



Tiina Koljonen, Veikko Kekkonen, Antti Lehtilä,
Mikko Hongisto & Ilkka Savolainen

Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa

Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa

Tiina Koljonen, Veikko Kekkonen, Antti Lehtilä,
Mikko Hongisto & Ilkka Savolainen

VTT Prosessit



ISBN 951-38-6493-6 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)
ISSN 1455-0865 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)

Copyright © VTT 2004

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 2000, 02044 VTT
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 4374

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 2000, 02044 VTT
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 4374

VTT Prosessit, Lämpömiehenkuja 3, PL 1606, 02044 VTT
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 6538

VTT Processer, Värmemansgränden 3, PB 1606, 02044 VTT
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 6538

VTT Processes, Lämpömiehenkuja 3, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 6538

VTT Prosessit, Biologinkuja 7, PL 1602, 02044 VTT
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 7021

VTT Processer, Biologgränden 7, PB 1602, 02044 VTT
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 7021

VTT Processes, Biologinkuja 7, P.O.Box 1602, FIN-02044 VTT, Finland
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 7021

Koljonen, Tiina, Kekkonen, Veikko, Lehtilä, Antti, Hongisto, Mikko & Savolainen, Ilkka. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa [The impact of the emissions trading on energy sector and steel industry in Finland]. Espoo 2004. VTT Tiedotteita – Research Notes 2259. 86 s. + liitt. 3 s.

Avainsanat carbon dioxide, emissions trade, impacts, energy industry, steel industry, Finland, taxes, prices, modelling, emissions reduction

Tiivistelmä

Työn tavoitteena oli selvittää, miten päästökauppa vaikuttaa suomalaisiin energia- ja teräsalan yrityksiin ja niiden kilpailukykyyn tuotantovolyymien sekä energiankulutuksen kasvaessa avoimilla markkinoilla. VTT:n sähkön markkinahintamallin avulla arvioitiin päästöoikeuksien eri hintatasojen vaikutusta pohjoismaiseen sähkön hintaan vuonna 2006 ja 2010 ottaen huomioon kulutuksen ja tuotantokapasiteetin arvioitu kasvu sekä kulutukseen ja vesivoiman saatavuuteen liittyvä satunnainen vaihtelu (luku 3). TIMES-energiajärjestelmämallin avulla tutkittiin päästöoikeuksien hintatasojen vaikutuksia eri sektoreiden kustannuksiin tarkastelujaksolla 2003–2020 (luku 4). Lopuksi tarkasteltiin päästökaupan vaikutuksia suomalaisiin energia- ja teräsyhtiin ja esitettiin luottamuksellisissa yritystarkasteluissa käytetyt laskentamenetelmät (luku 5).

Tarkastelluilla oletuksilla (luku 2) päästöoikeuden hinta 5–30 €/t CO₂ nostaa sähkön keskihintaa noin 5–20 €/MWh. Vaikutus on lähes lineaarinen päästöoikeuden hinnan suhteen. Kuiva vesivuosi ja niukasti kehittyvä kapasiteetti voivat tulevaisuudessa johtaa hetkellisesti hyvin korkeisiin sähkön markkinahintoihin. Kuivan kauden pitkittyessä markkinoiden ylireagoinnin ja muiden seurausvaikutusten vuoksi sähkön hinta saattaa todellisuudessa nousta enemmän kuin laskentatulokset osoittavat. Mallin laskentaoletuksilla kapasiteettia on pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimman osan vuotta yli kysynnän. Näin ollen kapasiteetin merkittävä lisääntyminen ei näytä todennäköiseltä, mikäli sähkön hintataso pysyy alhaalla. Esitettyjen hinta-arvioiden suurimmat virhemahdollisuudet johtuvat kuitenkin nimenomaan kapasiteettiolettamista. Malli ei myöskään huomioi sähkön kulutuksen hintajoustoa.

TIMES-laskelmien lähtökohdaksi laadittiin päästöoikeuksien alkujako, joka on suurelta osin yhdenmukainen jaksolle 2005–2007 myöhemmin julkaistun kansallisen jakosuunnitelman kanssa. Kioton jaksolla päästöoikeuksien alkujaossa käytettiin samoja pääperiaatteita kuin vuosille 2005–2007, mutta ilmaisten päästöoikeuksien määrää eri sektoreille pienennettiin siten, että Kioton tavoite saavutettaisiin. Tältä pohjalta Kioton tavoitteen saavuttaminen päästökaupan keinoin aiheuttaisi koko energiajärjestelmässä 150–380 M€:n vuotuiset suorat lisäkustannukset vuosina 2008–2012 päästöoikeuden hinnasta ja vesivuoden kuivuudesta riippuen. Päästökaupan aiheuttamiin kustannuksiin vaikuttaa merkittävästi mm. päästövähennystavoitteiden allokointi päästökauppa- ja ei-päästökaupasektoreille. Suurin osa kasvihuonekaasujen päästövähennyksistä ja kus-

tannuksista ja kohdistuu Kioton jaksolle, jonka päästöoikeuksien alkujasta ei vielä ole tietoa, joten tuloksissa on huomattavaa epävarmuutta. Loppukulutussektoreille kohdistettuna kustannusmuutokset jakaantuisivat melko tasaisesti teollisuuteen ja muuhun talouteen. Päästöoikeuksien ostoa alkaa kääntyä tulosten mukaan myynniksi noin 15 €/t CO₂ hintatasolla, alkaen lähinnä erillisestä sähköntuotannosta. Toisin kuin sähkön markkinahinamalli, TIMES-malli huomioi myös kysynnän hintajoukon. TIMES-mallin lähtötietona on käytetty sähkön markkinamallin laskemia sähkön hintaennusteita. Täten skenaariotulosten, joissa sähkön hinta on korkea, epävarmuus on suurempi.

Sähkön markkinahintaennusteet osoittivat, että alle 15–20 €/t CO₂ päästöoikeuden hintatasolla Pohjoismaissa ei vielä tapahdu suuria muutoksia eri polttoaineiden käyttömäärissä, eivätkä CO₂-päästömäärät tältä osin muutu merkittävästi sähköntuotannossa. TIMES-laskelmissa mikään yksittäinen kasvihuonekaasujen vähennyskeino ei korostunut. Päästöjen vähennykset toteutuivat portaittain polttoaineen vaihdon sekä energian säästön, yhdistetyn sähkön ja lämmöntuotannon ja tuulivoimatuotannon lisääntymisen myötä kaikilla oletetuilla päästöoikeuden markkinahinnoilla koko tarkastelujakson ajan. Vasta päästöoikeuden hintatasolla 30 €/t CO₂ esiintyi suurempia muutoksia, jolloin mm. sähkön markkinahintaa määrävässä asemassa olisi maakaasulauhde, ja myös Suomeen olisi kannattavaa rakentaa yksi maakaasulauhdelaite ennen vuotta 2010.

Yrityskohtaiset selvitykset viittaavat siihen, että vaihtelu päästöjen vähentämismahdollisuuksissa yksittäisten yritysten ja toimipaikkojen kohdalla on hyvin suurta. Kasvavat teollisuustoimialat, joihin suomalainen terästeollisuus kuuluu, eivät kykene pitämään kokonaispäästöjään nykytasolla, vaikka ominaispäästöt pysyisivätkin nykyisellä tasolla tai laskisivat. Energiasektorin keskeisimmät keinot CO₂-päästöjen vähentämisessä ovat polttoainevaihtoja vähähiilisempään suuntaan. Esimerkiksi turpeen korvaaminen puulla tai kivihiilen korvaaminen maakaasulla ovat monin paikoin mahdollisia toimenpiteitä. Yleensä kuitenkin korvaavan polttoaineen hinta on korkeampi, jolloin energian hankinnan kustannukset nousevat.

Kansainvälisillä markkinoilla toimivien terästeollisuuden yritysten tuotteiden hinnat asettuvat suurelta osin kansainvälisen kilpailun tuloksena. Tästä seuraa, että tuotannon kasvaessa päästöjen vähentämisestä ja/tai lisäpäästöoikeuksien hankinnasta aiheutuvia kustannuksia on erittäin vaikea siirtää tuotteiden hintoihin. Tällöin lisäkustannukset rasittavat suoraan yritysten kannattavuutta ja kilpailukykyä verrattuna päästöjen vähentämisvelvoitteista vapaisiin, EU:n päästökauppa-alueen ulkopuolisiin yrityksiin. Kriittisiä tekijöitä ovat päästökauppa-alueen ulkopuolelta Eurooppaan (ml. kotimarkkinoillemme) suuntautuva tuonti, päästöoikeuden markkinahinta ja omien päästöjä vähentämistoimenpiteiden rajakustannukset verrattuna kilpailijoihin. Toisaalta myös pohjoismainen sähkön markkinahinta määrittelee, kuinka paljon sähkön tuottajat voivat siirtää päästökaupan tuomia lisäkustannuksia hintoihin.

Koljonen, Tiina, Kekkonen, Veikko, Lehtilä, Antti, Hongisto, Mikko & Savolainen, Ilkka. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa [The impact of the emissions trading on energy sector and steel industry in Finland]. Espoo 2004. VTT Tiedotteita – Research Notes 2259. 86 p. + app. 3 p.

Keywords carbon dioxide, emissions trade, impacts, energy industry, steel industry, Finland, taxes, prices, modelling, emissions reduction

Abstract

The aim of this work was to examine, how the emissions trading system affects the Finnish energy and steel sector companies and their competitiveness, when production volumes and the use of energy are increased in the open markets. The effect of different price levels of emission allowances on the Nordic electricity market prices in 2006 and 2010 was examined with the Nordic electricity market model created at VTT. In the analysis, the demand of electricity, the approximated increases in production capacities as well as the stochastic variations of electricity consumption and hydro power production were taken into consideration (chapter 3). The TIMES energy systems model was used to study the effect of different allowance price levels on the costs between different sectors during 2003–2020 (chapter 4). Finally, the effect of emissions trading on Finnish energy and steel sector companies was investigated and the report shows the calculation methods used in the confidential company level studies.

With the assumptions used for the analysis (chapter 2) the allowance price level of 5–30 €/t CO₂ increases the average price level of electricity by 5–20 €/MWh. The results indicate that the correlation of the allowance price to the market price of electricity is nearly linear. Dry hydrological year and inadequate new capacity may temporarily lead to very high market prices of electricity. The real market prices may be even higher than the calculated ones, because the prolongation of dry season may lead to overreaction and other consequences. With the model assumptions the production capacity was high enough to cover the assumed electricity demand during most of the year. As a consequence, the production capacity will not be considerably increased without increases in electricity prices. However, the assumptions of the production capacities have the highest uncertainties of the calculated electricity prices. It should be noted also, that the model does not take into account the price elasticity of electricity consumption.

The basis of the TIMES calculations was the allocation of CO₂ emissions, which mostly follows the later published national allocation plan for the years 2005–2007. The principles of the allocation for the Kyoto period were about the same as for the first period, but because of the Kyoto target, the total amount of emission allowances was decreased considerably. As a result, reducing greenhouse gas emissions to the Kyoto target level with emissions trading would cause 150–380 M€ direct additional costs for the years 2008–2012 depending on the allowance price level and the hydrological year.

The additional costs due to emissions trading are greatly affected by the allocation of the emission reduction targets between emissions trading and non-emissions trading sectors. Most of the costs caused by emission reductions are targeted to the Kyoto period, which national allocation is not decided yet and therefore the annual costs have a remarkable uncertainty. The changes in the costs would be divided quite evenly for the industrial sector and other end use sectors. Purchasing of allowances will be changed to selling at the allowance price level of 15 €/t CO₂ starting from separate electricity production. Unlike electricity market model, TIMES model includes price elasticity of electricity consumption. The average electricity market prices calculated with the electricity market model are input parameters for the TIMES scenarios. Therefore the scenarios with high electricity prices have an additional uncertainty.

The results of the electricity market prices showed that there will not be remarkable changes in different fuel consumptions at the allowance price level of 15–20 €/t CO₂ and therefore the CO₂ emissions will not be considerably changed in electricity production. In the TIMES calculations, no single greenhouse gas reduction measure was emerged. The reductions of emissions were decreased gradually because of fuel switching and energy saving as well as due to increased amount of combined heat and power and wind power in all the scenarios and through the whole scenario period. In the scenario with the allowance price of 30 €/t CO₂, the changes in the energy system were more significant. The condensing natural gas had the dominant position during most of the year on the production margin of the power system. It also seemed profitable to build one condensing natural gas power plant in Finland before the year 2010.

Company level studies indicate that the variation in emission reduction potential between companies and plants is great. Growing industrial branches, like Finnish steel industry, which will increase their production capacities, cannot keep their emissions at the present level or lower them. The most crucial ways to lower CO₂ emissions in the energy sector are fuel changes to the direction of lower net carbon emissions. Examples of these are replacements of the use of peat by wood or coal by natural gas. Usually fuel replacement will raise the production costs.

The country specific emission commitments and global markets of energy or emission intensive products do not fit well together. If product prices are formed in global framework, like in steel industry, the increased costs caused by emission reduction measures may not be transferred to the product prices. On the other hand, energy producing companies are in complex situation, they can to some extent transfer the increased costs to the prices of the products, however, also here the electricity markets are open between the Nordic countries, and this gives the overall limit to the price rise of electricity.

Alkusanat

Tässä tutkimuksessa tarkastellaan päästökaupan aiheuttamia vaikutuksia energiasektoriin ja terästeollisuuteen Suomessa. Tutkimuksen tavoitteena on selvittää, miten kansainvälinen päästökauppa vaikuttaa suomalaisiin energia-alan yrityksiin ja teräksen tuotajiin sekä niiden kilpailukykyyn tuotantovolyymien ja energiankulutuksen kasvaessa avoimilla markkinoilla. Työssä selvitetään, kuinka vuonna 2005 alkava EU-laajuinen päästökauppa ja vuonna 2008 alkava mahdollinen Kioton päästökauppa vaikuttavat sähkön markkinahintaan pohjoismaisilla markkinoilla. Lisäksi arvioidaan päästökaupan vaikutuksia Suomen koko energiajärjestelmään vuoteen 2020 asti. Tutkimuksen pääpaino rajoittui kuitenkin aikajaksolle 2005–2012.

Tutkimuksen rahoittivat Teknologian kehittämiskeskus (Tekes), Energia-alan keskusliitto ry:n (Finergy) ympäristöpooli, Rautaruukki, Pohjolan Voima, Tampereen Sähkölaitos, Vantaan Energia ja VTT Prosessit. Projektin johtoryhmän puheenjohtajana toimi Jukka Leskelä Finergystä. Johtoryhmään kuuluivat lisäksi Teija Lahti-Nuutila Tekestä, Toni Hemminki Rautaruukista, Arto Tuominen Pohjolan Voimasta, Soile Heinonen Tampereen Sähkölaitokselta, Hannu Laine Vantaan Energiasta sekä Satu Helynen, Tiina Koljonen ja Ilkka Savolainen VTT Prosesseista. Projektin vastuullisena johtajana toimi tutk. prof. Ilkka Savolainen ja projektipäällikkönä tutkija Tiina Koljonen. Tutkimuksen tekemiseen osallistuivat lisäksi erikoistutkijat Veikko Kekkonen (sähkön markkinahinta-arviot) ja Antti Lehtilä (TIMES-laskelmat) sekä tutkija Mikko Hongisto (yri-tystarkastelut). Tekijät esittävät lämpimät kiitokset työhön saaduista kommenteista ja tiedoista. Lisäksi kauppa- ja teollisuusministeriö on antanut työhön lähtötietoja liittyen uuteen kansalliseen ilmastostrategiaan, josta tekijät esittävät myös kiitoksensa.

Sisällysluettelo

Tiivistelmä.....	3
Abstract.....	5
Alkusanat.....	7
1. Johdanto.....	11
2. Työssä käytetyt lähtöoletukset ja -arvot.....	14
2.1 Tarkasteluvuodet sekä päästökaupan piiriin kuuluvat toimialat ja kasvihuonekaasut.....	14
2.2 Päästökiiintiöiden ja polttoaineiden hinta-arviot.....	14
2.3 Energian kysyntä.....	16
2.4 Energiaverot ja -tuet.....	16
2.5 Päästökiiintiöiden alkujako.....	17
2.6 Päästöjen vähennysten muut ohjaukeinoet.....	19
3. Sähkön markkinahintaennusteet eri päästökiiintiöiden hintatasoilla.....	20
3.1 Lähtökohta.....	20
3.2 Menetelmä.....	20
3.3 Lähtötiedot.....	21
3.3.1 Voimalaitosten luokittelu ja tekniset lähtötiedot.....	24
3.3.2 Vesialtaiden simulointi.....	26
3.4 Tulokset.....	29
3.5 Johtopäätöksiä sähkön markkinahintaennusteista.....	32
4. Järjestelmämallitarkastelu.....	34
4.1 Tarkastelussa käytetty järjestelmämalli.....	34
4.1.1 Mallin yleispiirteet.....	34
4.1.2 Energian tuotantolaitosten luokittelu ja kuormitusvaihtelut.....	35
4.1.3 Vesivarastojen ja tuulivoiman vaihtelun simulointi.....	35
4.2 Talouskasvuoletukset.....	36
4.3 Päästöjen rajoittamista koskevat oletukset.....	37
4.4 Muita yleisiä lähtöoletuksia.....	39
4.5 Tarkastellut skenaariot.....	41
4.6 Tuloksia.....	42
4.6.1 Energian tuotannon ja kulutuksen kehitys.....	42
4.6.2 Päästöjen ja päästökaupan kehitys.....	46
4.6.3 Päästöjen rajoittamisen taloudelliset vaikutukset.....	49
4.7 Johtopäätöksiä päästökaupan mallinnuksesta.....	54

5. Päästökaupan vaikutuksista energia- ja terässektorien yrityksiin.....	55
5.1 Lähtökohta.....	55
5.2 Esimerkkiyritykset.....	57
5.3 Energiasektori ja päästökaupan piiriin kuluvat energia-alan yritykset.....	58
5.4 Suomen terästehtaat.....	60
5.5 Yritystarkasteluissa sovelletut menetelmät	64
5.6 Päästöjen vähentämisinvestointien kannattavuuden vertailumenetelmä.....	66
5.7 Energiantuotantolaitosten käytön optimointi päästökauppaoloissa.....	74
5.8 Tuloksia	75
5.9 Päätelmiä yritystarkasteluista	77
6. Yhteenveto	79
Lähdeluettelo	84

Liitteet

Liite A: Aluehintariskiin liittyvät hintapiirrokset

1. Johdanto

Suomen kansallista ilmastostrategiaa uudistetaan parhaillaan kauppaja- ja teollisuusministeriön (KTM) koordinoimana. Uudessa ilmastostrategiassa otetaan huomioon muun muassa EU:n päästökauppa sekä Kioton mekanismit. Strategian mukaan uusiutuvan energian edistämishjelma, energiaverotus ja energiansäästöohjelma ovat tärkeitä keinoja, kun vähennetään kasvihuonekaasupäästöjä. EY:n päästökauppadirektiiviehdotuksen mukaisella yritysten välisellä päästökaupalla onkin suuri vaikutus ilmastostrategian toimeenpanossa ja toisaalta sillä on vaikutusta muihin ohjauskeinoihin, kuten energiaverotukseen (KTM 2004a).

Päästökauppa aloitetaan Euroopan yhteisössä 1.1.2005, ja päästökaupan ensimmäinen jakso päättyy vuonna 2007. Vuoden 2008 alusta tätä seuraa ns. Kioton jakso, joka päättyy vuonna 2012. Suomessa on valmistunut uusi päästökauppalaki ja lisäksi joukko asetuksia liittyen muun muassa päästöjen seurantaan, raportointiin ja todentamiseen. Yhtiöiden tulee valmistautua vuonna 2004 käynnistyneeseen lupaprosessiin sekä päästöjen tarkkailu- ja seurantasuunnitelmien laadintaan (EC 2004, KTM 2004a, EMV 2004).

Vuoden 2005 alusta lähtien päästökaupan piiriin kuuluvat laitokset eivät saa tuottaa hiilidioksidipäästöjä ilman päästölupaa. Jaksolla 2005–2007 päästökaupan piiriin kuuluvat energian tuotanto, rautametallien tuotanto ja jalostus, öljynjalostus, mineraaliteollisuus sekä sellu- ja paperiteollisuus. Kioton jaksolla päästökaupan piiriin saattaa tulla myös muita toimialoja ja/tai kasvihuonekaasuja. Päästöoikeuksien kansallisesta jakosuunnitelmasta sekä sektori- ja laitoskohtaisista ja uusia osallistujia koskevista päästöoikeuksien jakokriteereistä vastaa kauppaja- ja teollisuusministeriö. Euroopan komissio on antanut ohjeen kansallisen jakosuunnitelman laadinnasta, ja komissio myös hyväksyy jäsenvaltioiden kansalliset jakosuunnitelmat. Päästöluvan toimijoille myöntää vuosittain Suomessa Energiamarkkinavirasto (EMV), joka myös vastaa päästöoikeuksien rekisteröinnistä. Päästöoikeudet jaetaan hallitusohjelman mukaisesti maksutta ja ns. perintömenettelynä, eli aikaisempien vuosien päästöjen perusteella (KTM 2004a, EMV 2004).

EU:n päästökauppa, Kioton päästökauppa ja muut Kioton mekanismit luovat uuden kansainvälisen toimintaympäristön suomalaisille energia-alan yrityksille ja teollisuudelle. Koska Suomen talous on varsin energia- ja päästöintensiivinen, päästökauppa muuttaa mitä ilmeisimmin energia-alan ja teollisuuden toimintaolosuhteita merkittävästi. Päästökauppa vaikuttaa muun muassa energialaitosten käyttöön ja ohjaa investointeja vähä- ja nollapäästökohteisiin. Päästökaupan yleisenä tavoitteena onkin ohjata päästöjenrajoitustoimet kustannustehokkaimpiin kohteisiin. Ohjauskeinona päästökauppa on voimakas toimi, koska se vaikuttaa nopeasti yritysten taloudelliseen toimintaympäristöön.

Hiilidioksidipäästöoikeuksista on muodostumassa liiketoiminnan kannalta merkittävä "tuotantopanoks". Järjestelmän käynnistyessä on tärkeää, että järjestelmään liitettävillä yrityksillä on riittävät valmiudet vastata tarvittaessa nopeastikin toimintaympäristössä tapahtuviin muutoksiin. Niille yrityksille, joiden päästöt ovat merkittävät suhteessa jalostusarvoon tai jotka kilpailevat markkinasegmenteillä, joilla osa toimijoista ei kannata päästökauppajärjestelmästä aiheutuvaa taakkaa, voi oman päästökauppastrategian valmisteleminen olla tarpeen. Päästökaupan mahdollisten vaikutusten tutkimus yritystasolla ja vaikutusten ennakointi on keskeinen osa strategiatyössä tarvittavan tietoperustan muodostamista.

Päästökauppa lisää kustannuksia yrityksissä, jotka kuuluvat päästökaupan piiriin. Yritykset joutuvat paitsi hakemaan päästöluvan CO₂-päästöilleen myös kehittämään päästöjen laskenta- ja monitorointijärjestelmiä. Lisäksi yritykset joutuvat mahdollisesti ostamaan päästöoikeuksia tai tekemään toimenpiteitä päästöjensä vähentämiseksi. Päästöoikeudet lisäävät fossiilisen polttoaineen ja polttoturpeen käytön kustannuksia, ja hiilen käyttö prosessin raaka-aineena tulee kalliimmaksi. Hiiltä polttoaineena käyttävät lauhdevoimalat ovat sähkön hintaa määräävässä marginaalisessa markkina-asemassa pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suuren osan vuodesta. Laitosten päästöoikeuksista tulevat lisäkustannukset lisäävät sähkön tuotannon marginaalikustannuksia, jotka siirtyvät sähkön hintaan. Toisaalta vähäpäästöisen ja CO₂-päästöttömän sähkön tuotannon kannattavuus paranee, mikä lisää muun muassa vesivoiman tuotannon markkinaetua.

Myös Suomessa sähköä tuottaville yrityksille aiheutuu päästöoikeuksien ostamisesta lisäkuluja, jotka ne toisaalta voivat kattaa sähkön hinnan noususta tulevilla tuloilla tuotantorakenteestaan riippuen. Päästöoikeuksien ostoa lisää myös fossiililla polttoaineilla ja turpeella tuotetun lämmön sekä yhdistetyn sähkön ja lämmön (CHP) tuotannon kustannuksia, jos yritykset tuotantonsa laajuuden puolesta ovat päästökaupan piirissä. Lisäkustannukset tuovat tarvetta nostaa kaukolämmön hintaa.

Nouseva sähkön ja lämmön hinta tuo lisäkustannuksia energian kuluttajille, sekä kotitalouksille että yrityksille. Tämä nostaa yleistä kustannustasoa ja vaikuttaa maan kilpailukykyyn. Kilpailukyky heikkenee nimenomaan sellaisiin maihin nähden, joilla ei ole taakkanaan päästöjen rajoittamisesta tulevia kustannuksia. Lisäksi kilpailutilanne muuttuu eri EU-maiden välillä, mikäli toteutettu valtiollinen taakanjako johtaa eri maissa hyvin erilaisiin päästöjen vähentämisen rajakustannuksiin. Voimakkaimmin tämä koskee teollisuudenaloja, jotka tekevät tuotteita, joiden valmistaminen vaatii paljon energiaa ja joiden hinnat määräytyvät maailmanmarkkinoilta. Suomessa tällaisia aloja ovat muun muassa paperin ja teräksen valmistus. Näiden teollisuusalojen tuotanto menee pääosin päästökauppa-alueen ulkopuolelta suuntautuvalla tuonnilla alttiille markkina-alueelle (sekä vientiin että kotimaahan). Malmipohjaisessa teräksen valmistuksessa myös itse valmistusprosessi aiheuttaa huomattavan hiilidioksidipäästön, joka on myös

päästökaupan alaista. Päästökaupan alkuvaiheessa Rautaruukin Raahen ja Koverharin terästehtaiden hiilidioksidipäästöt muodostavat yli 10 % Suomen päästökauppasektorin kokonaispäästöistä. Päästökauppa rasittaa myös öljynjalostusteollisuuden sekä sementin ja kalkin valmistuksen kannattavuutta. Suomalainen teollisuus on investoinut energian käytön tehokkuuteen ja samalla päästöjen vähennyksiin. Näin ollen päästöjen vähentämisen rajakustannukset ovat yleensä Suomessa korkeammat kuin esimerkiksi keskimäärin Euroopassa. Mikäli CO₂-päästöjä rajoitettaisiin voimakkaasti, ainoa kannattava toimenpide saattaisi olla tuotannon rajoittaminen, joka puolestaan heikentää yrityksen kilpailuasemaa. Kun terästuotannon vähentäminen Suomessa ei vähennä teräksen kulutusta maailmassa, päädyttäisiin todennäköisesti korkeampiin globaaleihin CO₂-päästöihin, koska tehokasta suomalaista tuotantoa korvattaisiin tehottomammalla.

Tämän työn tavoitteena oli selvittää, miten päästökauppa vaikuttaa suomalaisiin energia- ja teräsalan yrityksiin ja niiden kilpailukykyyn tuotantovolyymien sekä energiankulutuksen kasvaessa avoimilla markkinoilla. Luvussa 2 esitetään työssä käytetyt keskeiset lähtöarvot. Luvussa 3 arvioidaan stokastisen mallin avulla päästökaupan eri hintatasojen vaikutusta pohjoismaiseen sähkön hintaan ottaen huomioon kulutuksen ja tuotantokapasiteetin kasvu sekä kulutukseen ja vesivoiman saatavuuteen liittyvä satunnainen vaihtelu. Luvussa 4 tarkastellaan TIMES-energiajärjestelmämallin avulla eri päästökaupan hintatasojen vaikutusta eri sektoreiden kustannuksiin ja luvussa 5 arvioidaan päästökaupan vaikutuksia suomalaisiin energia- ja teräsalan yrityksiin. Viimeksi mainitulta osalta tässä raportissa on kuvattu vain laskentamenetelmät ja yleisluontoisia tuloksia. Yksityiskohtaiset tulokset on toimitettu suoraan tarkasteltuihin yrityksiin luottamuksellisina raportteina.

Eri tarkastelujen lähtöoletukset ja -tiedot on sovittu pääosin projektin johtoryhmän kesken. Lisäksi kauppa- ja teollisuusministeriö on luovuttanut projektin käyttöön tietoja liittyen Suomen CO₂-päästöjen arvioituun kehitykseen päästökauppajaksoilla. Työ tehtiin pääosin vuonna 2003, jolloin muun muassa päästöoikeuksien lopullinen alkujako ensimmäiselle EU-päästökauppajaksole ei ollut tiedossa. Näin ollen työssä käytetty alkujako poikkeaa hieman Suomen virallisesta komissiolle toimitetusta alkujaosta. Kioton jakson virallinen alkujako oli sen sijaa avoin myös tämän työn päätyttyä.

2. Työssä käytetyt lähtöoletukset ja -arvot

Tässä luvussa esitetään koko tutkimukselle yhteiset lähtöoletukset ja -arvot, jotka on sovittu projektin johtoryhmässä. Luvuissa 3 ja 4 on lisäksi esitetty sähkön markkinahintalaskelmissa ja TIMES-laskelmissa käytetyt lisäoletukset.

2.1 Tarkasteluvuodet sekä päästökaupan piiriin kuuluvat toimialat ja kasvihuonekaasut

Laskelmien tarkasteluvuosiksi valittiin vuodet 2006 ja 2010. Tarkasteluissa on oletettu, että vuonna 2006 on käynnissä päästökaupan ensimmäinen jakso ja vuonna 2010 Kioton päästökauppajakso. Sektorikohtaisissa tarkasteluissa aikajänne on kuitenkin ulotettu aina vuoteen 2020 asti. Tästä syystä myös sähkön markkinahintaennusteille on laskettu arvio vuodelle 2020.

Päästökaupan piiriin on oletettu kuuluvan EU:n päästökauppadirektiivissä luetellut toimialat päästökaupan 1. ja 2. jaksolla. Lisäksi on huomioitu Suomen "opt-in"-oletus, jossa päästökaupan piiriin on otettu myös polttoaineteholtaan alle 20 MW:n laitokset, mikäli ne on kytketty kaukolämpöverkkoon, jossa on yli 20 MW:n tuotantolaitoksia. "Opt-in"-laajennuksella on pyritty estämään hiilivuoto pienistä kaukolämpökattiloista, joita yleensä käytetään ainoastaan huippulämpökuorman aikana. Kioton jaksolla päästökaupan piiriin saattaa tulla myös muita toimialoja, kuten kemian teollisuus tai liikenne, jota ei ole huomioitu tässä tutkimuksessa.

Päästökauppaa oletetaan käytävän vain hiilidioksidilla EU-direktiivin mukaisesti koko tarkastelujaksolla. Kioton periodilla päästökaupan piiriin saattaa tulla myös muita kasvihuonekaasuja, jota ei siis ole huomioitu tässä tutkimuksessa.

2.2 Päästokiintiöiden ja polttoaineiden hinta-arviot

Päästokiintiöiden hinta-arviona käytettiin 5, 15 ja 30 €/t CO₂ kaikille laskentavuosille johtoryhmän päätöksen mukaisesti. Lisäksi laskettiin referenssitapaus, jossa päästokiintiön hinta oli nolla. Hinta-arvioista 5 €/t CO₂ edustaa matalaa markkinahintatasoa ja 30 €/t CO₂ suhteellisen korkeaa hintatasoa, etenkin päästökaupan ensimmäisellä jaksolla. EU:n päästökauppadirektiivissä on määritetty 1. jakson sakkomaksuksi 40 €/t CO₂, joka tulee maksaa päästöoikeuden hankkimisesta tulleiden kustannusten lisäksi. Kioton jaksolla sakkomaksu on 100 €/t CO₂.

Polttoaineiden hinta-arvoissa käytettiin lähteenä IEA:n julkaisemia maailmanmarkkina-hintoja maakaasulle, kivihiilelle ja raakaöljylle (IEA 2002, IEA 2003). Turpeen hinta-arviot perustuvat VAPOn antamaan asiantuntijalausuntoon (Hakkarainen 2003) ja biopolttoaineiden hinta-arviot VTT Prosessien selvityksiin (Helynen 2003). Taulukossa 1 on esitetty IEA:n julkaisemat maailmanmarkkinahinnat maakaasulle, kivihiilelle, ja raakaöljylle.

Taulukko 1. Maakaasun, kivihiilen ja raakaöljyn maailmanmarkkinahinnat (vuoden 2001 USD) (IEA 2002, IEA 2003).

	2000	2001	2002	2010	2020
Öljy, USD/MWh	18,6	14,4		15,9	16,6
Kaasu, USD/MWh, LHV	11,7	15,1	10,1	10,9	13,5
Hiili, USD/MWh	5,0			5,6	5,9

Voimalaitospolttoaineiden hinnat on esitetty taulukossa 2. Kyseisiä hintaoletuksia on käytetty sähkön markkinahintalaskelmissa. Vuoden 2003 voimalaitoshinnat perustuvat KTM:n julkaisemiin tilastoihin (KTM 2003a).

Taulukko 2. Voimalaitospolttoaineiden hinnat sekä ydinpolttoaineella tuotetun sähkön hinta sähkön markkinahintalaskelmissa (€/MWh).

	2003	2006	2010
Raskasöljy	16	15	14
Kevytöljy	22	22	22
Maakaasu	14	14	15
Maakaasu Norjan rannikolla		10	10
Kivihiili	6	6	7
Turve	6	7	7
Puupolttoaine	10	10	10
Ydinvoima	7	7	7
Jäte	7	9	9
Masuunikaasu	5	5	5
Mustalipeä	5	7	7

Sekä sektorikohtaisissa TIMES-laskelmissa että sähkön markkinahintaennusteissa on lisäksi laskettu tapaus, jossa maakaasun hinta-arviota on nostettu 20 %.

2.3 Energian kysyntä

Sähkön markkinahinta-arvioissa oleellinen lähtötieto on sähkön kysyntä Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Tanskassa tarkastelujaksolla. Tässä tutkimuksessa kysyntäarvioiden lähteenä käytettiin Eurelectricin julkaisemia arvioita, jotka on esitetty taulukossa 3 (Eurelectric 2002).

Taulukko 3. Sähkön toteutunut kysyntä vuonna 2002 ja kysyntäennusteet vuonna 2006 ja 2010 Pohjoismaissa (Nordpool 2003, Eurelectric 2002).

	2002	2005	2010
Suomi	83,9	86,6	92,5
Ruotsi	148,7	148,4	152,0
Norja	120,9	127,6	131,6
Tanska	35,2	36,2	37,9
Yhteensä	388,7	398,8	417,0

Sektorikohtaisissa TIMES-tarkasteluissa energian kysynnän lähtötietoina on käytetty KTM:n WM-skenaariota (With Measures, päätetyin toimenpitein). WM-skenaariossa on huomioitu päätetyt energiansäästö- ja päästöjen vähentämiseen liittyvät toimenpiteet, kuten uuden ydinvoimalan käyttöönotto vuonna 2009.

2.4 Energiaverot ja -tuet

Kaikissa tarkasteluissa on oletettu nykyinen energiaverotus ja energiantuotannon tukijärjestelmä, koska mahdollisista vero- tai tukimuutoksista ei ollut tietoa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että päästökauppajaksolla lämmöntuotantoon kohdistetaan polttoainevero, vaikka tuotanto kuuluisi päästökaupan piiriin, mikä rasittaa fossiililla polttoaineilla tuotetun lämpöenergian kilpailukykyä. Vuoden 2003 alusta polttoaineiden lisäveroa maksetaan 18,05 euroa hiilidioksiditonnilta lukuun ottamatta maakaasua ja turvetta. Maakaasulle on 50 %:n alennus lisäverosta ja turpeen vero ei perustu hiilisisältöön. Sähkön tuotanto on oletettu verovapaaksi nykyisen järjestelmän mukaisesti (KTM 2004a).

KTM:n ohjauskeinotyöryhmän mukaan energiaverotuksen päälinjoihin ja rakenteeseen meneviä välittömiä muutostarpeita ei ole lyhyellä aikavälillä ilmennyt. Voidaankin olettaa, että päästökaupan 1. jaksolla energiaverotukseen ei ole oletettavissa suuria muutoksia. Sen sijaan Kioton jaksolla energiaverotuksen muutospaineet kasvavat etenkin, jos sähkön hinnan kehitys muodostaa huomattavan riskin energiantensiiviselle teollisuudelle, kotitalouksille tai muille sektoreille (KTM 2004b).

2.5 Päästökiintiöiden alkujako

Sektorikohtaisissa tarkasteluissa TIMES-laskelmia varten on jouduttu määrittämään päästökiintiöiden alkujako. Alkujaossa on noudatettu KTM:n julkaisemia pääperiaatteita. Sen sijaan alkujaon yksityiskohdista on sovittu johtoryhmän kesken, koska sektori- ja laitoskohtaisia jakoperiaatteita ei ollut projektiryhmän käytettävissä. Alkujaon laskennassa on hyödynnetty KTM:n ”With Measures”(WM) -skenaariota CO₂-päästöjen kehityksestä Suomessa vuonna 2004–2020. VTT:lle syksyllä 2003 toimitettu WM-skenaario on myöhemmin täsmentynyt, joten laskelmissa käytetty WM-skenaario ei täysin vastaa 31.3.2004 julkistettua skenaariota.

KTM:n mukaan päästökaupan 1. jaksolla kasvihuonekaasu (KHK) -päästöjen kokonaisvähennystavoite on - 4 Mt CO₂-ekv. vuoden 2007 lopussa verrattuna WM-skenaarion mukaisiin päästöihin. Noin 35 % tästä vähennystavoitteesta päätettiin kohdistaa ei-päästökauppasektorille ja loput 65 % päästökauppasektorille. Vuosina 2005–2007 keskimääräinen päästökauppasektorille kohdistettava KHK-päästöjen vähennys oli näin noin -2 Mt CO₂-ekv vuodessa ja ei-päästökauppasektorille noin -1 Mt CO₂-ekv vuodessa. Kioton jaksolla KHK-päästöjen kokonaisvähennystavoite oli Kioton pöytäkirjan mukainen velvoite, eli KHK-päästöt rajoitettiin keskimääräiselle tasolle 77,2 Mt CO₂-ekv. (vuoden 1990-päästöt) aikajaksolla 2008–2012. Vuonna 2004 ilmastopimukselle toimitetuissa tiedoissa vuoden 1990 päästöt ovat 76,8 Mt CO₂-ekv., koska päästöluokka epäsuorat N₂O-päästöt polttoaineen poltosta (460 kt v. 1990) on jätetty pois. Muutos koskee koko aikasarjaa vuodesta 1990 eteenpäin, mitä ei siis ole huomioitu tässä tutkimuksessa. Ei-päästökauppasektorille keskimääräiseksi lisävähennystavoitteeksi asetettiin -1 Mt CO₂-ekv vuodessa ja loput vähennystarpeesta kohdistettiin päästökauppasektorille. Kuvassa 1 on esitetty KTM:n julkaisema WM-skenaario sekä yllä olevin kriteerein laskettu KHK-päästöjen vähennystavoite päästökauppasektorille. Tässä yhteydessä on jo syytä huomioida, että vähennystavoite voidaan saavuttaa joko teknisillä päästövähennystoimenpitein, päästöjä aiheuttavaa tuotantoa supistamalla tai ostamalla päästöoikeuksia markkinoilta. Kioton jaksolla kyseeseen voi tulla myös muut joustomekanismit (yhteistoteutus, puhtaan kehityksen mekanismi).



Kuva 1. KTM:n WM-skenaario kasvihuonekaasupäästöjen kehityksestä sekä TIMES-laskelmissa käytetyt kasvihuonekaasupäästöjen vähennystavoitteet päästökauppasektorille. WM=With Measures, PK=päästökauppasektori.

Johtoryhmän päätöksen mukaisesti päästökauppasektorin sisällä päästöjen vähennyksiä ei kohdistettu teollisuuden ns. ”prosessiperäisiin päästöihin”. Koska kyseinen käsite ei ole yksiselitteinen, sovittiin eri toimialoille seuraavat prosentuaaliset osuudet, joille päästöjen vähennystä ei kohdistettu:

- Raudan ja teräksen tuotanto 100 % vuonna 2005–2007, 90 % vuonna 2008–2012
- Sellu- ja paperiteollisuus 25 % vuonna 2005–2012
- Öljynjalostus 75 % vuonna 2005–2012
- Mineraaliteollisuus 80 %.

Muilta osin KHK-päästöjä vähennettiin CO₂-päästöjen suhteessa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että raudan- ja teräksen tuotanto saisi 100 % tarvitsemistaan päästökiintiöistään vuonna 2005–2007, mutta Kioton periodilla 10 % päästöistä kohdistettaisiin sama prosentuaalinen päästöjen leikkaus kuin esimerkiksi energian tuotannon kaikille CO₂-päästöille.

2.6 Päästöjen vähennysten muut ohjauskeinot

Päästöjen vähennysten ohjauskeinoista tärkein on päästökauppa, joka kuitenkin kohdistuu ainoastaan päästökauppasektorille. Tässä työssä ei-päästökauppasektorin päästövähennystavoitteet TIMES-laskelmissa on saavutettu käyttämällä ns. näennäis- eli pseudooveroa. Energiansäästöohjelman ja uusiutuvien edistämishjelman tavoitteita ei ole oletettu ehdottomasti saavutettavan, vaan laskelmilla on haluttu haarukoida, missä määrin kyseiset tavoitteet toteutuvat laskennan eri lähtöoletuksilla.

3. Sähkön markkinahintaennusteet eri päästökauppien hintatasoilla

3.1 Lähtökohta

Pohjoismainen sähkön markkinahinta on tärkeä taustatieto arvioitaessa päästökaupan merkitystä yrityksille ja laskettaessa järjestelmämalleilla koko Suomen energiataloutta päästökauppien rajoitusten puitteissa. Päästökaupat ja niillä käytävä kauppa vaikuttavat polttoaineella tapahtuvaan energian tuotantoon ja sitä kautta sähkön tuotantokustannuksiin. Tuotantokustannuksilla puolestaan on selvä yhteys sähkön markkinahintaan. Siksi tämän tutkimuksen yhtenä painopisteenä oli laskea odotettavissa olevaa sähkön hintaa eri päästökauppien hintatasoilla. Saatuja sähkön hinta-arvioita voidaan käyttää lähtötietoina energiataloudellisissa mallilaskelmissa sekä yritys- että kansantaloudellisella tasolla. Odotettavissa oleva pohjoismainen sähkön markkinahinta eri päästökauppien hintatasoilla on myös sinällään kiinnostava tulos tästä selvityksestä.

Numeerinen tulos on laskettu vuodelle 2006, jolloin EU-laajuisen päästökauppien kaupan oletetaan olevan käynnissä, sekä vuodelle 2010, joka on keskellä Kioton jaksoa. Todennäköisimmän hinta-arvion lisäksi on arvioitu, miten herkkä sähkön hinta olisi seuraavien skenaarioluonteisten tekijöiden vaihtelulle:

- poikkeuksellisen kuiva vesivuosi
- korkeammat maakaasun ja hiilen hinnat sekä biopolttoaineiden ja turpeen hinnat
- Suomen aluehinnan poikkeaminen pohjoismaisesta markkinahinnasta.

Kansantaloudellisia optimointilaskelmia varten sähkön hintaennusteet on laskettu myös vuosille 2015 ja 2020.

3.2 Menetelmä

Sähkön markkinahintoja voidaan laskea VTT:n sähkön markkinahintamallilla, jossa on kuvattu pohjoismaisen sähkön markkinahinta-alueen järjestelmä. Malli on ns. fundamentaalimalli perustuen sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainoon. Pohjoismaiden mallissa on maittain kuvattu sähkön tarve ja kaikki sähköntuotantolaitokset tuotantoluokittain ja vesiallasvarastot. Menetelmä ratkaisee stokastista dynaamista ohjelmointiongelmia minimoiden sähkönhankinnan muuttuvia kustannuksia ja pystyy näin jakamaan vesialtaiden, vesivoimantuotannon ja muun voimantuotannon käytön optimaalisesti (Tamminen 2001a).

Laskennan tuloksena saadaan sähkön markkinahinta ja sen vaihtelualue sekä hyödyllistä taustatietoa vesialtaiden ja eri voimantuotantoluokkien käytöstä. Kaikki lopputulokset ovat todennäköisyysjakauman muodossa.

Laskenta suoritetaan kalenterivuositain, joita voi olla useita peräkkäin. Tulokset voidaan esittää tarvittaessa viikoittain ja jopa tunneittain. Vuosi on luonnollinen laskentasykli vesivoimavaltaisessa järjestelmässä, jossa veden kausivarastointi säännöstelyaltaiisiin on mahdollista. Menetelmän kannalta on yhdentekevää, mistä ajanhetkestä vesivuosi aloitetaan, mutta tulosten kannalta kalenterivuosi on tässä tutkimuksessa tarkoituksenmukaisin.

Stokastisen dynaamisen menetelmän dynamiikka keskittyy Pohjoismaille tyypilliseen suurten vesialtaiden säännöstelevän vaikutuksen kuvaamiseen. Stokastiikka kohdistuu veden tulovirtaaman luonnolliseen vaihteluun ja ottaa huomioon voimalaitosten tilastollisen käytettävyyden (vikautuvuuden).

Menetelmä sinänsä ennustaa pitkän aikavälin tulevaisuutta oikein, mikäli mallin rakennuskomponentit, kuten voimalaitostiedot ja polttoaineiden hintatiedot, on ennustettu oikein. Lyhyelle aikavälille lasketut ennusteet eivät ole aina toteutuneet, koska vesivaraston käyttö mallissa on paljon lievemmin rajoitettu kuin todellisuudessa, ja voimalaitosten todellinen käytettävyys voi poiketa tilastollisesta käytettävyydestä. Mallin keskeisin taustaoletus, kokonaiskustannusten minimointi, pätee tehokkailla sähkömarkkinoilla. Tehokkailla markkinoilla yksittäiset toimijat eivät voi omilla päätöksillään vaikuttaa markkinatasapainoon. Tällöin vesivoiman ja lämpövoiman tuotanto yhdistyisi siten, että sähkönhankinnan muuttuvat kokonaiskustannukset minimoituisivat ja sähköä tuotettaisiin oikea määrä suhteessa sähkön arvoon. Todelliset markkinat eivät koskaan ole täydellisen tehokkaat. Menetelmän minimoivasta luonteesta johtuen todelliset sähkön markkinahinnat ovat joskus korkeampia kuin mallin ennustamat hinnat.

3.3 Lähtötiedot

Tulosten tarkkuuteen pyritään varmistamalla lähtötietojen laatu. Lähtötietojen määrää on kasvatettu sopivan erottelutarkkuuden saavuttamiseksi siten, että lämpövoiman tuotanto on jaettu useisiin tuotantoluokkiin voimalaitostyypeittäin ja polttoaineittain.

Johtoryhmässä on sovittu seuraavista sähkön markkinahinta-arvioiden kannalta oleellisista lähtötiedoista (vrt. kappale 2):

- Sähkön tarve maittain
- Polttoaineiden voimalaitoshinnat ilman päästömaksuja
- Päästöoikeuden hinnat.

Sähkön tarve on esitetty taulukossa 3. Mallissa on lisäksi vuotuinen viikon keskitehoindeksisarja sekä viikon suurimman ja pienimmän tunnin indeksisarjat. Indeksisarjat ovat yhteisiä koko markkina-alueelle. Kysyntä voi lisäksi vaihdella stokastisesti.

Polttoaineiden hinnat on esitetty taulukossa 2. Ydinpolttoaineen, mustalipeän, jätteen ja masuunikaasun polttoainehinnat on määritetty siten, että kyseisillä polttoaineilla tuotetun sähkön marginaalikustannukset ovat ympäri vuoden alle sähkön markkinahinnan. Lisäksi Norjan maakaasuoptiossa on oletettu alhaisempi maakaasun hinta kuin muissa Pohjoismaissa. Lukuun ottamatta maakaasun hintaa polttoainehinnat ovat yhteisiä koko markkina-alueelle.

Päästöoikeuksien skenaariohinnat on viety suoraan polttoainehintoihin lisäämällä polttoaineiden voimalaitoshintoihin päästökertoimella laskettu CO₂-määrästä riippuva lisä. Taulukossa 4 on esitetty päästöoikeuden markkinahinnasta riippuvat marginaalikustannukset eri polttoaineille, jotka on laskettu polttoaineiden päästökertoimien ja hapettumiskertoimien avulla (Pipatti 2001). Todellisuudessa sähkön markkinahinta käyttäytyy eri tavoin riippuen siitä, muodostuvatko päästöoikeuksille likvidit markkinat vai eivät (vrt. kappale 5).

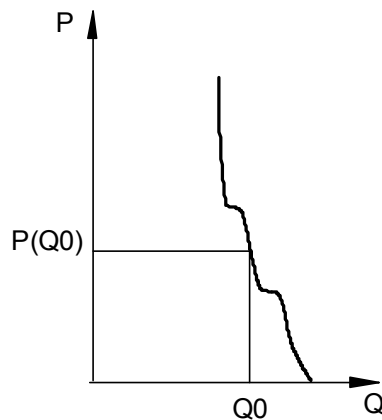
Taulukko 4. Päästöoikeuden markkinahinnasta aiheutuva lisä marginaalikustannuksiin eri polttoaineilla, €/MWh.

	5 €/t CO ₂	15 €/t CO ₂	30 €/t CO ₂
Maakaasu	1,0	3,0	6,0
Raskas polttoöljy	1,4	4,1	8,3
Kivihiihi	1,7	5,0	10,0
Turve	1,9	5,7	11,3

Jos päästöoikeusmarkkinat ovat likvidit, kaikki toimijat voivat vapaasti ostaa ja myydä päästöoikeuksia tarvetta vastaavan määrän päästöoikeusmarkkinoilla vallitsevaan markkinahintaan (tässä tapauksessa EU-markkinahinta tai maailmanmarkkinahinta). Voidaankin olettaa, että päästöoikeuksien alkujaoilla ei ole enää käynnistysilmiöiden taasaannuttua merkitystä. Tällöin mallissa käytetty menettely johtaa oikeaan tulokseen. Myydessään sähköä likvideille sähkömarkkinoille toimija ottaa huomioon päästöoikeu-

den arvon muuttuvina kustannuksinaan, ja päästöoikeuden osuus sähkön tuotantokustannuksista siirtyy sähkön markkinahintaan.

Mikäli taas päästöoikeuksille ei muodostu likvidejä markkinoita eikä toimijoilla ole varmuutta päästöoikeuksien lisähankinnasta tai pois myynnistä, sähkön tuottaja joutuu sopeuttamaan toimintansa hallussaan olevaan päästöoikeusmäärään. Koska alkujaossa noudatetaan niukkuutta, toimija joutuu rajoittamaan toimintaansa päästöoikeuksia vastaavaan määrään. Tämä merkitsee kustannusta verrattuna vapaaseen toimintatilanteeseen. Riippuu täysin toimijan yksilöllisestä sähkönhankintarakenteesta ja hallussa olevista päästöoikeusmääristä, mikä tämä laskennallinen omakustannushinta on (kuva 2).



Kuva 2. Jäljellä olevan jakson päästöoikeusmäärän (Q , t CO_2/a) ja hintavaikutuksen (P , €/t CO_2) välinen riippuvuus yksittäisen toimijan kannalta. Päästöjen Q rajoittamisesta aiheutuu lisäkustannuksia. Tarkastelu koskee tilannetta, jossa päästöoikeuksille ei ole likvidejä markkinoita. Tarkastelussa sähkön markkinahinta oletetaan annetuksi lähtötiedoksi.

Myös tässä tapauksessa päästöoikeuden arvo siirtyy sähkön markkinahintaan, mutta ei samalla tavalla, mitä mallilaskenta kuvaa. Koska toimijan on pidettävä huolta siitä, että päästöoikeusmäärä ei ylitä, tuottaja voi myydä sähköä vain niissä tilanteissa, joissa sähkön hinta on riittävän korkea korvaamaan päästöoikeusrajoituksesta johtuvan sisäisen lisäkustannuksen. Koska jokaisella toimijalla on CO_2 -päästöille oma yksilöllinen määräkustannuskäyrä suhteessa annettuun sähkön markkinahintaan, sähkömarkkinahinta muodostuu kaikkien toimijoiden keskimääräisestä yhteisvaikutuksesta. Tässä tutkimuksessa ei ole paneuduttu tähän vuorovaikutusmekanismiin.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kannalta on välttämätöntä, että jonkinlainen päästökauppamekanismi on olemassa. Muuten sähkön tuottaja joutuisi sopeuttamaan toimin-

tansa hallussa olevaan päästöoikeusmäärään, ja tuotantomahdollisuuksien rajoittaminen johtaisi alkuvaiheessa vajaukseen, kunnes kysyntä-kapasiteettitilanne ehtisi sopeutua vallitseviin rajoitusehtoihin. Tässä tarkastelussa on oletettu, että päästöoikeusmarkkinat ovat likvidit eikä päästöoikeuksien kansallisilla alkujaoilla EU-alueella ole merkitystä sähkön markkinahintaan. Tällöin päästöoikeuden markkinahinnasta aiheutuva kustannus siirtyy täysimääräisenä tuotannon marginaalikustannuksiin riippumatta siitä, onko päästöoikeus ilmainen sähkön tuottajalle vai ei.

Yhteisesti sovittujen lähtötietojen lisäksi sähkön markkinahintamallia varten on jouduttu määrittelemään suuri joukko muita lähtötietoja, joita lyhyesti kuvataan seuraavassa luvussa.

3.3.1 Voimalaitosten luokittelu ja tekniset lähtötiedot

Voimalaitoskapasiteetti eritellään maittain ja vuosittain. Mallissa käytettyjä voimantuotantoluokkia ovat ydinvoima, lauhdutusvoima, yhdyskuntien yhteistuotanto, teollisuuden yhteistuotanto, kaasuturbiinit, tuulivoima ja vesivoima. Lämpövoimalaitokset eritellään polttoaineittain. Jokaiselle tyyppi-polttoaineluokalle on oma yksilöllinen hyötysuhteensa, ja yhteistuotantolaitokset voivat toimia lämpökuormasta riippuen sekä yhteistuotanto- että erillistuotantomoodissa, joille kummallekin on oma hyötysuhteensa. Sekä yhdyskunnille että teollisuudelle on omat maittaiset viikosta riippuvat lämmöntarveindeksinsä. Voimantuotantolaitosluokille on lähtötietoina annetut maittaiset viikosta riippuvat seisokkijaksot.

Lämpövoimantuotanto on stokastinen käytettävyyden suhteen. Käytettävyyteen vaikuttaa voimalaitoskohtainen käytettävyyden ja yksittäisten voimalaitosten lukumäärä. Käytettävyyden vaikutus hintatasoon kapasiteettien suhteessa ns. Expected Incremental Cost -menettelyn mukaisesti (Tamminen 2001b).

Vesivoimakapasiteetti ja vesivoiman tuotanto jakautuu joki- ja allasvoimaan. Maittain jokivoimantuotanto riippuu yksikäsitteisesti viikoittaisesta tulovirtaamasta ja jokivoimakapasiteetista. Allasvoiman käyttöä säätelee dynaamisen optimointimallin maittain allaskapasiteetti ja tehokapasiteetti. Tulovirtaama on aidosti stokastinen ja noudattaa lähtötietona annettua odotusarvon viikoittaista indeksisarjaa (yhteinen koko markkina-alueelle). Stokastisuudessa huomioidaan hajonta ja korreloituneisuus.

Ulkomaankauppa Nord Pool -alueen ulkopuolelle on osa mallinnettua kapasiteettia. Mallissa on kuvattuna kaikki ulkoiset siirtoyhteydet Venäjälle, Puolaan ja Saksaan. Koska muiden markkinoiden konsistentteja hintaennusteita ei ole käytettävissä, ulkomaankauppaa ohjaavat hintatasot on asetettu siten, että mallin hintatasot asetetaan oh-

jaamaan ulkomaankauppaa hyvin pelkistetysti: Venäjältä ja Puolasta tuodaan täyden kapasiteetin mukainen määrä paitsi ylijäämätilanteissa, ja Saksan kanssa ei pääsääntöisesti käydä kauppaa. Saksa-olettamus on selvästi virheellinen, koska tietyissä tilanteissa vahvat Keski-Euroopan markkinat voivat selvästi vaikuttaa pohjoismaiseen markkinahintaan. Pohjoismaiden sisäisiä siirtoja tai siirtokapasiteettirajoituksia ei huomioida. Tältä osin saatu markkinahinta-arvio on siis tulkittavissa ideaaliseksi systeemihinnaksi.

Perusvoimalaitoskapasiteetti on esitetty kalibrintivuoden 2003 ja laskentavuosien osalta taulukossa 5. Lähteinä on käytetty Suomen olemassa olevan kapasiteetin osalta VTT:n ylläpitämää voimalaitostietokantaa, Ruotsin osalta virallista energiatilastoa (STEM 2001, STEM 2000). Norjan ja Tanskan osalta sekä tarkistuslähteenä on käytetty Nordelin vuositilastoja (Nordel 2003) ja muita julkisia raportteja. Ennusteissa on käytetty apuna Eurelectricin aineistoa (Eurelectric 2002).

Taulukko 5. Suomen, Ruotsin, Tanskan ja Norjan sähkötuotantokapasiteetti laskentavuosittain. Mallin ja lähteiden vertailu (Nordel 2003, Eurelectric 2002).

Vuosi	2003	2006	2010
Malli, MW	88 099	90 055	92 816
Lähde, MW	89 681	88 722 vuonna 2005	93 739
Lähteen nimi	Nordel	Eurelectric	Eurelectric

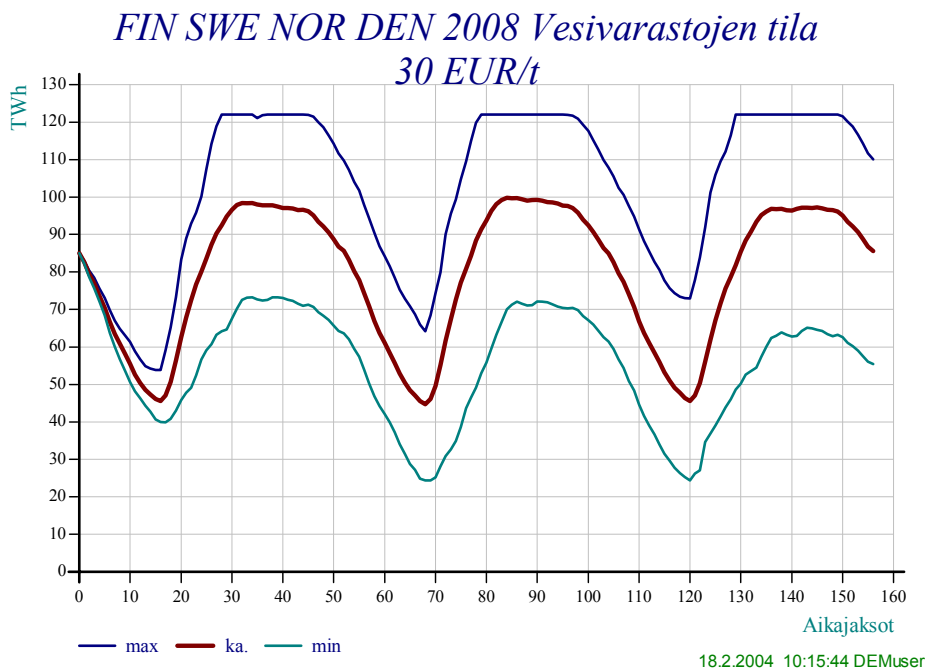
Koska vesi- ja ydinvoimakapasiteetit ovat tarkoin tiedossa ja tuulivoiman vaikutus on vähäinen, jäljelle jäävä osuus, eli muu lämpövoima, on määrävissä asemassa sähkön hinnanmuodostuksessa. Taulukossa 6 on vertailu muun lämpövoiman tuotantokapasiteeteista.

Taulukko 6. Suomen, Ruotsin, Tanskan ja Norjan muu lämpövoimakapasiteetti laskentavuosittain. Mallin ja lähteiden vertailu (Nordel 2003, Eurelectric 2002).

Vuosi	2003	2006	2010
Malli, MW	25 883	27 483	26 640
Lähde	27 636	25 843 vuonna 2005	25 993
Lähteen nimi	Nordel	Eurelectric	Eurelectric

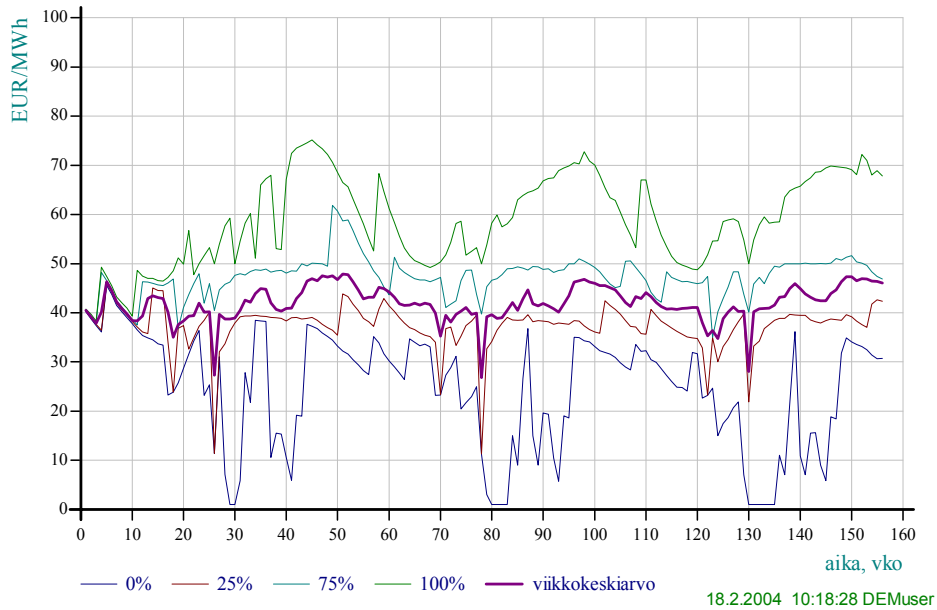
3.3.2 Vesialtaiden simulointi

Nykyhetkeä lähellä olevan ajankohdan simulointi voidaan yleensä sitoa havainnoituun tai muuten tiedossa olevaan vesivarastojen tilaan. Kauas tulevaisuuteen tehtävissä simuloinneissa sitä vastoin pitää tehdä oletuksia vesivarastojen tilasta. Vesivarastojen alkutila vaikuttaa voimakkaasti markkinahintaan. Jos esimerkiksi varastojen alkutila on vuodenaikaan nähden alhaalla, pyrkii malli nostamaan vuoden aikana tilaa normaalimallalle tasolle. Silloin vettä käytetään tuotantoon vähemmän, ja markkinahinta nousee. Yksinkertaisinta olisi laskea riittävän monta edeltävää vuotta ennen tarkasteluvuotta, jotta mahdollinen alkukohdan virhe ehtii tasaantua, ja leikata tuloksista irti tarkasteluvuotta koskevat arvot. Kuva 3 esittää vesivarastojen tilaa vuodelle 2010 tehdyssä simuloinnissa, joka on aloitettu vuoden 2008 alusta. Vastaava markkinahinnan käyttäytyminen on esitetty kuvassa 4.



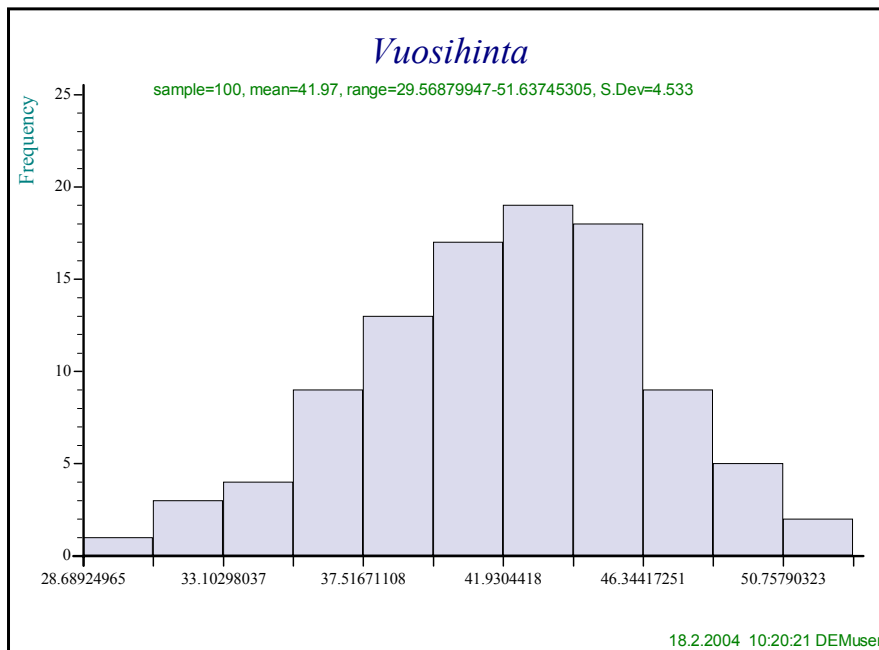
Kuva 3. Vesivarastojen tila kolmen vuoden simuloinnissa. Normaalit lähtöoletukset, päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.

Viikkokeskihinnan kvartiilit



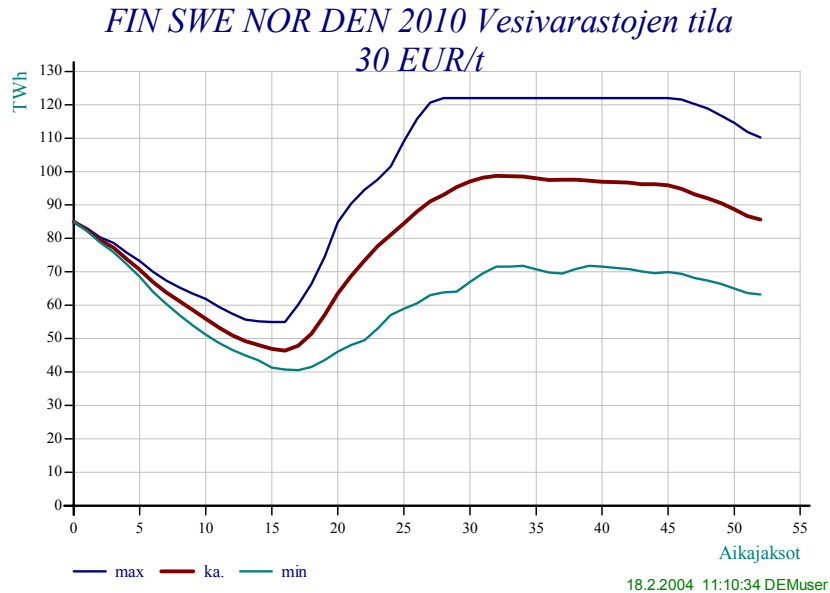
Kuva 4. Kuvan 3 tapauksessa simuloitu sähkön viikkohinta alkaen vuoden 2008 alusta, kolme vuotta. Päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.

Myös keskihintajakaumaksi saadaan luotettava tulos näin pitkässä simuloinnissa (kuva 5).

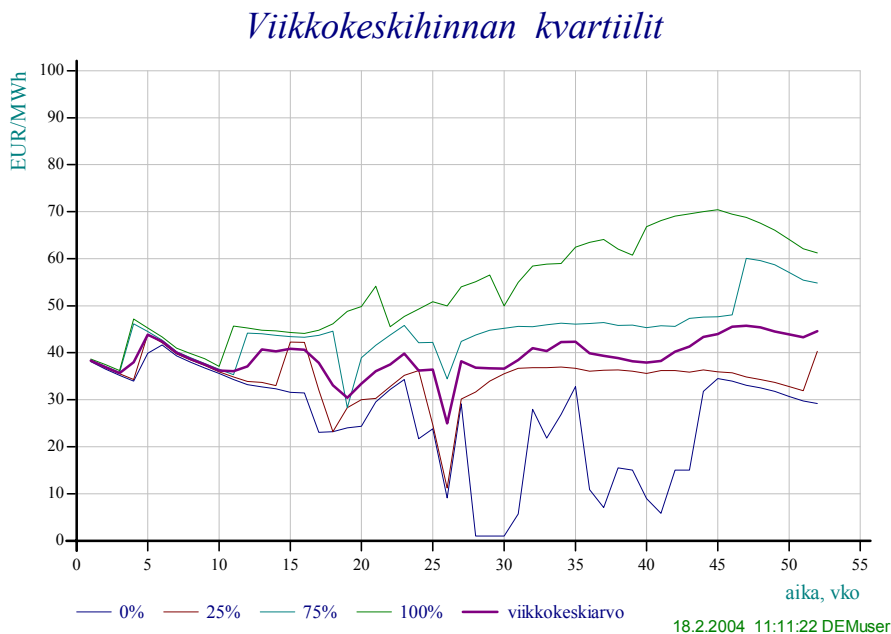


Kuva 5. Kolmen vuoden simuloinnin jakson keskihinta. Lähinnä tyypillisestä vesivuosivaihtelusta johtuen sähkön hintakin voi vaihdella melko laajalla alueella. Päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.

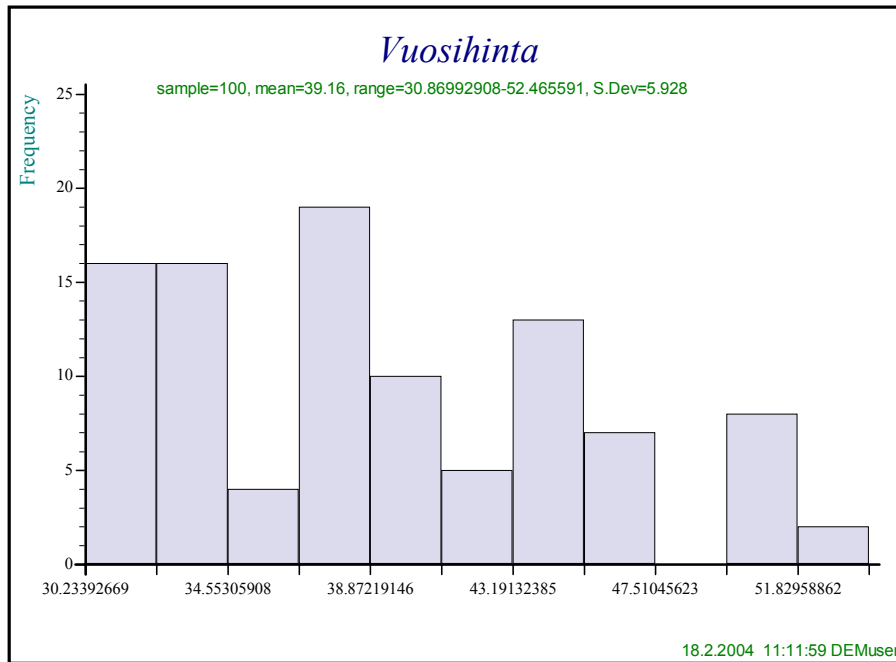
Periaatteessa samaan tulokseen päästään laskemalla vain kyseessä oleva laskentavuosi, kun ensin haetaan sopiva alkuarvo vesivarastolle. Lähtökohdaksi voidaan ottaa, että täsmälleen kaikki tulovirtaamana kertyvä vesi käytetään, eli vesivarastoissa ei tapahdu varastomuutosta siirryttäessä vuodesta toiseen. Näin päädytään kuvissa 6, 7 ja 8 esitettyihin lopputuloksiin.



Kuva 6. Yhden vuoden simulointi siten, että varastomuutoksia ei tapahdu. Päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.



Kuva 7. Yhden vuoden simuloinnista saatava sähkön hinta. Päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.



Kuva 8. Yhden vuoden simuloinnista saadun sähkön keskihinnan jakauma. Päästöoikeuden hinta 30 €/t CO₂.

Edellä esitetyn perusteella päädytään käyttämään vuosilaskentaa. Tuloksista raportoidaan vain sähkön vuosihinta ja hajonta, jotka ovat riittävällä tarkkuudella oikein.

3.4 Tulokset

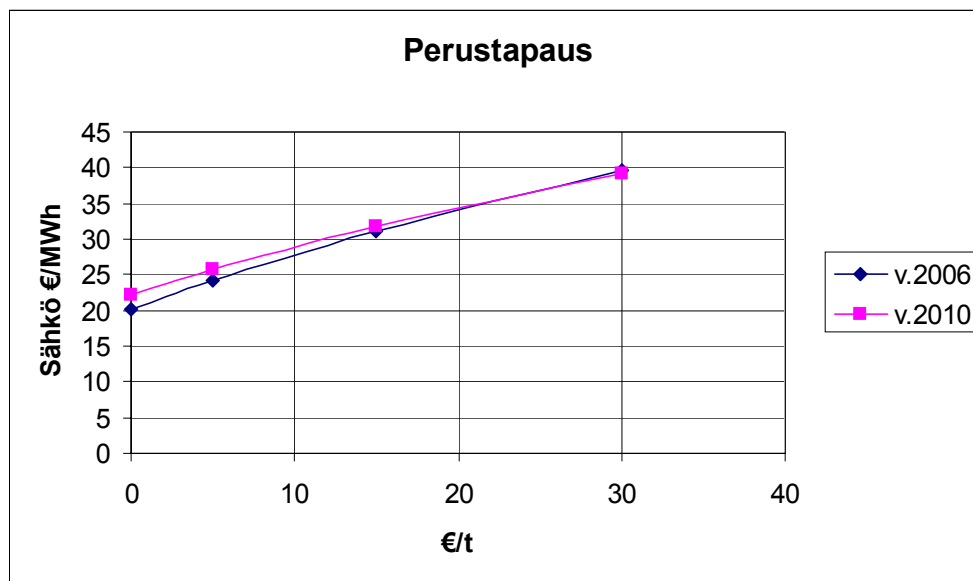
Tässä luvussa kaikki esitetyt sähkön hinnat kuvaavat pohjoismaisten sähkömarkkinoiden teoreettista systeemihintaa, jossa oletetaan sisäisen siirtokapasiteetin riittävän aina poistamaan aluehintoihin eriytymisen. Luvun lopussa on kuitenkin erillinen aluehinta-tarkastelu.

Jos päästöoikeuden hinta on nolla, sähkön hinta mallissa säilyy tasolla, joka vallitsi ennen loppuvuoden 2002 hinnannousua. Tällöin vesivuodet noudattavat keskimääräistä luonnollista vaihtelua. Edellä esitetyillä lähtöarvoilla ja -oletuksilla vakaa sähkön hintakehitys jatkuu vuoteen 2010. Taulukossa 7 on esitetty sähkön hinnat perustapauksessa.

Taulukko 7. Sähkön vuosikeskihinnat perustapauksessa eri päästöoikeushinnoilla.

Päästöhinta	2006		2010	
	Keskihinta	Hajonta	Keskihinta	Hajonta
€/t CO ₂	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
0	20,1	± 3	22,2	± 3,4
5	24,1	± 3,3	25,8	± 3,7
15	31,2	± 3,9	31,9	± 4,7
30	39,7	± 5,1	39,1	± 5,9

Kuvassa 9 on päästöoikeuden markkinahinnan vaikutus sähkön keskihintaan, joka on lähes lineaarinen.



Kuva 9. Päästöoikeuden markkinahinnan vaikutus sähkön keskihintaan perustapauksessa.

Päästöoikeuden markkinahinta vaikuttaa eri voimantuotantoluokkien kilpailukykyyn. Vuonna 2010 määräävä tuotantomuoto päästöoikeuden hintatasolla 0 on hiililauhde, hinnaltaan 20 €/MWh, ja seuraavaksi kallein maakaasulauhde hinnalla 30 €/MWh. Hintatasolla 15 €/t CO₂ hiili- ja maakaasulauhteiden hintatasot ovat lähellä toisiaan, kuitenkin hiililauhteen eduksi. Hintatasolla 30 €/t CO₂ määräävä tuotantomuoto on suurimman osan vuodesta maakaasulauhde hinnaltaan 42 €/MWh, kun sähkön keskihinta on 39 €/MWh. Kivihiililauhde ei ole enää kilpailukykyistä hinnallaan 46 €/MWh, mutta Tanskassa ja Suomessa merkittävä kivihiiliyhteistuotanto on edelleen erittäin kilpailukykyistä. Johtopäätös on, että alle 15–20 €/t CO₂ päästöoikeuden hintatasolla ei vielä ta-

pahdu suuria muutoksia eri polttoaineiden käyttömäärissä, eivätkä CO₂-päästömäärät tältä osin muutu merkittävästi sähköntuotannossa. Polttoaineen vaihtoa on käsitelty tarkemmin kappaleissa 4 ja 5.

Merkittävin sähkön hintaan vaikuttava tekijä on sadanta. Vuoden 2010 tasolla kuivuutta on simuloitu päästöoikeuden hinnalla 0 €/t CO₂ siten, että vastaavaa kuivuutta esiintyy kesimäärin noin kerran kymmenessä vuodessa. Sähkön hinnaksi saatiin 49 ± 5,5 €/MWh, eli kuivuus on nostanut vuosikeskihintaa 27 €/MWh. Kun vastaava simulointi tehtiin päästöoikeuden hinnalla 30 €/t CO₂, saatiin sähkön hinnaksi 67 ± 7 €/MWh, eli nousua oli 28 €/MWh. Johtopäätös siis tästä laskennasta on, että päästöoikeuden vaikutus ei korreloi kuivuuden vaikutuksen kanssa, mitä tulee sähkön hinnan nousuun, mutta molempien sähköä nostavien tekijöiden yhteisvaikutus on tietenkin huomattava.

Koelaskennoissa havaittiin, että pienet kapasiteettimuutokset eivät vaikuta sähkön hintatasoon merkittävästi, mutta jos muutokset ovat suuria, vaikutus on selvä. Simuloinnissa on helppo toteuttaa vähennys, joka kohdistuu tasaisesti kaikkiin tuotantoluokkiin. Kun vuoden 2010 tilanteessa päästöoikeustasolla 30 €/t CO₂ vähennettiin koko 44,880 GW lämpövoimakapasiteetista (kaikki muu paitsi vesivoima) 10 %, eli yli 4 GW, muodostui sähkön vuosikeskihinnaksi 48 ± 7 €/MWh, eli nousua oli 9 €/MWh.

Polttoaineiden hinnan vaikutusta sähkön markkinahintaan tutkittiin nostamalla erikseen yhden polttoaineen hintaa 20 % päästöoikeuden hintatasolla 30 €/t CO₂ vuonna 2010. Maakaasulla polttoaineen hinnan nousu 3 €/MWh nosti sähkön hintaa 2,4 €/MWh. Hiilellä 20 %:n hinnannousu oli 1,4 €/MWh, ja se nosti sähkön hintaa 0,7 €/MWh. Kun turpeen ja puupolttoaineen hinta nousi 20 %, sähkön markkinahinta nousi 0,6 €/MWh.

Laskentatuloksista voidaan päätellä, että minkään yksittäisen polttoaineen hinnannousu ei vaikuta ratkaisevasti sähkön hintatasoon, mutta toisaalta nousipa minkä tahansa polttoaineen hinta, niin se nostaa aina myös sähkön markkinahintaa. Tehtyjen lähtöoletusten valossa voidaan todeta, että sähkön hinta ei ole kovin herkkä biopolttoaineiden hinnannousulle, koska biopolttoaineiden osuus sähköntuotannossa on vielä suhteellisen vähäinen. Vuonna 2006 pienemmillä päästömaksuilla herkkyyys hiilen hinnalle oli selvempi kuin vuonna 2010 korkealla päästöoikeuden hintatasolla.

Suomen aluehinnan tarkastelu oli yksi markkinahintalaskelmien osatehtävä. Mallilla ei voida suoraan laskea aluehintoja, jotka muodostuvat tilanteessa, jossa kohdealueen ja muun markkina-alueen välinen siirtotarve ylittää siirtokapasiteetin. Tällöin ylijäämäalueen hinta laskee ja alijäämäalueen nousee. Mallissa voidaan kuitenkin laskea hinnat erillisesti maittain ilman pohjoismaisia sisäisiä siirtoyhteyksiä. Suomea voidaan tarkastella erillisenä saarekkeena, joka kuitenkin voi hyödyntää tuontia Venäjältä. Muut Pohjoismaat voivat vastaavasti hyödyntää tuontia Puolasta ja Saksasta. Tarkastelu on tehty

laskentajakson kolmelle viimeiselle vuodelle, jolloin viimeiselle vuodelle lisätty Suomen uusi ydinvoimakapasiteettikin on mukana vaikutuksissa. Keskihinnat eri tapauksista on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. Systemihinnan ja aluehintojen vertailu vuonna 2009–2010.

	Päästöoikeus 0 €/t CO ₂		Päästöoikeus 30 €/t CO ₂	
	Keskiarvo	Hajonta	Keskiarvo	Hajonta
Systemihinta, €/MWh	23,2	± 3,2	38,4	± 5,6
Ei Suomea, €/MWh	29,5	± 5,5	41,8	± 6,7
Suomi, €/MWh	19,4	± 0,7	38,5	± 2,4

Laskennallinen referenssitilanne, 0 €/t CO₂ tuottaa selkeän tuloksen: Suomen oma hinta on jatkuvasti alempi kuin pohjoismainen hinta. Riski sille, että Suomen aluehinta eriytyy systemihintaa matalammaksi on olemassa aina, paitsi talven arkipäivähuippuina, jolloin tilanne voi olla myös päinvastainen.

Korkealla päästöoikeushinnalla 30 €/t CO₂ tilanne on jo moni-ilmeisempi. Ydinvoimalaitoksen valmistumisen jälkeen Suomella on riski mataliin aluehintoihin kesällä (ts. Suomen aluehinta on matalampi kuin muun markkina-alueen) ja korkeisiin aluehintoihin talvella. Sama pätee myös ennen ydinvoimalaitoksen valmistumista, mutta aluehintariski on pienempi. Yksityiskohtaiset aluehintakuvaajat ovat liitteessä A. Aluehintariskin suuruutta on mallin avulla mahdotonta arvioida, mutta silmämääräisesti siitä voi muodostaa käsityksen: mitä suurempi hintaero vallitsee Suomen ja muun pohjoismaisen markkina-alueen välillä, sitä suurempi on alueiden välinen siirtotarve. Tästä seuraa, että sitä suurempi todennäköisyys on sille, että siirtokapasiteetti ei riitä, vaan hinnat eriyvät alueittain.

3.5 Johtopäätöksiä sähkön markkinahintaennusteista

Tarkastelluilla oletuksilla päästöoikeuden hinta 5–30 €/t CO₂ nostaa sähkön keskihintaa noin 5–20 €/MWh. Vaikutus on lähes lineaarinen päästöoikeuden hinnan suhteen.

Kuiva vesivuosi ja niukasti kehittyvä kapasiteetti voivat tulevaisuudessa johtaa hetkellisesti hyvin korkeisiin sähkön markkinahintoihin. Kuivan kauden pitkittyessä markkinoiden ylireagoinnin ja muiden seurausvaikutusten vuoksi sähkön hinta saattaa todellisuudessa nousta enemmän kuin laskentatulokset osoittavat.

Kapasiteettia on pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimman osan vuotta yli kysynnän. Kapasiteetin merkittävä lisääntyminen ei näytä todennäköiseltä, mikäli hintataso pysyy alhaalla. Esitettyjen hinta-arvioiden suurimmat virhemahdollisuudet johtuvat nimenomaan kapasiteettiolettamista.

Monipuolisen polttoainejakauman takia minkään yksittäisen polttoaineen hinnannousu ei vaikuta ratkaisevasti sähkön hintaan, mutta toisaalta nousipa minkä tahansa polttoaineen hinta, se nostaa aina myös sähkön markkinahintaa.

Suomella on jatkuvasti pieni riski siihen, että talvella Suomen aluehinta voi nousta systeemihintaa korkeammalle ja kesällä jäädä alemmas. Tämä on monipuolinen kysymys, eikä siihen tässä tutkimuksessa paneuduttu syvällisemmin. Tilanne on herkkä mm. vesitilanvaihtelulle, siirtoyhteysien käytettävyydelle ja Venäjän tuonnin saatavuudelle.

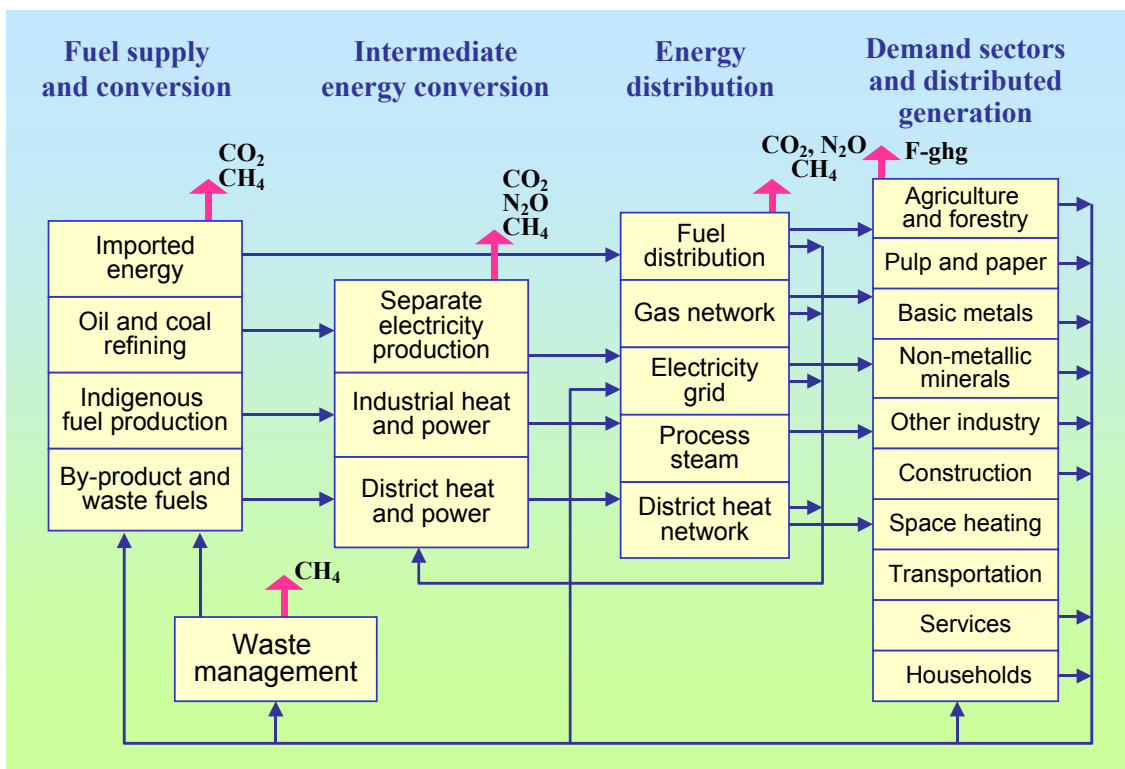
4. Järjestelmämallitarkastelu

4.1 Tarkastelussa käytetty järjestelmämalli

4.1.1 Mallin yleispiirteet

Skenaariotarkastelussa käytetty järjestelmämalli pohjautuu IEA:n Energy Technology Systems Analysis Programme -ohjelmassa vuodesta 1997 alkaen kehitettyyn TIMES-mallinnusympäristöön (ETSAP 2000). Malli on luonteeltaan lineaariseen optimointiin perustuva ns. osittaistasapainomalli, jossa voidaan kuvata yksityiskohtaisesti suuri määrä erilaisia energiatekniikoita niin energian tuotannon kuin kulutuksen sektoreilla.

Kuvassa 10 on esitetty VTT:n Suomen energiajärjestelmää kuvaavan TIMES-mallin yksinkertaistettu rakennekaavio. Malli sisältää kuvassa esitettyä huomattavasti tarkemman sektorijaottelun, joten malli sopii varsin hyvin päästökaupan sektorikohtaisten vaikutusten tarkasteluun. Teollisuuden sektorijako sisältää erikseen rauta- ja terästeollisuuden, muut perusmetallit, mekaanisen metsäteollisuuden, kemian teollisuuden ja öljynjalostuksen. Myös teollisuuden sähkön ja lämmön tuotanto on jaettu vastaavalla tavalla teollisuudenaloittain, vaikka todellisuudessa sama tuotantolaitos voi palvella useampaa sektoria.



Kuva 10. TIMES-mallin rakenteen yksinkertaistettu periaatteellinen rakennekaavio.

VTT:n TIMES-mallin ensimmäisessä versiossa ei ole vielä toteutettu lopputuotteiden kysynnän hintajoustoja. Lopputuotteita mallissa ovat erilaiset tavarat, hyödykkeet ja palvelut, joiden tuottamiseen kuluu energiaa. Kysynnän kehitys on siten kuvattu kiinteinä skenaarioina, joihin tuotantopanosten hintojen muutokset eivät vaikuta. Sen sijaan mallissa on kyllä kuvattu monia sähkön, lämmön ja polttoaineiden loppukysynnän teknisistä valinnoista aiheutuvia joustoja, kuten erilaisia energiansäästöinvestointeja.

4.1.2 Energian tuotantolaitosten luokittelu ja kuormitusvaihtelut

Suomen TIMES-mallin ensimmäinen, vuonna 2004 valmistunut versio sisältää sähkön ja lämmön tuotannossa noin 150 eri teknologia luokkaa. Kaikkiaan erilaisia tuotantotekniikka/energialähdenvaihtoehtoja on noin 350. Malliin on kuitenkin varsin helppoa lisätä tarpeen mukaan täydentäviä teknologia- ja energialähdenvaihtoehtoja.

Suomen koko sähkön ja lämmön tuotantokapasiteetti on jaettu mallissa kuvattuihin teknologia luokkiin. Sekä olemassa oleva että uusi tuotantokapasiteetti kuvataan valmistusajankohdan mukaisina vuosikertoina. Kunkin teknologian kullakin vuosikerralla ja polttoainevaihtoehdolla on oma yksilöllinen hyötysuhteensa. Yhteistuotantotekniikoilla on lisäksi mahdollisuus toimia sekä yhteistuotanto- että lauhdemoodissa, joille kummallekin on omat hyötysuhteensa. Kaukolämmön ja kaukolämpövoiman tuotantovaihtoehdot on mallissa jaettu alueellisesti viiteen eri ryhmään yhdyskuntien lämpökuorman koon ja maakaasun saatavuuden perusteella. Näin mallissa voidaan melko hyvin ottaa huomioon eri kokoluokkiin kuuluvien teknologioiden markkinapotentiaali sekä maakaasuverkoston alueelliset rajoitukset.

Sekä sähkön että kauko- ja prosessilämmön kysynnän vuoden sisäinen ajallinen vaihtelu on mallissa kuvattu jakamalla vuosi viiteen eri kuormituskauteen ja kukin kausi puolestaan päivän huippukuormatunteihin ja matalamman kuorman tunteihin. Yksi kuormituskaudesta on talven huippukysynnän aikaa kuvaava kausi, jonka on oletettu sijoittuvan vuoden alkuun viikoille 2–5. Kaukolämmön tuotannossa on tämän lisäksi asetettu vielä teknologiakohtaiset rajoitukset lämmöntuotannon ns. huipun käyttöajalle.

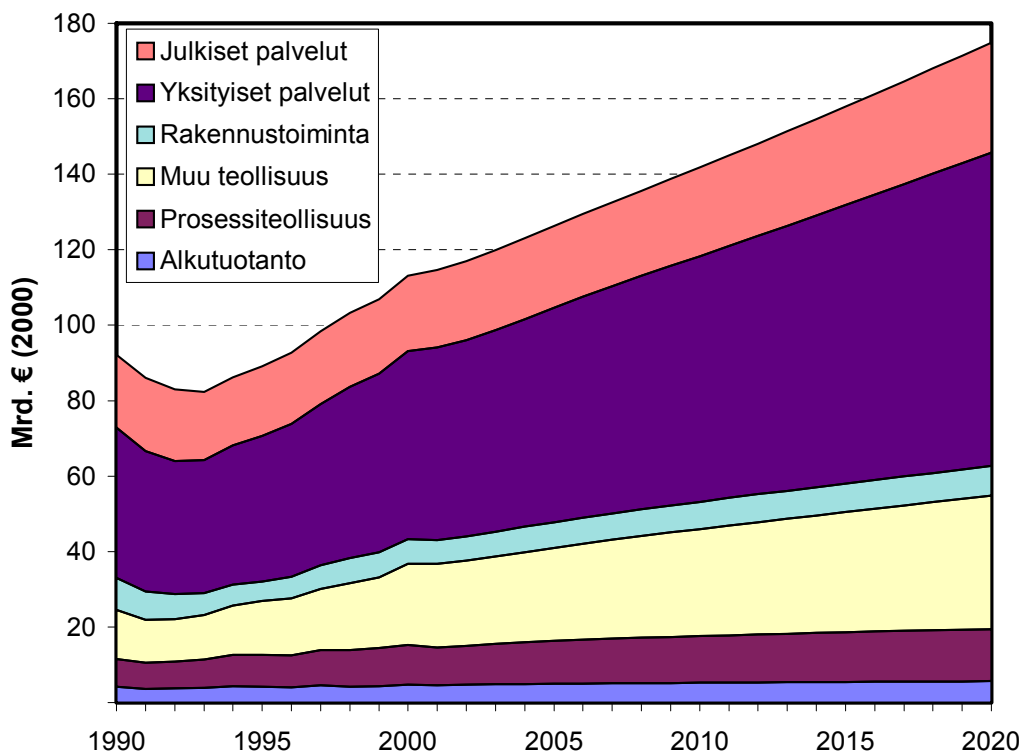
4.1.3 Vesivarastojen ja tuulivoiman vaihtelun simulointi

Vesivoimakapasiteetti ja vesivoiman tuotanto jakautuu joki- ja allasvoimaan. Vesivarastojen käyttö on kuvattu kausi- ja päivävarastoina. Kausivarastoilla voidaan säädellä varastojen käyttöä eri kausien välillä, ja päivävarastoilla voidaan tasata kunkin kauden sisäistä kuormitusvaihtelua. Optimointimallin dynamiikka säätelee allasvoiman käyttöä käytettävissä olevan allas- ja tehokapasiteetin mukaan. Tulovirtaaman aikajakauma on deterministinen ja noudattaa 1990-luvun indeksisarjoja.

Tuulivoiman tuotanto ja tuulivoimakapasiteetti on jaettu kahteen rannikkovoimalaitosten luokkaan sekä tuntureille ja avomerelle sijoittuviin tuulivoimalaitoksiin. Tuulisuuden ajallinen vaihtelu on deterministinen ja noudattaa suomalaisista laitoksista vuoteen 2003 mennessä saatua keskimääräistä tilastollista jakaumaa. Huipun aikana käytettävissä olevan tuulivoimakapasiteetin määrä on rajoitettu vastaamaan vuoden keskituotantoa, vaikka tuulivoiman tuotanto on yleensä talvella keskimääräistä suurempi.

4.2 Talouskasvuoletukset

Skenaarioiden tärkeimpiä peruslähtökohtia on oletettu talouskasvun kehitys toimialoitain. Energian kysynnän kehitys määräytyy laskentamallissa pääosin juuri talouskasvusta. Skenaarioissa käytettiin jokseenkin samoja kasvuoletuksia kuin kauppa- ja teollisuusministeriön laatimassa WM-skenaariossa. Laskelmissa käytetty WM-skenaario on täsmentynyt myöhemmin ja poikkeaa osin 31.3.2004 julkaistusta. Oletuksia talouskasvusta on havainnollistettu kuvassa 11 pääaggregaateittain. Kansantuotteen kasvu on keskimäärin 2,4 % vuodessa vuosina 2003–2010 ja 2,1 % vuodessa vuosina 2011–2020. Teollisuudessa kasvu on aluksi hieman yleistä talouskasvua nopeampaa, mutta vuoden 2010 jälkeen vuorostaan palvelujen kasvu nousee keskimääräistä suuremmaksi.



Kuva 11. TIMES-mallilaskelmissa oletettu bruttokansantuotteen kehitys perushintaan vuoden 2000 hinnoin.

Energiaintensiivisten teollisuustoimialojen kehitys on pyritty kuvaamaan mallissa yksityiskohtaisesti tuotantoprosesseittain. Tärkeimpien tuotantoprosessien kuvaus on mallissa ensi vaiheessa toteutettu massa- ja paperiteollisuuden, mekaanisen metsäteollisuuden, metallin perusteollisuuden sekä sementin ja kalkin valmistuksen toimialoilla. Näiden toimialojen talouskasvu on siten kuvattu tärkeimpien tuotteiden tasolla kotimaisen tuotannon määrän kehitysarvioina.

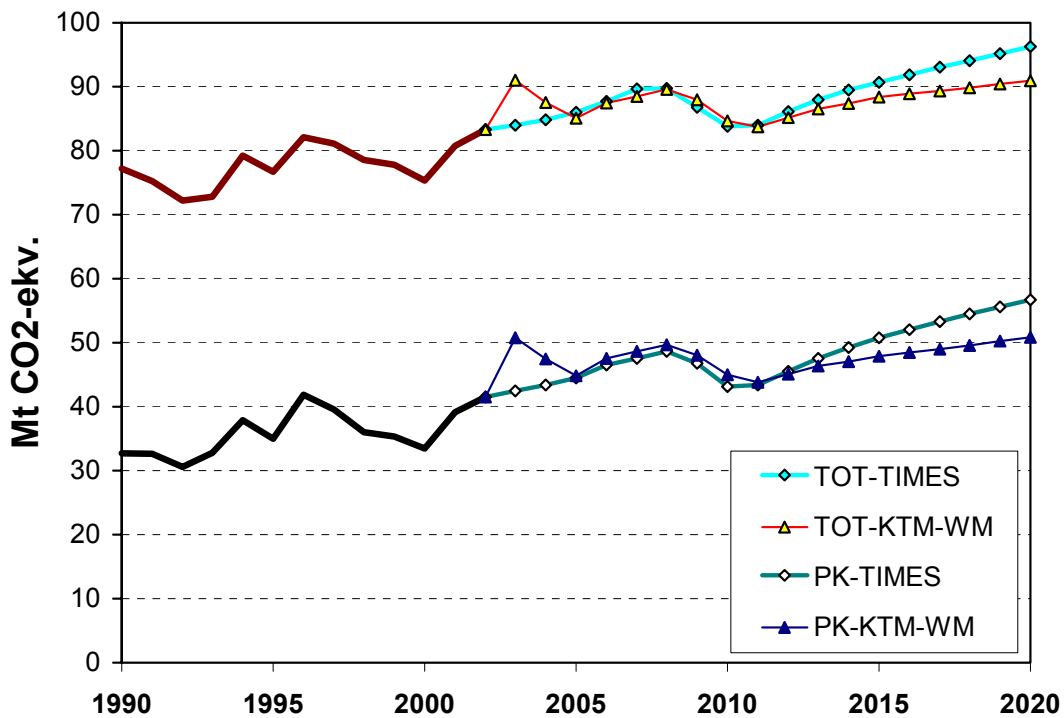
4.3 Päästöjen rajoittamista koskevat oletukset

Järjestelmämalliin on pyritty kuvaamaan lähes kaikki kotimaiset kasvihuonekaasujen päästölähteet. Mallin ulkopuolelle on jätetty ainoastaan polttoaineiden ns. haihtuvat hiilidioksidipäästöt, maatalousmaiden CO₂-päästöt sekä N₂O-päästöt eräistä tuotteista. Näiden puuttuvien lähteiden päästöjen kehityksestä on käytetty erillisiä kiinteitä arvioita, jotka lisätään mallin tuottamiin päästömääriin. Eri sektoreiden energiankulutus on puolestaan pyritty kuvaamaan siten, että se vastaa mahdollisimman hyvin käytettävissä olleita tilastoja energian kulutuksen jakaantumisesta eri sektoreille. Teollisuuden toimialoittaisen energian käytön kuvauksen validisointi pohjautui suurelta osin Tilastokeskuksen vuosina 2002–2003 tekemään erillisselvitykseen (Tilastokeskus 2003).

Kuvassa 12 on esitetty TIMES-mallin perusskenaarion mukainen kasvihuonekaasupäästöjen kokonaismäärän kehitys sekä päästökaupparektorin (PK-sektori) osuus hiilidioksidipäästöistä. TIMES-mallin perusskenaario vastaa lähtökohdiltaan KTM:n WM-skenaariota. Mallin tuottama päästöjen kokonaismäärä on ennen vuotta 2010 hieman suurempi kuin KTM:n WM-skenaariossa, mutta poikkeama esim. vuosina 2006 ja 2008 on alle 0,5 %. Näiden tulosten perusteella TIMES-mallin sisältämä päästöjen kuvaus näyttäisi olevan tarkastelujen kannalta riittävän hyvin sopusoinnussa KTM:n WM-skenaarion kanssa.

Päästökaupan piiriin kuuluvat päästöt pyrittiin järjestelmämallissa rajaamaan mahdollisimman hyvin direktiivin mukaisesti ottaen huomioon edellä jo mainittu kansallinen laajennus, jonka mukaan PK-sektorille kuuluvat myös polttoaineteholtaan alle 20 MW:n laitokset, mikäli ne on kytketty kaukolämpöverkkoon, jossa on yli 20 MW:n tuotantolaitoksia. Kansallisessa jakosuunnitelmassa mainitaan lisäksi, että jos joissakin ei-päästökaupparektorin (ei-PK-sektori) toiminnoissa, esim. kemianteollisuudessa, on yli 20 MW:n polttolaitos, kuuluu se päästökaupan piiriin, mutta toiminnon sellaiset hiilidioksidipäästöt, jotka eivät ole peräisin tästä laitoksesta, eivät kuulu.

Verrattaessa TIMES-mallin tuottamaa ja KTM:n WM-skenaarion mukaista päästöjen jakaantumista PK- ja ei-PK-sektorin välillä havaittiin joitain poikkeavuuksia. Siirtämällä mallissa mekaaninen metsäteollisuus sekä kemianteollisuuden ja muun teollisuus-



Kuva 12. KHK-päästöjen kokonaismäärän sekä päästökaupparektorin päästöjen kehitys KTM:n WM-skenaariossa ja TIMES-mallin perusskenaariossa.

den sähkön ja lämmön tuotanto kokonaan päästökaupan piiriin eroa voitiin pienentää. Huomattava on, että VTT:lle toimitetussa WM-skenaariossa CO₂-päästöjen jakaantuminen PK- ja ei-PK-sektoreille ei ollut vielä täsmentynyt, josta kyseiset eroavaisuudet johdunevat.

Muutosten jälkeen TIMES-mallin tuottamat PK-sektorin hiilidioksidipäästöt ovat noin miljoona tonnia pienemmät kuin kuvassa 1. Poikkeama kohdistuu nimenomaan teollisuuden päästöihin. Päästökaupan ulkopuolella ovat tällöin TIMES-mallissa teollisuudesta kemianteollisuuden, päästökaupan ulkopuolisen rakennusaineteollisuuden ja muun teollisuuden suorapoltto sekä kiinteistökatilat.

Edellä esitetyistä seikoista johtuen TIMES-laskelmissa päädyttiin käyttämään luvussa 2.5 esitetystä alkujaosta poikkeavaa alkujakoa (vrt. kuvat 17 ja 18). Työssä käytettiin seuraavaa menettelyä, jotta sektorikohtaiset päästökiintiöt voitaisiin määrittää:

- PK-sektorin kokonaiskiintiö määritetään 1,0 miljoonaa tonnia pienemmäksi kuin luvussa 2.5 esitetty WM-skenaarioon perustuvan alkujaon kiintiö.
- PK-sektorin päästöjen laskennallinen kokonaisvähennystarve saadaan TIMES-mallin perusskenaarion ja PK-sektorin kokonaiskiintiön erotuksena.

- PK-sektorin sisällä toimialakohtaiset päästöjen laskennalliset vähennystarpeet saadaan skaalaamalla WM-skenaarion mukaiset suhteelliset päästöjen vähennykset niin, että saavutetaan laskennallinen kokonaisvähennystarve.
- PK-sektorin sisällä toimialakohtaiset päästokiintiöt voidaan siten laskea vähentämällä perusskenaarion toimialakohtaisista päästöistä kunkin toimialan laskennallinen vähennystarve.

Päästökauppaa oletetaan käytävän vain hiilidioksidilla EU-direktiivin mukaisesti koko tarkastelujaksolla, vaikka Kioton periodilla päästökaupan piiriin saattaa tulla myös muita kasvihuonekaasuja.

Koska päästökauppa kohdistuu ainoastaan osaan kasvihuonekaasujen päästöistä, tarkastelussa jouduttiin lisäksi jollakin muulla tavalla varmistamaan, että myös ei-PK-sektorin päästövähennystavoitteet saavutetaan Kioto-periodilla. Tämä toteutettiin mahdollisimman suoraviivaisella tavalla, eli asettamalla ei-päästökauppasektorin kokonaispäästöjen ylärajaksi vuosina 2008–2012 Kioto-periodin kokonaispäästötavoite vähennettynä päästökauppasektorin päästokiintiöiden summalla. Rajoituksen sivutuotteena saadaan tällöin suoraan edellä luvussa 2.6 kuvatun ns. näennäisveron tarvittava taso vuosina 2008–2012. Näennäisveroja ei siis itse asiassa lainkaan käytetty mallilaskelmissa päästöjen ohjauskeinona.

4.4 Muita yleisiä lähtöoletuksia

Järjestelmämallissa tuontipolttoaineiden kuluttajahinnat muodostuvat perushinnasta, joka on joko tuontihinta tai markkinahinta suurimmille kuluttajille, kuljetuskustannuksista, jotka ovat yleensä erisuuruisia eri kuluttajatyypeille, sekä polttoaineveroista. Perushintojen kehityksestä käytettiin pääosin samoja oletuksia kuin muissa projektin tarkasteluissa (ks. luku 2.2). Tärkeimpiä tuontipolttoaineiden perushintoja koskevia kehitysarvioita on esitetty taulukossa 9. TIMES-laskelmissa on lisäksi laskettu tapaus, jossa maakaasun tuontihinta on koko tarkasteluaikavälin 20 % peruskehitysarviota korkeampi.

Kotimaisten polttoaineiden hintojen kehitysarviot perustuvat VTT:n arvioihin. Joidenkin arvioiden mukaan turpeen reaalihinta voisi laskea jonkin verran tulevaisuudessa, mutta toisaalta tämän raportin luvussa 2.2 esitettiin päinvastainen arvio. Niinpä järjestelmämallissa turpeen hinnan oletettiin pysyvän lähes vakiona koko tarkasteluaikavälin. Metsäteollisuuden prosessien sivutuotteena syntyvän jäteliemen ja jättepuun hinnat muodostuvat mallissa sisäisesti. Koska nämä polttoaineet hyödynnetään joka tapauksessa täysimääräisesti, niiden hinnat eivät itse asiassa vaikuta lainkaan mallin tuloksiin. Sama koskee perusmetallien valmistuksen sivutuotteena syntyviä energiavirtoja.

Taulukko 9. Tärkeimpiä tuontipolttoaineiden perushintojen kehitysarvioita.

€/MWh	2003	2006	2010
Raskasöljy, ≤ 1% S, isot laitokset	16	15	14
Raskasöljy, > 1% S, isot laitokset	14	13	12
Kevytöljy, isot laitokset	22	22	22
Maakaasu, tuontihinta	10	10	11
Kivihilli, < 1% S, rannikolla	6	6	7
Kivihilli, > 1% S, rannikolla	5.5	5.5	6.5
Koksi, tuontihinta	13	13	15
Ydinpolttoaine	7	7	7

Muiden puupolttoaineiden ja agrobiomassan hintojen ja tuotantopotentialin kehitys perustuu VTT:n Energian tuotanto -tutkimusalueella laadittuihin tuoreimpiin arvioihin (Helynen 2003). Arvioissa tähde- ja metsähakkeen tuotanto on jaettu useaan eri luokkaan, joiden tuotantohinnat ovat välillä 8–15 €/MWh. Jättepolttoaineiden hinnat muodostuvat mallin sisäisesti eri jättejakeiden jätteen käsittelyn vaihtoehtoiskustannusten perusteella. Laskelmissa koksen hinta-arvion on oletettu seuraavan kivihiilen hinta-arvioita. Nykytilanteen mukaan koksen hinta voi kuitenkin olla jo nykyään merkittävästi korkeampi kuin taulukossa 9 johtuen ns. Kiina-ilmioista ja siitä, ovatko vanhat vai uudet sopimukset voimassa. Kiina-ilmio näillä näkymin myös sanelee, jatkuuko koksen korkea hintataso vai ei.

Laskelmissa käytetyt oletukset sähkön hinnasta pohjoismaisilla markkinoilla perustuvat VTT:n sähkömarkkinamallilla saatuihin tuloksiin (ks. luku 3). Hintojen vuosikeskiarvon kehitys on johdettu suoraan sähkömarkkinamallin tuloksista, ja kausivaihtelu on sovitettu tuloksiin ottaen huomioon mallien erilainen vuoden sisäinen aikaresoluutio. Vuo-

Taulukko 10. Kotimaisten polttoaineiden perushintojen kehitysarvioita.

	2003	2006	2010
Jyrsinturve lauhdetuotantoon	6	6	6
Jyrsinturve suuret lämpölaitokset	7.5	7.5	7.5
Mustalipeä	endogeeninen	endogeeninen	endogeeninen
Puupolttoaine, sivutuote	endogeeninen	endogeeninen	endogeeninen
Puupolttoaine, hakkuutähdehake	8–11	8–11	8–11
Puupolttoaine, metsähake	10–15	10–15	10–15
Agrobiomassa	10–15	10–15	10–15
Biokaasu	endogeeninen	endogeeninen	endogeeninen
Jättepolttoaineet	endogeeninen	endogeeninen	endogeeninen
Masuuni- ja koksamokaasu	endogeeninen	endogeeninen	endogeeninen

rokauden sisäinen hinnan vaihtelu on puolestaan estimoitu menneiden vuosien tilastoaineistosta, sillä VTT:n sähkömarkkinamallilla on ilmeisesti taipumus aliarvioida vuorokausivaihtelua.

Luvussa 2.2 mainittiin, että päästöoikeuksien hinta-arviona käytettiin 5, 15 ja 30 €/t CO₂ kaikille laskentavuosille johtoryhmän päätöksen mukaisesti. Järjestelmämallitarkastelussa hintavaihtoehtoihin lisättiin 10 €/t, ja oletettiin, että hinnat ovat reaalisesti vakioita koko tarkasteluajan 2006–2020 ja ne on ilmaistu vuoden 2002 hintatasossa.

Päästökauppa vaikuttaa erittäin voimakkaasti turpeen kilpailukykyyn. Koska turpeen tuotantoa voidaan pitää varmuus- ja työllisyysnäkökohtien takia kansallisesti tärkeänä, skenaariolaskelmissa asetettiin turpeen käytölle alaraja, 56 PJ vuosina 2006–2015. Vesivoiman tuotanto rajoitettiin KTM:n WM-skenaarion mukaisesti noin 13 TWh:iin. Varovaista oletusta voi pitää sopivana tarkastelun luonteeseen ja lyhyeen aikajänteeseen. Uuden ydinvoimalaitoksen oletettiin tulevan käyttöön vuonna 2009 ja sen sähköntuotannon nettotehoksi oletettiin 1 600 MW.

4.5 Tarkastellut skenaariot

Järjestelmämallilla voidaan laskea skenaarioita siten, että yksityiskohtaisia tuloksia saadaan valituista tarkasteluvuosista, joiden välillä kehitys oletetaan lineaariseksi. Myös tarkasteluvuosien väliin jäävät vuodet ovat toki mukana kustannuslaskennassa. Käytännössä laskentavuosien määrä joudutaan yleensä rajoittamaan alle kymmeneen mallin koon ja laskenta-ajan pitämiseksi kohtuullisena. Mallilaskelmissa laskentavuosiksi valittiin tässä työssä vuodet 2006, 2008, 2010, 2012, 2015 ja 2020. Koska kehitys laskentavuosien välillä on lineaarinen, Kioto-jakson keskimääräiset päästöt voidaan laskea suoraan vuosien 2008, 2010, ja 2012 päästöjen painotettuna summana siten, että vuoden 2010 paino on 0,4 ja vuosien 2008 ja 2012 painot ovat 0,3.

Tarkastellut skenaariot koostuvat perusskenaariosta, päästökaupan peruslaskentatapauksista sekä joistakin päästökaupan lisäskenaarioista. Perusskenaariota lukuun ottamatta oletetaan Kioton pöytäkirjan mukainen päästötavoite. Perusskenaario toimii muiden skenaarioiden vertailukohtana arvioitaessa päästöjen vähentämisen kustannusvaikutuksia eri toimialoille ja koko kansantaloudelle.

Peruslaskentatapauksiksi valittiin päästökauppaskenaariot, joissa päästöoikeuksien hinta on 5, 10, ja 15 €/t CO₂ mutta muutoin oletukset ovat samat kuin perusskenaariossa. Lisätapauksina tarkasteltiin toisaalta korkeaa päästöoikeuksien hintaa 30 €/t CO₂ sekä toisaalta kuivan vesivuoden ja korkean maakaasun hinnan variaatiota 10 €/t CO₂ tapauksessa. Kuiva vesivuosi määrättiin sattuvaksi vuonna 2010 ja määriteltiin sellaiseksi,

että vesivoiman tuotanto on 75 % ja tuontisähkön hinta 200 % normaalivuoden tasosta. Maakaasun korkea hinta määriteltiin 20 % perusuraa suuremmaksi. Taulukko 11 esittää yhteenvedon eri laskentatapauksista.

Taulukko 11. Yhteenveto tarkasteltujen skenaarioiden laskentatapauksista.

	Päästöoikeuksien hinta, €/tonni	Kioton tavoite	Muut erityiset oletukset
Perusskenaario	0	Ei	Ei
PK05	5	Kyllä	Ei
PK10	10	Kyllä	Ei
PK15	15	Kyllä	Ei
PK30	30	Kyllä	Ei
PK10-K	10	Kyllä	Kuiva vesivuosi
PK10-G	10	Kyllä	Maakaasun korkea hinta

4.6 Tuloksia

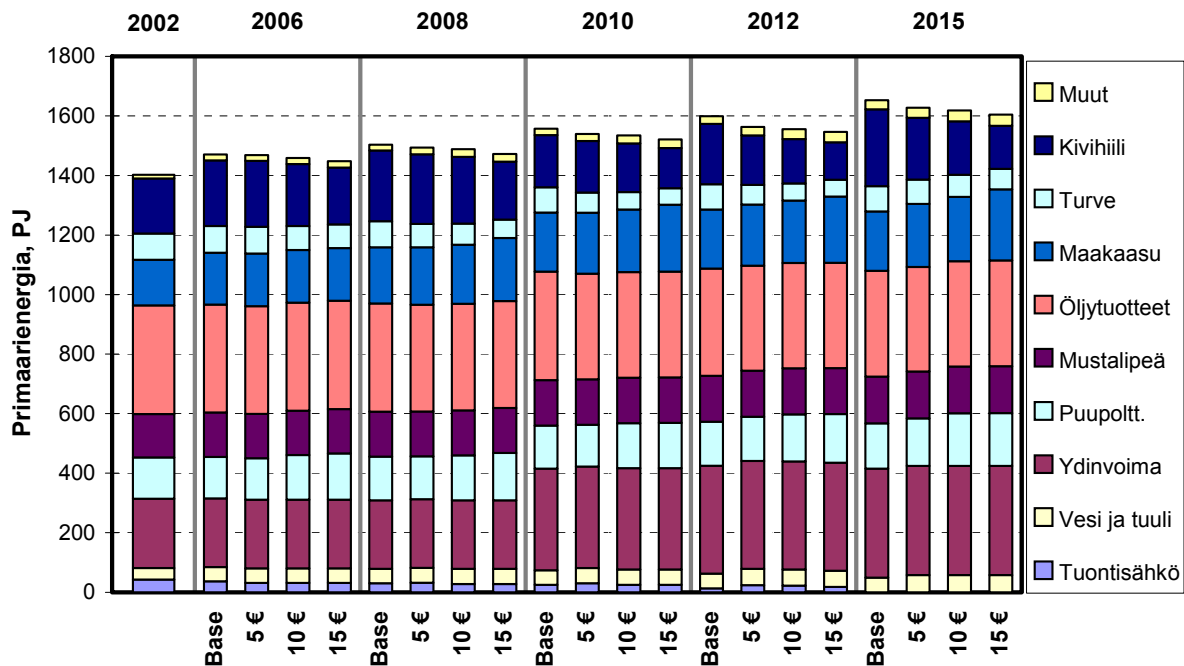
4.6.1 Energian tuotannon ja kulutuksen kehitys

Primaarienergian kokonaiskulutus nousee perusskenaariossa noin 1 557 PJ:n määrään vuonna 2010. Määrä on varsin hyvin sopusoinnussa KTM:n WM-skenaariion kanssa, sillä siinä primaarienergian kokonaiskulutuksen arvioitiin olevan 1 554 PJ vuonna 2010. Vuonna 2020 kulutus on perusskenaariossa noin 1 670 PJ, joka on jo 0,6 % suurempi kuin KTM:n WM-skenaariossa. Erot primaarienergian kulutuksessa TIMES-mallin perusskenaariossa ja KTM:n WM-skenaariossa vastaavat siten hyvin vastaavia eroja kasvihuonekaasujen päästöissä (ks. luku 4.3), eli kokonaisenergian päästöintensiivisyyden kehitys on näissä perusuraskenaarioissa hyvin samanlainen.

Koska tarkastelun kohteena on verraten lyhyt aikaväli, primaarienergian kokonaiskulutuksen jakaumassa energialähteittäin skenaarioiden välillä on aluksi vain pieniä eroja, kuten voidaan nähdä kuvista 13 ja 14. Maakaasun kokonaiskäyttö kasvaa eri skenaarioissa 200–240 PJ:n määrään vuonna 2010. Suurinta kasvu on 30 euron ja kuivan vesivuoden skenaarioissa. Kivihiilen käyttö puolestaan vähenee päästökauppaskenaarioissa vuoteen 2010 mennessä 81–175 PJ:n määrään. Voimakkainta vähennys on luonnollisesti 30 euron skenaariossa. Myös turpeen käyttö vähenee tuntuvasti verrattuna perusskenaarioon. Vuonna 2010 turpeen kokonaiskulutus laskee asetetulle alarajalleen, 56 PJ:n määrään, kuitenkin vain 15 ja 30 euron skenaarioissa.

Uusiutuvan energian edistämishjelman (KTM 2003b) tavoitteet toteutuvat päästökauppaskenaarioissa yleisesti ottaen kohtuullisen hyvin. Bioenergian osalta tavoite on 349 PJ

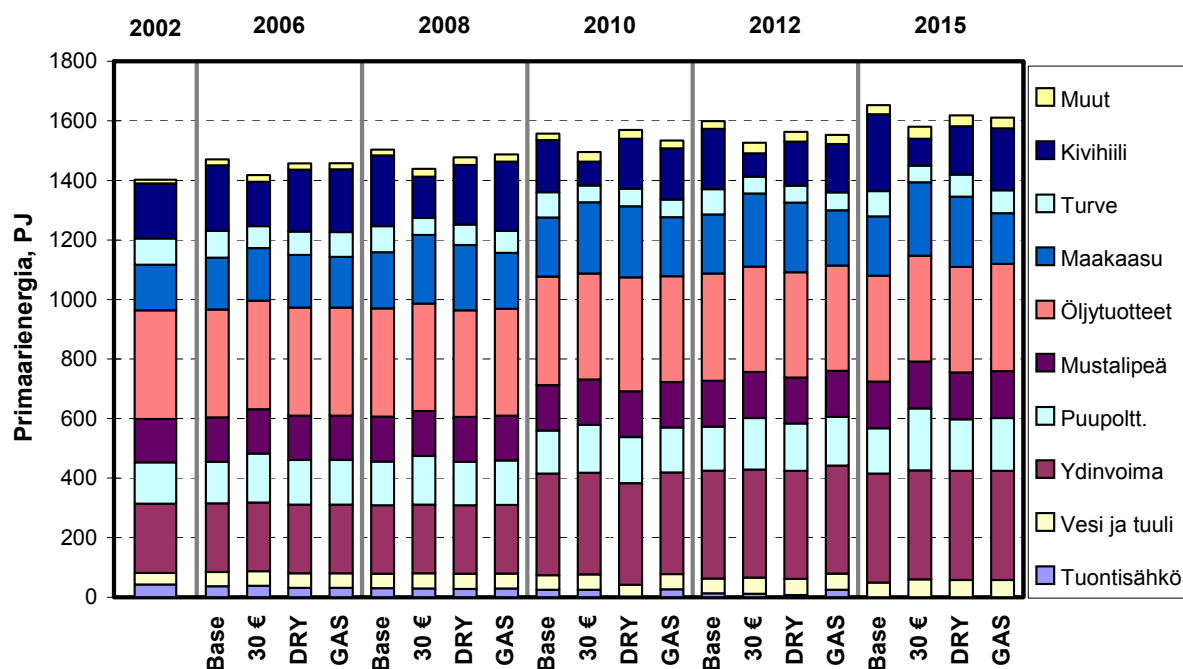
vuonna 2010, jonka alle jäädään kaikissa skenaarioissa 5–30 PJ:n verran. Korkeimmalla päästöoikeuksien (30 €/t) hinnalla päästään luonnollisesti lähimmäksi tavoitetta. Vajauksesta suurin osa kohdistuu kaikissa tapauksissa pienkäyttöön, jossa ohjelman tavoite on peräti 72 PJ vuonna 2010. Skenaarioissa pienkäytön määrä jää noin 50 PJ:n tasolle. Kokonaisuutena bioenergian lisäkäytön tavoitteista toteutuu kuitenkin 80–95 %.



Kuva 13. Primaarienergian kokonaiskulutuksen kehitys laskettujen skenaarioiden perustapauksissa.

Tuulivoiman tuotantotavoite on ohjelmassa 1,1 TWh vuonna 2010 ja 5,1 TWh vuonna 2025. Vuoden 2010 tavoite saavutetaan kaikissa päästökauppaskenaarioissa, ja sen jälkeenkin tuulivoiman lisäys jatkuu suunnilleen ohjelman mukaisena. Tuulivoiman lisäyksen tavoitteet toteutuvat siten erittäin hyvin. Vesivoiman tuotantotavoitteena on ohjelman mukaan 14,5 TWh vuonna 2010 ja lisäyksestä suurin osa koskee pienvesivoimaa. Tarkastelluissa skenaarioissa vesivoiman määrä oli rajoitettu KTM:n WM-skenaariota mukaisesti noin 13 TWh:n määrään, joten tavoitteita ei tältä osin ollut mahdollista saavuttaa.

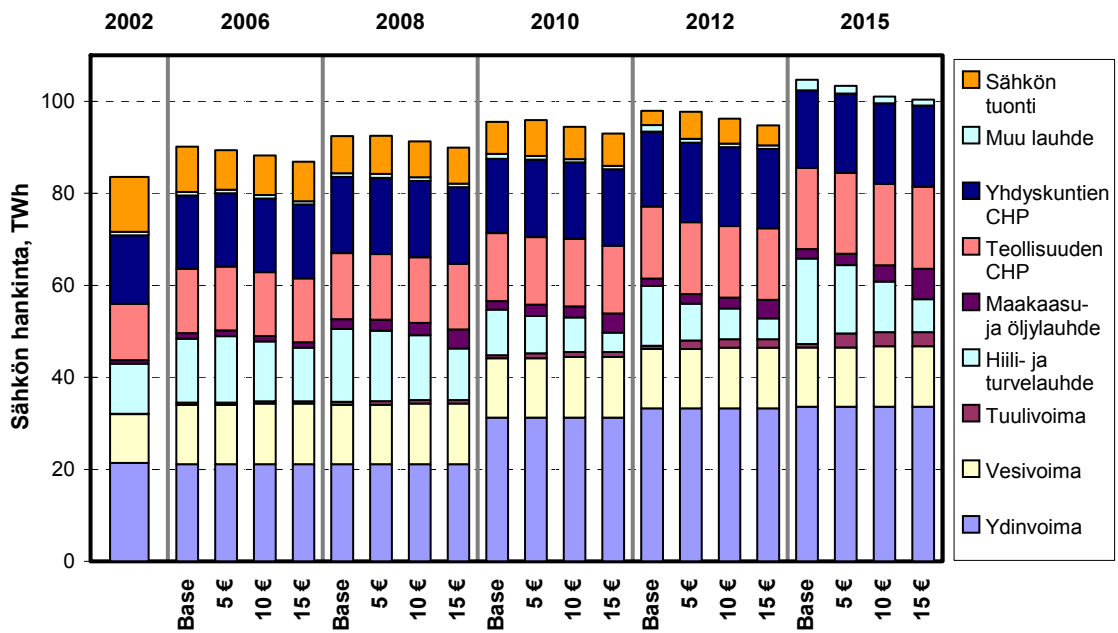
Sähköenergian kokonaiskulutus kasvaa perusskenaariossa vuonna 2010 noin 95,3 TWh:n määrään, kun KTM:n päivitetystä WM-skenaariossa kulutus on 96 TWh. Kokonaiskulutus on siten tarkastelluissa skenaarioissa hieman WM-skenaariota pienempi. Ero on syntynyt pääosin WM-skenaariota viime vaiheen päivityksissä, joissa sähkön kulutusarvioita on jonkin verran nostettu alkuperäisten lähtötietojen mukaisista.



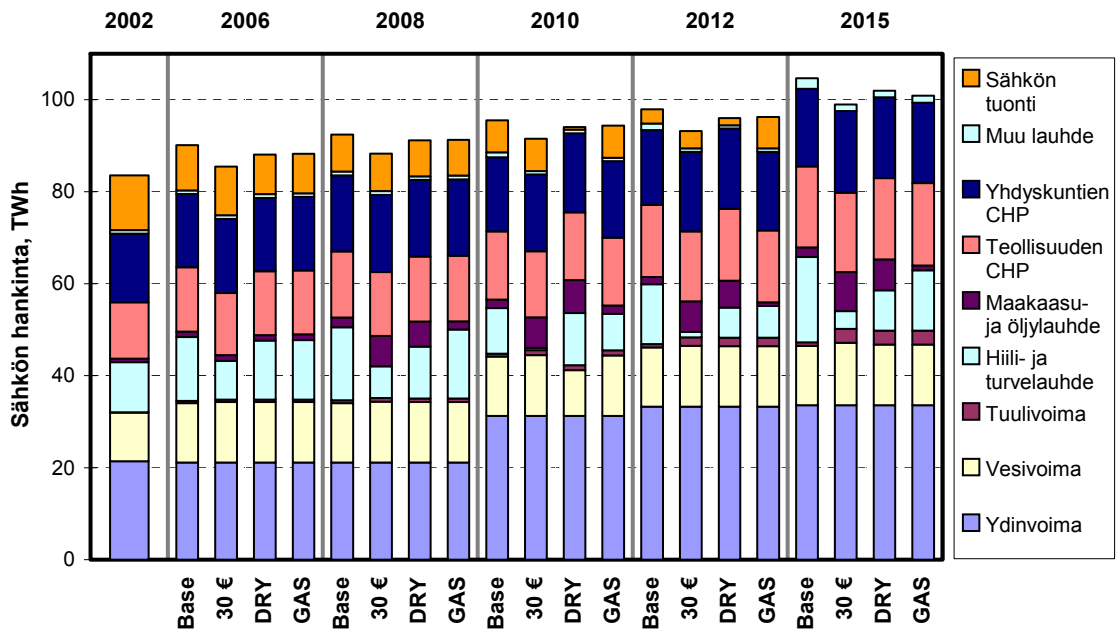
Kuva 14. Primaarienergian kokonaiskulutuksen kehitys laskettujen skenaarioiden lisävariaatioissa.

Sähkön kokonaishankinnan jakaantumista tärkeimpiin hankintatapoihin on havainnollistettu kuvissa 15 ja 16. Ydinvoiman tuotantoa lisää vuonna 2009 valmistuva uusi 1 600 MW:n voimalaitos. Vuonna 2010 sen käyttökerroin on kuitenkin oletettu sisäänajovaiheen vuoksi vielä hieman normaalia pienemmäksi. Ennen vuotta 2009 tarvitaan kaikissa skenaarioissa kohtuullisen runsaasti muuta lauhdevoiman tuotantoa, josta suurin osa on kivihiililauhdevoimaa. Maakaasulauhdevoiman merkitys nousee ennen vuotta 2010 huomattavaksi ainoastaan 30 euron skenaariossa, jossa tulee ennen ydinvoimalan valmistumista kannattavaksi rakentaa uusi maakaasulauhdevoimala.

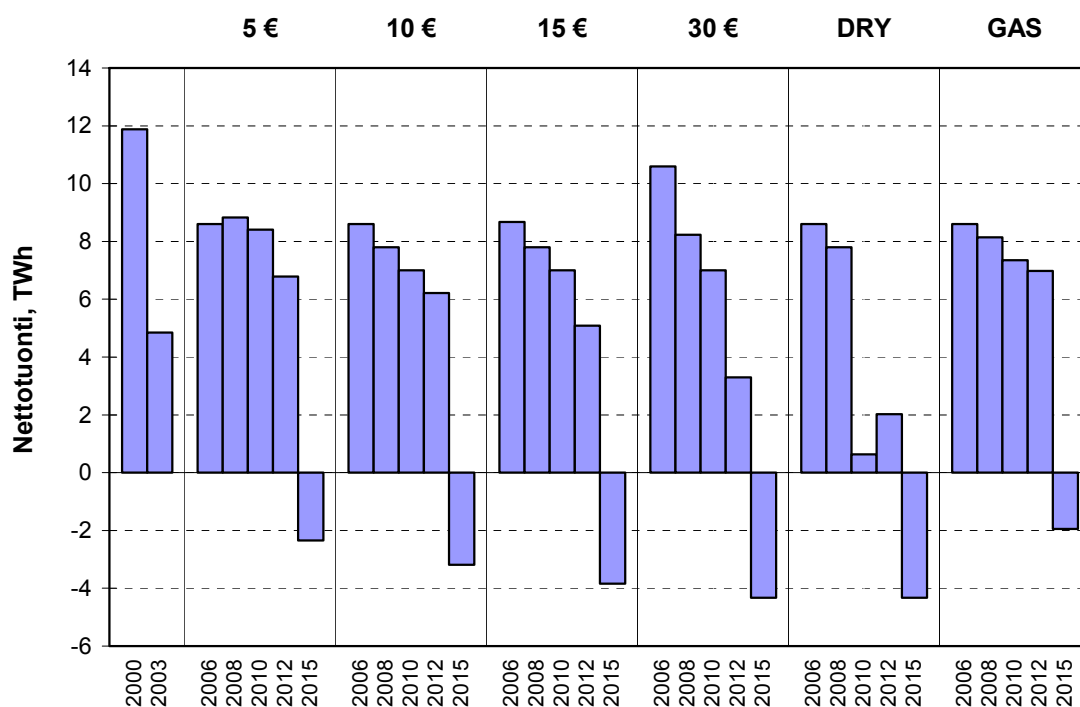
Yhteistuotannon määrä kasvaa kaikissa skenaarioissa hitaasti nykyisestä, ja on vuonna 2010 noin 31 TWh, kun se oli vuonna 2003 noin 28,5 TWh. Vasta vuoden 2010 jälkeen yhteistuotannon määrä alkaa jälleen kasvaa nopeammin, kun ydinvoiman lisäyksen vaikutukset ovat tasaantuneet. Skenaarioiden välisten erojen vähäisyys yhteistuotannon määrässä johtuu siitä, että korkeammilla päästöoikeuksien hinnoilla sähkön kulutus pienenee jonkin verran, jolloin yhteistuotannon osuus kasvaa, vaikka sen absoluuttinen määrä pysyy suunnilleen samana.



Kuva 15. Sähkön kokonaishankinnan kehitys laskettujen skenaarioiden perustapauksissa.



Kuva 16. Sähkön kokonaishankinnan kehitys laskettujen skenaarioiden lisävariaatioissa.

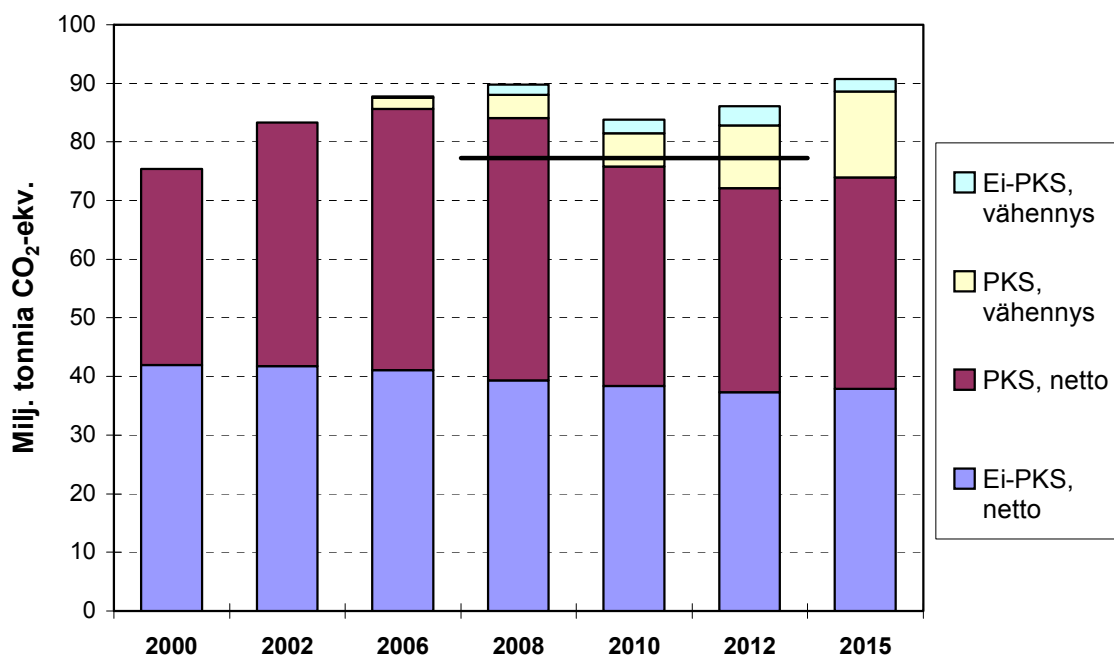


Kuva 17. Sähkön nettotuonti tarkastelluissa skenaarioissa.

Sähkön nettotuonnin merkitys sähkön kokonaishankinnassa on ollut viime vuosina keskimäärin varsin suuri, mutta myös vuotuiset vaihtelut ovat olleet suuria. Nettotuonnin kehitys tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty kuvassa 17. Tulosten mukaan kuivia vesivuotia lukuun ottamatta sähkön verrattain laajamittaista tuontia kannattaa jatkaa vuoteen 2012 saakka. Vuoteen 2015 mennessä oletusten mukaiset muutokset sähkömarkkinoiden hintasuhteissa näyttäisivät kuitenkin kääntävän kauppataaseen toiseen suuntaan. Vuosien 2006–2012 päästökauppaa koskevien tulosten kannalta tällä käännteellä ei liene paljon merkitystä.

4.6.2 Päästöjen ja päästökaupan kehitys

Kuuden tärkeimmän kasvihuonekaasun (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC ja SF₆) kokonaispäästöt olivat Suomessa inventaarioiden mukaan vuonna 1990 noin 77,2 milj. tonnia CO₂-ekvivalentteina. EU:n sopiman Kioton pöytäkirjan mukaisen taakanjaon mukaan Suomen tulee rajoittaa näiden kaasujen päästöt vuosina 2008–2012 vuoden 1990 tasolle. Kuvassa 18 on esitetty päästöjen kokonaismäärän kehitys TIMES-mallin perusskenaariossa, päästökauppasektorille ja ei-päästökauppasektorille lasketut päästöoikeudet sekä päästöoikeuksia vastaavat päästöjen vähennystarpeet. Päästökauppasektorilla vähennystarve voidaan luonnollisesti kattaa omien päästönvähennysten ohella päästöoikeuksien ostolla.



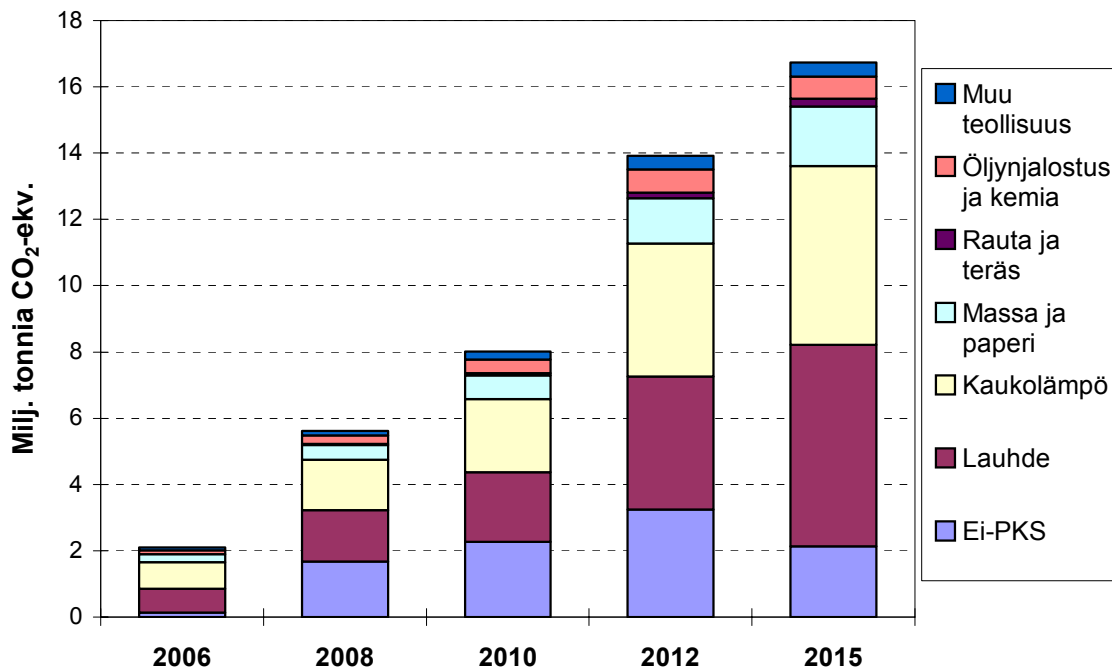
Kuva 18. Kasvihuonekaasujen päästöt tarkastelluissa päästökauppaskenaarioissa. Ei-PK-sektorin päästöjen ajallinen jakauma on hieman erilainen eri laskentatapauksissa, ja kuvaan on valittu PK10-skenaarion luvut.

Kuten luvuissa 2.5 ja 4.3 on mainittu, järjestelmämallitarkastelussa päästöoikeudet pyrittiin asettamaan KTM:n WM-skenaarion pohjalta noudattaen KTM:n julkaisemia pääperiaatteita. Mallilaskelmissa jouduttiin kuitenkin pienentämään PK-sektorin päästöjen kokonaiskiintiötä miljoonalla tonnilla, kuten luvussa 4.3 esitettiin. Tuloksena saatu PK-sektorin päästöoikeuksien kokonaismäärä ja päästöjen vähennystarve voidaan nähdä kuvasta 18. PK-sektorin päästöjen vähennystarve on vuonna 2006 noin 2 milj. tonnia, vuonna 2008 noin 4 milj. tonnia, ja vuonna 2010 vajaat 6 milj. tonnia. Vasta vuonna 2012 vähennystarve kasvaa merkittävästi suuremmaksi, vajaaseen 11 milj. tonniin. Ei-PK-sektorin kannettavaksi jäävä vähennystarve on huomattavasti PK-sektoria pienempi. Vuonna 2010 se on noin 2,3 Mt ja vuonna 2012 noin 3,3 Mt.

Eri toimialojen laskennalliset vähennystarpeet on esitetty tarkemmin kuvassa 19. Massan ja paperin tuotannon toimialaa lukuun ottamatta eri teollisuustoimialojen laskennalliset vähennystarpeet ovat varsin pienet. Kokonaisuutena teollisuuden osuudeksi jää vain noin 25 % koko PK-sektorin päästöjen vähennystarpeesta. Teollisuuden toimialoihin on luettu mukaan teollisuuden oma sähkön ja lämmön tuotanto. Kaukolämpösektorilla puolestaan tarkoitetaan kaukolämmön tuotantoa ja siihen liittyvää sähkön tuotantoa.

Päästöjen todelliset vähennykset eri PK-sektorin toimialoilla riippuvat siitä, miten paljon kunkin toimialan yritykset ostavat tai myyvät päästöoikeuksia. Päästöoikeuksia kannattaa ostaa siinä määrin kuin päästöjen vähentäminen kiintiön mukaiseen määrään

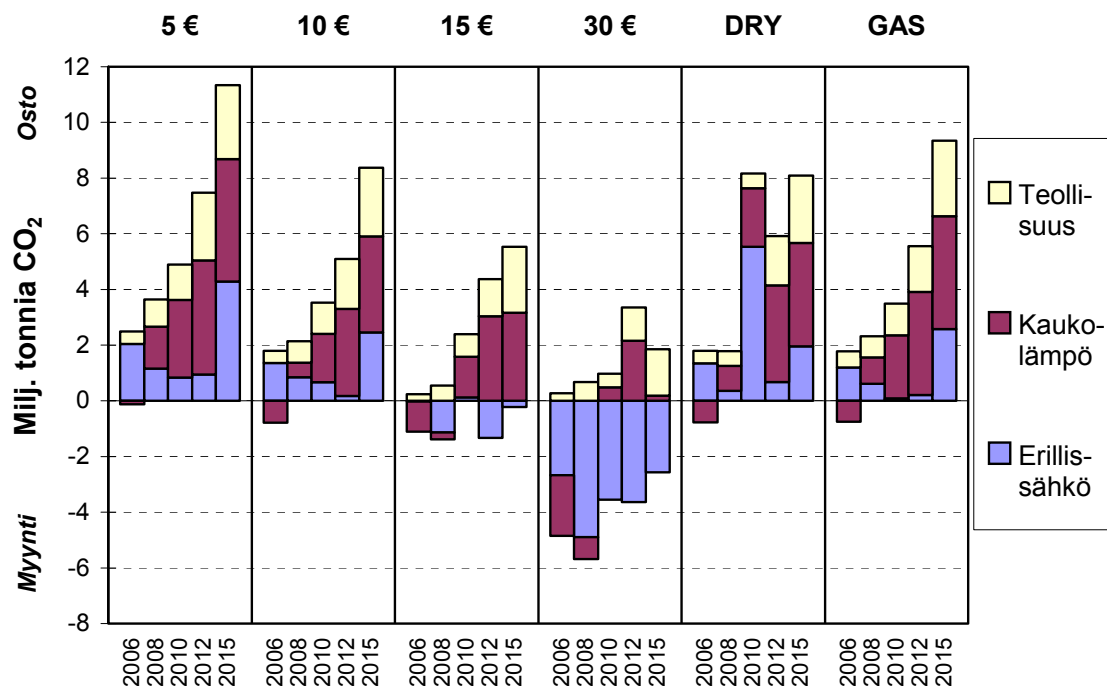
tulisi päästöoikeuksien hintaa kalliimmaksi. Vastaavasti päinvastaisessa tapauksessa päästöoikeuksia on edullista myydä. Kuvassa 20 on havainnollistettu TIMES-mallilaskelmien mukaista päästöoikeuksien kaupan kehitystä PK-sektorilla jaettuna teollisuuden, kaukolämmön ja kaukolämpövoiman tuotantoon sekä erilliseen sähköntuotantoon.



Kuva 19. Kasvihuonekaasupäästöjen vähennystarve tarkastelluissa päästökauppanearioissa. Ei-PK-sektorin päästöjen ajallinen jakauma on hieman erilainen eri laskentatapauksissa, ja kuvaan on valittu PK10-skenaarion luvut.

Tulosten mukaan sekä 5 että 10 euron hintatasolla Suomi on selkeästi päästöoikeuksien netto-ostaja. Toimialakohtaisena poikkeuksena on ainoastaan erillissähkön tuotanto vuonna 2012, jolloin päästöjä voitaisiin vähentää sähkön tuotannossa kohtalaisen edullisesti. Hintatasolla 15 €/tonni erillinen sähkön tuotanto kääntyy päästöoikeuksien myyjäksi koko tarkasteluajavälin ajan. Kokonaisuutena Suomi on tässäkin skenaariossa vuoden 2008 jälkeen edelleen päästöoikeuksien netto-ostaja.

Vasta 30 euron hintatasolla päästöoikeuksien kauppatase on koko tarkasteluajavälin positiivinen, eli yritysten kannattaa myydä päästöoikeuksia enemmän kuin ostaa niitä. Tulosten perusteella PK-sektorin päästöjen vähentämisen marginaalikustannus kiinteistöiden saavuttamiseksi pelkästään kotimaisin toimin on 15–20 €/t. Kuivan vesivuoden variaatiossa (10 €:n hintataso) päästöoikeuksia joudutaan vuonna 2010 ostamaan tuntuvasti enemmän kuin 10 euron perustapauksessa, ja ostotarve kohdistuu nimenomaan erilliseen sähkön tuotantoon. Korkeamman maakaasun hinnan skenaariossa kauppa kehittyy vain jonkin verran 10 euron perustapausta ostopainotteisemmaksi.



Kuva 20. Päästöoikeuksien kaupan kehitys sektoreittain tarkastelluissa skenaarioissa.

4.6.3 Päästöjen rajoittamisen taloudelliset vaikutukset

Järjestelmämallitarkastelun keskeisimpänä tavoitteena oli arvioida päästöoikeuksien hintatason vaikutusta eri sektoreiden kustannuksiin. Luvussa 5 puolestaan arvioidaan päästökaupan vaikutusta yritystasolla energian ja perusmetallin toimialoilla.

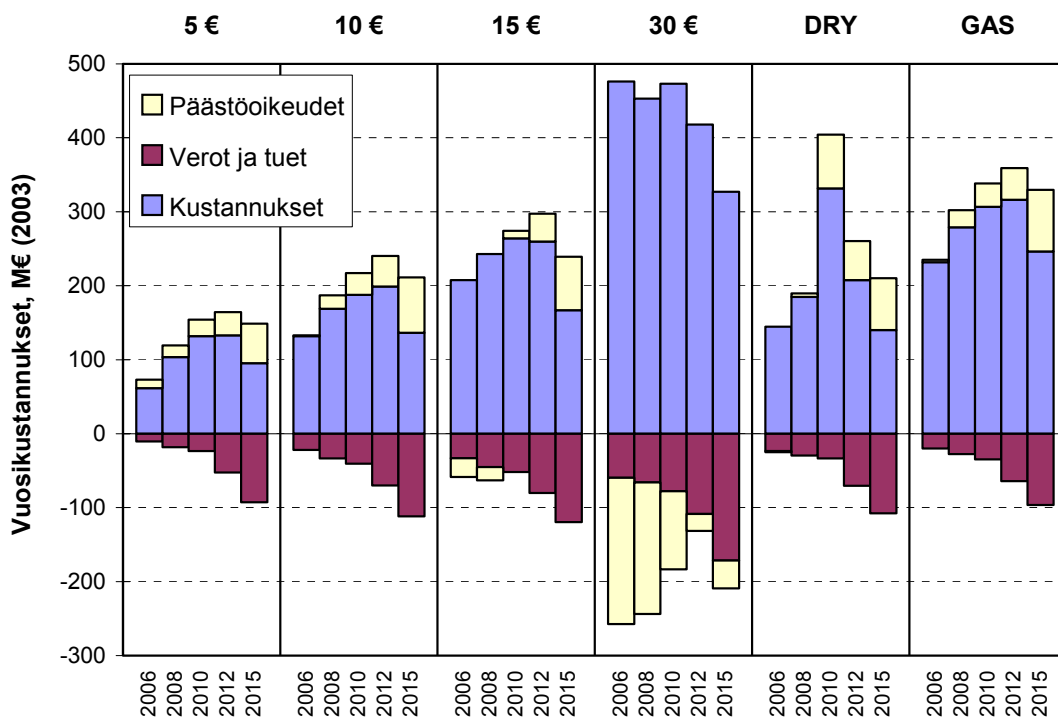
Kuvassa 21 on esitetty suorat vuosittaiset lisäkustannukset, energiaverojen ja -tukien muutokset sekä päästöoikeuksien kaupasta aiheutuvat kustannukset tai tuotot kussakin tarkastellussa skenaariossa verrattuna perusskenaarioon. Suorat kustannukset sisältävät kaikki energiajärjestelmässä kuvattujen tuotantolaitosten ja käyttötekniikoiden investointi-, käyttö-, polttoaine- ja raaka-ainekustannukset. Verot ja tuet puolestaan sisältävät kaikki polttoaine- ja sähköverot sekä eräiden tuotantomuotojen saaman sähkön tuotannon tuen ja eräiden uusiutuvien energialähteiden investointituet.

Ilman verojen ja tukien vaikutusta päästöjen rajoittamisen aiheuttamat lisäkustannukset ovat 10 euron hintatasolla vuonna 2010 noin 220 miljoonaa euroa vuodessa. Kuiva vesivuosi nostaa vuosikustannukset tulosten mukaan lähes kaksinkertaiseksi. Maakaasun korkeamman tuontihinnan mukaisia kustannuksia voidaan suoraan verrata muiden skenaarioiden lisäkustannuksiin vain, jos oletetaan juuri päästökaupan aiheuttavan maakaasun

sun hinnan nousun. Mutta joka tapauksessa oletettu korkeampi maakaasun hinta kasvattaa tulosten mukaan vuosittaisia lisäkustannuksia noin 50 %:lla.

Myös päästöoikeuksien hinnan kohotessa lisäkustannukset suurenevät. Hintatasolla 15 €/t suorat lisäkustannukset ovat noin 25 % suuremmat kuin hinnalla 10 €/t. Kun hinta on 30 €/t, lisäkustannukset ovat vuonna 2010 jopa 470 M€, mutta päästöoikeuksien myyntitulojen ansiosta nettokustannukset jäävät 370 M€:n tasolle. Päästöoikeuksien hinnan noustessa merkittävä lisäkustannuksiin vaikuttava tekijä on sähkön tuontihinta, joka sisältää tuntevan päästöoikeuksien hintaan sidotun komponentin. Ilman tätä tekijää päästöoikeuksien hinnan ei teoriassa pitäisi vaikuttaa nostavasti vuosittaisiin lisäkustannuksiin, kun hinta on noussut kotimaisia marginaalikustannuksia suuremmaksi.

Sektorikohtaisten kustannusvaikutusten laskenta on TIMES-mallin kaltaisessa järjestelmällisessä verraten monimutkainen ja vaativa laskentatehtävä. Monimutkaisuus johtuu mallin sisältämisestä monista takaisinkytkennöistä sekä lukuisista useita eri tuotteita tuottavista prosesseista, joiden kustannusten jakoa eri tuotteille on hankala automatisoida. Työssä kehitettiin kuitenkin mallin tulosten käsittelyn yhteyteen laskentaruutiinit, joilla kaikki kustannukset voidaan kohdistaa nimetyille loppukulutussektoreille.

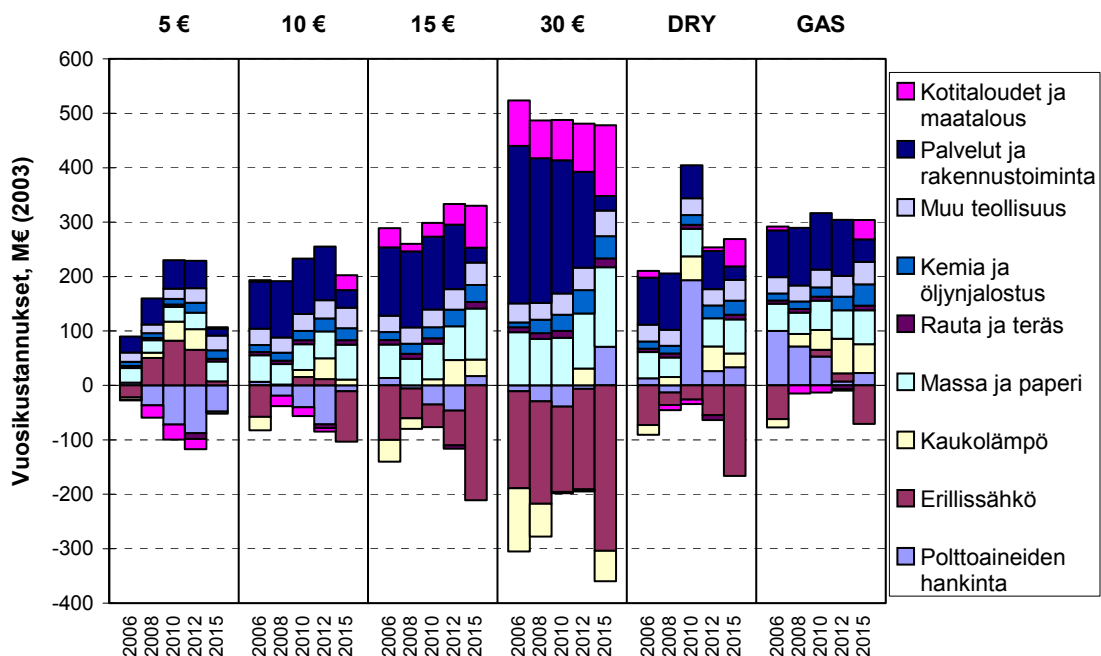


Kuva 21. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuosittaiset kokonaiskustannukset, verojen ja tukien muutokset sekä päästöoikeusmaksut verrattuna perusskenaarioon. Kustannukset sisältävät kaikki yhteenlasketut muutokset investointi-, käyttö- ja polttoainekustannuksissa mallissa kuvatuilla sektoreilla.

Kuvassa 22 on havainnollistettu päästökauppaskenaarioiden kustannusmuutosten jakaantumisesta eri sektoreille mallin sisäisen rakenteen mukaisesti. Kuten edellä, kustannusmuutokset on saatu vertaamalla kunkin skenaarion kustannuksia perusskenaarion tuloksiin. Tässä kuvassa kustannuksiin on laskettu yhteen kaikki suorat kustannukset, verot ja tuet sekä päästöoikeusmaksut.

Negatiiviset kustannusmuutokset joillakin sektoreilla (polttoaineiden hankinnassa, erillissähkön tuotannossa ja kaukolämpösektorilla) aiheutuvat tuotannon volyymin pienemisestä perusskenaarioon verrattuna. Tuotannon volyyymi puolestaan vähenee joko loppukulutuksen energiansäästötoimien tai energialähdevalintojen muutosten takia. Tällaiset toimet näkyvät toisaalta positiivisina kustannusmuutoksina loppukulutussektoreilla. Tuloksista nähdään, että ensi vaiheessa energiajärjestelmän tehostuminen pienentää lähinnä polttoaineiden hankintakustannuksia, mutta korkeilla päästöoikeuksien hinnoilla myös erillisen sähköntuotannon volyymin pienemisen aiheuttama kustannusten väheneminen on merkittävää.

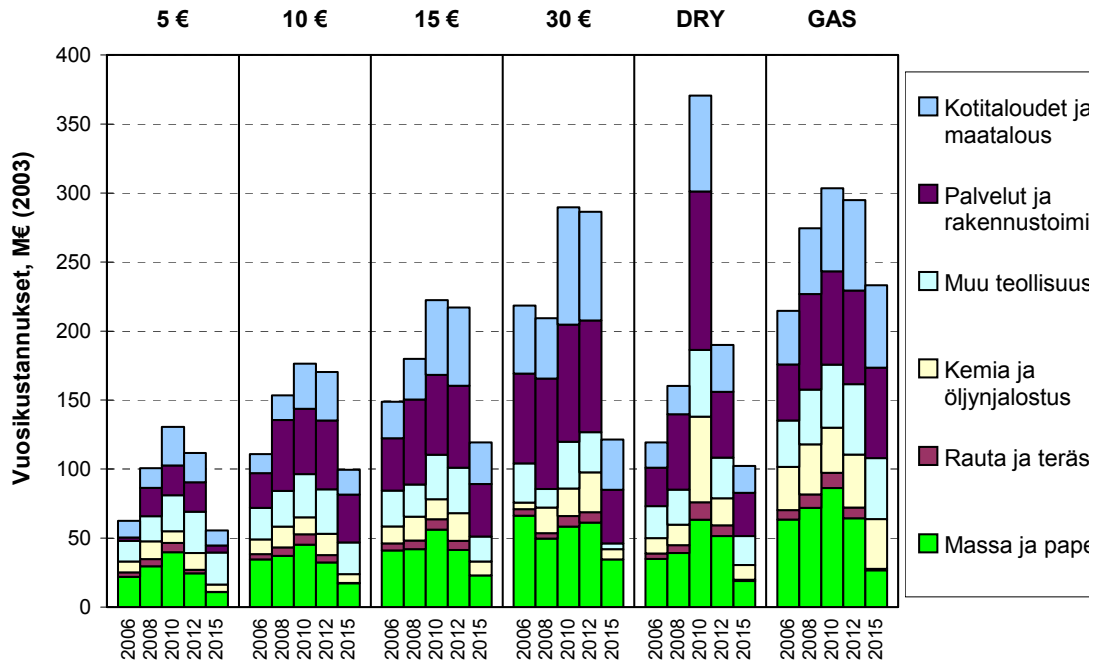
Kuvassa 23 edellä käsitellyt kustannukset on esitetty toisin, kohdistettuna loppukulutussektoreille. Tällä tavoin kohdistettuina kustannusmuutokset antavat paremmin kuvan siitä, mikä on päästökaupan vaikutus Suomen teollisuuden kilpailukykyyn ja kotimarkkinoihin. Energian tuotantosektorille aiheutuvat lisäkustannuksethan siirtyvät yleensä joka tapauksessa loppukuluttajien kannettaviksi.



Kuva 22. Päästöjen rajoittamisen aiheuttama suora vuotuinen kustannusvaikutus TIMES-mallin eri sektoreilla verrattuna perusskenaarioon (verot, tuet ja päästöoikeusmaksut mukaan lukien).

Kustannuskohdistuksen jälkeen esimerkiksi palvelujen ja kotitalouksien lisäkustannusten tärkeimmät komponentit ovat sähkön ja lämmön tuotantokustannusten nousu, uusien ja saneerattavien rakennusten lämmitysenergiälähteiden valinta sekä energiansäästötoimet. Myös fluorattujen kasviuonekaasujen päästöjen (HFC, PFC, SF₆) vähennysoimien kustannukset on kohdistettu kokonaan palvelusektorille, vaikka osa toimista sijoittuu myös muille sektoreille. Jätehuollon kustannusmuutokset on pääsääntöisesti jaettu karkeasti kaatopaikalle nykyisin sijoitettavien eri sektoreilla syntyvien jätemäärien suhteessa. Jätepolttoaineiden tuotannon aiheuttamat lisäkustannukset on kuitenkin kohdistettu näiden polttoaineiden käyttäjille.

Kun kaikki energian tuotannon kustannukset kohdistetaan loppukulutussektoreille, tulosten mukaan lisäkustannukset jakaantuvat verraten tasaisesti toisaalta teollisuudelle ja toisaalta kotitalouksille ja palveluille. Alhaisimmilla päästöoikeuksien hinnoilla teollisuuden osuus on hieman yli puolet ja korkeimmilla hinnoilla hieman alle puolet lisäkustannuksista. Massa- ja paperiteollisuudelle kohdistuu noin puolet koko teollisuuden lisäkustannuksista, kun taas rauta- ja terästeollisuuden osuus lisäkustannuksista näyttää jäävän varsin pieneksi. Metsäteollisuuden kustannusrasite on kuitenkin allokoitintieteen takia jossain määrin ylikorostunut, sillä puupolttoaineiden hinnan nousu siirtyy laskennassa myös metsäteollisuuden jätepuun hintaan. Kustannusten kohdistuslaskennan tuloksia on mm. tämän takia pidettävä vain suuntaa antavina.



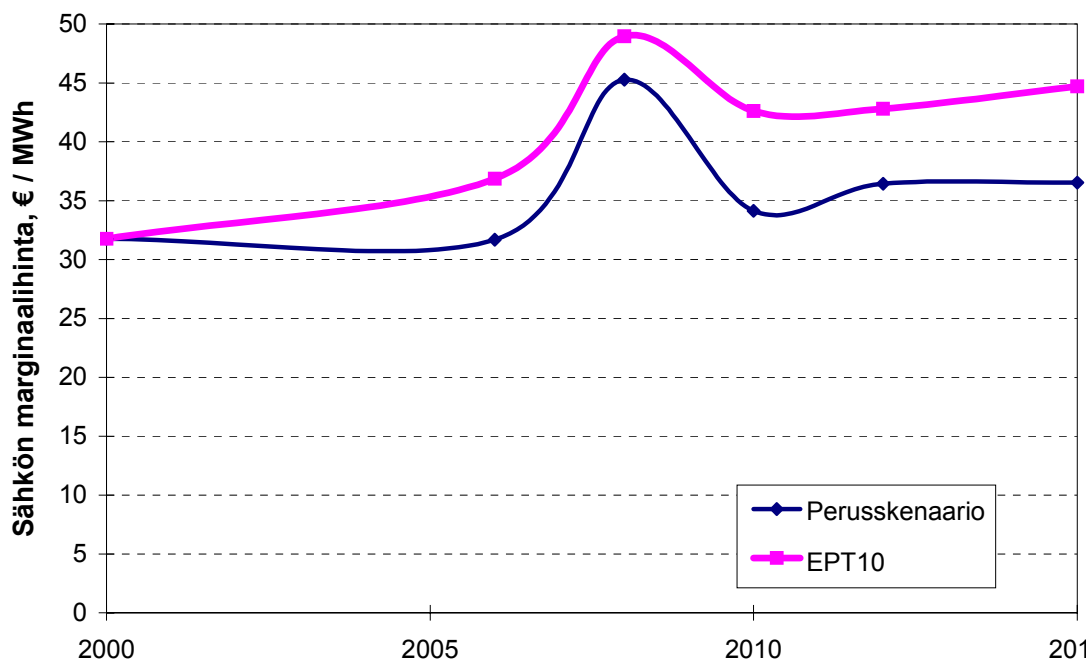
Kuva 23. Päästöjen rajoittamisen aiheuttamat suorat vuotuiset kustannukset kohdistettuna loppukäyttösektorille (verot, tuet ja päästöoikeusmaksut mukaan lukien). Käytännössä marginaalihintojen nousu aiheuttaa energian tuotantokustannuksia huomattavasti suuremmat muutokset loppukuluttajien energialaskuun.

Esitetyssä kustannusten kohdistuksessa ei kuitenkaan ole kyse toimialojen todellisesta kokonaiskustannusrasitteesta. Kohdistaminen sisältää toimialojen suoran kustannusrasitteen omista toimista ja päästöoikeuksien ostosta sekä vastaavat sähkön ja lämmön tuottajien suorat kustannusrasitteet jaettuna sähkön ja lämmön kuluttajille. Sähkömarkkinoilla sähkön hinnan nousu tulee kuitenkin muodostumaan marginaalihinnittelun mukaisesti keskimääräisten tuotantokustannusten muutoksia huomattavasti suuremmaksi ja tulee loppukäyttösektorien maksettavaksi. Energian tuottajien vastaavasti saamasta lisätuotosta vain osa päätyy suomalaisten kuluttajien hyödyksi.

Loppukäyttösektoreiden kustannusmuutoksia voidaan toki mallin tulosten perusteella pyrkiä arvioimaan myös energian hintojen muutosten kautta. Optimointimallin tuloksena saadaan kunkin energiahyödykkeen marginaali- eli ns. duaalihinta. Valitettavasti dynaamisten optimointimallien marginaalihinnoilla on taipumus varsin jyrkkiin muutoksiin, joista ei pidä tehdä liian suoria johtopäätöksiä. Kuvassa 24 on esitetty esimerkkinä prosessiteollisuuden ostosähkön marginaalihinnan kehitys perusskenaariossa ja PK10-skenaariossa. Marginaalihintojen vertailun luotettavin anti on hinnan muutos perusskenaarion ja PK10-skenaarion välillä. Vuonna 2010 ero on noin 9 €/MWh, josta voidaan laskea esimerkiksi rauta- ja terästeollisuuden ostosähkön potentiaaliseksi lisähinnaksi noin 35 M€ vuodessa. Tämä olisi jo selvästi suurempi lisäkustannus kuin kuvassa 23 esitetty. Mikäli sähkön ja lämmön hinnat noudattelevat marginaalihintojen kehitystä, loppukuluttajille aiheutuva kustannusnousu voi siten olla paljon tuntuvampi kuin kokonaistaloudelliset lisäkustannukset.

4.7 Johtopäätöksiä päästökaupan mallinnuksesta

Työssä tarkastellut päästökauppaskenaariot osoittavat, että VTT:n TIMES-malli soveltuu kohtuullisen hyvin päästökaupan sektorikohtaisten vaikutusten analysointiin. On kuitenkin muistettava, että kyseessä on vasta mallin ensimmäinen käyttöön otettu versio, jota tullaan varmasti monilta osin vielä huomattavasti parantamaan.



Kuva 24. Prosessiteollisuuden ostosähkön marginaalihinnan kehitys perusskenaariossa (ilman sähköveroa).

Tarkastelun tulosten mukaan Kioton tavoitteen saavuttaminen päästökaupan keinoin aiheuttaa koko energiajärjestelmässä 150–380 M€:n vuotuiset suorat lisäkustannukset vuosina 2008–2012, päästöoikeuden hinnasta ja vesivuoden kuivuudesta riippuen. Loppukulutussektoreille kohdistettuna kustannusmuutokset jakaantuvat melko tasaisesti teollisuuteen ja muuhun talouteen. Teollisuuden toimialoista massa- ja paperiteollisuudelle kohdistuu tulosten mukaan selvästi suurin kustannusrasite, mutta laskentamenetelmä yliarvioi jossain määrin metsäteollisuuden kustannuksia energiapuun hinnan muutosten kautta. Päästöoikeuksien ostoa alkaa kääntyä tulosten mukaan myyntiin noin 15 €/t:n hintatasolla, alkaen lähinnä erillisestä sähköntuotannosta.

Järjestelmämallin tuottamat tulokset kokonaiskustannusten muutoksista saattavat kuitenkin aliarvioida energian loppukäyttäjille koituvia lisäkustannuksia. Siinä määrin kuin energian hintojen muutokset noudattavat marginaalikustannusten muutoksia, päästökaupan vaikutus erityisesti kuluttajien sähkölaskuun saattaa olla tulosten mukaan selvästi suurempi kuin keskimääräisten sähköntuotannon kustannusmuutosten perusteella voitaisiin päätellä.

5. Päästökaupan vaikutuksista energia- ja terässektorien yrityksiin

5.1 Lähtökohta

Päästökaupan mahdollisten yritystason vaikutusten ennakointi ja muutostilanteisiin varautuminen muodostavat ajankohtaisen tutkimusaihepiirin, jota mittavasta julkisesta keskustelusta huolimatta on tutkittu melko vähän. Päästökaupan vaikutuksia sähkömarkkinoihin ja sektoritason kustannuksiin selvittäneiden osioiden lisäksi tässä hankkeessa toteutettiin yritystarkasteluosuus. Tavoitteena oli kehittää tutkimuksellista lähestymistapaa, joka tukisi yritysten omien päästökauppastrategioiden muodostamista ja siihen liittyvien monipuolisten toimintavalmiuksien parantamista. Tietoperustan tarkentamisen ja menetelmien kehittämisen arvioitiin parantavan yritysten mahdollisuuksia ennakoida päästökaupan vaikutuksia toimintaansa ja tukevan toimintaansa päästökauppaoloissa.

Avoimet energiamarkkinat ja hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen tähtäävä kansallinen ohjaus muodostavat haasteellisen toimintaympäristön päästöintensiivisille teräs- ja energia-alan yrityksille. Toimintaympäristö on muuttunut 1990-luvun puolivälistä alkaen hyvin merkittävällä tavalla. Tuolloin suljetuilla markkinoilla toimivilla yrityksillä oli hyvät mahdollisuudet siirtää ympäristönsuojelusta, esimerkiksi rikki- ja typpipäästöjen vähentämisen 90-luvun alussa, aiheutuneet kustannukset suurelta osin tuotteidensa hintoihin. Toisaalta ympäristönsuojeluun on kuitenkin kyetty panostamaan myös sellaisessa raskaassa teollisuudessa (esimerkiksi massa- ja paperiteollisuusyrityksissä, metallinjalostuksessa), joka jo tuolloin toimi pääosin avoimilla markkinoilla. Paperiteollisuuden ja metallinjalostuksen keskeisten tuotteiden hinnat määräytyvät suurelta osin globaaleilla markkinoilla, eikä yksittäinen suomalainen yritys voi todennäköisesti siirtää ympäristöinvestoinneista tai hankituista päästöoikeuksista aiheutuvia kustannuksia välttämättä tuotteidensa hintoihin. Maailmanlaajuiset suhdannevaihtelut ja globaalit muutokset (esim. teräksen ja sen valmistuksessa tarvittavien raaka-aineiden kysynnän nopea lisääntyminen Kiinassa) vaikuttavat tuotteiden euromääräisiin hintoihin riippumatta Suomessa vallitsevasta kustannustasosta.

Myös energia-alan toimintaympäristö on etenkin sähkön tuottajien kannalta muuttunut oleellisesti sähkömarkkinoiden avauduttua. Avoimilla markkinoilla toimiva yritys on tuotteidensa hinnoittelussa riippuvainen markkinahinnoista, jotka sähkömarkkinoiden osalta määräytyvät pohjoismaisella tasolla. Päästöoikeuksien hinnat tulevat sen sijaan määräytymään eurooppalaisella (1. päästökaupajakso) tai globaalilla (2. päästökaupajakso) markkina-alueella. Alueelliset kaukolämpöverkot muodostavat edelleen vähemmän kilpaillun toimintaympäristön, jossa kaukolämpö kilpailee lähinnä muiden lämmitystapojen kanssa. Vapailla sähkömarkkinoilla kukin toimija voi käyttää kustan-

nustekijänä laskentatoimessaan ja hinnoittelussaan vaihtoehtoisen kustannuksen hintaa (esim. päästöoikeuden myyntihinta markkinoilla), jolloin myös ilmaiseksi saatujen päästökiintiöiden hinta voidaan siirtää täysimääräisesti sähkön hintaan, mikäli sähkön markkinatilanne antaa siihen mahdollisuuden (VATT 2004).

Avoimet energiamarkkinat, globalisoitunut taloudellinen toimintaympäristö ja toisaalta hiilen keskeinen rooli tuotantopanoksena viittaavat siihen, että hiilidioksidipäästöjen vähentäminen on 1990-luvun alussa toteutettua rikki- ja typpipäästöjen vähentämistä huomattavasti vaikeampi haaste energia- ja terästeollisuuden yrityksille.

Hankkeen yrityskohtaisissa selvityksissä on kartoitettu päästökaupan todennäköisimpiä vaikutuksia yritysten toimintaan, kuten energiantuotantoyksiköiden käyttöön ja päästöjä vähentäviin investointeihin. Erityisenä mielenkiinnon kohteena oli energiansäästöinvestointien kannattavuuden arviointi päästömarkkinatilanteessa. Yrityskohtaisissa case-tarkasteluissa analysoitiin yritysten päästöjen nykytilaa ja kehittymistä sekä yksilöitiin keskeisiä hiilipitoisten raaka-aine- ja polttoainesyötteiden vaihtomahdollisuuksia vähähiilisempään suuntaan. Esimerkkiyritykset määrittivät alustavasti kiinnostavimmiksi arvioituja päästöjen vähennystoimenpiteitä, jotka parametrisoitiin kustannustehokkuustarkasteluita varten. Näin saatiin selvitettyksi yrityskohtaisia päästöjen vähennyspotentiaaleja suhteessa arvioituihin kustannuksiin. Tiedot ovat alustavia mainittujen keinojen käytännön toteutettavuuden ja kannattavuuden suhteen, ja tavoitteena oli tukea yritysten omaa pitkäjänteistä työtä aihepiirissä. Päähuomio työssä kohdistettiin lyhyellä aikavälillä (2005–2010) toteutettavissa oleviin toimenpiteisiin. Työssä ei tarkasteltu uusien "suurinvestointien" ja kokonaan uusien teknologioiden päästövähennysmahdollisuuksia ja -kustannuksia. Päästöjen vähennyskeinojen etsintä ja valitseminen yksityiskohtaisempiin kustannustehokkuustarkasteluihin toteutettiin yhteistyössä yhtiöiden asiantuntijoiden ja aihepiiristä vastaavien henkilöiden kanssa. Yritystason tarkasteluista laaditaan erilliset luottamukselliset raportit yritysten omaan käyttöön. Tässä julkisessa raportissa kuvataan yritystarkasteluissa käytettyjä menetelmiä ja yleistason tuloksia.

Yritystarkasteluiden tavoitteeksi muodostui:

"Tuotetaan ennakoivaa tietoa siitä, miten päästökauppa ja CO₂-päästöjen rajoittaminen vaikuttavat tarkasteltavien suomalaisten energia- ja terästeollisuuden yritysten toimintaan ja investointeihin".

Työssä kehitettiin lähestymistapaa, josta yhteistyössä yrityksen asiantuntijoiden kanssa muodostettiin yrityskohtainen sovellus. Menetelmiä hyödynnettiin ensimmäistä kertaa luonteeltaan varsin erityyppisten yritysten tarkastelussa, mikä johti siihen, että yritystarkastelujen painotukset ja toteutustavat vaihtelivat huomattavasti eri yhtiöiden kohdalla. Vuorovaikutteinen toimintamalli valittiin myös siksi, että yhtiöiden asiantuntijat pysty-

vät paremmin varautumaan tietoperustan asteittaiseen parantamiseen, päästökaupan käynnistämiseen liittyviin hallinnollisiin prosesseihin (kansallinen alkujako, päästöluvitus, päästöjen seurannan organisoiminen) sekä ennakoimaan mahdollisia negatiivisia kilpailukykyvaikutuksia ja toimintamuutoksia, joita on varauduttava hallitsemaan jo vuoden 2005 toimintaa suunniteltaessa. Valmistautuminen EU:n laajuisen päästökaupan käynnistymiseen vuoden 2005 alusta todettiin välttämättömäksi riippumatta epävarmuustekijöistä, jotka liittyvät Kioton sopimuksen voimaantuloon ja sitoumuksiin kaudella 2008–2012.

5.2 Esimerkkiyritykset

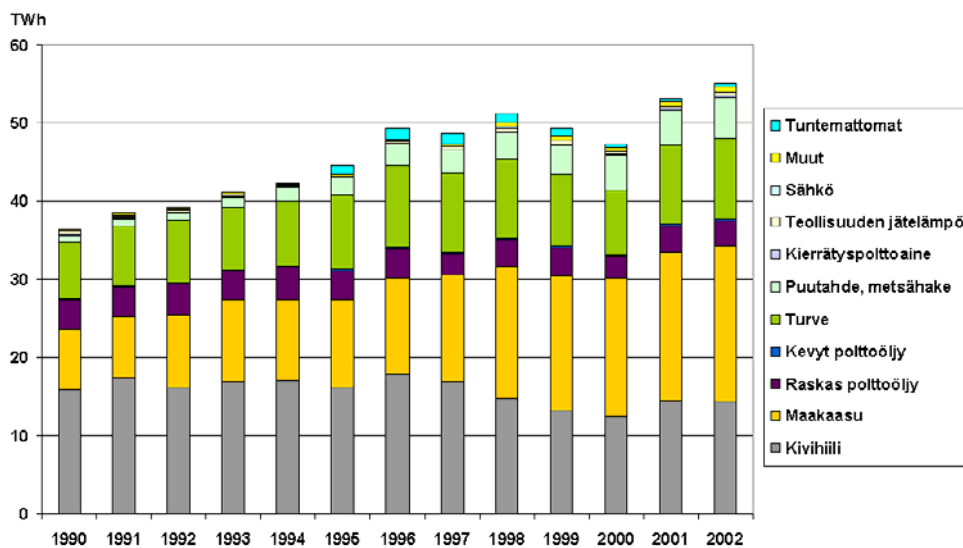
Yritystason tutkimuskohteiksi valittiin yhtiöitä, joita tarkastelemalla olisi mahdollista luoda riittävän monipuolinen käsitys päästökaupan vaikutusten arvioimiseksi. Tarkasteltaviksi yhtiöiksi valittiin suuri energia-alan konserni (Pohjolan Voima Oy), suuri suomalainen teräskonserni (Rautaruukki Oyj) sekä kaksi hieman erityyppistä alueellista lämpö- ja sähköenergian tuottajaa (Tampereen Sähkölaitos ja Vantaan Energia Oy). Tampereen Sähkölaitoksen ja Vantaan Energian toiminta perustuu suurelta osin yhdistettyyn sähkön ja lämmön tuotantoon (CHP) korkealla kokonaishyötysuhteella. Tampereen Sähkölaitoksen toiminnan ominaispiirre on merkittävä maakaasun ja turpeen käyttö. Vantaan Energia Oy:n tarkastelun keskeinen ominaispiirre muodostuu maakaasun ja kivihiilen käytöstä. Molemmilla yhtiöillä on lisäksi useita lämpökeskuksia, joissa tuotetun lämpöenergian määrä on kuitenkin normaalitilanteessa varsin vähäinen CHP-laitosten tuottamaan osuuteen verrattuna. Aineistoperusta mahdollisti erilaisten toimintavaihtoehtojen monipuolisen tarkastelun.

Energialaitosten tarkasteluissa huomiota kiinnitettiin laitosten käytön optimointiin ja polttoainevaihtomahdollisuuksiin erilaisilla päästokiintiöiden hinnoilla ja/tai päästöjä vähentävien investointien kannattavuuden arviointiin päästömarkkinaoloissa. Rautaruukin tarkastelussa päähuomio kohdistui ensisijaisesti energiankäytön tehostamisinvestointien kannattavuuden tarkasteluun erilaisilla päästokiintiöiden ja raaka-aineiden hinnoilla.

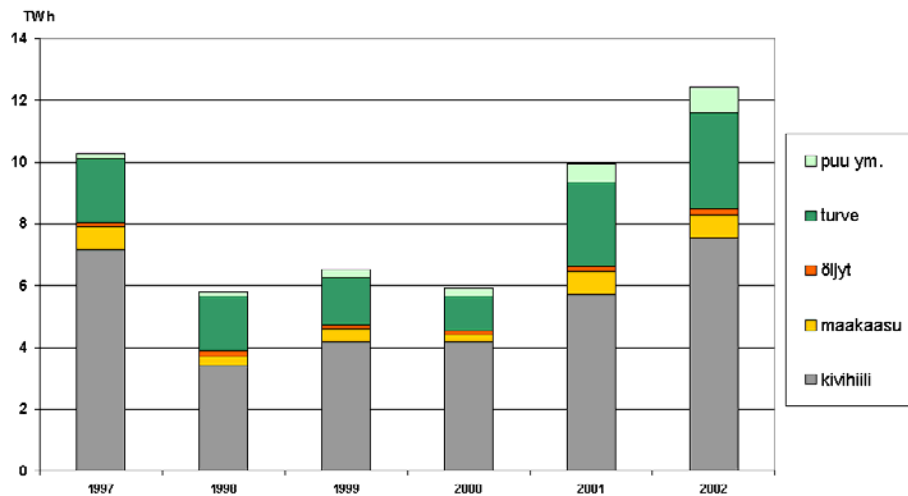
Työn perusaineiston muodostivat enimmäkseen yrityksiltä itseltään saadut tuotannon nykytilaa, lähitulevaisuutta ja toimintavaihtoehtoja kuvaavat tiedot. Tietoja täydennettiin hankkeen muista osista tuotetulla tiedolla sekä kirjallisuustiedolla. Aiemmat kokemukset olivat osoittaneet, että yksinomaan julkisen tiedon varassa toimipaikkatason päästöjen vähennystarkasteluita ja kustannuslaskelmia ei voida toteuttaa.

5.3 Energiasektori ja päästökaupan piiriin kuuluvat energia-alan yritykset

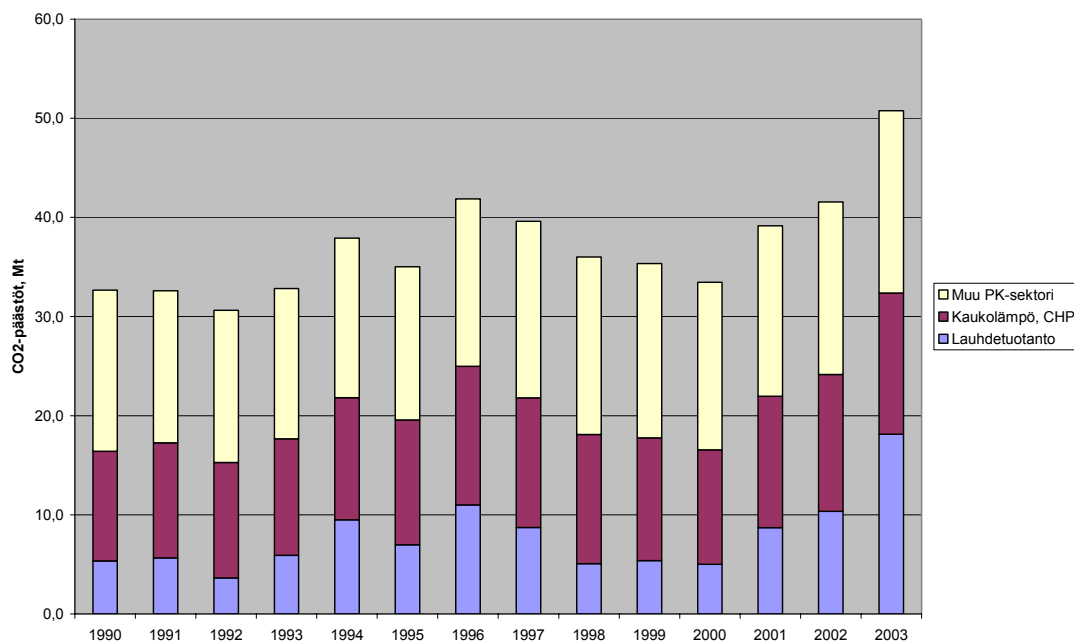
Yli puolet toiminnanharjoittajista (yhteensä 137), joita päästökauppadirektiivi koskee, on yhdyskuntien kaukolämmön tuottajia tai yhdyskuntien lämmitysvoimalaitoksia. Lisäksi päästökaupan piiriin kuuluvat teollisuuden lämmöntuotantolaitokset, joiden polttoaineteho on suurempi kuin 20 MW, sekä erillinen sähkön tuotanto. Energiasektori onkin ylivoimaisesti suurin päästökaupan piiriin kuuluva toimiala. Kuvissa 25 ja 26 on esitetty energian tuotannon polttoainekulutus vuodesta 1990 lähtien. Kuvista nähdään, että polttoaineperäisen energiantuotannon pääpolttoaineet ovat kivihiili ja maakaasu. Kivihiilen osuus on merkittävä etenkin laudetuotannossa. Sähköntuotannossa kivihiilen kulutus on kuitenkin pysynyt määrällisesti lähes ennallaan 1990-luvun alusta vuoteen 2002. Sen sijaan maakaasun kulutus etenkin yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa on vastaavana aikana lisääntynyt. Kuvassa 27 on esitetty energiasektorin osuus koko päästökaupasektorin CO₂-päästöistä vuonna 1990–2003. Vuoden 2003 alustavat lukuarvot osoittavat, että ennätysellisen kuiva vesivuosi (vrt. luku 3.4) on lisännyt Suomen CO₂-päästöjä lähes 10 Mt vuoteen 2002 verrattuna lisääntyneen lauhdesähkön tuotannon vuoksi.



Kuva 25. Kaukolämmön ja kaukolämmön tuotantoon liittyvän sähkön tuotannon polttoainekulutus, TWh (Tilastokeskus 2003).



Kuva 26. Suomen lauhdesähkön tuotanto polttoaineittain (ei sisällä prosessilauhdetta eikä ydinvoimaa, TWh) [Adato 2003].



Kuva 27. Hiilidioksidipäästöjen kehittyminen energiantuotannossa. Vuoden 2003 arvot ovat ennakkotietoja (Tilastokeskus 2003, KTM 2004c).

Olemassa olevien energialaitosten keinoja hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi ovat mm. polttoaineiden käyttösuuksien muuttaminen kattilassa tai siirtyminen toiseen vähähiilisempään polttoaineeseen, kattilamuutoksen tekeminen (leijumuutos) sekä eri polttoaineita käyttävien yksiköiden ajojärjestyksen muuttaminen. Suomalaiset energian tuottajat ovat jo 1990-luvulla modernisoineet tuotantolaitoksiaan ja lisänneet maakaasun

ja kotimaisten polttoaineiden (puu, turve) käyttöä. Useissa energiayrityksissä ollaankin tilanteessa, jossa investointivaihtoehdot CO₂-päästöjen vähentämiseksi ovat vähäiset.

Electrowatt-Ekonon selvityksen mukaan nykyverojärjestelmässä (Ekono 2003) kannattavia toimia CHP-laitoksissa ovat turpeen korvaaminen puulla kaikilla päästöoikeuden hinnoilla, mikäli ei tarvitse tehdä lisäinvestointeja puun käytön lisäämiseksi. Purun sekoittaminen hiilen sekaan tulee kannattavaksi päästöoikeuden hintatasolla 20 € t/CO₂. Mainitut toimet edellyttävät, että polttoaineiden hintasuhteet säilyvät lähes nykyisellään ja että puuta on riittävästi saatavilla. Hiili- tai turvepölykattiloiden varustaminen maakaasupolttimilla edellyttäisi maakaasun hinnan pudotusta tasolle 10 €/MWh, ennen kuin se olisi kannattavaa korkeillakaan päästöoikeuksien hintatasoilla. Yhdyskuntien ja teollisuuden tyypillisissä turvetta ja puuta polttavissa leiju- ja arinakattiloissa voidaan turvetta korvata myös jättepohjaisilla kierrätyspolttoaineilla.

Maakaasun sijasta tuotantolaitos voi myös investoida erilliseen kaasutinlaitokseen, jossa tuotetaan palamiskelpoista kaasua esimerkiksi biomassasta tai kierrätyspolttoaineesta. Vapon ja PVO:n jätteen kaasutinlaitosta on suunniteltu toteutettavaksi Vantaan Energian Martinlaakson CHP-laitoksella, jossa kierrätyspolttoaine korvaisi 30 % käytetystä hiilestä. Toteutuessaan kyseinen 80 MW:n kaasutuslaitos käyttäisi 100 000–120 000 tonnia kierrätyspolttoainetta vuodessa, jolloin CO₂-päästöjen vähennys olisi n. 50 000–80 000 t vuodessa. Päästöjen vähennys riippuu lähinnä käytetyn kierrätyspolttoaineen päästökertoimesta.

5.4 Suomen terästehtaat

Suomessa on neljä terästehdasta. Rautaruukin Raahen ja Koverharin tehtaat ovat integroituja terästehtaita, jotka käyttävät sekä malmia että romua raaka-aineenaan ja perustuvat masuuniteknologiaan. Tornion tehtaassa Outokumpu Stainless Steel Oy valmistaa ruostumatonta terästä sähköenergiaa hyödyntävällä prosessilla, jossa raaka-aineena on romu ja malmipohjainen ferrokromi. Imatra Steel tekee terästä sähköenergiaa ja romua hyödyntävän valokaariuuniprosessin avulla. Päästökauppa vaikuttanee myös ”sähköterästä” valmistavien tuotantolaitosten toimintaan ja kilpailukykyyn todennäköisesti sähköenergian, romun ja muiden tuotantopanosten hintojen kohoamisen kautta epäsuorasti sekä mahdollisesti vähäisessä määrin suoraan hiilidioksidioikeuksien kustannuksina.

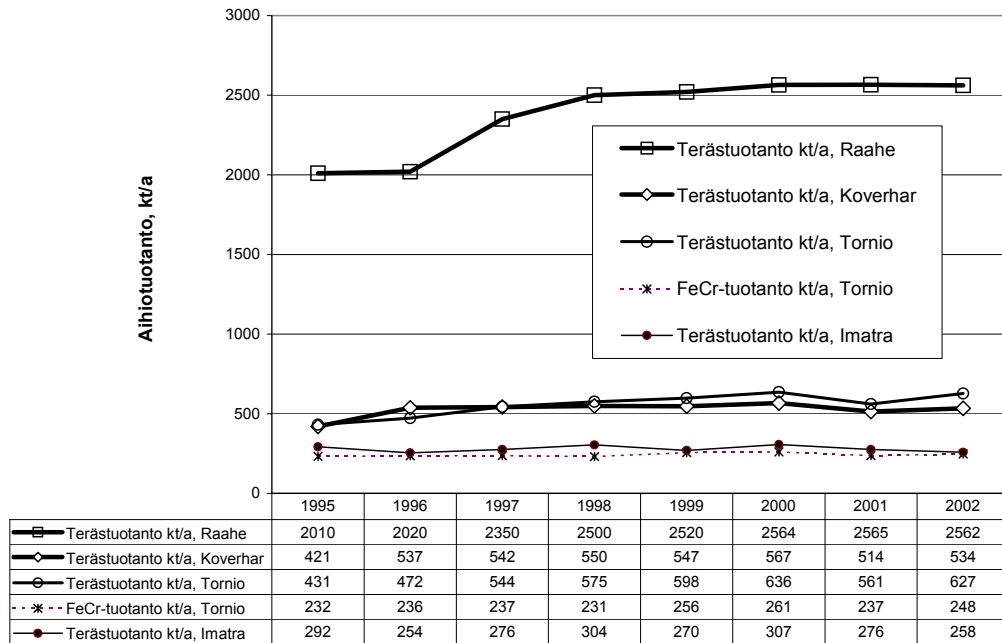
Koko terästeollisuuden hiilidioksidipäästöistä suurin osa syntyy koksen ja muiden pelkistysaineiden käytöstä masuunissa malmipohjaisen raudan valmistamiseksi. Masuuniteknologiaa hyödyntävissä ”päästöintensiivisissä” terästehtaissa päästökaupan vaikutukset yritykseen välittyvät aluksi ensisijaisesti sähköenergian hinnan nousun kautta, joka eri arvioiden mukaan voi olla varsin merkittävä. Päästöoikeuksien ostosta ei

ensimmäisellä päästökauppajaksolla aiheutune terästeollisuudelle liiketoiminnan kannalta merkittäviä kustannuksia, koska kansallisessa alkujaksossa on huomioitu hallitusohjelman mukaisesti kansainvälisessä kilpailussa toimivan terästeollisuuden tulevaisuuden toimintaedellytykset. Raahen ja Koverharin terästehtaiden lisäksi Rautaruukin Hämeenlinnan tehtailla on energiantuotantoyksiköitä, jotka kuuluvat päästökaupan piiriin.

Malmipohjaisen terästuotannon keskeisin teknologia perustuu pitkälle kehitettyyn malmi-teräskonvertteri-ketjuun, joka on vallitseva teknologia maailmassa vielä pitkään. Malmipohjaisen teräksentuotannon energiankulutus on romupohjaista suurempi, koska raudan pelkistäminen malmista hiilen avulla vaatii kemiallista energiaa.

Teräksen valmistus romusta sähköenergiaa hyödyntävin valokaariuunein on kypsä ja kustannustehokas tapa valmistaa terästä, ja sen CO₂-ominaispäästöt ovat malmipohjaista valmistusketjua vähäisemmät. Romupohjainen tuotanto käyttää raaka-aineena kierrätysterästä, jota ei tarvitse enää pelkistää. Maailman kasvavan teräksen kulutuksen tyydyttämiseksi tarvitaan pitkään molempia tuotantomenetelmiä. Pitkäikäisten terästuotteiden teräs ei ole vielä sähköuunien saatavilla, ja tehokkaista maailmanlaajuisista kierrätysmarkkinoista riippumatta osa teräksestä jää palaamatta kiertoon muun muassa prosessihäviöistä johtuen.

Teräksen tuotanto on kasvanut Suomessa 26 % vuoden 1995 tasosta (3 150 kt/a) vuoteen 2002 mennessä (3 980 kt/a). Toimipaikkojen tuotannot ovat kasvaneet tarkastelujaksolla seuraavassa kuvassa esitetyllä tavalla. Merkittävin kokonaiskuvaan vaikuttava seikka on ollut Raahen terästuotannon kasvu, mutta lähitulevaisuudessa kasvua aiheuttaa myös Tornion tehtaan kapasiteettilaajenuksista. Erityisesti ferrokromituotannon mahdollinen kasvattaminen tulee vaikuttamaan voimakkaasti Tornion tehtaiden omiin CO₂-päästöihin.



Kuva 28. Päästökaupparajauksen piiriin kuuluvien yksiköiden tuotannon kehittyminen tuhansina aihio- tai bloomitonneina mitattuna (kt/a). Tiedot perustuvat yritysten toimittamiin aineistoihin.

Kuvassa 28 on esitetty päästökaupparajauksen piiriin kuuluvien terästeollisuusyhtiöiden kokonaishiilidioksidipäästöjen kehittyminen (AvestaPolaritin Tornion terästehdas kuuluu nykyään Outokumpu Stainless Steel Oy:lle). Lukuarvot ovat suuntaa-antavia ja muuttuvat, kun päästöjen laskentajärjestelmät ja tarkastelujen rajaukset kehittyvät EU:n päästöjen tarkkailu- ja raportointiohjeen mukaisiksi.

tämisen kannalta haitallista rajapintaa ei syntyisi päästökauppajärjestelmään kuuluvien ja sen ulkopuolelle jäävien prosessien välille.

AvestaPolaritin Tornion tehtaiden hiilidioksidipäästöt olivat vuonna 2002 0,6 Mt ja aiheutuivat suurimmaksi osaksi ferrokromi (FeCr) -tehtaalla käytettävän koksen hiilestä ja FeCr-prosessin sivutuotteena syntyvän häkäkaasun (jonka CO-pitoisuus on korkea) polttoainekäytöstä integraatin eri prosesseissa. Lisäksi päästöjä aiheutuu nestekaasusta sekä raskaan polttoöljyn käytöstä integraatin lämpökattiloissa. Outokumpu-konserni ja erityisesti Tornion terästehdas ovat erittäin merkittäviä sähköenergian käyttäjiä.

Imatran terästehtaan teräsaihiotuotanto (bloomituotanto) on ollut viiden edellisen vuosina 1998–2002 keskimäärin 258–307 kt/a. Vastaavalla ajanjaksolla koko laitoksen yhteenlasketut omat hiilidioksidipäästöt ovat vaihdelleet vuosittain välillä 57–63 kt CO₂/a. Suurin osa laitoksen CO₂-päästöistä aiheutuu maakaasun käytöstä sulatuksessa, valssaamalla sekä lämpökäsittelyuuneissa sekä monissa muissa pienemmissä käyttökohteissa.

Päästökaupan vaikutuksia terästeollisuuteen tarkastellaan tässä työssä yksinomaan Rautaruukin yritystarkastelun pohjalta. Tähän päädyttiin, koska Rautaruukin Suomen yksiköiden päästöt (Raahe, Koverhar ja Hämeenlinnan valssaamon höyrykattilat) kattavat noin 90 % koko Suomen terästeollisuuden hiilidioksidipäästöistä ja yli 10 % koko päästökauppasektorin päästöistä. Tornion ja Imatran tehtaisiin päästökauppa vaikuttanee voimakkaimmin suorien päästöoikeuksista aiheutuvien kustannusten sijaan sähköenergian ja teräsromun hintojen muutosten kautta.

5.5 Yritystarkasteluissa sovelletut menetelmät

Hankkeen yritysosuudessa tarkasteltiin päästökaupan mahdollisia vaikutuksia energian tuotantoyksiköiden käytön optimointiin ja päästöjä vähentävien investointikohteiden kannattavuuteen erilaisilla energian ja päästöoikeuksien hintatasoilla. Tavoitteena oli ennakoida päästökaupan suoria ja epäsuoria vaikutuksia esimerkkiyrityksiin. Vaikutuksia on tarkasteltu lähinnä kolmesta hieman erityyppisestä ja toisiaan täydentävästä näkökulmasta:

- Päästökaupan aiheuttamat muutokset energian tuotannon rakenteeseen yrityksessä (t. toimipaikassa)
- Päästökiintiöiden hintojen vaikutukset päästöjä vähentävien investointivaihtoehtojen kannattavuuteen
- Muut toimenpidemahdollisuudet, kuten toimiminen päästömarkkinoilla.

Päästökauppastrategiassa yritys yhdistää eri toimintavaihtoehdot kokonaisuudeksi, joka tukee yrityksen muita toiminnallisia tavoitteita. Päästökauppastrategiassa yritys pyrkii varautumaan erilaisiin tilanteisiin ja toimimaan siten, että velvoitteiden täyttämisen aiheuttavat kustannusvaikutukset olisivat hallittavissa ja minimoitavissa.

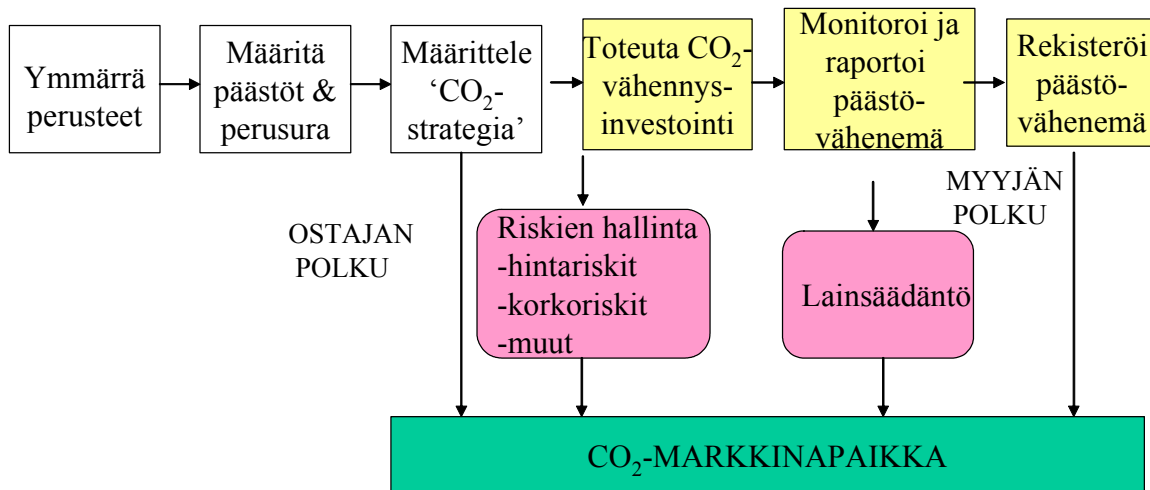
Tässä julkasussa kuvataan työssä sovelletut menetelmät, yleistason tulokset ja alustavat johtopäätelmät kehitysehdotuksineen. Yritysten toimintaa, taloudellista asemaa ja toiminnan eri vaihtoehtoja koskevat lähtötiedot ja tulokset ovat luottamuksellisia ja ne raportoidaan erillisissä yrityskohtaisissa raporteissa.

Yrityskohtaisten selvitysten keskeisiä osioita ovat:

- laitostyksiköiden nykytilan kuvaus
- kehityksen (tuotanto, CO₂-päästöt) perusradan arvioiminen
- taustatiedot, kuten panosten hintaskenaariot, korot, pitoajat jne.
- päästökaupan huomioiminen tuotannon (sähkö, lämpö) optimoinnissa
- päästöjen vähentämiskeinojen ja -investointikohteiden määrittäminen
- päästöjen vähentämiskeinojen kustannustehokkuuden tarkastelut
- toimintamahdollisuudet päästökauppatilanteessa
- johtopäätelmät ja kehitysehdotukset.

Koska esimerkkiyritysten toimintaympäristöt poikkesivat toisistaan, listauksessa esitetyt osiot painotettiin eri tavoin eri yhtiöitä koskevissa tarkasteluissa.

Päästökaupan CO₂-sykliä on havainnollistettu seuraavassa kuvassa (kuva 30):



Kuva 30. CO₂-sykli päästökaupassa (CO₂e 2004).

Eri yrityssovellukset rakennettiin seuraavista osioista, niitä tarkoituksenmukaisesti painottaen:

1. Nykyisen toiminnan/järjestelmän käytön uudelleen optimointi ottaen huomioon CO₂-päästötonnin markkinahinta.
2. Omien CO₂-päästöjen vähentämistoimien rajakustannuskäyrän selvittäminen ja muutosten/investointien toteuttaminen olosuhteiden salliessa (ja mahdollinen CO₂-oikeuksien myynti).
3. Päästöoikeuksien ostaminen päästömarkkinoilta (jos alkuaikoina ei ole saatu riittävästi tai tuotanto kasvaa ja lisäksi ostaminen on edullisempaa kuin omien toimien toteuttaminen).

5.6 Päästöjen vähentämisinvestointien kannattavuuden vertailumenetelmä

Tutkimushankkeessa kehitettiin ja demonstroitettiin erityyppisiin kohteisiin soveltuvaa päästöjen vähennystoimenpiteiden kannattavuuden vertailumenetelmää, jolla voidaan analysoida yksityiskohtaisesti niitä toimia, joilla yritykset voivat pyrkiä vähentämään omia hiilidioksidipäästöjään.

Kasvihuonekaasupäästövelvotteisiin liittyvät investoinnit ovat luonteeltaan yrityksen kannalta tilanteesta ja tarkastelutavasta riippuen joko pakollisia investointeja tai strategisia investointeja, joiden avulla voidaan varmistaa edellytykset toiminnan harjoittamiselle tulevaisuudessa. Prosessiteollisuuden investoinneissa eri päästökomenttien vähentämiseen tähtäävien kustannusosuuksien erottaminen usein monia eri tavoitteita

palvelevasta toimenpiteestä ei ole aina yksikäsitteisesti mahdollista. Muissa kuin ns. piipunpääteknologioihin suuntautuvissa investoinneissa päästöjen vähentämiseen kohdistuvat kustannukset ovatkin aina enemmän tai vähemmän subjektiivisen arvioinnin tulos.

Omien toimien toteuttaminen osana yrityksen päästökauppastrategiaa voi osoittautua edulliseksi, mikäli päästöoikeuksien markkinahinnat ovat omien päästöjen vähennystoimien toteuttamisen rajakustannusta korkeammalla tasolla. Omat toimenpiteet voivat olla esimerkiksi polttoaineen vaihtoja vähähiilisempään suuntaan tai energiankäytön ja -tuotannon tehostamishankkeita, jotka vähentävät toimipaikan omia päästöjä vähentyneen polttoaineenkäytön kautta. Toistaiseksi työssä ei tarkasteltu epäsuoria päästövähennyksiä, jotka vähentävät päästöjä yrityksen rajapinnan ulkopuolella esimerkiksi ostosähkön tai muiden raaka-ainepanosten tarpeen vähentymisen kautta. Päästökauppa-järjestelmä vaikuttaa kuitenkin myös tällaisiin yritystason toimenpiteiden kannattavuuteen esimerkiksi sähkön ja raaka-aineiden (kuten teräsromun) markkinahinnan muutosten kautta. Ostosähkön merkitys huomioitiin kuitenkin laitosten optimointitarkastelussa (vrt. kappale 5.7).

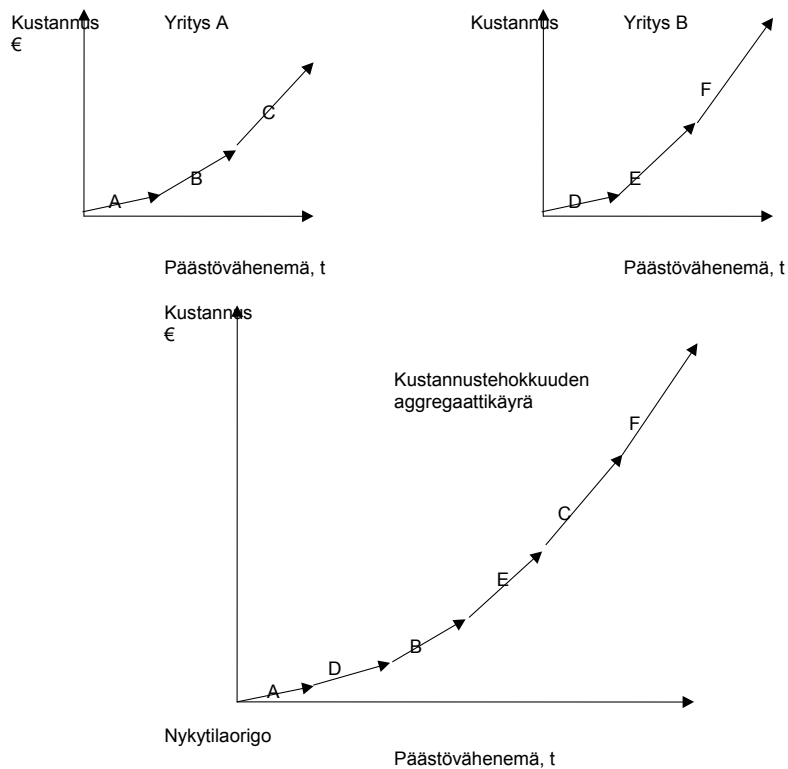
Investointivaihtoehtojen vertailussa käytettävän menetelmän aikaperspektiivi on käytönoptimointia pidempi, ja laskelmissa käytetään lähtötietoina pitkän aikavälin keskimääräisiä arvioituja hintatasoja, joiden vaihtelulle tulokset ovat herkkiä. Päästökauppa-järjestelmän toiminnan ennalta arvaamaton luonne ja tuntemattomuus sekä päästökaup-pajaksojen lyhyys (ensimmäinen jakso kolme vuotta) vaikeuttavat merkittävästi investointien kannattavuuden ja riskien arviointia käytännön hankkeissa.

Yrityskohtaisissa selvityksissä paikannettiin yritysten asiantuntijoiden kanssa muutamia investointikohteita ja keskeisiä toimenpiteitä, joiden avulla yhtiön omia hiilidioksidipäästöjä voidaan vähentää. Analyysiä ei voitu toteuttaa kattavasti kaikille päästövähennyskeinoille, vaan tavoitteena oli ottaa käyttöön "työkalu", johon uusia toimenpiteitä voidaan jatkossa joustavasti lisätä. Menetelmä on alun perin kehitetty teollisuuden kasvihuonekaasupäästöjä vähentävien, toisistaan riippumattomien investointikohteiden edullisuusvertailuun. Energialaitosten tarkasteluissa laskelma täydentää erillisten investointien osalta laitosten käytön optimointitarkasteluiden tuloksia.

Tunnistetuista kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiskeinoista keskeisimmät parametri-soitiin siten, että niiden laskenta annuiteettimenetelmää hyödyntäen olisi mahdollista. Annuiteettimenetelmällä saadaan selville se päästöoikeuden arvo, jolla toimenpiteet muuttuvat "kannattaviksi" erilaisilla indikaattoreilla mitattuna. Absoluuttisia lukuarvoja on syytä pitää vain alustavina suuruusluokka-arvoina mielenkiinnon kohdistuessa erityisesti eri toimenpiteiden suhteellisiin eroihin.

Menetelmässä yksittäiset toimet ja niiden kustannustehokkuudet voidaan yhdistellä omien toimien kustannustehokkuutta kuvaaviksi laitos-, yhtiö-, tai konsernikohtaisiksi käyriksi.

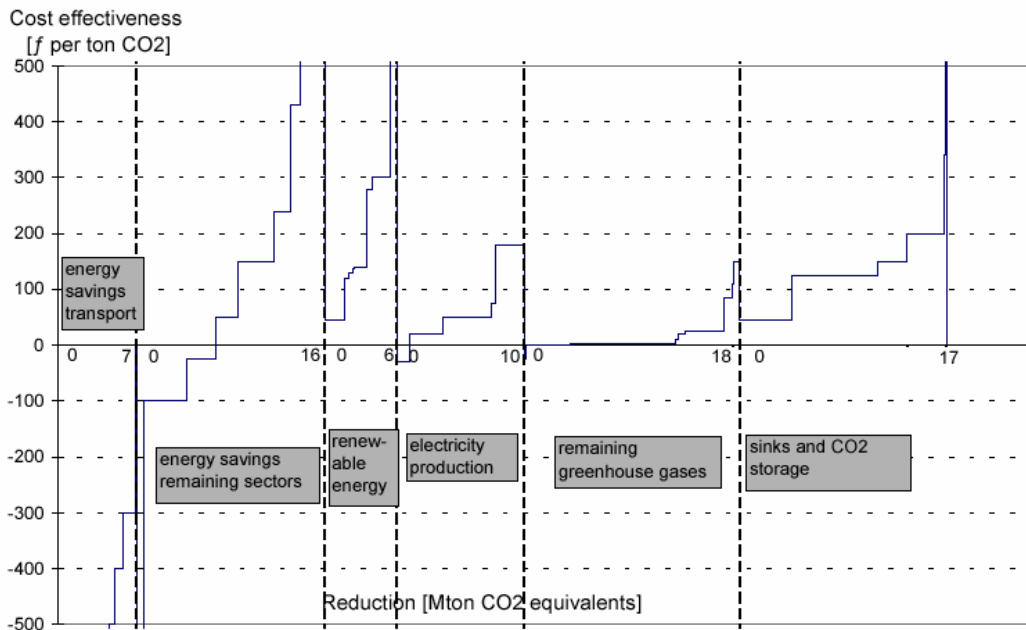
Omien toimintavaihtoehtojen kustannustehokkuuskäyrän tunteminen helpottanee strategista päätöksentekoa päästökauppaoloissa. Menetelmä mahdollistaa toisistaan riippumattomien päästöjen vähentämiskeinojen kokonaisvaikutuksen hahmottamisen. Yksilöllimällä yksittäiset muutostoimenpiteet ja selvittämällä niiden toteuttamisesta aiheutunut muutos kustannuksissa ja päästöissä on mahdollista rakentaa seuraavassa kuvassa havainnollistettuja aggregoituja kustannustehokkuuskäyriä eri tarkastelutasoja palvelevasti (prosessi, toimipaikka, yritys, konserni).



Kuva 31. Aggregaattikäyrän muodostuminen yksittäisistä kasvihuonekaasupäästöjen vähennystoimenpiteistä (jotka voivat olla yksittäisiä toimia tai monista pienistä investoinneista syntyviä tekijöitä).

Tällainen yksityiskohtainen ja laaja tarkastelu on toteutettu mm. Hollannissa (ECN 1998) ja Euroopan laajuisena sellainen on laadittu myös komission käyttöön (Coherence 1999).

Tässä tutkimuksessa vähennysmahdollisuuksien kustannustehokkuus on määritetty jakamalla vuotuiset nettokustannukset vuosittaisella päästövähennyksellä.



Kuva 32. Esimerkki eri aihepiirejä koskevista aggregoiduista kustannustehokkuuskäyristä Hollannin olosuhteissa suhteutettuna kumulatiiviseen vähennyksen määrään (ECN 1998). Kustannukset on tässä arvioitu loppukäyttäjien perspektiivistä (end user approach).

Rajakustannustietojen avulla erilaisten toimenpiteiden toteuttamiskynnystä voidaan ohjata ja harmonisoida ”yli sektoreiden” kustannustehokkaan sopeutumisprosessin tukemiseksi. Metodista sovellettiin tässä tutkimuksessa ensimmäisen kerran yritystarkasteluihin ja siitä kehitettiin konsernin tai yrityksen sisäistä laskentatyökalua, joka soveltuisi esimerkiksi eri toimipaikoissa tehtävien toimien tasapainottamiseen ja toimien valitsemisen tueksi. Systemaattinen kehys on tarpeen, jotta erilaisia vähentämistoimia koskeva tietämys voidaan dokumentoida ymmärrettävään ja eri osapuolia palvelemaan muotoon ja jotta tietojen päivittäminen sekä uusien vähennyskeinojen analysointi sekä integrointi kokonaisuuteen olisi yrityksissä joustavasti mahdollista.

Yksinkertaistavia laskelmia täydentävät tarkastelut ja joskus myös puhtaasti subjektiivinen harkinta ovat tarpeen päästöjen vähennyskeinojen hyväksynnän varmistamiseksi ja niiden keskinäiseksi priorisoimiseksi erityisesti silloin, kun muutostoimet vaikuttavat tuotannon määrään tai kokonaislaatuun tai kasvihuonekaasupäästöjen lisäksi muihin hintamekanismin kannalta ulkoisiin vaikeasti arvioitaviin tekijöihin. Laskennan tuloksena saatavaa toimenpiteiden kustannustehokkuusjärjestystä ja rajakustannuskäyrää ei siten tulisi noudattaa ”orjallisesti” päästövähennyskeinojen priorisoinnissa, vaan lähinnä taustatietona muiden tarkastelutapojen ja tietojen ohella.

Kustannustehokkuustarkastelua varten oli tarpeen selvittää toimenpiteen investointikustannus, toimenpiteellä saavutettava muutos vuosikustannuksissa, aiheutuva energia- tai materiavirran muutos ja siitä laskettava CO₂ päästövähennys vuositasolla. Laskelmat ovat hyvin riippuvaisia taustatiedoista, kuten myös mm. käytetystä laskentakorosta ja investoinnin pitoaika-arviosta. Tämän jälkeen on mahdollista laskea annuiteettimenetelmällä toimenpiteen kustannustehokkuus yksiköissä €/vähennetty CO₂-tonni.

Laskentamenetelmän keskeiset vaiheet olivat seuraavat:

- 1. Yksilöidään ja nimetään päästöihin vaikuttavat toimenpiteet (voi olla lukuisia).*
- 2. Arvioidaan laskentakorko, investointikustannus ja pitoaika (+muut tarvittavat taustaparametrit).*
- 3. Määritetään vuosikustannusten muutos erilaisilla päästöhinnoilla (säästetäänkö investoinnilla jotain maksullista "virtaa"; kuten energiaa, päästöjä, jne.).*
- 4. Lasketaan investoinnilla aikaansaatu vuotuinen päästövähennys (muodossa tonnia CO₂ ekv/vuosi).*
- 5. Lasketaan investoinnin nettohyödyt, sisäiset korot ja takaisinmaksuajat eri päästöhinnoilla (0 €/t, 5 €/t, 15 €/t ja 30 €/t).*
- 6. Lasketaan investoinnin kustannustehokkuus annuiteettimenetelmällä (vuotuinen nettomeno / vuotuinen päästövähennys => €/t CO₂).*
- 7. Järjestetään eri toimenpiteet kustannustehokkuusjärjestykseen (kannattavimmat ensin) ja vertaillaan eri toimien kustannusindikaattoreita.*
- 8. Piirretään eri toimenpiteistä yhdistetty yhtiötason kustannustehokkuuskäyrä jatkopäätelmiä varten.*
- 9. Muodostetaan analysoiduista omista keinoista "CO₂-vähennyskeino-kirjasto", yhteenveto tai "toimintaohjelma", josta valitaan toimia toteutettavaksi.*

Menetelmää demonstroitettiin yrityskohtaisissa tarkasteluissa mm. seuraavatyypisissä tilanteissa:

-turpeen portaittainen korvaus puuhakkeella

-polttoöljyn korvaaminen maakaasulla lämpökeskuksessa

-kivihiilen korvaaminen tuotekaasulla

-energiansäästöohjelmassa yksilöidyt erityyppiset säästöinvestoinnit ja niiden integrointi päästöjen vähennystarkasteluihin.

Laskelmat tehtiin verollisilla polttoainehinnoilla ottaen myös tuotantotuet huomioon "loppukäyttäjäperspektiivistä", jossa kaikki kustannuserät pyrittiin ottamaan huomioon mahdollisimman todenmukaisina. Laskelmaa tehtäessä ei ollut kuitenkaan selvää, miten vero-kohtelu muuttuu päästökaupan käynnistyessä, mikä aiheutti merkittävää epävarmuutta lopputuloksiin (taustaoletuksena yritystarkasteluissa oli nykyverorakenteen säilyminen).

Laskelmassa hyödynnettyjä lähtötietoja ja oletuksia:

- nykyverorakenne
- toimenpiteiden laskenta/pitoaikaoletus (riippuen kohteesta 10–20 a)
- päästökiintiön arvoina käytettiin: 0, 5, 15 ja 30 €/t CO₂
- metsähakkeen tuki huomioitu CHP:ssä
- turpeen valmistevero lämmön tuotannon osalta CHP:ssä otettu huomioon hinnassa
- laskentakorko 7,0–15 % (yrityskohtainen parametri yrityksen sisäisen vertailukelpoisuuden vuoksi)
- polttoaineiden nykyhintojen vaihteluita tarkasteltiin lähinnä KTM:n julkaisemien tilastojen perusteella.

Päästöjen vähentämistoimet parametrisoitiin seuraavasti:

-toimipaikka

-toimenpiteen nimi

-toimenpiteen numero

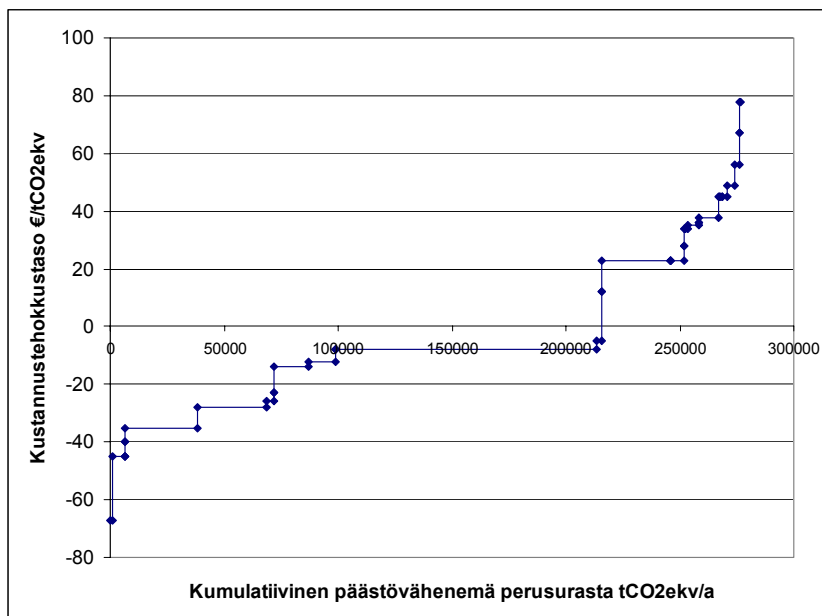
-arvioitu toteutusajankohta

-laskenta-/ pitoaikaoletus

-tarvittavan investoinnin suuruusluokka.

Tulostietoina laskettiin toimenpiteen avulla aikaansaadut vuosisäästöt tai kustannukset eritasoisilla päästokiintiöiden hintatasoilla (0–30€/t CO₂) sekä toimenpiteen vaikuttavuus CO₂-päästöjen vähentäjänä (t CO₂/a). Toimenpiteiden keskinäistä edullisuutta hahmotettiin laskemalla toimien kustannustehokkuus (€/t CO₂) sekä investoinnin sisäinen korko laskenta-ajalla erilaisilla päästokiintiöiden hinnoilla.

Jos kustannustehokkuusindikaattori on negatiivinen, toimenpide on "kannattava" ilman päästokiintiöön kohdistuvaa kustannusrasitettakin ko. laskentakorko annuiteettimennetelmällä huomioon otettuna. Laskelmia varten kehitettiin Excel-työkirjaa, jota voidaan helpokosti täydentää uusien keinojen mukaan ottamista varten. Työkirja mahdollistaa myös erilaisten herkkyytstarkastelujen laskemisen (esimerkiksi investointikohteiden korkotuoton muutokset päästokiintiön hinnan odotusarvon suhteen). Toimenpiteiden edullisuutta kuvattiin lisäksi yksinkertaisilla takaisinmaksuaikaindeksillä (joissa korkoa ei ole huomioitu) eri päästokiintiöiden hinnan suhteen. Taulukkopohjassa on laskettu myös päästokiintiön hintataso, jolla investointikohte täyttää tyypillisen yksityisellä sektorilla vaadittavan korkotuottovaatimuksen (IRR = 15 %). Lopuksi erilaiset toimenpiteet voidaan järjestää kustannustehokkuusjärjestykseen, josta voidaan muodostaa päästövähennyksen kustannustehokkuutta kuvaava käyrä vähennettävän kokonaishiilidioksimäärän funktiona.



Kuva 33. Esimerkki suuren yrityksen CO₂-päästöjen vähentämisen kustannustehokkuuskäyrästä (kuvitteellinen).

Periaatteessa kuvaa voidaan tulkita siten, että esimerkiksi päästokiintiön markkinahinnan ollessa 20 €/t CO₂ kaikki toimet, jotka ovat viivan 20 €/t CO₂ alapuolella, olisivat kannattavia toteuttaa ja yritys voisi myydä päästömarkkinoille näistä toimenpiteistä vapautuneet päästöoikeudet. Laskelmat edellyttävät kuitenkin erilaisia herkkyytstarkaste-

luita tuekseen, ennen kuin voidaan tehdä pidemmälle meneviä johtopäätöksiä tai strategisia toimenpidesuunnitelmia päästömökkinaoloissa.

Hankkeessa sovelletun menetelmän mukaisesti analysoiduista potentiaalisista vähennyskeinoista muodostettiin edellä esitetyn kaltaiset yrityskeitaiset kustannustehokkuuskäyrät, joka havainnollistavat kokonaispäästövähennyksen kertymää päästölle kohdistuvan kustannuksen funktiona. Eri toimenpiteiden voidaan teoriassa ajatella "aktivoituvan" kustannustehokkuusjärjestyksessä. Menetelmä mahdollistaa erityyppisten ja hajautetusti analysoitujen toimien yhdistämisen yrityksen yksittäisten toimien tasolta konsernitasolle ja periaatteessa aina sektori- ja valtiotasolle asti. Käyrä on tavallaan aktiivisen päästömökkinatoininnan mahdollistava "kompassi".

Laskelmien laadinnan nopeuttamiseksi ja metodin soveltamiseksi erityyppisiin kohteisiin oli laadittava taulukkolaskentapohja, jota voidaan modifioida ja päivittää erilaisten päästövähennyskeinojen laskemista varten. Yksityiskohtaisempiin laskelmiin on mahdollista laatia erilaisia vuosisäästökkenaarioita, joiden kehitys riippuu taustalla olevista hintatasojen kehityksestä (toteutetuissa laskelmissa hintatasojen oletettiin säilyvän mainituilla keskimääräisillä tasoilla). Taulukkopohjalla voidaan laskea investoinnin sisäinen korko, nettonykyarvot, takaisinmaksuajat sekä muita tarvittavia edullisuusindikaattoreita. Työkirjalla voidaan tutkia erilaisten päästöihin kohdistuvien maksujen ja verojen vaikutusta investoinnin kannattavuutta kuvaaviin indikaattoreihin herkkyysanalyysin keinoin, mutta näiden kaikkien raportoiminen ei ollut tässä yhteydessä tarkoituksenmukaista.

Koska tulevaisuuteen suuntautuva investointikustannus on epävarma ja sen avulla saatavissa oleva vuosisäästö on herkkä vertailtavien toimenpidevaihtoehtojen, esim. polttoaineiden ja säästötöknologioiden välisille hintasuhteille, ovat laskennan kokonaistulokset melko epävarmoja. Koska kustannustehokkuuslaskelman tulokset ovat "mikrotasolla" riippuvaisia useista taustaparametreista yhtäaikaista, ei täysin kiistatonta "oikeita" lukuarvoja erilaisille toimenpiteille voida muodostaa, vaan ne muuttuvat ajan suhteen. Nämä ovat ongelmia, joita voidaan suurelta osin ratkoa tarkasteluita tarkentamalla yritysten omin toimenpitein. Hintasuhteisiin liittyvää epävarmuutta voidaan jatkossa haarukoida myös hyödyntämällä yksityiskohtaisissa tarkasteluissa Monte-Carlo-menetelmää.

Edellä esitetty metodi ja sen ensimmäiset demonstraatioluonteiset sovellukset mahdollistaisivat päästöjen vähennyskeinoista koostuvan modulaarisen tietokannan ja kustannustehokkuuden laskenta- ja visualisointiohjelman kehittämisen. Metodin avulla olisi mahdollista tarkastella monista pienistä toimenpiteistä syntyviä päästövähennyksiä ja niiden kustannustehokkuutta sekä johtaa ja seurata "yhtiökeitaisen päästövähennysohjelman" etenemistä. Yrityskohtaisissa alustavissa tarkasteluissa läpikäyty toimenpiteet voisivat muodostaa toimenpideohjelman rungon.

5.7 Energiantuotantolaitosten käytön optimointi päästökauppaoloissa

Tässä luvussa on esitetty, kuinka päästökauppa vaikuttaa energialaitoksen tuotannon optimointiin. Kysymys on oleellinen etenkin laitoksille, joiden tuotantokoneisto on joustava, jotka toimivat sähkömarkkinoilla tai joilla on mahdollisuus polttoaineen vaihtoon. Tätä aihetta sivuttiin jo luvussa 3.3.

Energialaitoksen sähkön- ja kaukolämmöntarpeet on pakko kattaa hankinnalla, johon voi sähkön osalta kuulua osto spot-markkinoilta. Sähköä voi lisäksi myydä spot-markkinoille, mikäli se on kannattavaa. Toimipaikkakohtainen CO₂:n määrä-hintakäyrästä voidaan laskea esimerkiksi energianhankinnan optimointimallin avulla. Optimoinnissa minimoidaan muuttuvat kustannukset, jotka koostuvat polttoaineesta, muista muuttuvista kustannuksista ja sähkön spot-ostoista vähennettynä sähkön spot-myyntituloilla.

Määrä-hintakuvaajaa voidaan tulkita siten, että jos energialaitoksen CO₂-vuosikiintiöksi on asetettu jokin kiintiö, niin hinta-asteikolta voidaan lukea vastaava sisäinen ”kustannus” CO₂-päästö määrää kohti (vrt. Kuva 2). ”Kustannus” on suhteutettu rajoitettuun tapaukseen, eli rajoittamattomassa tapauksessa sisäinen kustannus olisi luonnollisesti nolla €/t CO₂. ”Kustannukset” muodostuvat siitä, että sähköä ei kannata myydä rajoitetussa tapauksessa yhtä paljon kuin rajoittamattomassa tapauksessa, jolloin sähkön myyntituloja kertyy vähemmän. Jos todellisuudessaakin joudutaan maksamaan päästöoikeuksista, kustannuksissa tapahtuvat muutokset näkyvät täysimääräisinä kassavirtamuutoksissa.

CO₂:n määrä-kustannuskäyrässä on mukana annettu CO₂-kustannus, polttoaine- ja muut muuttuvat kustannukset, sähkönostokustannukset sekä sähkön myynnistä kertynyt tulo. Koska ilmaisjaon tapauksessa päästöoikeudesta ei makseta mitään, voidaan esittää toinen määrä-kustannuskäyrä, josta on poistettu CO₂-kustannus. Tämä vastaa tilannetta, jossa päästöoikeudet jaetaan ilmaiseksi eivätkä päästömarkkinat ole muodostuneet riittävän likvideiksi. Tuloksista voidaan suoraan päätellä, kuinka paljon päästöjen vähentäminen maksaisi pelkästään tuotantoa säättämällä. Tällä käyrällä tapahtuvat muutokset vaikuttavatkin suoraan energialaitoksen tulokseen, koska siinä mukana olevat meno- ja tulotermit ovat kaikki todellisia. Lopputuloksena syntyvistä taulukosta, kuvista tms. voidaan suoraan arvioida päästökaupparakkeilla toimimisen kannattavuutta eri CO₂-markkinahinnoilla. CO₂:n hinta-määrä- ja hinta-kustannustaulukoista voidaan myös arvioida erihintaisten päästöoikeuskauppojen kannattavuutta ja optimaalista määrää. Kun päästöoikeuden kustannus on huomioitu sataprosenttisesti energian hankinnan kustannuksissa, oletetaan, että päästömarkkinat ovat likvidit ja päästökauppaa käydään aina, kun päästöoikeuden markkinahinta poikkeaa omasta, ”sisäisestä” päästöhinnasta CO₂:lle.

5.8 Tuloksia

Päästökaupan vaikutuksia energiasektorin yrityksiin

Keskeisimmät keinot CO₂-päästöjen vähentämisessä ovat polttoainevaihtoja, vähähiiliseen suuntaan. Esimerkiksi, turpeen korvaaminen puulla tai kivihiilen korvaaminen maakaasulla tai jätepolttoaineella ovat monin paikoin mahdollisia toimenpiteitä. Lukuun ottamatta kierrätyspolttoaineita, korvaavan polttoaineen hinta on yleensä korkeampi, jolloin energian hankinnan kustannukset nousevat. Polttoaineen vaihto voi nostaa myös muita muuttuvia kustannuksia ja/tai edellyttää investointeja laitoksella. Kustannusrasitetta alentavat nykyverojärjestelmässä valmisteveron pieneneminen lämmöntuotannossa sekä puu- ja kierrätyspolttoaineeseen siirryttäessä sähkön tuotantotuki. Puun riittävä saatavuus on kuitenkin ongelma, johon tulisi jatkossa etsiä ratkaisuja (tällainen voisi olla esimerkiksi alueellisten puuhakkeen tuotantosuunnitelmien laadinta). Toteutetun alustavan tarkastelun perusteella turpeen korvaaminen puulla alkaa muuttua kannattavaksi toimenpiteeksi jo päästöoikeuden markkinahinnalla 5 €/t CO₂, mikäli päästökaupan arvo huomioidaan täysimääräisenä marginaalikustannuksissa. Kannattavuusarviot, joissa esimerkiksi hiiltä korvataan kierrätyspolttoaineella, riippuvat paitsi polttoaineiden hintasuhteista myös kierrätyspolttoaineen päästökertoimesta. Yhdyskuntien kierrätyspolttoaineille (REF) tehdyissä tutkimuksissa (Ranta 2004) on fossiilisen osan määräksi saatu n. 20–30 % polttoaineluokasta (REF luokat I–III) riippumatta. Aiemmin sähköveronpalautusta koskevan lain (1260/1996) yhteydessä kierrätyspolttoaineiden biomassaosuudeksi on sovittu 60 %, joka siis vaikuttaa REF-polttoaineelle nykytietämyksen valossa hyvin korkealta. Päästöjen monitorointiohjeen mukaisesti voidaan jätteen hiilipitoisuus toisaalta laskea täysin fossiiliseksi, mikäli katsottaisiin, että mittaus-tietoa ei ole tarpeeksi.

Energian hankinnan optimointitarkasteluista nähdään, miten päästökaupan markkinahinnan huomioiminen vaikuttaa omaan tuotantoon ja sitä kautta päästöihin vuositasona. Sen sijaan energiayrityksillä (t. toimipaikoilla), joiden tuotantokoneisto ei ole joustava polttoaineen tai tuotantovolyyymien suhteen, toimenpidevaihtoehdoiksi jää toimiminen päästömarkkinoilla sekä investointi omien päästöjen vähentämiseen. Yrityiskohtaisten investointitarkastelujen tuloksina saatiin esille alustavat päästöjen vähentämisen rajakustannuskäyrät, joiden perusteella yhtiöt voivat päätellä, miten paljon ne pystyisivät vähentämään päästöjään kehityksen perusurasta milläkin kustannustasolla ja vertaamaan tätä päästökaupan hintatasoihin. Tilanteessa, jossa omien toimien kustannukset ovat korkeammat kuin päästöoikeuksien markkinahinnat, kannattaa yritysten hankkia tarvitsemansa päästöoikeus markkinoilta.

Esitettyjen menetelmien avulla saadaan selville CO₂ päästömäärä eri markkinatilanteissa, jota tiukempien velvoitteiden täyttäminen edellyttäisi päästöoikeuksien ostamista

markkinoilta tai tuotannon rajoittamista. Tällä tiedolla on arvoa sekä alkujaon että ensimmäisten päästömärkinatoimenpiteiden kannalta.

Toteutetut laskelmat ovat luonteeltaan alustavia, mutta luovat tietoperustaa yhtiön jous-taville toimille päästömärkinäoloissa. Lopullisten johtopäätösten teko CO₂-kaupan vaikutuksista yhtiöiden kilpailuasetelmiin ja päästövähennyksiin sekä toimintaympäristön muutoksiin edellyttäisi tässä esitettyä yksityiskohtaisempaa analyysiä.

Terästeollisuuden CO₂-päästöjen vähennyskeinot ja mahdollisuudet

Suurin osa Rautaruukin hiilivirroista ympäristöön aiheutuu masuuniprosesseissa pelkistysaineina tarvittavan koksen valmistuksesta ja käytöstä (ml. sivutuotteena syntyvien kaasujen käyttö) sekä erikoisraskaasta polttoöljystä. Tarkasteltaessa koko Rautaruukki-konsernin Suomen yksiköiden CO₂-päästöjä (5,75 Mt vuonna 2002) voidaan havaita, että lähes 90 % päästöistä aiheutuu edellä mainituista prosessiteknologiaan sidonnaisista hiilivirroista. Yksinomaan kuumentamiseen ja lämmitykseen käytettävien polttoaineiden CO₂-päästöjen osuus on ainoastaan 4,8 %, ja kalkkikivestä vapautuvan raaka-aineperäisen CO₂:n osuus noin 4,2 % kokonaispäästöistä, joka kohdennettaneen suurimaksi osaksi ulkoistetulle laitokselle. Masuuniprosessin raaka-aineiden korvaaminen vähähiilisemmällä tai uusiutuvilla vaihtoehdoilla ei ole teknisesti mahdollista, eikä polttoaineiden korvaaminen näytä realistiselta käytettävissä olleen tiedon perusteella. Masuuniteknologiaan perustuvassa tuotantoketjussa hiilidioksidipäästöjä voidaan vähentää ensisijaisesti sivutuotteena syntyvien kaasujen hyötykäyttöä ja prosessiyksiköiden energiantegointia tehostamalla.

Terästeollisuuden yritykset voivat vähentää hiilidioksidin ominaispäästöjään lähinnä vain energiankäyttöään jatkuvasti tehostamalla. Vuonna 2001 Raahen terästehtaan integraatti toimi ominaisenergiankulutustasolla 19,6 GJ/tuotettu terästonni. Rautaruukki on tehnyt vuonna 1993 kauppaja- ja teollisuusministeriön kanssa sopimuksen Raahen terästehtaan energiansäästöohjelmasta, jossa tavoitteena on 10 %:n säästö vuoteen 2005 mennessä vuoden 1990 ominaiskulutuksesta. Vuonna 1990 ominaiskulutus oli 19,74 GJ/t terästä ja tavoitearvo vuodelle 2005 on 17,77 GJ/t terästä. Tämä noin 2 GJ/t terästä energiankäytön tehostaminen (noin 10 %:n tehostuminen) vuoteen 2005 mennessä edellyttäisi konvertterikaasun talteenotto- ja voimalaitoksen modernisointi-investointien nopeaa käynnistämistä sekä muutamia pienempiä energiankäytön tehostamiseen liittyviä investointiprojekteja. Näiden toimenpiteiden avulla loppuvuonna 2002 toteutuneesta tuotannon noususta tasolle 2,8 Mt terästä/a aiheutuvaa toimipaikan omien CO₂-päästöjen kasvua voitaisiin kompensoida jonkin verran korvaamalla esimerkiksi ostoneste-kaasun tarvetta talteenotetulla konvertterikaasulla. Toimenpide ei toistaiseksi käytettävissä olevien arvioiden perusteella täytä kannattavuusvaatimuksia odotettavissa olevilla päästöoikeuksien hintatasoilla.

Terästeollisuuden yritystarkastelun pohjalta voitaneen arvioida, että voimakkaatkaan toimet energiankäytön tehostamisessa eivät riitä kompensoimaan jo toteutetusta tuotannon kasvusta johtuvaa CO₂-päästöjen lisääntymistä vuoden 2002 tasosta. Tarkasteluissa kiinnitettiin toistaiseksi huomiota vain niihin toimiin, jotka vähentävät toimipaikkojen omia hiilidioksidipäästöjä. Kansallisesti ajatellen lisäpotentiaalia liittyy niihin keinoihin (esimerkiksi Rautaruukin Raahen tehtaan voimalaitoksen modernisointi), jotka vähentävät päästöjä epäsuorasti taserajausten ulkopuolella korvaamalla prosessien ostopanoksia ja erilaisia syötevirtoja (ostosähköä, romua).

5.9 Päätelmiä yritystarkasteluista

Tutkimuksen yritystarkastelussa on kehitetty menetelmää ja laadittu tarkasteluita teki- jöistä, jotka vaikuttavat tarkasteltujen yritysten ”hiilidioksidistrategiaan” ja toimintaan päästökauppatilanteessa. Tavoitteena oli tuottaa ennakoivaa tietoa päästökaupan vaikutuksista sekä toisaalta parantaa yhtiön valmiuksia toimia monipuolisin keinoin päästökauppaoloissa. Yritykset voivat käyttää tutkimuksessa saatuja sähkömarkkina-analyysijä ja sektoritason tuloksia arvioidessaan EU-direktiivien ja Kioton pöytäkirjan aiheuttamia toimintaympäristön muutoksia ja vaikutuksia omaan toimintaansa. Yritystason selvitysten havaintoja voidaan hyödyntää yrityksen strategisessa suunnittelussa (yrityksen päästökauppastrategian muodostamisessa) sekä tutkimus- ja kehitystoiminnan suuntaamisessa siten, että päästökaupan käynnistyessä vapausasteet erilaisten keinojen ja niiden yhdistelmien hyödyntämiselle olisivat mahdollisimman suuret.

Päästökaupan vaikutuksista yrityksen kokonaiskannattavuuteen ei toteutetun analyysin perusteella voida luoda yksinkertaistettavissa olevaa kokonaiskäsitystä. Vaikutukset riippuvat mm. toimipaikoille ja kilpailijoille jaettavien päästökiintiöiden lopullisesta määrästä, polttoaineiden markkinahintojen ja verokohtelun mahdollisista muutoksista, päästöjen kehittymisestä lähitulevaisuudessa sekä yritysten toimenpiteistä toisaalta omien päästöjä vähentävien toimenpiteiden ja investointien suhteen, ja toisaalta toiminnasta päästömarkkinoilla. Yritystason kannattavuuteen vaikuttavat analyysin kannalta liian monet yhtäaikaaisesti toteutuvat seikat. Hanketta toteutettaessa osoittautui, että vain hyvin alustavia arvioita vaikutuksista yritystason kannattavuuteen oli muodostetun tietoperustan avulla toistaiseksi mahdollista tehdä.

Yleisesti voidaan todeta, että mahdollisimman aikaiset päästöjen vähennystoimet vähentävät päästöoikeuden ostotarvetta, mikä vaikuttanee etenkin Kioton periodilla oman tuotannon kannattavuuteen. Energiansäästöohjelman ja -toiminnan jatkuva kehittäminen, polttoainevalikoiman laajentaminen (esim. jäte) ja/tai siirtyminen pienemmän päästökertoimen omaaviin polttoaineisiin ovat esimerkkejä CO₂-päästöjen hallintaan liittyvistä toimenpiteistä. Päästökauppajärjestelmän toiminnan ”ennalta arvaamaton luonne ja

tuntemattomuus" sekä päästökauppajaksojen "lyhyys" vaikeuttavat kuitenkin merkittävästi investointien kannattavuuden ja riskien arviointia. Tuloksia tulkittaessa on muistettava, että todellinen päätöksenteko poikkeaa aina jälkikäteen optimoidusta "näennäiseksaktiin" lähtödataan perustuvasta päätöksenteosta.

Selvitys viittaa siihen, että vaihtelu päästöjen vähentämismahdollisuuksissa yksittäisten yritysten ja toimipaikkojen kohdalla on hyvin suurta. Kasvavat teollisuustoimialat, joihin suomalainen terästeollisuus kuuluu, eivät kykene pitämään kokonaispäästöjään nykytasolla, vaikka ominaispäästöt pysyisivätkin nykyisellä tasolla tai laskisivat energiankäytön tehostamistoimenpiteiden ja prosesseissa pelkistysreaktioon käytettyihin raaka- ja polttoaineisiin liittyvien muutosten ansiosta. Mikäli tuotannon määrien kasvattaminen on kannattavuuden edellytys, kasvavat myös hiilidioksidipäästöt vääjäämättä, jolloin todennäköisimmäksi toimintavaihtoehdoksi jää päästöoikeuksien hankinta markkinoilta. Terässektorin päästöstä suurin osa tulee teknologiasidonnaisten pelkistysaineiden käytöstä. Tällä hetkellä hiilen käytölle pelkistysaineena ei löydy vaihtoehtoja. Energiankäytön tehostaminen on mahdollista suurimmassa osassa teollisuuslaitoksia, ja työn tulisi olla jatkuvaa ja pitkäjänteistä. Silti vain muutamien prosenttiyksiköiden päästövähennykset näyttävät raskaassa prosessiteollisuudessa lyhyellä aikavälillä mahdollisilta, ja ominaispäästöjen pienenemiskehitys ei riitä pitämään päästöjä ennallaan.

Yritykset ovat tyypillisesti toteuttaneet energiansäästöinvestointeja ja siirtyneet uusiutuvien energianlähteiden käyttöön silloin, kun muutosinvestointien takaisinmaksuajat ovat olleet alle kolme vuotta. Huonommin kannattavien hankkeiden toteuttaminen lienee melko poikkeuksellista ja kokonaan "takaisinmaksamattomien ympäristötaloudellisten uhrausten" teko erittäin harvinaista. Polttoainejakaumat ja energiatehokkuus ovat lähtökohtaisesti nykyisten tuotannotekijöiden, kuten pääoman, tuotantopanosten hintojen sekä verojen osoittamassa tasapainossa, joka muuttuu hiilidioksidipäästöjen muuttuessa hinnoitelluksi resurssiksi. Kaikilla yrityksillä on kuitenkin olemassa keinoja ominaispäästöjensä vähentämiseksi. Keinojen vaikuttavuus ja kustannukset kuitenkin vaihtelevat, eikä niistä ole olemassa eikä voida saadaakaan täysin kattavaa kuvaa. Kustannustehokkuuteen tähtäävässä päästöoikeuksien jaossa vähennystarvetta kohdistettaisiin sinne, missä vähennykset olisivat kustannustehokkaimmin toteutettavissa. Päästökauppajärjestelmä kohdentaa päästövähennyksiä kustannustehokkaasti vain, jos toimijat tuntevat omat keinovalikoimansa ja toimenpiteiden kustannukset ja toimivat rationaalisesti niiden pohjalta. Aihepiirin hallitseminen edellyttää erittäin paljon yksityiskohtaista ja vaativaa työtä yrityksissä.

6. Yhteenveto

Tämän työn tavoitteena oli selvittää, miten päästökauppa vaikuttaa suomalaisiin energia- ja teräsalan yrityksiin ja niiden kilpailukykyyn tuotantovolyymien sekä energiankulutuksen kasvaessa avoimilla markkinoilla. VTT:n sähkön markkinahintamallin avulla arvioitiin päästökaupan eri hintatasojen vaikutusta pohjoismaiseen sähkön hintaan vuonna 2006 ja 2010 ottaen huomioon kulutuksen ja tuotantokapasiteetin kasvu sekä kulutukseen ja vesivoiman saatavuuteen liittyvä satunnainen vaihtelu. TIMES-energiajärjestelmämallin avulla tutkittiin päästökaupan hintatasojen vaikutusta eri sektoreiden kustannuksiin tarkastelujaksolla 2003–2020. Lopuksi arvioitiin päästökaupan vaikutusta suomalaisiin energia- ja teräsyriksiin ja esitettiin luottamuksellisissa yritystarkasteluissa käytetyt laskentamenetelmät.

Johtoryhmässä määritetyillä lähtöarvoilla (polttoaineiden markkinahinnat, sähkön kysyntäennusteet, tuotantokapasiteetin kehittyminen jne.) päästöoikeuden hinta 5–30 €/t CO₂ nostaa sähkön keskihintaa noin 5–20 €/MWh. Vaikutus on lähes lineaarinen päästöoikeuden hinnan suhteen. Kuiva vesivuosi ja niukasti kehittyvä kapasiteetti voivat tulevaisuudessa johtaa hetkellisesti hyvin korkeisiin sähkön markkinahintoihin. Kuivan kauden pitkittyessä markkinoiden ylireagoinnin ja muiden seurausvaikutusten vuoksi sähkön hinta saattaa todellisuudessa nousta enemmän kuin laskentatulokset osoittavat. Kapasiteettia on pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suurimman osan vuotta yli kysynnän, mikäli kapasiteettiolettamukset eri Pohjoismaissa sekä sähkön kysyntäarviot on ennustettu oikein. Kapasiteetin merkittävä lisääntyminen ei näytä todennäköiseltä, mikäli sähkön hintataso pysyy alhaalla. Esitettyjen hinta-arvioiden suurimmat virhemahdollisuudet johtuvat nimenomaan kapasiteettiolettamista. Malli ei myöskään huomioi sähkön kulutuksen hintajoustoa. Johtuen monipuolisesta polttoainejakaumasta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla minkään yksittäisen polttoaineen hinnannousu ei vaikuta ratkaisevasti sähkön hintaan, mutta toisaalta nousipa minkä tahansa polttoaineen hinta, se nostaa aina myös sähkön markkinahintaa.

Työssä tarkastellut päästökauppaskenaariot osoittavat, että VTT:n TIMES-malli soveltuu kohtuullisen hyvin päästökaupan sektorikohtaisten vaikutusten analysointiin. On kuitenkin muistettava, että kyseessä on vasta mallin ensimmäinen käyttöön otettu versio, jota tullaan varmasti monilta osin vielä huomattavasti parantamaan. TIMES-laskelmien lähtökohdaksi laadittiin päästöoikeuksien alkujako, joka on suurelta osin yhdenmukainen jaksolle 2005–2007 myöhemmin julkaistun kansallisen jakosuunnitelman kanssa. Kioton jaksolla päästöoikeuksien alkujakoissa käytettiin samoja pääperiaatteita kuin vuosille 2005–2007, mutta ilmaisten päästöoikeuksien määrää eri sektoreille pienennettiin siten, että Kioton tavoite saavutettaisiin. Tarkastelun tulosten mukaan Kioton tavoitteen saavuttaminen päästökaupan keinoin aiheuttaa koko energiajärjestelmässä 150–380 M€:n vuotuiset suorat lisäkustannukset vuosina 2008–2012, päästöoi-

keuden hinnasta ja vesivuoden kuivuudesta riippuen. Loppukulutussektoreille kohdistetuna kustannusmuutokset jakaantuvat melko tasaisesti teollisuuteen ja muuhun talouteen. Teollisuuden toimialoista massa- ja paperiteollisuudelle kohdistuu tulosten mukaan selvästi suurin kustannusrasite, mutta laskentamenetelmä yliarvioi jossain määrin metsäteollisuuden kustannuksia energiapuun hinnan muutosten kautta. Päästöoikeuksien osto alkaa kääntyä tulosten mukaan myyntiin noin 15 €/t:n hintatasolla, alkaen lähinnä erillisestä sähköntuotannosta.

Järjestelmämallin tuottamat tulokset kokonaiskustannusten muutoksista saattavat kuitenkin aliarvioida energian loppukäyttäjille koituvia lisäkustannuksia. Siinä määrin kuin energian hintojen muutokset noudattavat marginaalikustannusten muutoksia, päästökaupan vaikutus erityisesti kuluttajien sähkölaskuun saattaa olla tulosten mukaan selvästi suurempi kuin keskimääräisten kustannusmuutosten perusteella voitaisiin päätellä. Päästökaupan aiheuttamiin kustannuksiin vaikuttaa merkittävästi myös päästövähennystavoitteiden allokointi päästökauppa- ja ei-päästökauppasektoreille. Suurin osa kasvihuonekaasujen päästövähennyksistä ja kustannuksista kohdistuu Kioton jaksolle, jonka päästöoikeuksien alkujaosta ei vielä ole tietoa. Myös mahdolliset muutokset energiaveroissa ja -tuissa vaikuttavat TIMES-mallilla laskettuihin tuloksiin. Lisäksi tulee huomioida, että TIMES-järjestelmä kattaa ainoastaan Suomen energiajärjestelmän, jolloin mm. muissa EU-maissa tehdyt päästövähennystoimenpiteet jäävät huomioimatta. Näin ollen skenaariot, joissa vallitsee korkea päästöoikeuden markkinahinta ja Suomi on päästöoikeuksien myyjä, eivät ole realistisia lyhyellä tähtäimellä.

Toisin kuin sähkön markkinahintamalli, TIMES-malli huomioi myös kysynnän hintajouston. TIMES-mallin lähtötietona on käytetty sähkön markkinamallin laskemia sähkön hintaennusteita, joten laskelmien lähtökohdat ovat osittain ristiriidassa keskenään. Sähkön hintajousto kasvattaa merkitystään luonnollisesti korkeilla sähkön hinnoilla, jolloin voidaan olettaa, että kyseessä on kuiva vesivuosi, päästöoikeuden markkinahinta on korkea ja/tai Pohjoismaissa esiintyy kapasiteettivajetta. TIMES-laskelmissa sähkön tuonnin kääntyminen sähkön vienniksi vuonna 2015 saattaa osittain johtua mallien eroavaisuuksista kysynnän hintajouston suhteen. Suomessa investoinnit päästöjen vähennyksiin näkyvät tuloksissa Kioton jakson jälkeen, jolloin sähkön tuotantokustannukset ovat pienemmät kuin oletettu pohjoismainen sähkön markkinahinta, ja sähkön tuonti muuttuu sähkön vienniksi.

Sähkön markkinahintaennusteet osoittivat, että alle 15–20 €/t CO₂ päästöoikeuden hintatasolla Pohjoismaissa ei vielä tapahdu suuria muutoksia eri polttoaineiden käyttömäärissä, eivätkä CO₂-päästömäärät tältä osin muutu merkittävästi sähköntuotannossa. TIMES-laskelmissa mikään yksittäinen kasvihuonekaasujen vähennyskeino ei myöskään korostunut. Päästöjen vähennykset toteutuivat portaittain polttoaineen vaihdon sekä energian säästön, yhdistetyn sähkön ja lämmöntuotannon ja tuulivoimatuotannon

lisääntymisen myötä kaikilla oletetuilla päästöoikeuden markkinahinnoilla koko tarkastelujakson ajan. Maakaasun ja biopolttoaineiden käyttö kasvaa kaikissa skenaarioissa ja kivihiilien ja turpeen käyttö puolestaan pienenee. Vuonna 2010 turpeen kokonaiskulutus laski asetetulle alarajalleen 56 PJ 15 ja 30 €/t CO₂ -skenaarioissa. Vasta päästöoikeuden hintatasolla 30 €/t CO₂ esiintyi suurempia muutoksia, jolloin mm. sähkön markkinahintaa määräävässä asemassa oli maakaasulauhde ja Suomeen oli kannattavaa rakentaa yksi maakaasulauhdelaite ennen vuotta 2010. KTM:n uusiutuvan energian edistämishankelman tavoitteet toteutuivat suhteellisen hyvin kaikissa päästökauppaskenaarioissa.

Yrityskohtaiset selvitykset viittaavat siihen, että vaihtelu päästöjen vähentämismahdollisuuksissa yksittäisten yritysten ja toimipaikkojen kohdalla on hyvin suurta. Kasvavat teollisuustoimialat, joihin suomalainen terästeollisuus kuuluu, eivät kykene pitämään kokonaispäästöjään nykytasolla, vaikka ominaispäästöt pysyisivätkin nykyisellä tasolla tai laskisivat energiankäytön tehostamistoimenpiteiden ja prosesseissa pelkistysreaktioon käytettyihin raaka- ja polttoaineisiin liittyvien muutosten ansiosta. Mikäli tuotannon määrien kasvattaminen on kannattavuuden edellytys, kasvavat myös hiilidioksidipäästöt vääjäämättä, jolloin todennäköisimmäksi toimintavaihtoehdoksi jää päästöoikeuksien hankinta markkinoilta.

Energiasektorin keskeisimmät keinot CO₂-päästöjen vähentämisessä ovat polttoainevaihtoja vähähiilisempään suuntaan. Esimerkiksi turpeen korvaaminen puulla tai kivihiilen korvaaminen maakaasulla ovat monin paikoin mahdollisia toimenpiteitä. Yleensä kuitenkin korvaavan polttoaineen hinta on korkeampi, jolloin energian hankinnan kustannukset nousevat. Alustavan selvityksen mukaan turpeen korvaaminen puulla alkaa muuttua kannattavaksi toimenpiteeksi jo päästöoikeuden markkinahinnalla 5–10 €/t CO₂. Energiansäästö- tai tuotannon tehostamistoimenpiteiden vaikuttavuus hiilidioksidipäästöjen vähentämisessä vaikuttaa tarkasteltujen energiasektorin yritysten kohdalla polttoainevaihtoja vähäisemmältä. Energiayhtiöillä, joiden tuotantokoneisto on joustava polttoaineen tai tuotantovolyyymien suhteen, on paremmat mahdollisuudet sopeuttaa toimintansa päästökaupan aiheuttamiin markkinatilanteen muutoksiin. Yhtiöt voivat myös ostaa tuotanto-osuuksia vähäpäästöisistä laitoksista ja monipuolistaa siten omaa energian tuotantorakennettaan.

Energian hankinnan optimointi päästökauppaoloissa saa aivan uusia piirteitä. Päästövähennys- ja energiansäästöinvestointien arviointi uudessa markkinatilanteessa voi tuoda esille investointikohteita, jotka esimerkiksi aikaisemmissa selvityksissä ovat osoittautuneet kannattamattomiksi, mutta päästömärkinoiden käynnistyttyä voivat osoittautua kannattavammiksi. Kannattaa myös huomioida, että pienetkin päästövähennystoimenpiteet saattavat olla rahallisesti merkittäviä pitkällä tähtäimellä, mikäli ne ovat kupoitavissa tehokkaasti uusiin kohteisiin. Päästömärkinoiden seurannan, uusien päästövähennyskeinojen etsinnän ja toimien yhdistämisen yrityksen päästökauppastrategiaan

tulisi olla päästökaupan alkuvuosina jatkuvaa toimintaa. Vähähiilisemmät materiaalisyytötteet, materiaalien hiilinieluvaikutukset ja kierrätyskaskadit sekä uudet teknologiat, tuotteet ja palvelut ovat aiheita, joista voi löytyä tehokkaita keinoja kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseksi pidemmällä aikavälillä. Päästökauppasektorin päästöt voivat pienentyä myös ulkopuolisen kilpailun vaikutuksesta, mikäli vähäpäästöisemmät hyödykkeet saavat kilpailuedun ja pystyvät korvaamaan päästökauppasektoreiden tuotantoa. Tässä selvityksessä näitä tuotteiden korvaamiseen liittyviä mahdollisuuksia ei voitu tarkastella.

Yhtiöiden on varauduttava päästökaupasta mahdollisesti aiheutuvien markkinatilanteiden muutosten lisäksi jo vuonna 2004 päästöoikeuksien hankintaan ja siihen liittyvään kaupankäyntiin, päästöluvan hankintaprosessiin, päästöjen tarkkailu- ja raportointisuunnitelmien laadintaan sekä komission ohjeistuksen mukaiseen hiilidioksidipäästöjen monitorointiin ja päästötietojen todentamiseen. Päästötietojen epävarmuustasot tulee osoittaa ja hallita monitorointiohjeen mukaisesti (ks. EC 2004). Mainitut toimenpiteet paitsi aiheuttavat lisäkustannuksia myös vaativat henkilöresursseja ja alan asiantuntemusta. Kioton jaksolla päästökaupan piiriin saattavat tulla myös muut kasvihuonekaasupäästöt kuin CO₂ (CH₄, N₂O, HFC:t, PFC:t, SF₆) sekä uusia teollisia aktiviteetteja, mikä tulisi ennakoida hyvissä ajoin. Uusien markkinamekanismien ymmärtäminen ja päästökaupan valmistautuminen riittävän ajoissa onkin tärkeää riskien hallinnan kannalta. Yritysten omien tuotantolaitosten päästöjen seuranta olisi kehitettävä, jotta hyvin ajoitetut toimet päästöoikeusmarkkinoilla ja muissa omissa toimenpiteissä olisivat mahdollisia.

Tullessaan voimaan Kioton sopimus antaa mahdollisuuden joustomekanismien käyttöön, joita ovat päästökaupan lisäksi yhteistoteutus (JI, Joint Implementation) sekä kehitys yhteistyöhankkeet (CDM, Clean Development Mechanism). JI-hankkeet toteutetaan siirtymätalous- ja teollisuusmaiden välillä ja CDM-hankkeet kehitys- ja teollisuusmaiden välillä. Kyseiset joustomekanismit antavat mahdollisuuden toteuttaa päästövähennysinvestointeja myös Suomen rajojen ulkopuolella.

Päästökauppa muodostunee yrityksille merkittävimmäksi joustomekanismiksi. Vuonna 2005–2007 päästökauppien markkinahinta jäänee suhteellisen alhaiseksi, joten päästökauppa on todennäköistä toimintaa osalle yrityksistä. Toiminta päästökauppien markkinoilla kytkeytyy läheisesti myös toimintaan sähkömarkkinoilla, vaikka sähkömarkkina- (Pohjoismaat) ja päästökauppien alueet (EU, Kioton sopimusvaltiot) poikkeavat toisistaan. Käyttämättömiä päästöoikeuksia voi myös tallentaa seuraavalle kalenterivuodelle vuonna 2005 ja 2006. Sen sijaan vuonna 2007 päästöoikeuksia ei voi siirtää toiselle päästökauppajaksolle. Tilanne on ongelmallinen etenkin energiantuottajille, joiden voi olla vaikea ennakoida vuotuinen CO₂-oikeuksien tarve. Mikäli päästökauppien markkinat ovat likvidit, energiantuottajien kannattaa hankinnan optimoinnissa huomioida CO₂-päästöjen määrä ja päästökauppien mahdollinen osto- tai myyntitarve.

Yleisesti voidaan todeta, että mahdollisimman aikaiset päästöjen vähennystoimet vähentävät päästöoikeuden ostotarvetta, mikä vaikuttanee etenkin Kioton jaksolla oman tuotannon kannattavuuteen. Energiansäästöohjelman ja -toiminnan jatkuva kehittäminen, polttoainevalikoiman laajentaminen (esim. biomassa, jäte) ja/tai siirtyminen pienemmän päästökertoimen omaaviin polttoaineisiin ovat esimerkkejä CO₂-päästöjen hallintaan liittyvistä toimenpiteistä. Päästökauppajärjestelmän toiminnan "ennalta arvaamaton luonne ja tuntemattomuus" sekä päästökauppajaksojen lyhyys vaikeuttavat kuitenkin merkittävästi investointien kannattavuuden ja riskien arviointia.

Lähdeluettelo

Adato Energia 2003. Julkaisussa: Kivihiilen käytön hallittu rajoittaminen sähkön ja lämmön tuotannossa. Toimikunnan väliraportti. Helsinki: Kauppa- ja teollisuusministeriö. www.ktm.fi

Coherence 1998. Economic evaluation of quantitative objectives for climate change. Coherence, Belgium with support of ECOFYS, the Netherlands, National University of Athens (NTUA), Greece, ECOSIM, UK. [and options to reduce nitrous oxide emissions, November 1998 (Final Report) A Report Produced for DGXI, AEAT 4180 and ECOFYS.]

EC 2004. Komission päätös (tehty 29/01/2004) Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2003/87/EY mukaisten ohjeiden vahvistamisesta kasvihuonekaasupäästöjen tarkkailua ja raportointia varten.

<http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission.htm>

ECN 1998. Options for reduction of greenhouse gas emissions. Netherlands: Netherlands Energy Research Foundation.

Ekono 2003. Electrowatt-Ekono. Laskentatulosten päivitys selvitykseen "Päästökaupan vaikutuksia energiasektoriin. Espoo: Electrowatt-Ekono. 28 s. + liit. 13 s. (60K04590.02-Q210-002A). www.ktm.fi

ETSAP 2000. The New TIMES: a Model for the Millennium. ETSAP news, Vol. 7, No. 1, s. 1–4, ECN Policy Studies, Petten, The Netherlands.

EMV 2004. Energiamarkkinavirasto. Päästökauppaa koskevat säädökset.

www.energiamarkkinavirasto.fi

Eurelectric 2002. EURPROG Network of Experts. Statistics and prospects for the European Electricity sector (1980–1990, 2000–2020). 30th edition. Brysseli: Eurelectric. (Report n:o 2002-030-0354).

Hakkarainen, J. 2003. Keskustelu Helynen, S./Hakkarainen, J. Marraskuu 2003.

Helynen, S. 2003. Puupolttoaineen ja turpeen hinta vuoteen 2020. Julkaisematon.

IEA 2002. International Energy Agency. World Energy Outlook 2002. OECD/IEA, Pariisi, Ranska. ISBN 92-64-19835-0.

IEA 2003. International Energy Agency. World Energy Outlook 2003, ennakko.
www.eia.doe.gov.

KTM 2003a. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Energiakatsaus, tilastot.
<http://domino.poutapilvi.com/ek/ek.nsf/>

KTM 2003b. Uusiutuvan energian edistämishjelma 2003–2006. Työryhmän ehdotus. Kauppa- ja teollisuusministeriö, Energiaosasto, työryhmä- ja toimikuntaraportteja 5/2003. www.ktm.fi

KTM 2004a. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Energiaverot. www.ktm.fi

KTM 2004b. Kauppa- ja teollisuusministeriö. EU:n päästökaupan, energiaverotuksen ja energiantuotannon tukien yhteensovittaminen. Työryhmän väliraportti. Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 1/2004. Ohjauskeinotyöryhmä. Helsinki: Edita Publishing Oy. ISBN 951-739-748-8. www.ktm.fi

KTM 2004c. Kauppa- ja teollisuusministeriö. Suomen esitys kasvihuonekaasujen päästöoikeuksia koskevaksi kansalliseksi jakosuunnitelmaksi vuosille 2005-2007 ja jakosuunnitelman periaatteiksi vuosille 2008–2012. Luonnos 2.3.2004. Helsinki: Kauppa- ja teollisuusministeriö.

Nordel 2003. Annual Statistics 2003. www.nordel.org

Pipatti, R. 2001. Greenhouse gas emissions and removals in Finland. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuskeskus. 59 s. + liitt. 95 s. (VTT Tiedotteita - VTT Research Notes 2094). ISBN 951-37-5820-0

STEM 2001. Statistisk Centralbyron & Energimyndigheten. Årlig energistatistik 2000. El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen. www.scb.se

STEM 2002. Statistisk Centralbyron & Energimyndigheten Årlig energistatistik 2001. El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen. www.scb.se

Tilastokeskus 2003. Energiatilasto 2002. CD-ROM. Helsinki: Tilastokeskus.

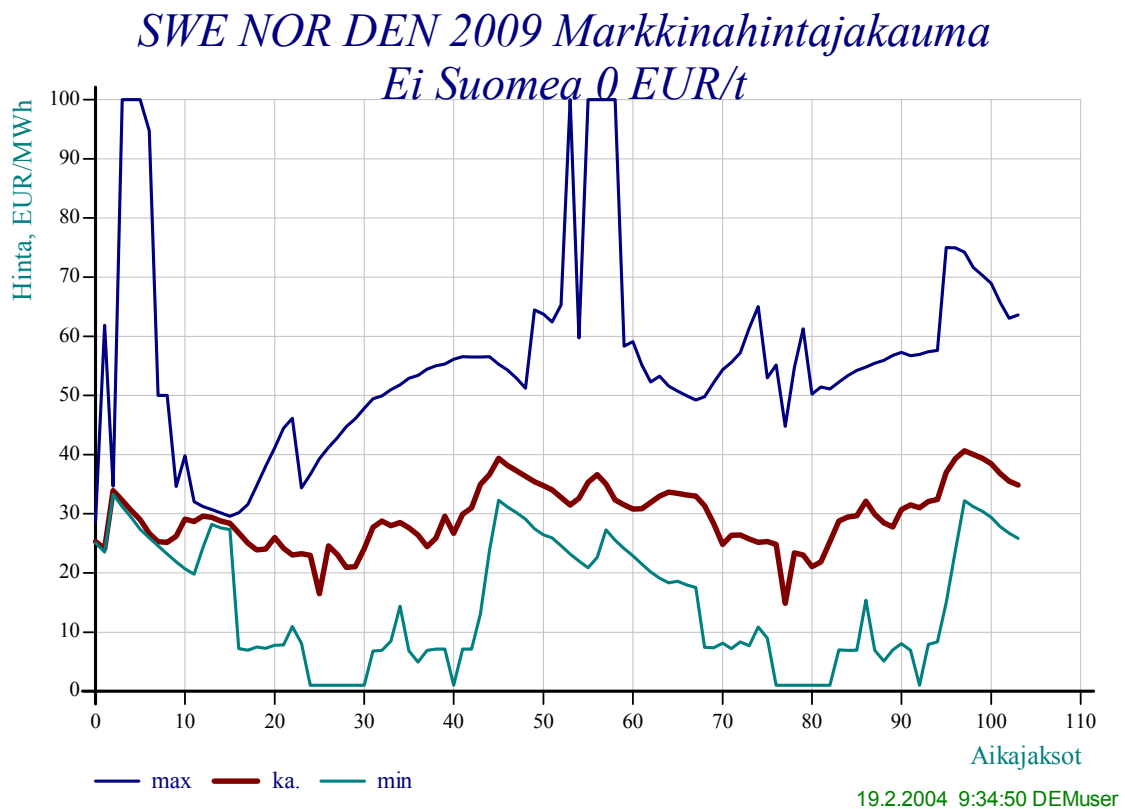
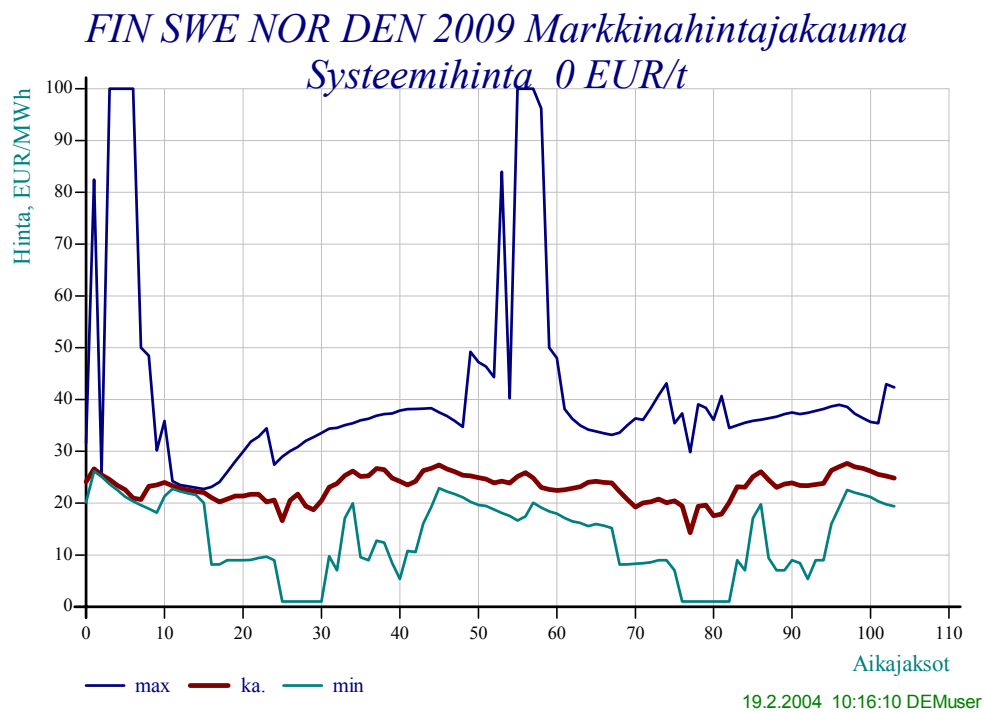
Tamminen 2001a. Tamminen, E. & Kekkonen, V. A dynamic programming model for forecasting the prices on an electricity market with stochastic demand and water inflow. I Theory. Espoo: VTT Energy. (Research Report ENE6/38/01).
<http://www.vtt.fi/pro/pro5/ictportsimu/hintaenn.htm>

Tamminen 2001b. Tamminen, E. & Kekkonen, V. A dynamic programming model for forecasting the prices on an electricity market with stochastic demand and water inflow. II Detailed structure of the optimisation sub-model. Espoo: VTT Energy. (Research Report ENE6/43/01).

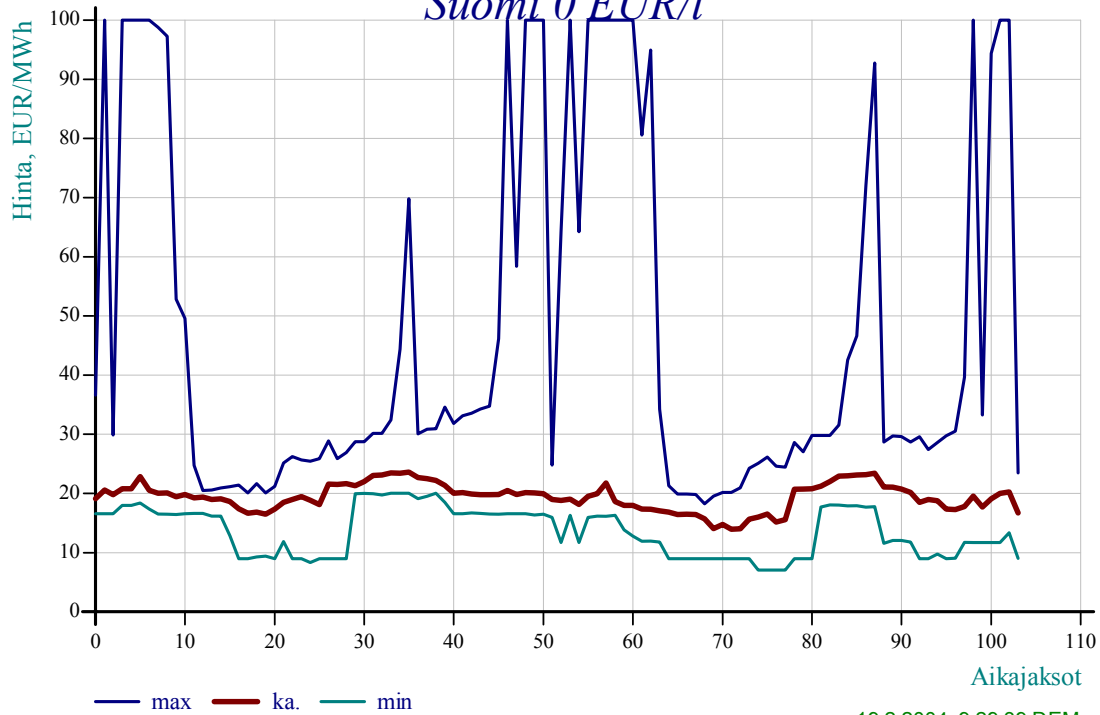
VATT 2004. Mäkelä, P. Kariutuneet kustannukset ja omaisuuden suoja päästökaupassa. VATT-keskustelualoitteita 328. Valtion taloudellinen tutkimuskeskus. Helsinki: Oy Nord Print Ab. ISBN 951-561-486-4.

Statistisk Centralbyron & Energimyndighetenin kokoama virallinen ”El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2000”.

Liite A: Aluehintariskiin liittyvät hintapiirroukset



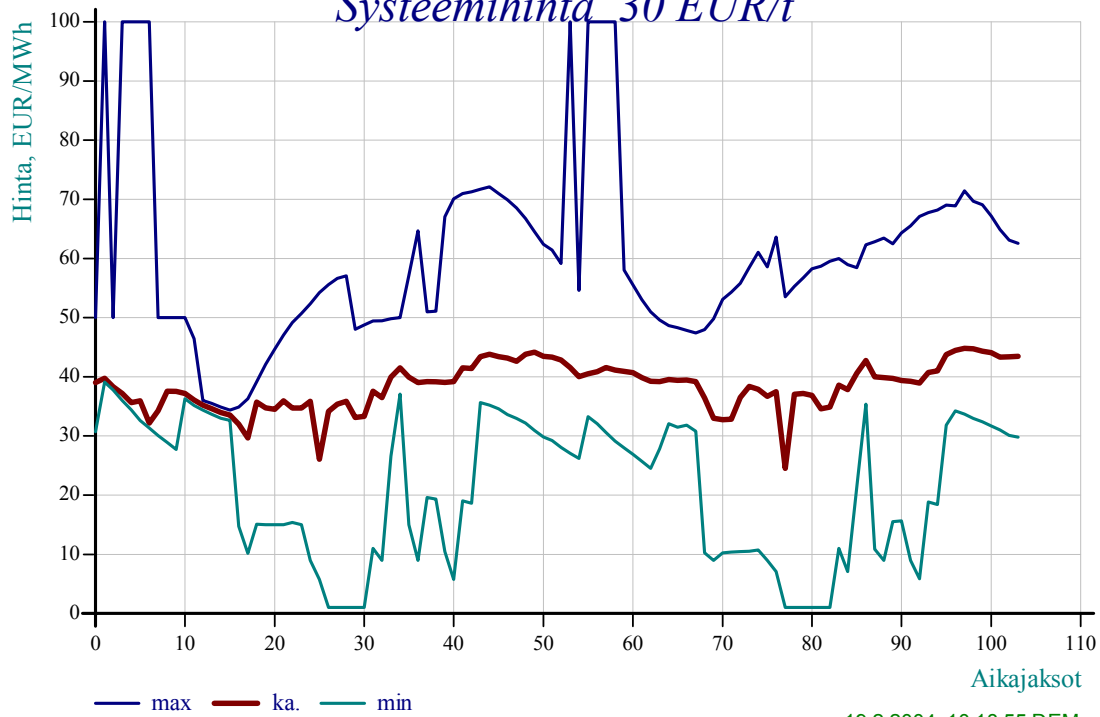
*FIN 2009 Markkinahintajakauma
Suomi 0 EUR/t*



Aikajaksot

19.2.2004 9:29:39 DEMuser

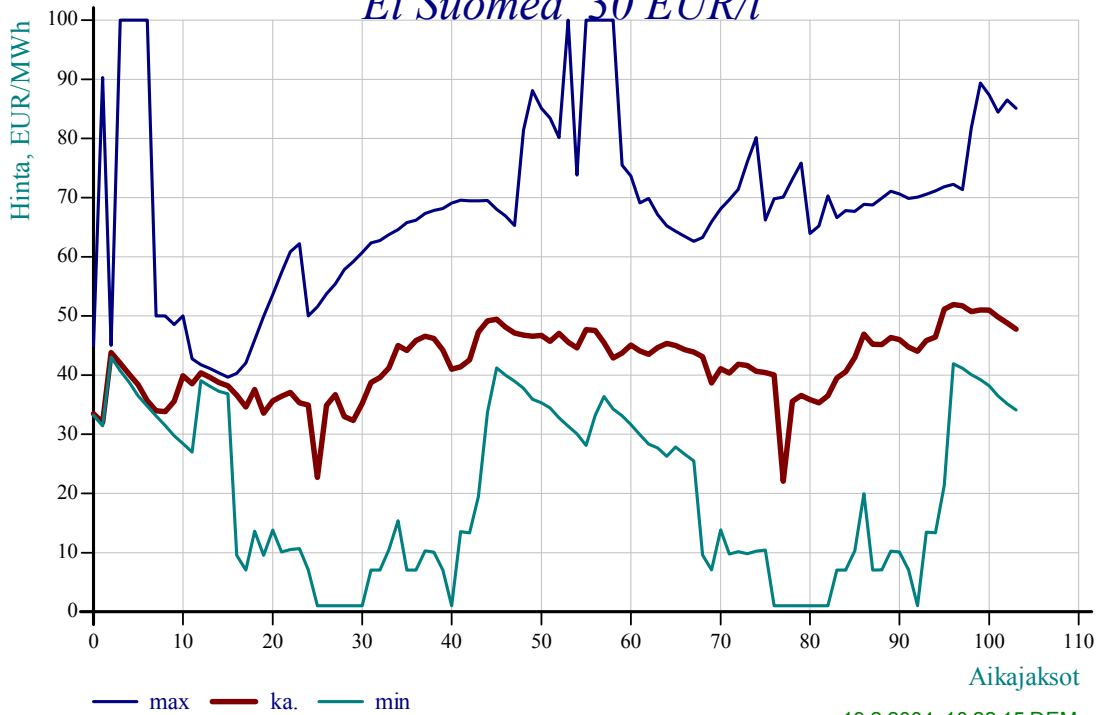
*FIN SWE NOR DEN 2009 Markkinahintajakauma
Systemihinta 30 EUR/t*



Aikajaksot

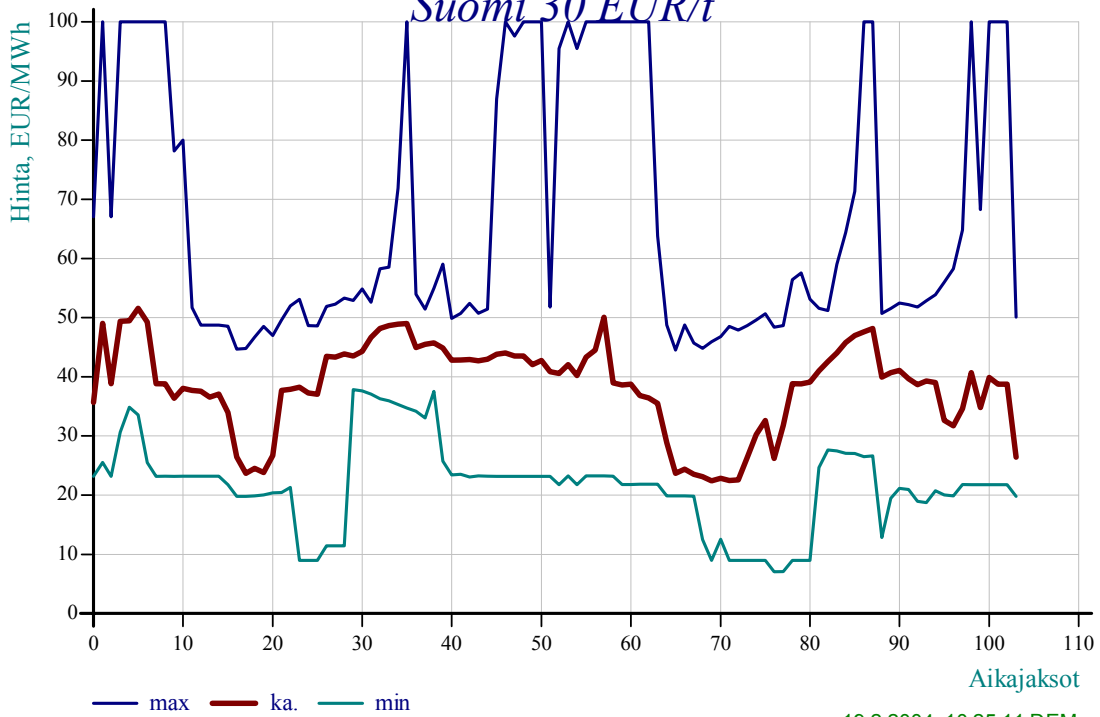
19.2.2004 10:18:55 DEMuser

SWE NOR DEN 2009 Markkinahintajakauma
Ei Suomea 30 EUR/t



19.2.2004 10:22:15 DEMuser

FIN 2009 Markkinahintajakauma
Suomi 30 EUR/t



19.2.2004 10:25:11 DEMuser

Tekijä(t) Koljonen, Tiina, Kekkonen, Veikko, Lehtilä Antti, Hongisto, Mikko & Savolainen, Ilkka			
Nimeke Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa			
Tiivistelmä Työn tavoitteena oli selvittää, miten päästökauppa vaikuttaa suomalaisiin energia- ja teräsalan yrityksiin ja niiden kilpailukykyyn tuotantovolyymien sekä energiankulutuksen kasvaessa avoimilla markkinoilla. VTT:n sähkön markkinahintamallin avulla arvioitiin päästöoikeuksien eri hintatasojen vaikutusta pohjoismaiseen sähkön hintaan vuonna 2006 ja 2010 ottaen huomioon kulutuksen ja tuotantokapasiteetin arvioitu kasvu sekä kulutukseen ja vesivoiman saatavuuteen liittyvä satunnainen vaihtelu. TIMES-energiajärjestelmällin avulla tutkittiin päästöoikeuksien hintatasojen vaikutuksia eri sektoreiden kustannuksiin tarkastelujaksolla 2003–2020. Lopuksi tarkasteltiin päästökaupan vaikutuksia suomalaisiin energia- ja teräsyhtymisiin ja esitettiin luottamuksellisissa yritystarkasteluissa käytetyt laskentamenetelmät. Tarkasteluilla oletuksilla päästöoikeuden hinta 5–30 €/t CO ₂ nosta sähkö keskihintaa noin 5–20 €/MWh. Vaikutus on lähes lineaarinen päästöoikeuden hinnan suhteen. Kuiva vesivuosi ja niukasti kehittyvä kapasiteetti voivat tulevaisuudessa johtaa hetkellisesti hyvin korkeisiin sähkön markkinahintoihin. TIMES-laskelmien lähtökohdaksi laadittiin päästöoikeuksien alkujako, joka on suurelta osin yhdenmukainen jaksolle 2005–2007 myöhemmin julkaistun kansallisen jakosuunnitelman kanssa. Kioton jaksolla päästöoikeuksien alkujaksossa käytettiin samoja pääperiaatteita kuin vuosille 2005–2007, mutta ilmaisten päästöoikeuksien määrää eri sektoreille pienennettiin siten, että Kioton tavoite saavutettaisiin. Tältä pohjalta Kioton tavoitteen savuttaminen päästökaupan keinoin aiheuttaisi koko energiajärjestelmässä 150–380 M€:n vuotuiset suorat lisäkustannukset vuosina 2008–2012, päästöoikeuden hinnasta ja vesivuoden kuivuudesta riippuen. Yrityskohtaiset selvitykset viittaavat siihen, että vaihtelu päästöjen vähentämismahdollisuuksissa yksittäisten yritysten ja toimipaikkojen kohdalla on hyvin suurta. Kasvatavat teollisuustoimialat, joihin suomalainen terästeollisuus kuuluu, eivät kykene pitämään kokonaispäästöjään nykytasolla, vaikka ominaispäästöt pysyisivätkin nykyisellä tasolla tai laskisivat. Energiasektorin keskeisimmät keinot CO ₂ -päästöjen vähentämisessä ovat polttoainevaihtoja vähähiilisempään suuntaan. Esimerkiksi turpeen korvaaminen puulla tai kivihiilen korvaaminen maakaasulla ovat monin paikoin mahdollisia toimenpiteitä. Yleensä kuitenkin korvaavan polttoaineen hinta on korkeampi, jolloin energian hankinnan kustannukset nousevat.			
Avainsanat carbon dioxide, emissions trade, impacts, energy industry, steel industry, Finland, taxes, prices, modelling, emissions reduction			
Toimintayksikkö VTT Prosessit, Lämpömiehenkuja 3, PL 1606, 02044 VTT			
ISBN 951-38-6493-6 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)			Projektinumero C3SU00381
Julkaisu-aika Syyskuu 2004	Kieli Suomi, engl. tiiv	Sivuja 86 s. + liitt. 3 s.	Hinta B
Projektin nimi Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa		Toimeksiantaja(t) Teknologian kehittämiskeskus Tekes, Energia-alan keskusliitto ry. Finergy, Pohjolan Voima, Rautaruukki, Tampereen Sähkölaitos, Vantaan Energia	
Avainnimeke ja ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1455-0865 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)			

Author(s) Koljonen, Tiina, Kekkonen, Veikko, Lehtilä Antti, Hongisto, Mikko & Savolainen, Ilkka			
Title The impact of the emissions trading on energy sector and steel industry in Finland			
Abstract The aim of this work was to examine, how the emissions trading system affects the Finnish energy and steel sector companies and their competitiveness, when production volumes and the use of energy are increased in the open markets. The effect of different price levels of emission allowances on the Nordic electricity market prices in 2006 and 2010 was examined with the Nordic electricity market model created at VTT. In the analysis, the demand of electricity, the approximated increases in production capacities as well as the stochastic variations of electricity consumption and hydro power production were taken into consideration. The TIMES energy systems model was used to study the effect of different allowance price levels on the costs between different sectors during 2003–2020. Finally, the effect of emissions trading on Finnish energy and steel sector companies was investigated and the report shows the calculation methods used in the confidential company level studies. With the assumptions used for the analysis the allowance price level of 5–30 €/t CO ₂ increases the average price level of electricity by 5–20 €/MWh. The results indicate that the correlation of the allowance price to the market price of electricity is nearly linear. Dry hydrological year and inadequate new capacity may temporarily lead to very high market prices of electricity. The basis of the TIMES calculations was the allocation of CO ₂ emissions, which mostly follows the later published national allocation plan for the years 2005–2007. The principles of the allocation for the Kyoto period were about the same as for the first period, but because of the Kyoto target, the total amount of emission allowances was decreased considerably. As a result, reducing greenhouse gas emissions to the Kyoto target level with emissions trading would cause 150–380 M€ direct additional costs for the years 2008–2012 depending on the allowance price level and the hydrological year. Company level studies indicate that the variation in emission reduction potential between companies and plants is great. Growing industrial branches, like Finnish steel industry, which will increase their production capacities, cannot keep their emissions at the present level or lower them. The most crucial ways to lower CO ₂ emissions in the energy sector are fuel changes to the direction of lower net carbon emissions. Examples of these are replacements of the use of peat by wood or coal by natural gas.			
Keywords carbon dioxide, emissions trade, impacts, energy industry, steel industry, Finland, taxes, prices, modelling, emissions reduction			
Activity unit VTT Processes, Lämpömiehenkuja 3, PL 1606, 02044 VTT			
ISBN 951-38-6493-6 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)			Project number C3SU00381
Date September 2004	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 86 p. + app. 3 p.	Price B
Name of project The impact of the emissions trading on the energy sector and steel industry in Finland		Commissioned by National Technology Agency Tekes, Finnish Energy industries Federation Finergy, Pohjolan Voima, Rautaruukki, Tampereen Sähkölaitos, Vantaan Energia	
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Research Notes 1455-0865 (URL: http://www.vtt.fi/pdf/)			

VTT TIEDOTTEITA – RESEARCH NOTES

VTT PROSESSIT – VTT PROSESSER –VTT PROCESSES

- 2186 Syri, Sanna & Lehtilä, Antti. Kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisen vaikutus muihin ilmansaasteisiin. 2003. 69 s.
- 2187 Siltanen, Satu. Teknisiä ja taloudellisia näkökohtia käytetyn ydinpolttoaineen loppusijoituksen palauttavuudesta. Kirjallisuusselvitys. 2003. 72 s.
- 2189 Pingoud, Kim, Perälä, Anna-Leena, Soimakallio, Sampo & Pussinen, Ari. Greenhouse gas impacts of harvested wood products. Evaluation and development of methods. 2003. 120 p. + app. 16 p. (PRO)
- 2196 Lehtilä, Antti & Syri, Sanna. Suomen energiajärjestelmän ja päästöjen kehitysarvioita. Climtech-ohjelman skenaariotarkastelu. 2003. 62 s.
- 2199 Alanen, Raili, Koljonen, Tiina, Hukari, Sirpa & Saari, Pekka. Energian varastoinnin nykytila. 2003. 169 s. + liitt. 60 s.
- 2003 Serén, Tom & Kekki, Tommi. Retrospective dosimetry based on niobium extraction and counting – VTT's contribution to the RETROSPEC project. 2003. 36 p.
- 2209 Monni, Suvi & Syri, Sanna. Uncertainties in the Finnish 2001 Greenhouse Gas Emission Inventory. 2003. 101 p. + app. 27 p.
- 2212 Hepola, Jouko. Elohopeapäästöt fossiilisiin polttoaineisiin ja jätteisiin perustuvassa energiantuotannossa. 2003. 37 s.
- 2215 Laine-Ylijoki, Jutta, Syrjä, Jari-Jussi & Wahlström, Margareta. Röntgenfluoresenssimenetelmät kierrätyspolttoaineiden pikalaadunvalvonnassa. 2003. 39 s. + liitt. 8 s.
- 2219 Halonen, Petri, Helynen, Satu, Flyktman, Martti, Kallio, Esa, Kallio, Markku, Paappanen, Teuvo & Vesterinen, Pirkko. Bioenergian tuotanto- ja käyttöketjut sekä niiden suorat työllisyysvaikutukset. 2003. 51 s.
- 2229 Leinonen, Arvo. Harvesting Technology of Forest residues for fuel in the USA and Finland. 2004. 132 p.+ app. 10 p.
- 2245 Mroueh, Ulla-Maija, Vahanne, Pasi, Eskola, Paula, Pasanen, Antti, Wahlström, Margareta, Mäkelä, Esa & Laakosonen, Rainer. 2004. Pilaantuneiden maiden kunnostushankkeiden hallinta. 317 s. + liitt. 44 s.
- 2246 Wahlström, Margareta, Laine-Ylijoki, Jutta, Eskola, Paula, Vahanne, Pasi, Mäkelä Esa, Vikman, Minna, Venelampi, Olli, Hämäläinen, Jyrki & Frilander, Reetta. Kaatopaikkojen tiivistysrakennemateriaaleina käytettävien teollisuuden sivutuotteiden ympäristökelpoisuus. 2004. 84 s. + liitt. 38 s.
- 2247 Kärkkäinen, Seppo, Sipilä, Kari, Pirvola, Lauri, Esterinen, Juha, Eriksson, Esko, Soikkeli, Sakari, Nuutinen, Marjukka, Aarnio, Heikki, Schmitt, Frieder & Eisgruber, Claus. Demand side management of the district heating systems. 2004. 86 p. + app. 9 p.
- 2258 Hokkinen, Jouni, Jokiniemi, Jorma, Aurela, Minna & Hillamo, Risto. Energiantuotannon ja prosesseollisuuden pienhiukkas- ja raskasmetallipäästöjen karakterisointi. 2004. 39 s. + liitt. 18 s.
- 2259 Koljonen, Tiina, Kekkonen, Veikko, Lehtilä, Antti, Hongisto, Mikko & Savolainen, Ilkka. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa. 2004. 86 s. + liitt. 3 s.

Tätä julkaisua myy	Denna publikation säljs av	This publication is available from
VTT TIETOPALVELU	VTT INFORMATIONSTJÄNST	VTT INFORMATION SERVICE
PL 2000	PB 2000	P.O.Box 2000
02044 VTT	02044 VTT	FIN-02044 VTT, Finland
Puh. (09) 456 4404	Tel. (09) 456 4404	Phone internat. + 358 9 456 4404
Faksi (09) 456 4374	Fax (09) 456 4374	Fax + 358 9 456 4374