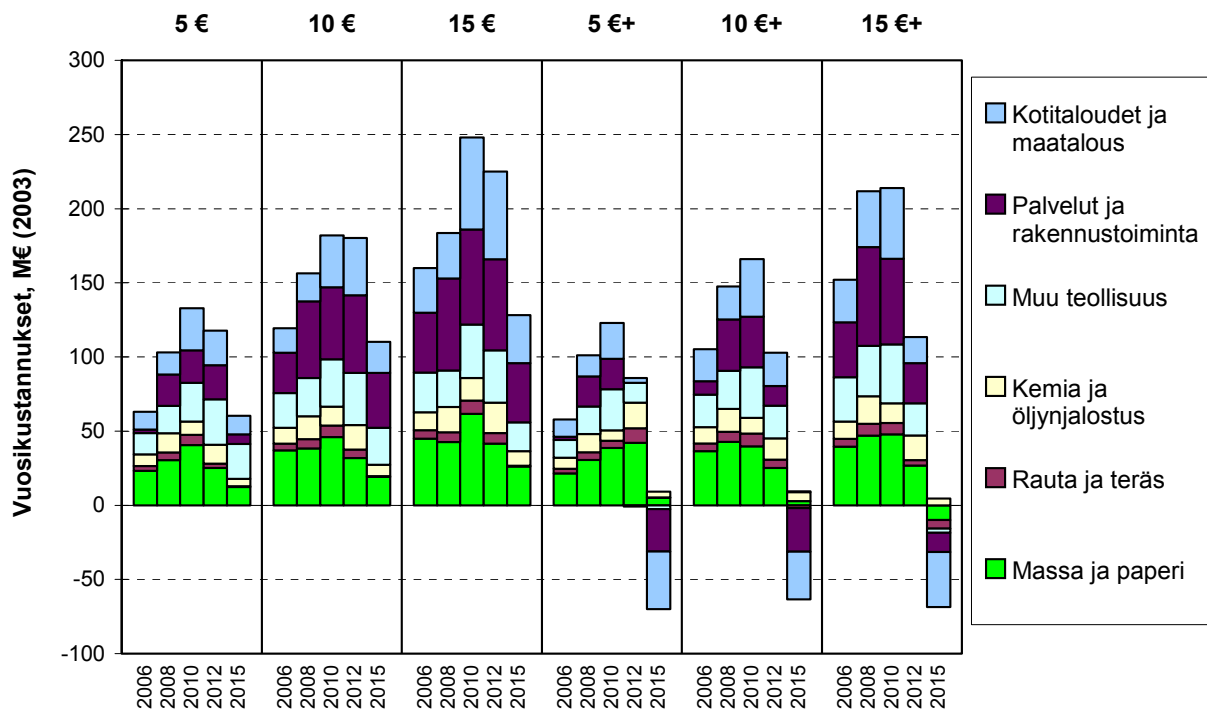
Kuudennen ydinvoimalaitoksen tuoma huomattava lisäys päästöttömään tuotantokapasiteettiin aiheuttaisi tuntuvia vaikutuksia eri toimijoiden kokemuksiin kustannuksiin sekä sähkön hinnan että päästöjen vähennystarpeen muutosten kautta. Sähkön hinnassa vaikutukset näkyvät huomattavina heti vuodesta 2012 lähtien, mutta koko järjestelmän vuosikustannuksissa tuntuvammin vasta muutama vuosi myöhemmin.

Kuudes ydinvoimalaitos rajoittaisi päästökaupan aiheuttaman sähkön hinnan nousun jo vuonna 2012 noin kolmannekseen siitä, mitä hinnan nousu olisi ilman ydinvoiman lisäystä. Mallilaskelmien mukaan 10 €/tonni CO<sub>2</sub> päästöoikeuksien hinnalla sähkön hinta olisi vuonna 2012 15–20% korkeampi kuin ilman päästökauppaa. Prosessiteollisuuden sähkön ja yöaikaisen lämmityssähkön hinnoissa nousut olisivat voimakkaimpia. Lisäydinvoiman ansiosta hintojen nousu jäisi 2–7 %:iin. Päästökaupasta aiheutuva energialaskun nousu olisi siten kuudennen ydinvoimalaitoksen tapauksessa kaikille kuluttajaryhmille merkittävästi pienempi kuin perustapauksessa.

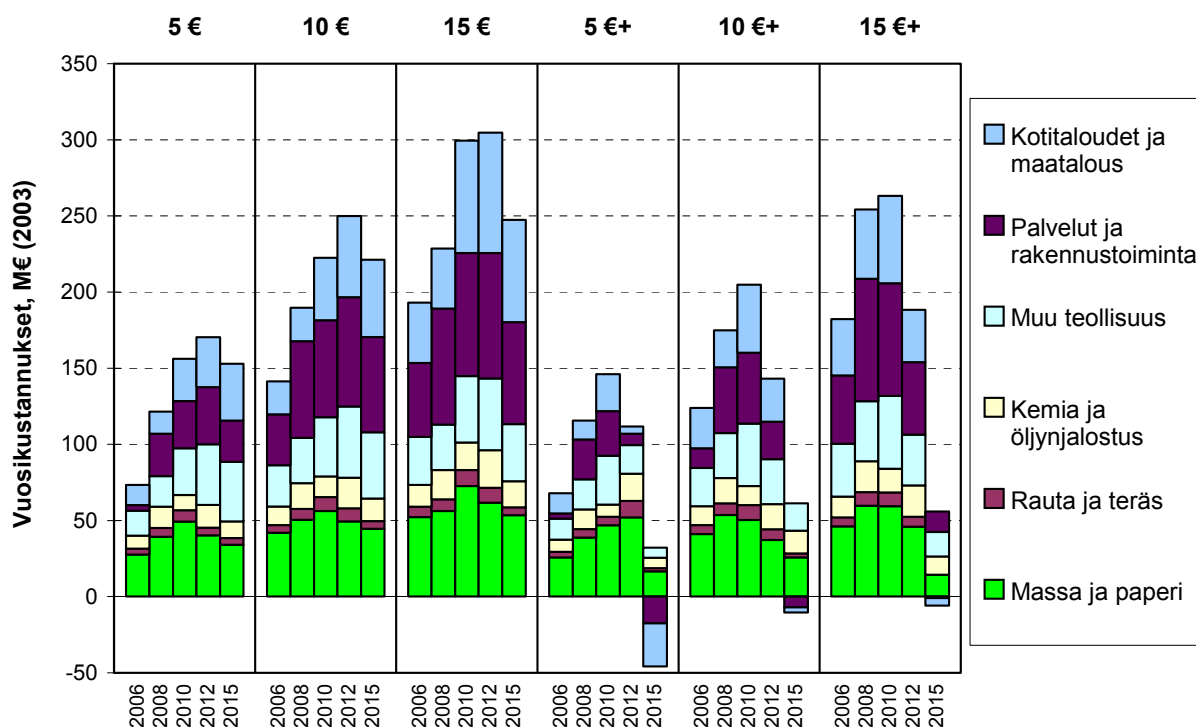
TIMES-mallilaskelmissa arvioitiin päästökaupan vaikutuksia osana Kioton päästörajoitusten saavuttamista. Seuraavassa esitetyt kustannukset pitävät siis sisällään päästöjen vähentämiskustannukset Kioton saavuttamiseksi. Kaikkiaan kuudes ydinvoimalaitos olisi tulosten mukaan sekä kustannuksiltaan edullinen keino hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen että tehokas keino vähentää päästökaupan vaikutusta sähkön hintaan ja siten kaikkien kuluttajaryhmien energialaskuun. Kustannukset on esitetty verrattuna ns. perustilanteeseen eli KTM:n WM-skenaarioon ilman päästökauppaa (KTM 2004).

VTT:n TIMES-malliin on kehitetty myös laskenta koko energiajärjestelmän nettokustannusten, verojen ja tukien tarkasteluun ja niiden kohdistamiseen eri loppukäyttösektoreille. Seuraavassa esitetyt kustannukset perustuvat tähän laskentatapaan, jossa ei ole mukana ns. Windfall-voittojen aiheuttamia lisäkustannuksia sähkökäyttäjille. Esimerkiksi päästöoikeuksien hinnalla 10 €/tonni CO<sub>2</sub> vuonna 2012 päästökaupan piiriin kuuluvan teollisuuden suorat vuotuiset kustannukset (mukaan lukien päästöoikeuksien osto) alenisivat noin 75 miljoonasta eurosta alle 60 miljoonaan euroon, mikäli käytössä olisi viidennen ydinvoimalan lisäksi myös kuudes ydinvoimala. Lisäksi valtiolle maksettavien polttoaineverojen määrä kasvaisi noin 6 M€ ja valtion maksamien tukien määrä pienenesi noin 23 M€. Tuet koostuvat pääosin bioenergialla, kierrätyspolttoaineilla ja tuuli-voimalla tuotetun sähkön tuotanto- sekä investointituista. Kuudennen ydinvoimalaitoksen rakentaminen ei kuitenkaan vähentäisi yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon määrää, ja biopolttoaineiden käyttö jatkaisi kasvuaan.

Kuudes ydinvoimalaitos alentaisi tulosten mukaan huomattavasti myös vuositasolle tasoitettuja lisäkustannuksia, erityisesti vuoden 2012 jälkeen (kuva D1 ja kuva D2). Laskelmissa oletettiin, että valtio jakaisi ilmaisia päästöoikeuksia eri sektoreille Kioton kaudelle vastaavassa suhteessa kuin 1. jaksolle. Päästökaupan piiriin kuuluvalla teollisuudelle kohdistuva lisäkustannus vähenisi noin puoleen vuoteen 2015 mennessä. Laskelmissa oletettiin Kioton sopimuksen rajoitusten ja EU:n päästökaupan jatkuvan myös vuoden 2012 jälkeen. Muuhun teollisuuteen, palveluihin ja kotitalouksiin kohdistuvat lisäkustannukset alenisivat huomattavasti jo vuonna 2012. Kaikkein merkittävimmin vähenisivät kotitalouksille kohdistuvat lisäkustannukset, jotka voisivat kuudennen ydinvoimalan vuoksi lähes nollautua vuoteen 2015 mennessä.

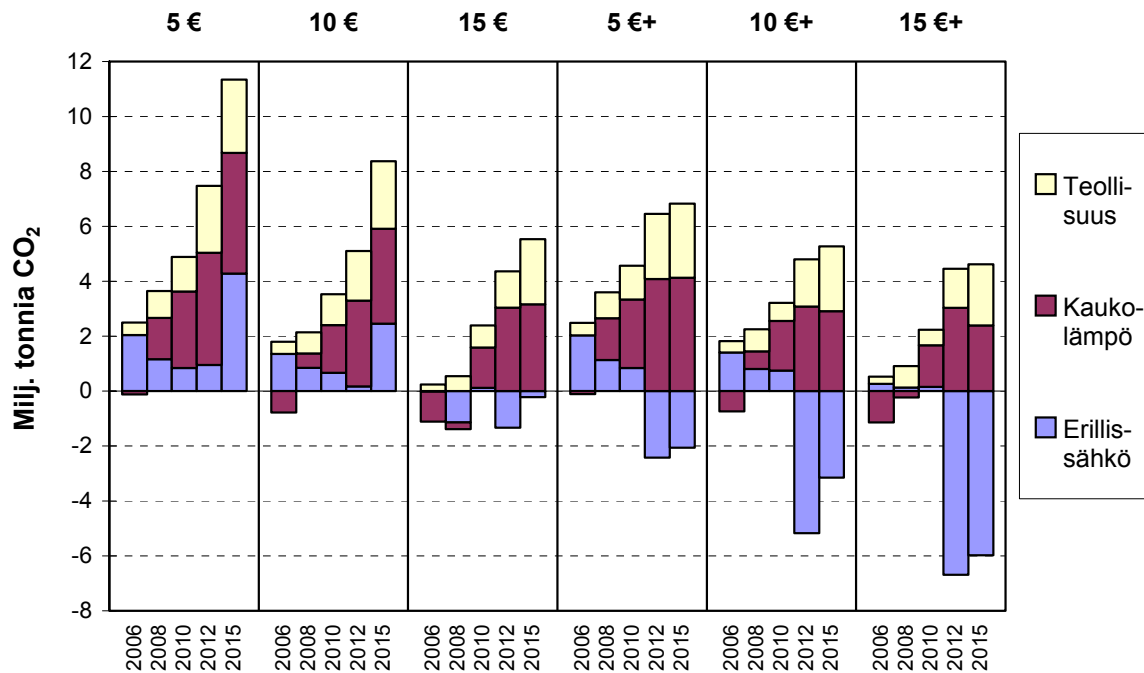


Kuva D1. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub> kohdistettuna loppukäyttösektorille (verot, tuet ja päästöoikeusmaksut mukaan lukien). Kustannukset on esitetty verrattuna perusskenaarioon (KTM:n WM-skenaario, ei Kioton rajoitusten täyttämistä, ei päästökaupaa). Käytännössä marginaalihintojen nousu aiheuttaa energian tuotantokustannuksia huomattavasti suuremmat muutokset loppukuluttajien energialaskuun. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puolella käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.



Kuva D2. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset kohdistettuna loppukäyttösektorille (verojen ja tukien muutoksia ei ole laskettu mukaan) päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub> kohdistettuna loppukäyttösektorille (verot, tuet ja päästöoikeusmaksut mukaan lukien). Kustannukset on esitetty verrattuna perusskenaarioon (KTM:n WM-skenaario, ei Kioton rajoitusten täyttämistä, ei päästökauppaa). Käytännössä marginaalihintojen nousu aiheuttaa energian tuotantokustannuksia huomattavasti suuremmat muutokset loppukuluttajien energialaskuun. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puolella käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.

Päästöttömän sähköntuotantokapasiteetin lisärakentaminen Suomeen vaikuttaisi myös päästöoikeuksien ostotarpeeseen eri sektoreilla. Teollisuuden ja kaukolämpösektorin päästöoikeuksien ostotarpeeseen kuudennen ydinvoimalaitoksen vaikutus olisi varsin vähäinen. Sen sijaan erillisessä sähköntuotannossa päästöoikeuksien oston sijasta niitä voitaisiin vuodesta 2012 lähtien merkittävässä määrin myydä (kuva D3).

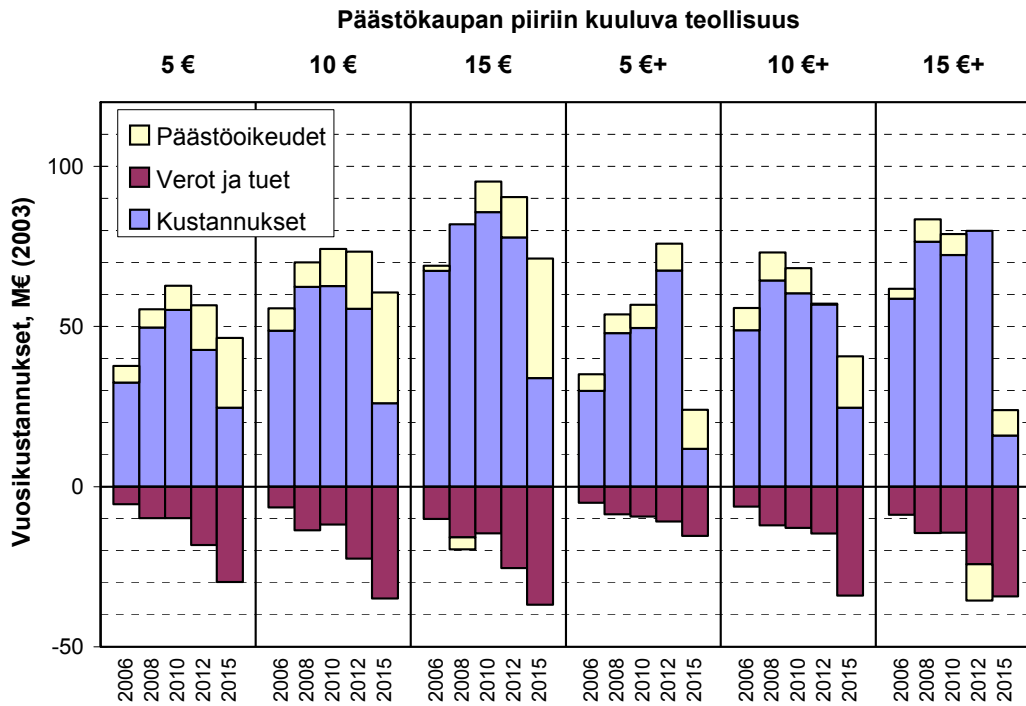


Kuva D3. TIMES-mallilla laskettu päästöoikeuksien osto ja myynti Suomessa päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puoliskolla käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.

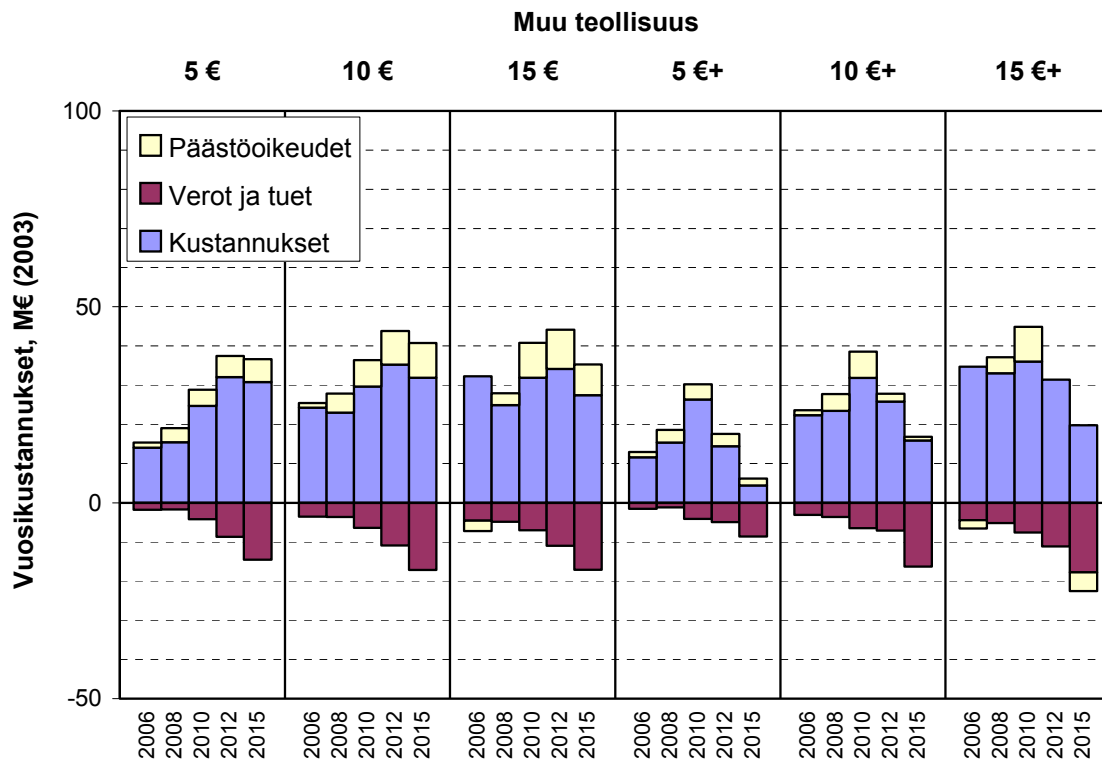
Päästökauppajärjestelmän päästökauppien takia sähköntuotantojärjestelmän päästöjen tuntuva väheneminen vaikuttaa ensi sijassa energiantuotannon päästöjen rajoittamisen kustannuksiin. Sähkön hinnan pysyminen edullisena helpottaa kuitenkin kaikkien sektorien kokemia kustannuksia sekä välillisesti myös muiden sektorien päästövähennyspainetta. Mikäli päästökaupan myöhemmillä jaksoilla ydinvoiman lisäkapasiteetin vuoksi lauhdesähkön tuotannon ilmaisten päästöoikeuksien suhteellista määrää vähennettäisiin ja kohdennettaisiin muille sektoreille, helpottaisi se suoraan muiden päästökauppasektorien kilpailukykyä.

Tulokset indikoivat, että muiden päästöttömien energialähteiden nähtävissä oleva kustannustehokas lisäpotentiaali on vuoteen 2012 mennessä melko pieni verrattuna ydinvoiman lisärakentamisen kustannustehokkuuteen päästöjen vähentäjänä. Kuudennen ydinvoimalaitoksen rakentamisen kustannustehokkuus olisi päästökauppatilanteessa muiden päästöttömien vaihtoehtojen lisähyödyntämistä selvästi parempi, siitähän huolimatta että laitos mahdollisesti valmistuisi jo ennen normaalin markkinatilanteen kannalta edullisinta ajankohtaa. Ydinvoiman lisärakentamisen myötä tapahtuva sähkön hinnan lasku Suomessa heikentäisi joksikin aikaa markkinaehtoisen lisäkapasiteetin rakentamisen kannattavuutta.

Kuvissa D4–D7 ovat eriteltyinä kansantalouden eri pääsektoreiden kokemien kustannusten muutokset tässä käsitellyissä skenaarioissa.

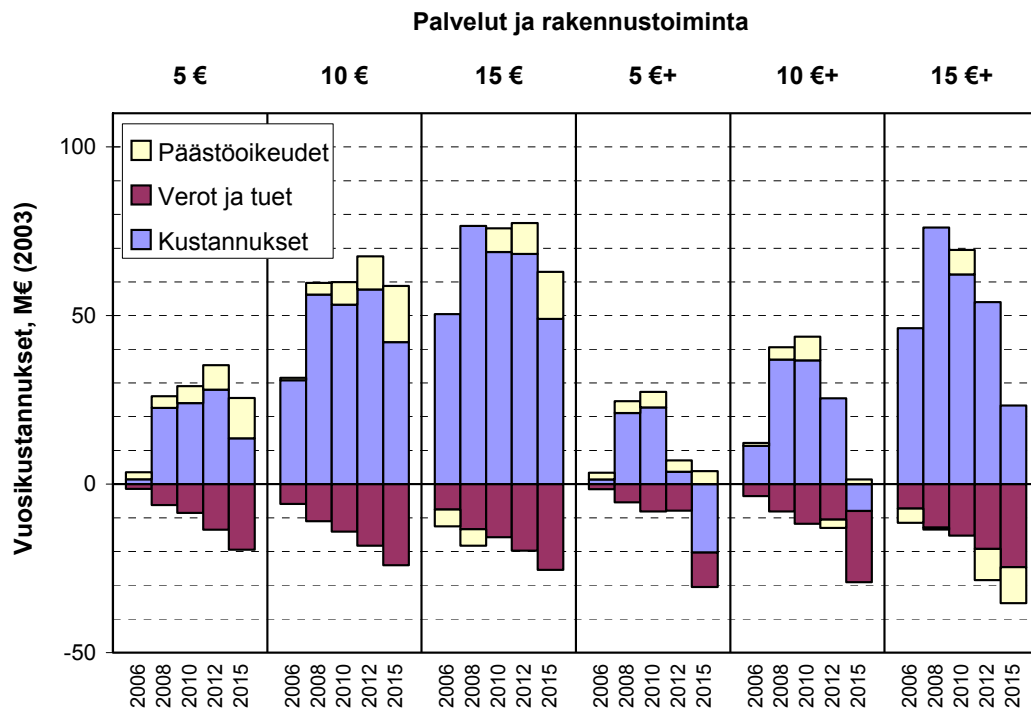


*Kuva D4. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset, verot ja tuet päästökaupan piiriin kuuluvassa teollisuudessa verrattuna ns. perusskenaarioon päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puoliskolla käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.*

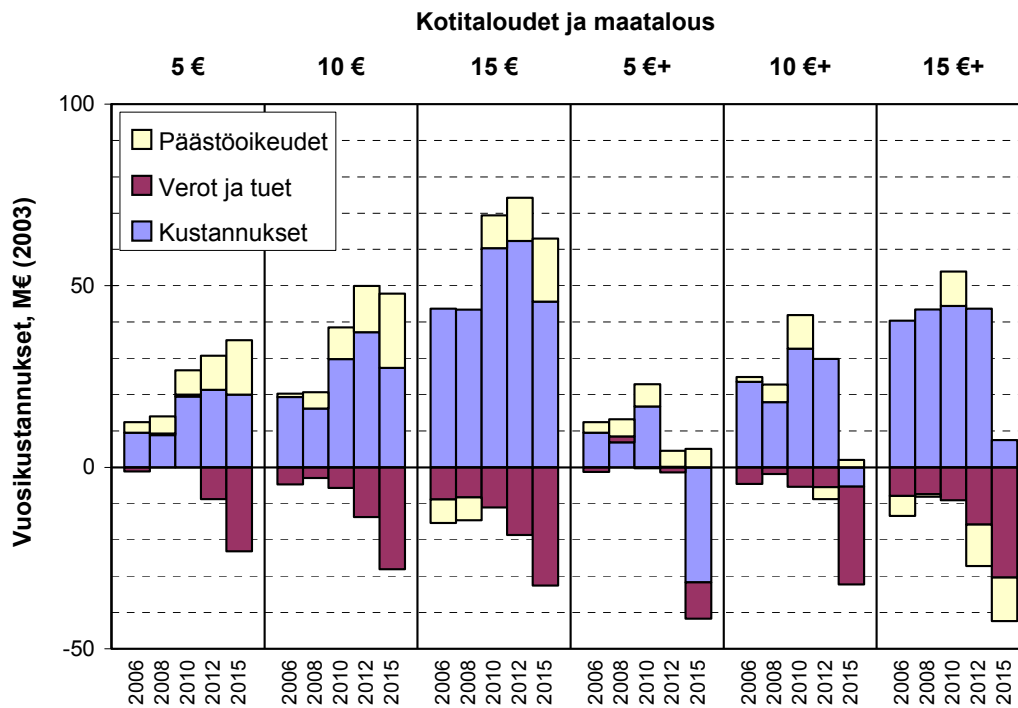


Kuva D5. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset, verot ja tuet päästökaupan ulkopuolelle jäävässä teollisuudessa verrattuna ns. perusskenaarioon päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puoliskolla käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.





Kuva D6. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset, verot ja tuet palvelu- ja rakennussektorilla verrattuna ns. perusskenaarioon päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puoliskolla käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.



Kuva D7. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset, verot ja tuet kotitalous- ja maataloussektorilla verrattuna ns. perusskenaarioon päästöoikeuksien hinnoilla 5, 10 ja 15 €/tonni CO<sub>2</sub>. Kaavion vasen puoli kuvaa tilannetta, jossa käyttöön otetaan 5. ydinvoimala. Kaavion oikealla puoliskolla käyttöön otetaan lisäksi 6. ydinvoimala vuonna 2011.

# Liite E: Suositukset jatkoselvityksiksi

## A. Selvitykset tarvittavista ohjauskeinoista 1. päästökauppakaudella 2005–2007

- Sähköntuotannon ja energiankulutuksen tehostamisen investointien vauhdittamiseen tarvittavat toimenpiteet.
- Hajautetun sähköntuotannon verkkoon liittymisen edellytysten parantaminen.
- Kilpailun oligopolistisuuden vaikutukset pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.
- Toimenpiteet kuluttajien kysynnän hintajouston lisäämiseksi.
- Kansantalous- ja ympäristövaikutusten vertailu jalostettaessa biomassaa tuotteiksi tai eri energiamuodoiksi, käyttöönoton edistämismahdollisuudet.
- Eri veromuutosmahdollisuuksien vaikutukset ja toteuttamismahdollisuudet.

## B. Selvitykset 1. päästökauppakauden toiminnasta

- Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminta päästökaupan aikana.
- Muutokset polttoaine- ja lämmitysmarkkinoiden toiminnassa päästökaupan aikana.
- Päästökaupan suorat vaikutukset eri sektoreilla Suomessa ja kansantaloudelliset vaikutukset.

## C. Valmistautuminen päästökauppauteen 2008–2012

- Eri sektoreiden mahdollisuudet kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseen kaudella 2008–2012 ja päästöjen vähentämisen kustannustehokkuus.
- Päästökaupan laajeneminen eri kaasuihin ja eri sektoreihin: vaikutukset Suomen asemaan.
- Ohjauskeinojen yhteensovittaminen päästökaupan 2.vaiheessa.
- Päästökaupan 2. vaiheen yritystaloudelliset vaikutukset eri sektoreilla.
- Päästökaupan 2. vaiheen kansantaloudelliset vaikutukset.
- Kustannustehokkaat mahdollisuudet Kioton mekanismien käyttöön.

## D. Valmistautuminen post-Kioto-kauteen

- Eri sektoreiden mahdollisuudet kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseen vuoteen 2020 ja vuoteen 2030.
- Eri kansainvälisten sopimusmallien ja taakanjakomallien vaikutukset Suomelle tuleviin rajoitustavoitteisiin.

Tekijä(t) Kara, Mikko			
Nimeke <b>Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan Ehdotus Suomen strategiaksi</b>			
Tiivistelmä <p>EU:n sisäinen hiilidioksidin päästökauppajärjestelmä on käynnistymässä vuoden 2005 alussa. Järjestelmän ensimmäisessä vaiheessa, 2005–2007, on mukana yli 20 MW:n voimalaitokset, metalliteollisuus, massan ja paperin valmistus sekä mineraaliteollisuus ja öljynjalostamot. Päästökaupalla odotetaan olevan merkittäviä vaikutuksia sähkön hintaan, investointipäätöksiin ja eri toimijoiden kilpailukykyyn. Tässä selvityksessä tarkasteltiin EU:n päästökauppajärjestelmän todennäköisiä vaikutuksia pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin ja sen osapuoliin.</p> <p>EU:n päästökauppa on merkittävä uusi energia-alan mekanismi, jolla tulee ajan mittaan olemaan hyvin laaja-alaisia ja merkittäviä vaikutuksia. Suomelle se on erityisen merkittävä, johtuen energiantensiivisesti painottuneesta talouden rakenteesta, pienistä kotimaisista markkinoista ja tehokkaasta energiankäytöstä. Näköpiirissä on, että EU:n päästökaupan merkitys kasvihuonekaasujen päästöjen rajoittamisessa tulee jatkossa kasvamaan samalla kun päästöjen rajoittamisvaatimukset tiukkenevat.</p> <p>Päästökauppa tulee aiheuttamaan ns. Windfall-voittojen mahdollisuuden sähköntuottajille. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimpia lisävoittojen saajia ovat norjalaiset ja ruotsalaiset vesivoiman omistajat sekä ruotsalaisen ydinvoiman omistajat. Suurimpia suhteellisia häviäjiä suomalaisista toimijoista tulevat olemaan pieni ja keskisuuri teollisuus, pienkuluttajat ja palvelusektori sekä ne energiantensiivisen teollisuuden edustajat, joilla ei ole omaa tai osakkuustuotantoa.</p> <p>EU:n päästökaupan myötä sähkön tuonnin lisääntyminen Pohjoismaihin muun muassa Virossa ja Venäjältä on todennäköistä. Jotta nettopäästöjen väheneminen varmistetaan, tulisi EU:n päästökaupan jatkossa perustua nykyistä enemmän parhaan käytettävissä olevan tekniikan periaatteelle. Tässä selvitystyössä ehdotetaan Suomelle aktiivista energia-alan strategiaa päästöjen vähentämiseksi ja päästökaupan tuleviin jaksoihin varautumiseksi sekä sähkömarkkinoiden toimivuuden parantamiseksi. Strategian tulee sisältää mm. markkinoiden toimintaa edistäviä toimenpiteitä, vähäpäästöisen kapasiteetin lisäämistä, teknologian kehittämistä ja käyttöönnoton edistämistä sekä tutkimuksen ja päätöksenteon valmistelun resurssien parantamista.</p>			
Avainsanat Nordic countries, electricity markets, investments, emissions, carbon dioxide, windfall profits, industry, energy production, domestic sector, emissions trade			
Toimintayksikkö VTT Prosessit, Biologinkuja 7, PL 1600, 02044 VTT			
ISBN 951-38-6525-8 (nid.) 951-38-6526-6 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/inf/pdf/">http://www.vtt.fi/inf/pdf/</a> )		Projektinumero C4SU00327	
Julkaisu-aika Tammikuu 2005	Kieli suomi, engl tiiv.	Sivuja 120 s. + liitt. 17 s.	Hinta C
Projektin nimi Päästökaupan selvitysmiestyö		Toimeksiantaja(t) Kauppa- ja teollisuusministeriö	
Avainnimeke ja ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 (nid.) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/inf/pdf/">http://www.vtt.fi/inf/pdf/</a> )		Myynti: VTT Tietopalvelu PL 2000, 02044 VTT Puh. 020 722 4404 Faksi 020 722 4374	

Author(s) Kara, Mikko			
Title <b>The Impact of EU CO<sub>2</sub> Emission Trading on Nordic electricity Market</b> <b>A Proposal for Finnish Strategy</b>			
Abstract <p>The EU CO<sub>2</sub> emission trading system is scheduled to commence operation in the beginning of 2005. In the first phase of the system, 2005–2007, power plants with thermal capacity greater than 20 MW, metals industry, pulp and paper industry, mineral industry and oil refineries are included. The likely impacts of the EU emission trading system on the Nordic electricity market and on the position of various market actors are assessed in this report.</p> <p>The EU emission trading is expected to be a major change in the operating environment having extensive and significant impacts in the long run. Particularly in Finland, due to energy-intensive structure of the Finnish industry, small domestic market, as well as high efficiency of the fuels used in the energy system. During the first emission trading period, 2005–2007, the impacts on electricity prices will probably remain minor, but increase during the first commitment period of the Kyoto Protocol, 2008–2012.</p> <p>With the price increase of electricity generation with carbon emissions, the possibility of so-called windfall profits for generators is created, in particular, for hydro and nuclear power. In Finland, the increasing electricity price will be the most disadvantageous for small and medium size industry, small-scale consumers and service sector, as well as for those energy-intensive industrial actors who don't have, either own or through shareholdings, power production.</p> <p>The electricity exports to the Nordic Countries from Estonia and Russia, among others, will probably increase due to the EU emission trading system. In order to establish the net reduction in the emissions, the system should be more based on the principle of the best available technology. In this study, an active strategy on energy branch to establish the emission abatements and to prepare for further periods of the emission trading is proposed. The strategy should include measures to promote the functionality of the electricity market, to increase new generation capacity with less or zero carbon dioxide emissions, to improve the technology development and promotion of adoption, as well as measures to improve the resources to prepare the decision-making and researches.</p>			
Keywords Nordic countries, electricity markets, investments, emissions, carbon dioxide, windfall profits, industry, energy production, domestic sector, emissions trade			
Activity unit VTT Processes, Biologinkuja 7, P.O.Box 1600, FIN-02044 VTT, Finland			
ISBN 951-38-6525-8 (soft back ed.) 951-38-6526-6 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/inf/pdf/">http://www.vtt.fi/inf/pdf/</a> )		Project number C4SU00327	
Date January 2005	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 120 p. + app. 17 p.	Price C
Name of project		Commissioned by Ministry of Trade and Industry, Finland	
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1235-0605 (soft back edition) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.vtt.fi/inf/pdf/">http://www.vtt.fi/inf/pdf/</a> )		Sold by VTT Information Service P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4404 Fax +358 20 722 4374	

Energiajärjestelmä on Euroopassa kokenut lyhyellä aikavälillä kaksi merkittävää muutosta. Näistä EU:n sähkömarkkinoiden avaaminen on ollut ensimmäinen. Nyt käyttöön otettava EU:n hiilidioksidin päästökauppa on merkitykseltään vastaavansuuruinen muutos toimintaympäristössä energia-alalla, jossa investointien pitoajat ovat tyypillisesti kymmeniä vuosia.

Suomi on taloudeltaan painottunut energiantensiiviseen vientiteollisuuteen ja on kotimarkkinoiltaan pieni maa, jossa sisäiset jouston mahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Lisäksi energiankäyttö Suomessa on kansainvälisessä vertailussa hyvin tehokasta. Näistä syistä johtuen EU:n päästökauppa tulee olemaan Suomelle erityisen merkittävä uusi mekanismi.

---

Tätä julkaisua myy  
VTT TIETOPALVELU  
PL 2000  
02044 VTT  
Puh. 020 722 4404  
Faksi 020 722 4374

Denna publikation säljs av  
VTT INFORMATIONSTJÄNST  
PB 2000  
02044 VTT  
Tel. 020 722 4404  
Fax 020 722 4374

This publication is available from  
VTT INFORMATION SERVICE  
P.O.Box 2000  
FIN-02044 VTT, Finland  
Phone internat. + 358 20 722 4404  
Fax + 358 20 722 4374

---