



Juha Forsström, Esa Pursiheimo, Veikko Kekkonen
& Juha Honkatukia

Ydinvoimahankkeiden periaate- päätökseen liittyvät energia- ja kansantaloudelliset selvitykset

ISBN 978-951-38-7482-7 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2010

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

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

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

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



Tekijä(t) Juha Forsström, Esa Pursiheimo, Veikko Kekkonen & Juha Honkatukia		
Nimeke Ydinvoimahankkeiden periaatepäätökseen liittyvät energia- ja kansantaloudelliset selvitykset		
Tiivistelmä Hankekokonaisuuden tavoitteena on selvittää ydinvoiman lisärakentamisen vaikutuksia kolmesta eri näkökulmasta: energiajärjestelmän, sähkömarkkinoiden ja kansantalouden näkökulmasta. Vaikutuksia on selvitetty jokaisella osa-alueella laskennallisina menetelmin. Suomi on osa pohjoismaista sähkömarkkinaa, joka puolestaan on kytkeytynyt Manner-Euroopan ja Venäjän sähköverkkoihin. Ulkomaan yhteyksiensä ansiosta Suomi on voinut tuoda edullista sähköä naapurimaista, ja tämän tilanteen oletetaan jatkuvan. Ydinvoiman lisärakentaminen vähentää sähkön tuontitarvetta, vaikuttaa alentavasti sähkön hintatasoon ja vähentää sähkön tuotantokapasiteetin alijäämää. Ydinvoiman laaja lisärakentaminen ja sähkön suotuisat tuontimahdollisuudet heikentävät yhteistuotannon kannattavuutta. Sähkön tuontimahdollisuuksien kehittyminen riippuu vaikeasti arvioitavasta lähialueiden sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainon kehittymisestä. Ydinvoimainvestoinnit kasvattavat kansantuotetta rakentamisen aikana. Ne myös lisäävät työllisyyttä varsin merkittävästi. Vaikutus on suuri ennen kaikkea rakennusaikana. Pidemmällä aikavälillä syntyy myös pysyviä työpaikkoja. Työllisyyden kasvua hillitsee reaali-palkkojen nousu, mutta on selvää, että kuluttajien ostovoima kohenee hankkeiden ansiosta.		
ISBN 978-951-38-7482-7 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Projektinumero 42205
Julkaisuaika Huhtikuu 2010	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 82 s. + liitt. 29 s.
Projektin nimi PAP-jatko	Toimeksiantaja(t) Työ- ja elinkeinoministeriö	
Avainsanat Nuclear power, energy system, electricity market, economics, scenarios	Julkaisija VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4520 Faksi 020 722 4374	



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 141
VTT-WORK-141

Author(s) Juha Forsström, Esa Pursiheimo, Veikko Kekkonen & Juha Honkatukia		
Title Energy system, electricity market and economic studies on increasing nuclear power capacity		
Abstract Objective of this research project is to examine effects of addition of nuclear capacity from three different angles by using energy system, electricity market and economic analysis. In each area the analysis is based on computational methods. Finland is a member of Nordic electricity market which is further connected to networks of Continental Europe and Russia. Due to the foreign connections Finland has been able to import inexpensive electricity from its neighboring countries and this state is expected to continue. Addition of nuclear capacity lowers electricity import demand, affects level of electricity price decreasingly and decreases shortfall of installed production capacity. Substantial additions of nuclear power capacity and generous import supply have disadvantageous effect on profitability of combined heat and power production. The development of import possibilities depends on progression of difficult-to-estimate balance between electricity consumption and production in the neighboring countries. Investments on nuclear power increase national product during the construction phase. Growth of employment is also rather significant, especially during the construction phase. In the long term permanent jobs will be created too. Increase of employment is held back by increasing real wages, but it is though evident that consumer purchasing power is improved due to these nuclear power developments.		
ISBN 978-951-38-7482-7 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Series title and ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Project number 42205
Date April 2010	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 82 p. + app. 29 p.
Name of project PAP-jatko	Commissioned by Ministry of Employment and Economy	
Keywords Nuclear power, energy system, electricity market, economics, scenarios	Publisher VTT Technical Research Centre of Finland P. O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4520 Fax +358 20 722 4374	

Alkusanat

Tässä raportoitava hankekokonaisuus on syntynyt työ- ja elinkeinoministeriön tilauksesta. Hankkeiden tarkoituksena on ollut selvittää ydinvoiman lisärakentamisen vaikutuksia Suomen energia- ja kansantalouteen. Työn tulokset palvelevat ydinvoiman lisärakentamiseen liittyvää päätöksentekoa.

Ydinvoimahankkeiden energia- ja kansantaloudellisten vaikutuksia on arvioitu kolmessa osahankkeessa. Energiajärjestelmävaikutuksia ovat arvioineet Juha Forsström ja Esa Pursiheimo VTT:stä, sähkömarkkinavaikutuksia Veikko Kekkonen VTT:stä ja kansantaloudellisia vaikutuksia Juha Honkatukia VATTista. Työ- ja elinkeinoministeriöstä työhön ovat osallistuneet Pekka Tervo, Jaana Avolahti, Timo Ritonummi ja Arto Lepistö.

Työn tekijät vastaavat hankkeiden tuloksista ja johtopäätöksistä.

Espoo 31.3 2010

Tekijät

Sisällysluettelo

Alkusanat	5
1. Johdanto	9
2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu	10
2.1 Sähkön tuotantoympäristö	10
2.2 Energiajärjestelmän mallintamisesta.....	13
2.3 Skenaariot.....	15
2.4 Tulokset	18
2.4.1 Sähkön käyttö	19
2.4.2 Sähkön tuotanto	21
2.4.3 Päästöt	24
2.4.4 Energian loppukäyttö ja uusiutuvan energian tuotanto.....	26
2.4.5 Uusiutuvan energian käyttö sektoreittain.....	26
2.4.6 Primäärienergian käyttö	29
2.4.7 Puun käyttö energiantuotannossa	31
2.5 Epävarmuuksia	33
3. Sähkömarkkinavaikutukset	36
3.1 Menetelmät	36
3.1.1 Sähkömarkkinamalli	36
3.1.2 Sähkön tuotantokapasiteetin riittävyys	38
3.1.3 Ydinkaukolämmön vaikutukset.....	38
3.2 Skenaariot.....	38
3.3 Tulokset	41
3.3.1 Pohjoismainen tasapaino	41
3.3.2 Sähkön systeemihinta	43
3.3.3 Suomen sähkötase.....	47
3.3.4 Pohjoismainen tase	54
3.3.5 Päästöt ja RES	57
3.3.6 Lisäydinvoiman vaikutus Suomen sähköntuotantokapasiteetin riittävyyteen.....	59
3.3.7 Ydinkaukolämmön mahdollisia vaikutuksia	67
4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen.....	71

5. Yhteenveto	77
5.1 Energiajärjestelmätarkastelu.....	77
5.2 Sähkömarkkinatarkastelu.....	78
5.3 Kansantaloudellinen tarkastelu	79
Lähdeluettelo	81
Liitteet	
Liite A	1
Liite B	1

1. Johdanto

Suomessa kulutetusta sähköstä yli neljännes tuotetaan ydinenergialla. Maassa toimii neljä ydinvoimalaa, ja toukokuussa 2002 eduskunta otti myönteisen kannan viidennen ydinvoimalaitosyksikön rakentamiseen. Tämä Olkiluotoon rakennettava kolmosyksikkö valmistunee 2010-luvun alkuvuosina.

Työ- ja elinkeinoministeriöön on jätetty vuosina 2008–2009 kolme periaatepäätöshakemusta (PAP-hakemusta) koskien uusia ydinvoimalaitosyksiköitä. Valtioneuvoston on tarkoitus päättää niistä vuoden 2010 aikana. Mahdolliset periaatepäätökset edellyttävät eduskunnan vahvistusta. Hakijat ovat seuraavat:

- Teollisuuden Voima Oyj (TVO) jätti 25.4.2008 valtioneuvostolle periaatepäätöshakemuksensa Olkiluoto 4 -nimisen ydinvoimalaitosyksikön rakentamisesta Eurajoen Olkiluotoon.
- Fortum Oyj ja Fortum Power and Heat Oy jättivät 5.2.2009 valtioneuvostolle periaatepäätöshakemuksensa ydinvoimalaitosyksikön rakentamisesta Loviisaan.
- Fennovoima Oy jätti 14.1.2009 valtioneuvostolle periaatepäätöshakemuksensa ydinvoimalaitoksen rakentamisesta Pyhäjoelle, Ruotsinpyhtäälle tai Simoon. Fennovoima muutti 11.12.2009 periaatepäätöshakemustaan jättämällä Ruotsinpyhtään pois sijoituspaikkavaihtoehdoistaan.

PAP-hakemuksen käsittelyssä halutaan varmistua erityisesti siitä, että voimalaitoshanke on yhteiskunnan kokonaisedun mukainen. Tämä raportti ei ota kantaa tähän kysymykseen vaan kuvaa ydinvoiman lisärakentamisen energia- ja kansantaloudellisia vaikutuksia.

VTT:n ja VATTin muodostama selvityskokonaisuus muodostuu kolmesta osasta. Niissä selvitetään ydinvoiman lisärakentamisen vaikutuksia pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin (luku 3), Suomen energiajärjestelmään (luku 2) ja kansantalouteen (luku 4). Kaksi ensin mainittua osaa kuuluu VTT:n selvityskokonaisuuteen. VATT vastaa kansantalouden vaikutusten arvioinnista. Työt liittyvät toisiinsa siten, että sähkömarkkinaselvitys tuottaa sähkölle hintatason, jota käytetään tuontisähkön hintana, ja energiajärjestelmäanalyysi tuottaa kapasiteetin kehitysarvion, jota taas käytetään hinta-arvion laatimiseen. Kun iteratiivinen prosessi on saatu päätökseen, energiajärjestelmämallin tuloksia käytetään edelleen VATTin tasapainomallissa kansantaloudellisten vaikutusten selvittämiseksi.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

2.1 Sähkön tuotantoympäristö

Suomi on osa pohjoismaista sähkömarkkinaa, ja sähkön tuontimahdollisuudet syntyvät tällä markkinalla toimivien tuottajien ja kuluttajien vuorovaikutuksessa. Pohjoismaiselle sähkömarkkinalle on ominaista suuri vesivoiman osuus, mikä tarkoittaa tuotantokyvyn voimakasta vaihtelua vesivuosien mukaan. Jäljempänä raportoitavat energiajärjestelmämalliin perustuvat analyysitulokset on laskettu normaalivesivuoden mukaisina. Vesivuosien vaihtelut ja vastaavat epävarmuudet huomioidaan erillisin pohdinnoin.

Pohjoismainen sähkömarkkina on kytköksissä Euroopan mantereeseen, Venäjään ja Baltian maihin. Näiden yhteyksien oletetaan vahvistuvan tulevina vuosikymmeninä /Nordel annual statistics, 2009/, ja ne vaikuttavat osaltaan pohjoismaisen sähkön hintatasoon. Mallilaskelmissa Venäjän sekä Baltian yhteyksien vuotuinen nettovienti on rajoitettu välille $-2 \text{ TWh} \dots 2 \text{ TWh}$, yhteensä siis $\pm 4 \text{ TWh}$. Suomen tuonti ja vienti Ruotsiin on mallilaskelmissa rajoitettu toteutettavissa olevaan 15 TWh :n määrään. Yhteensä Suomeen voi olla tuontia 19 TWh vuodessa. Tuonnin määrä toteutuu hintasuhteiden mukaan. Yhteydet toimivat molempiin suuntiin, mikä edesauttaa hintatasojen yhdentymistä – Pohjoismaissa se tarkoittaa sähkön hintatason nousua ja vesivuosien vaihtelun merkityksen vähentymistä. Länsinaapureiden lisäinvestoinnit sähköntuotantoon eivät välttämättä merkitse Suomen tuontimahdollisuuksien kasvua, jos siirtoyhteydet pohjoismaisen markkina-alueen ulkopuolelle paranevat. Tulevaisuuden arvioihin kehitys Baltian maissa, Puolassa, Saksassa ja Hollannissa vaikuttaa yhä enemmän. Tarkastelualueen rajoja on tulevaisuudessa siirrettävä markkinoiden yhdentymisen edetessä yhä kauemmas.

Suomen sähköntuotantotilanteen tarkastelussa huomioidaan kaikki Pohjoismaat, koska Suomi on osa pohjoismaisia sähkömarkkinoita. Baltian maat liittyvät tulevaisuudessa osaksi tätä markkinaa, minkä vuoksi Suomen tuonti ja vienti Viroon muuttuu Suomen ja Ruotisin vaihdannan kaltaiseksi markkinoiden sisäiseksi siirroksi. Venäjän tuonti säilyy tuontina Suomeen ja samalla koko markkinalle.

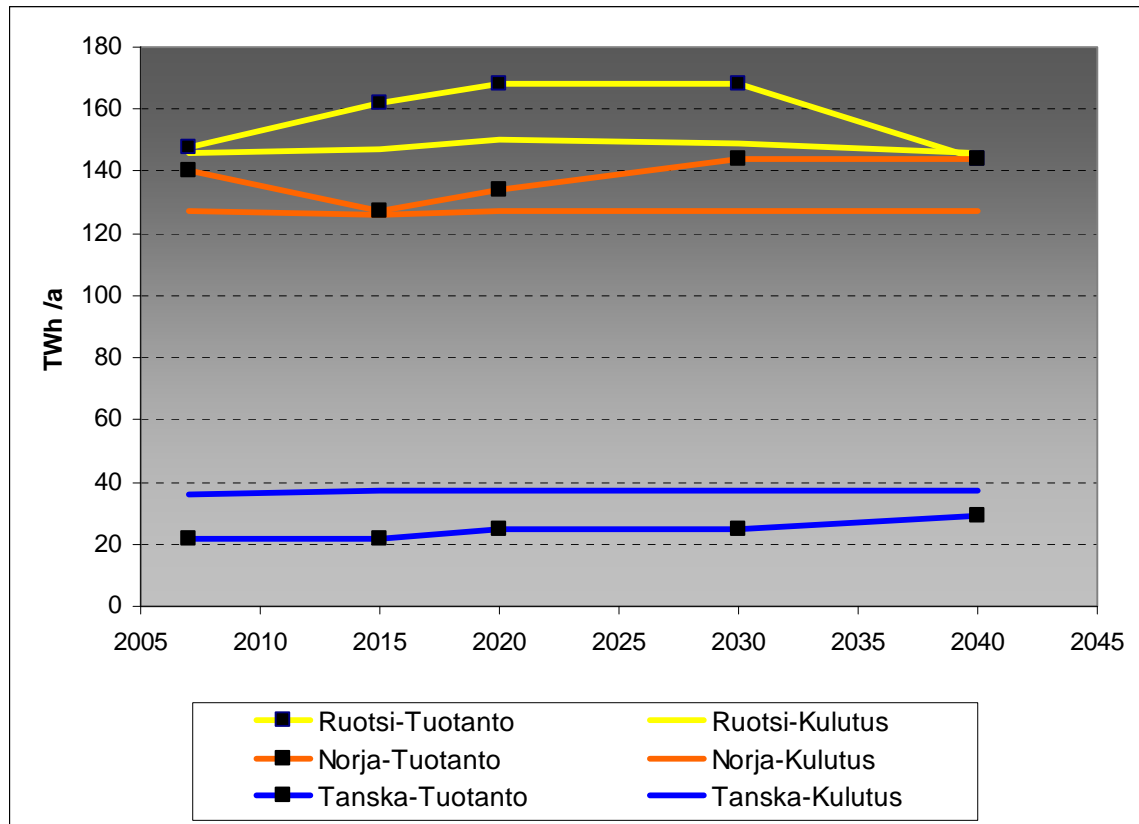
Sähköntuotantokapasiteetit muissa Pohjoismaissa arvioidaan Nordic Energy Perspectives (NEP) -selvityksen¹ perusteella. Nykytilanteeseen nähden merkittävimmän muutoksen aiheuttaa se, että Ruotsista ja Norjasta tulee suunnitelmien mukaan tarkastelujakson aikana uusiutuvan sähköntuotannon lisärakentamisen vuoksi sähkön ylituotantoalueita (kuva 1). Uusi tuotantokapasiteetti on pääosin tuulivoimaa mutta jossain määrin myös vesivoimaa ja uusituvalla polttoaineella tuotettua yhteistuotantosähköä.

Sähkön tuotantomuodot jaetaan kahteen osaan, perustuotantoon ja täydentävään tuotantoon. Perustuotantomuodot ovat muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullisia ja ajojärjestyksessä ensisijaisia tuotantomuotoja. Näitä ovat vesivoima, yhteistuotantovoima, ydinvoima ja tuulivoima. Perustuotantolaitoksille on tyypillistä, että niiden tuotantoa ei voi ohjata vapaasti. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tuulen mukaan, ydinvoimaa tuotetaan maksimikapasiteetilla, yhteistuotantosähkön määrä noudattaa lämmönkulutusta ja varastoihin liittymätöntä vesivoimaa tuotetaan joen virtauksen mukaan. Perustuotantomuodot eivät suoraan osallistu markkinahinnan muodostamiseen ja tasapainon ylläpitoon. Ne tuottavat pääsääntöisesti energiaa, eivät tehoa. Yllä mainittu pätee vesivoimaan vain osittain, sillä osa siitä on ohjattavuudeltaan kaikkein paras tuotantomuoto.

Täydentävät (säätävät, tasapainottavat) tuotantomuodot huolehtivat tuotannon ja kulutuksen jatkuvasta yhtäsuuruudesta. Näitä ovat osa vesivoimasta, konventionaalinen lauhdutusvoima, moottorivoimalaitokset ja kaasuturbiinivoimalat. Näille tuotantomuodoille on tyypillistä perustuotantomuotoja korkeammat muuttuvat tuotantokustannukset, edullisemmat investointikustannukset ja parempi säädettävyys. Ne ovat välttämätön osa voimajärjestelmän kokonaisuutta.

¹ <http://www.nordicenergyperspectives.org/>

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 1. Sähkön kulutusskenaariot Pohjoismaissa ja perusvoimatuotanto NEP-selvityksen mukaan.

Ruotsissa sähkön ylituotanto poistuu ydinvoimalaitosten tullessa käyttöikänsä päähän tarkastelujakson lopulla. Tämä muutos tapahtuu samoihin aikoihin kuin Suomen nyt olemassa olevan ydinvoimakapasiteetin poistuma. Se merkitsee suurta rakenteellista muutosta koko Pohjoismaiden alueella.

Sähkömarkkina-alueen laajentuminen tasoittaa hintaeroja eri markkinoiden välillä. Pohjoismaissa on tyypillisesti ollut alhaisempi hintataso kuin Manner-Euroopassa, mikä tarkoittaa, että hintataso täällä tulee nousemaan yhdentymiskehityksen vuoksi. Laajemman alueen sähköntuotannon taloudellinen tehokkuus paranee yhdentymiskehityksen seurauksena, jos sähkön hintataso on keskimäärin alhaisempi laajentumisen jälkeen kuin sitä ennen. Hyvinvointi muutoksen seurauksena lisääntyy, jos yhteenlasketut hyödyt ylittävät haitat. Mutta hyödyt ja haitat kohdistuvat eri tahoille. Hyötyjiä ovat kuluttajat, joiden sähkö muuttuu halvemmaksi (Saksa, Hollanti, ...), ja kärsijöitä ne, joiden sähkö kallistuu (pohjoismaiden kuluttajat). Tuottajien hyödyt ja haitat kohdentuvat päinvastoin kuin kuluttajien. Järjestelmätasolla yhdistymiskehityksen hyödyksi voidaan ajatella lisääntynyt toimitusvarmuus siinä määrin kuin siirtomahdollisuudet ovat realisoitavissa tarpeen ilmetessä.

2.2 Energiajärjestelmän mallintamisesta

Laskenta-analyysissä käytettävä TIMES-energiajärjestelmämalli /Loulou et al. 2005/ huomioi koko energiajärjestelmän. Koska ydinvoiman lisärakentaminen liittyy juuri sähkön tuotantoon, seuraavassa esitellään lyhyesti sähköntuotantoon liittyviä kysymyksiä.

Sähkön tuontimahdollisuudet ja tuontihinta lasketaan pohjoismaista sähkömarkkinaa kuvaavalla MH-mallilla (luku 3). Nämä tulokset syötetään Suomea kuvaavaan energiajärjestelmämalliin, jolla tulevaisuusurien energianhankintavaihtoehdot optimoidaan. Suomea kuvaavan energiajärjestelmämallin kannalta oleellisia yhteyksiä ovat vain Suomen vienti- ja tuontiyhteydet naapurimaihin. Tämän mukaisesti yhteydet Venäjälle, Viroon ja Ruotsiin huomioidaan järjestelmätarkastelussa, ja sähkön kulkusuunta perustuu vaihdannan taloudelliseen kannattavuuteen.

Kaikki sähkön tuottajat ja kuluttajat ovat kytköksissä toisiinsa sähköverkon välityksellä. Todellisen sähköverkon välityskyky on rajallinen, minkä vuoksi eri laitosten kuormittaminen voi poiketa siitä, mikä se olisi ilman oletusta verkon ideaalisesta välityskyvystä. Pohjoismaisen sähkömarkkinan systeemihinta lasketaan olettaen verkko riittävän vahvaksi. Näin tehdään myös MH-mallissa.

Sähkön tuotannonohjauksen kannalta nimetään kolme erimittaista ajanjaksoa. Ne ovat seuraavat (suluissa aikajänteen pituus): *hetkellinen* (alle tunti); *lyhyt* (tunnista päivään (viikkoon)); ja *pitkä* (vuosista vuosikymmeneen). Kullakin jaksolla tuotanto-ongelma on erilainen. Lyhyt jakso voi pidentyä viikon mittaiseksi heijastellen perinteisen lauhdutusvoimalaitoksen käynnistyspäättöstä, jossa peukalosääntönä on minimissään viikon mittainen ajojakso.

Tuntia lyhyemmät tarkastelujaksot keskittyvät hetkellisen tehotasapainon ylläpitoon. Pohjoismaissa normaalitilanteen tasapaino saavutetaan pääosin vesivoimaa ohjaamalla. Vesivoima on tehontuottokykynsä ansiosta ideaalista kapasiteettia tällaiseen tarkoitukseen. Tarpeen mukaan tasapainottamiseen osallistuvat kaikki muutkin laitokset sijaintinsa ja säätökykynsä mukaisesti. Eri laitosten säätötarpeeseen ei vaikuta yksistään voimalaitosten tila vaan myös siirtojärjestelmän kyky välittää tarvittava teho oikeaan paikkaan. Tämän aikavälin ongelmakenttä ei kuulu miltään osin tämän selvityksen piiriin.

Lyhyellä aikavälillä kustannukset minimoituvat, kun voimalaitosten ajojärjestys on sellainen, että olevassa oleva tuotantokoneisto otetaan käyttöön kustannusjärjestyksessä. Pohjoismainen sähkön spot-pörssi toteuttaa tätä tehtävää. Ajojärjestyksen mukainen systeemihinta lasketaan ilman siirtojärjestelmän rajoituksia, mutta toteutuvaan ajojärjestykseen vaikuttavat niin tuotantolaitosten ominaisuudet kuin myös siirtojärjestelmän rakenne ja tehotasapainon ylläpidon varmistaminen. Sen vuoksi markkina-alue jakautuu toisinaan erillisiin hinta-alueisiin.

Pitkällä aikavälillä erityyppisten voimalaitosten kapasiteettien kasvattamisen tulisi tapahtua siten, että tuotantojärjestelmän rakenne olisi mahdollisimman edullinen kulutuksen määrän ja vaihteluiden kannalta. Perustuotantomuotojen laajentamista, sikäli kuin se ylipäättään

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

on mahdollista, rajoittaa jokin sähköjärjestelmän ulkopuolinen tekijä. Vesivoimatuotannon laajentamisella on luonnonolosuhteista johtuen rajansa, ja sitä on rajoitettu myös lakiteitse: Rakentamattomia koskia ei ole enää kovin paljon, ja nekin on pääasiassa suojeltu niin Suomessa kuin Pohjoismaissa. Yhteistuotannon laajentamista rajoittaa lämpökuorman määrä. Suomessa teollisuuden lämpökuormat ovat tuotantomuutosten myötä vähenemässä, eikä kaukolämpökuormakaan kasvane. Yhteistuotantosähkön määrää voi kasvattaa uutta tekniikkaa soveltamalla, mutta siihen liittyy sekä tekniikan kehittämistä että taloudellisuutta koskevia epävarmuuksia. Ydinvoima on poliittisesti arkaluontoinen kysymys koko maailmassa, ja sen rakentamista säädellään. Nyt Suomessa voimayhtiöillä on mahdollisuus ydinvoimakapasiteetin kasvattamiseen, mutta yleisesti ottaen ydinvoiman lisärakentaminen on hyvin rajoitettua. Tuulivoiman vajavainen ohjattavuus rajoittaa tuotannon laajuutta. Ongelmattoman laajentamisen ylärajana pidetään yleisesti 10 %:n osuutta tuotetusta energiasta. Tuulivoiman rakentaminen on toistaiseksi kilpailukykyistä vain tuettuna – se on siis tuki-toimiin rajoittunut tuotantomuoto.

Energiajärjestelmätarkastelussa huomioidaan koko energiajärjestelmä: eri energialähteet, energian muuntoprosessit ja tekniikat, energian siirto ja jakelu sekä kaikki energiaa käyttävät sektorit. Järjestelmämallitarkastelujen vahvuus on siinä, että ne huomioivat koko energiajärjestelmän. Tarkastelussa oleva kokonaisuus on toimiva, kulutuksen ja tuotannon vuorovaikutukset huomioiva järjestelmä. Näin yhdellä sektorilla tehtävät muutokset heijastuvat vuorovaikutusten kautta koko energiasysteemiin ja tulevat huomioon otetuiksi.

Sähköntuotannon pitkän aikavälin tarkastelut liittyvät oleellisilta osiltaan pitkän aikavälin kapasiteettiongelman optimaaliseen ratkaisuun. Yksittäisen vuoden kuvaus huomioi kulusvaihtelut vuodenaikatasolla tilastollisesti. Lyhytaikaisen tehotasapainon ylläpidon ja päivittäisen ajojärjestyksen laadinnan ongelmia tarkastellaan vain karkeasti. Sähköjärjestelmän tasapainon ylläpidosta kilpailevat perinteinen lauhdutusvoima ja sähkön tuonti siirtoyhteyksien rajoissa.

Energiajärjestelmämallissa ei kuitenkaan tarkastella pelkästään sähkön tuotantovaihtoehtoja vaan niiden rinnalla ja samanarvoisina käsitellään energian käytön tehostamisen investointeja. Kullekin energiaa käyttävälle sektorille on määritelty suuri joukko erilaisia energian käytön tehostamistoimia. Ne otetaan käyttöön, jos käytön tehostaminen on energian tuotamista edullisempaa. Energiajärjestelmämalleilla on pyrkimys edistää energian säästötoimenpiteitä todellisuutta voimakkaammin. Tämä johtuu siitä, että mallissa säästötoimet asetuvat tuotantoinvestointien rinnalle samanveroisina ja mallin ”päätöksentekijöillä” on käytössään täydellinen informaatio. Tosielämässä säästötoimien toteutumiselle on erilaisia esteitä, muun muassa tiedon puutetta, kilpailevia hankkeita sekä erilaisia ns. transaktiokustannuksia, jotka vaikuttavat säästötoimien toteutukseen.

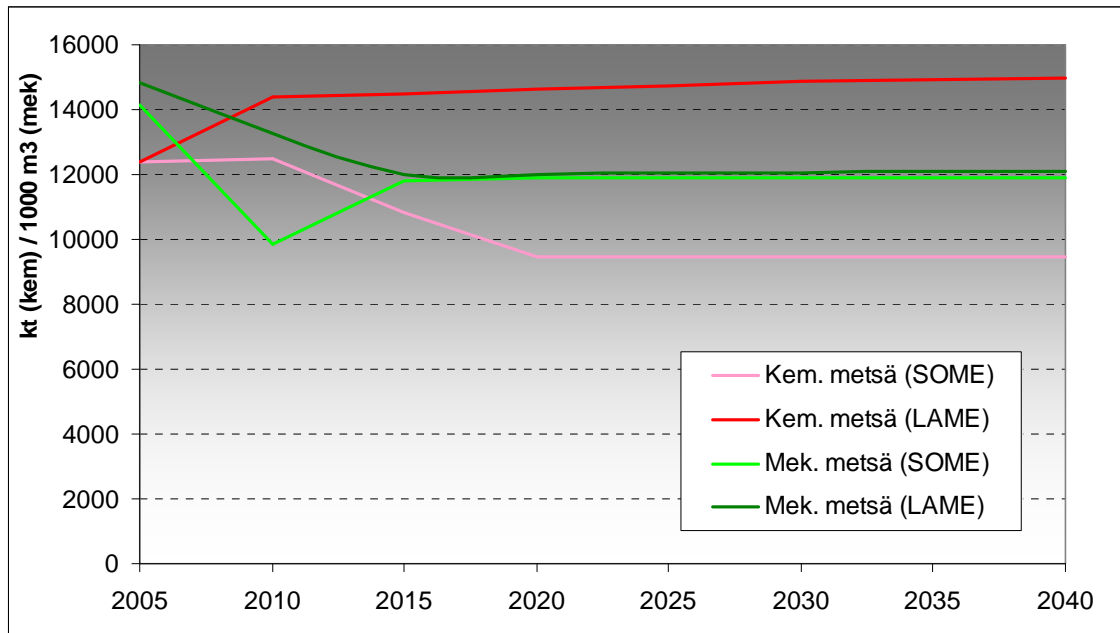
2.3 Skenaariot

Energian kulutuksen arvioinnin keskeiset oletukset koskevat talouden rakennetta ja sen kehitystä sekä energian hintojen kehitystä samoin kuin teknologian kehittymistä ja sen vaikutusta energian käytön tehokkuuteen. Energian käytön kehittymisarvioissa nojaututaan tuoreeseen työ- ja elinkeinoministeriön selvitykseen *Energian kysyntä vuoteen 2030 /TEM 2009/*. Selvityksen luvut muodostavat lähtökohdan tässä tehtäville laskelmille. Tämä tarkoittaa, että kunkin energiamuodon käyttö vähenee tai kasvaa em. selvityksen arvoista, kun tavoitellaan kokonaisuuden kannalta edullisinta ratkaisua.

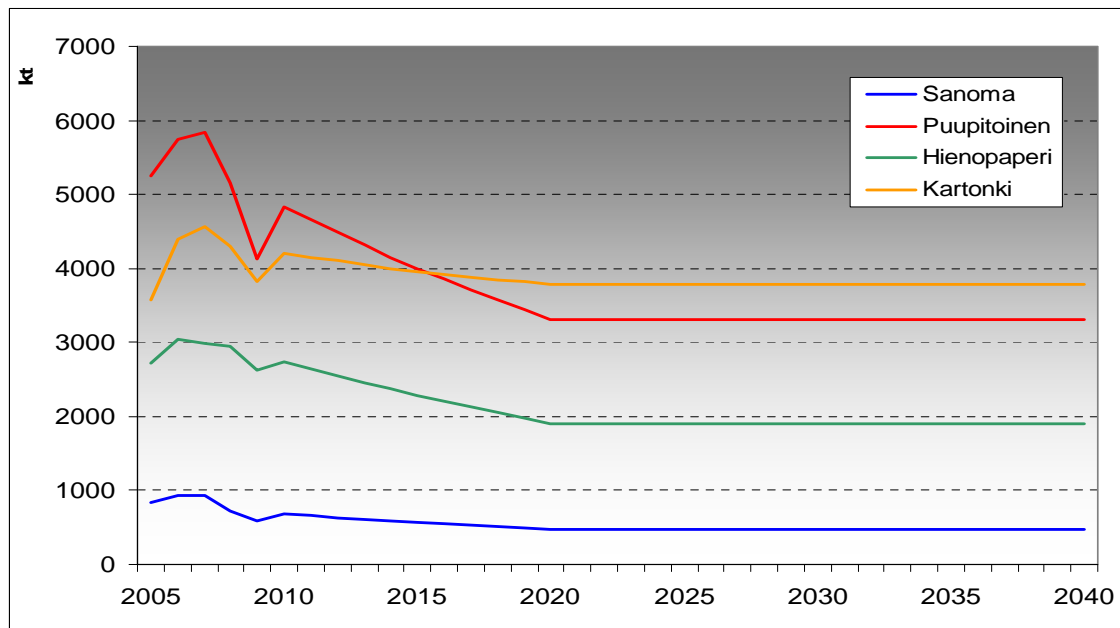
Edessä olevan kahden vuosikymmenen aikana sähkön kysyntään vaikuttaa eniten kemiallisen metsäteollisuuden tuotannon kehittyminen. Tässä tarkastellaan kahta erilaista sähkön kysynnän uraa, joita erottaa paperi- ja kartonkituotannon laajuus. *Sopeutuvan metsäteollisuuden skenaario (SOME)* kuvaa teollisuuden hitaamman kehityksen uran, jonka keskeisin piirre on kemiallisen metsäteollisuuden tuottamien tonnimäärien pieneminen lamaa edeltäneeltä tasolta. *Laajenevan metsäteollisuuden skenaario (LAME)* perustuu perinteisempään näkemykseen jatkuvasti kasvavista paperin tuotantomääristä. Mekaanisessa metsäteollisuuden tuotannot eroavat vertailtavissa skenaarioissa vain ohimenevästi, sillä tuotantomäärät asettuvat samoiksi vuonna 2015 ja pysyvät samoina siitä lähtien. Muu teollisuus kehittyy SOMEssa keskimäärin aavistuksen hitaammin kuin LAMEssa. Energian käytön kannalta ero on kuitenkin olematon.

Kuva 2 havainnollistaa skenaarioiden keskeiset eroavaisuudet. Paperintuotannon tarkempi esitys SOME-skenaariossa (kuva 3) kertoo, että kartongin tuotanto pitää pintansa hyvin verrattuna muihin paperilaatuihin. Puupitoinen painopaperi kärsii rakennerationaalisoinnista ankarimmin. Perinteisen paperintuotannon rinnalle on molemmissa skenaarioissa arvioitu muodostuvan vuodesta 2020 lähtien uusien innovatiivisten kuitutuotteiden tuotantoa siten, että vuonna 2030 kyseinen tuotanto kuluttaisi 2 TWh sähköä.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 2. Metsäteollisuuden tuotantourat SOME- ja LAME-skenaariossa.



Kuva 3. Paperintuotannon ura sopeutuvan metsäteollisuuden skenaariossa.

Tarkastelun *skenaarioparametreina* ovat sekä uusien ydinvoimayksiköiden lukumäärä että päästöoikeuden hinta. Yhden ydinvoimayksikön koko on 1 700 MW, ja se tuottaa vuodessa energiaa noin 14 TWh. Vaikutus on paikkakunnasta riippumatta sama, joten paikkakuntaa ei tarvitse ottaa skenaarioparametriksi. Lisäydinvoimaa rakennetaan nolla,

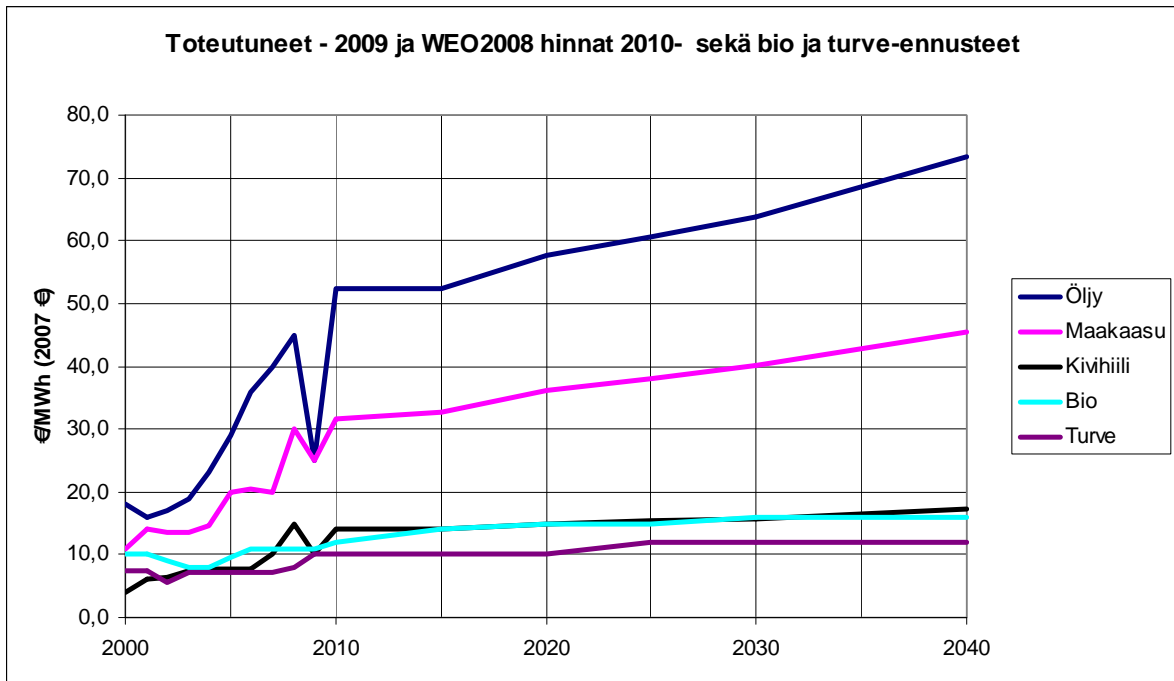
yksi tai kaksi yksikköä. Uudet ydinvoimayksiköt valmistuvat vuosina 2020 ja 2025. Päästöoikeuden hintana käytetään joko 30 tai 50 €/ton(CO₂). Näitä skenaarioparametrien mukaan erottuvia laskentavaihtoehtoja kutsutaan tapauksiksi. Molemmille kysyntäskenaarioille lasketaan kunakin laskentavuotena kuusi (3 x 2) tapausta.

Energian tuotantorakenteen kehittyminen perustuu kustannusten minimointiin yli tarkastelujakson. Sähkön ja lämmön yhteistuotantoa laajennetaan tai supistetaan niin teollisuudessa kuin kaupungeissakin kilpailukyvyn mukaan. Sama pätee konventionaalisen lauhdutusvoiman kehittymiseen. Vesivoimaa ei Suomessa juurikaan voi lisätä. Tuuli-voiman määrä on kiinnitetty 6 TWh:n määrään vuonna 2020. Sen määrä kasvaa siitä vielä 2 TWh vuoteen 2050 mennessä.

Vuosi 2020 on aivan erityinen vuosi siksi, että RES-2020-direktiivin määräykset uusiutuvien liikennepolttonesteosuudesta, uusiutuvien tuotantomuotojen loppukäyttöosuudesta ja loppukulutuksen määrästä tulee silloin täyttää. Lisäksi päästökauppaan kuulumattomien sektoreiden päästöille on EU-tasolla asetettu yläraja. Nämä tekijät paaluttavat tiukat rajat, joiden sisältä ratkaisujen on löydettävä.

Eri energiantuotantotapojen kilpailukyky muuttuu polttoainehintojen mukaan. Oheisessa kuvassa 4 on esitetty laskelmissa käytetyt polttoainehinnat /IEA, 2008/. Öljy ja maakaasu kallistuvat ripeästi mutta muut polttoaineet paljon maltillisemmin.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 4. Polttoainehinnat.

Tarkastelun aikajänne ulottuu nykyhetkestä vuoteen 2040. Tarkastelujakso voidaan jakaa kahteen osaan: noin vuoteen 2030 ulottuvaan ensimmäiseen jaksoon ja sen jälkeiseen kymmenvuotisjaksoon. Ensimmäinen jakso kestää niin pitkään kuin nykyiset ydinvoimayksiköt ovat nykytiedoin mukana tuotannossa. Vuoden 2028 jälkeen nykyiset ydinvoimayksiköt poistuvat käytöstä yksi toisensa jälkeen siten, että vuonna 2040 on jäljellä vain nyt rakenteilla oleva Olkiluoto 3, jollei uusia yksiköitä rakenneta tai nykyisten käyttöaikoja jatketa. Ruotsin ydinvoimalaitoksista vanhimmat tulevat käyttöikänsä päähän suunnilleen samassa aikataulussa, joten koko pohjoismaisen sähkömarkkinan tuotantotilanne muuttuu aivan oleellisesti 2030-luvulla.

2.4 Tulokset

Tuloksia tarkastellaan seuraavassa aina vuoteen 2040 saakka. Vuotta 2040 voi kutsua vaikkapa visiovuodeksi, koska sen kuvaama tilanne on jo kolmen vuosikymmenen ja suurten investointipäätösten takana. Se on sisällytetty tarkasteluun siksi, että se kuvaa, mitä energian kulutukselle ja tuotannolle tapahtuu, kun nykyisen kehityksen uraa jatketaan pitkälle. Tuotanto perustuu laskelmissa osittain tulevaisuuden tuotantotekniikoille, joiden käyttöönotto edellyttää pitkäaikaista ja määrätietoista kehitystyötä. On vaikea arvioida, millaisten tekniikoiden kehittämiseen panokset todellisuudessa kohdennetaan ja millaisia tuloksia ne saavat aikaan.

Keskeinen tulos on energian kysynnän tyydyttäminen minimikustannuksin. Energian kysyntä tyydytetään sen hankinnalla, siis omalla tuotannolla ja tuonnilla. Kaikki muut jatkossa esitettävät tulokset, kuten päästömäärä, uusiutuvien osuus jne., ovat kysyntä-tarjonta-tasapainon piirteitä. Näille piirteille voidaan asettaa ylä- tai alarajoja, ja myöhemmin esitettävät tulokset ovat sellaisia, joissa nämä rajoitteet on huomioitu. Energian kulutusta ja tuotantoa tarkastellaan samoin periaattein, jolloin energian säästö on aidosti tuotantoinvestoinnin vaihtoehto.

2.4.1 Sähkön käyttö

Kuvat 5 ja 6 esittävät sähkön kokonaiskulutuksen ja sen jakautumisen kulutusluokkiin eri tapauksissa². Kunakin vuonna tarkastellaan kuutta tapausta: ydinvoimaa lisätään 0, 1 tai 2 yksikköä, ja päästöoikeus maksaa joko 30 tai 50 eur/ton.

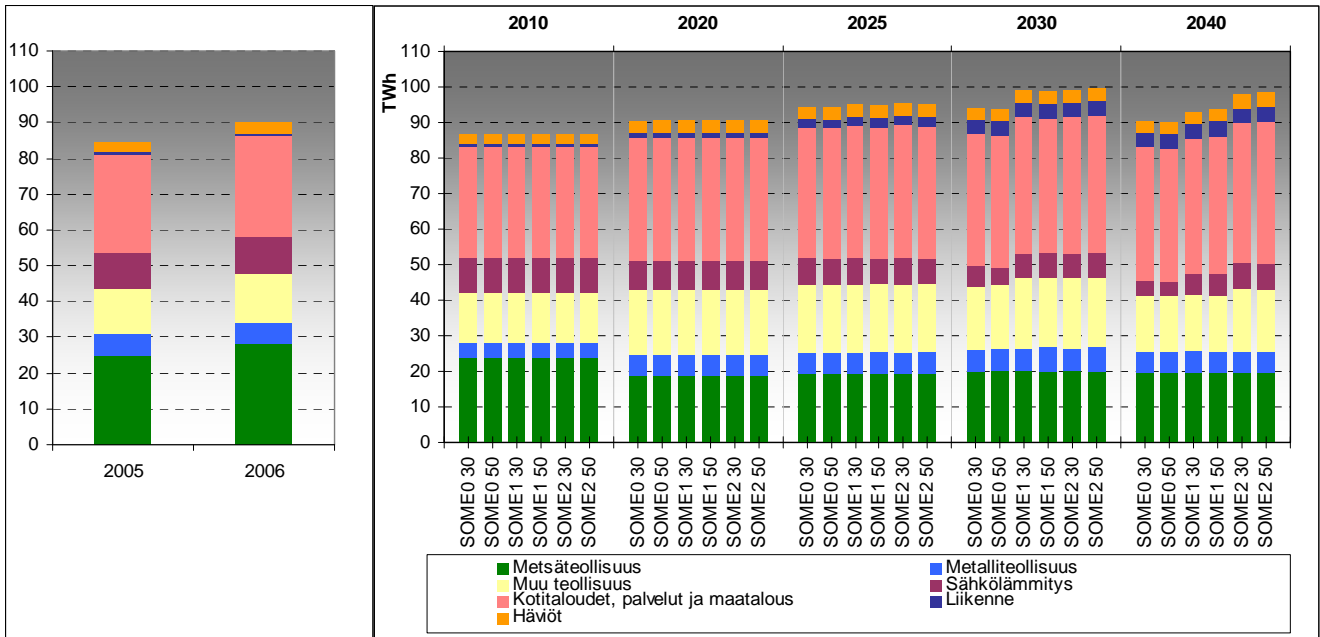
Molemmissa skenaarioissa sähkön käyttö kasvaa vuodesta 2010 vuoteen 2030. Teollisuuden sähköistyminen jatkuu koko tarkastelujakson ajan. Se tarkoittaa, että sähkön käytön määrä polttoainekäyttöön verrattuna kasvaa.

Vuonna 2010 SOME-skenaariossa sähkön käyttö putoaa lamasta johtuen vuoden 2006 tason alle mutta kääntyy sen jälkeen nousuun. LAME-skenaariossa sähkön käyttö jatkaa kasvuaan koko ajan. Päästöluvulle käytettyjen hintojen, 30 tai 50 eur/ton, hintaero osoittautui liian pieneksi, sillä se ei tuottanut merkittäviä eroja tapausten välille.

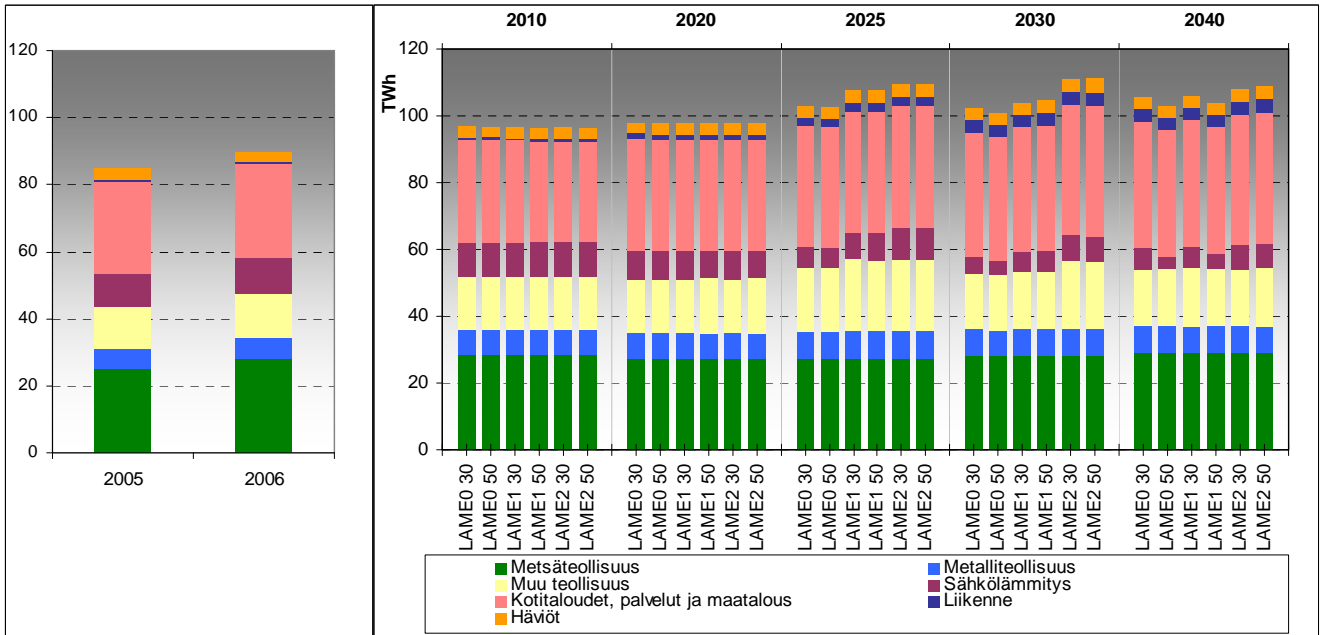
LAME-skenaariossa sähkön käyttö vuonna 2020 lisääntyy 98 TWh:iin. SOME-skenaariossa kulutus jää 91 TWh:iin vuodessa. Skenaarioiden kulutusero sähkössä vuonna 2010 on 10 TWh ja vuonna 2020 noin 7 TWh. Vuoden 2010 suurempi kulutusero johtuu energiaintensiivisten toimialojen tuotantoluvuista, joiden arvioitiin olevan saavutettavissa arvioiden tekohetkellä. Vuoden 2020 jälkeen kulutusurat skenaarioiden sisällä eriytyvät ydinvoiman lisärakentamisen mukaan. Ydinvoiman lisärakentaminen vaikuttaa sähkön hintaan ja sitä kautta sähkön markkinaosuuteen energian kysynnässä. Sähkön kulutuserot tapausten välillä kasvavat ajan myötä heijastaen tuotantorakenteen muutoksen aiheuttamaa sähkön hintaeroa.

² Nämä tulokset, samoin kuin muidenkin kuvien numeroarvot, löytyvät taulukkomuodossa liitteistä.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 5. Sopeutuvan metsäteollisuuden skenaarion sähkönkulutus. SOME 0 30 tarkoittaa SOME-skenaariota, jossa uutta ydinvoimaa on 0 yksikköä ja päästöoikeuden hinta on 30 eur/ton(CO₂).



Kuva 6. Laajenevan metsäteollisuuden skenaarion sähkönkulutus.

Metsäteollisuuden rakennemuutos jatkuu vuoteen 2020 saakka. Tällöin tuotannon oletetaan saavuttaneen ylläpidettävä taso. Skenaarioiden sähkönkulutus eroaa vain tason suh-

teen, mutta muutoin vakaaseen tahtiin etenevä ominaiskulutuksen väheneminen pienentää metsäteollisuuden sähkönkäyttöä. Metallien valmistuksessa tuotantotavat säilyvät nykyisinä. Mahdolliset tehostustoimet kohdistuvat valittujen menetelmien tehokkuuden parantamiseen.

Muu teollisuus kasvaa molemmissa skenaarioissa. Tämä pitää teollisuuden käyttämän sähkön määrän ennallaan tai kasvattaa sitä hieman 2020-luvun loppuun saakka. Sen jälkeen alkaa olemassa olevien ydinvoimalaitosten poistuminen, mikä nostaa sähkön hintaa. Muussa kuin energiaintensiivisessä teollisuudessa energia on pieni kustannuserä. Siitä huolimatta muu teollisuus investoi sähköä säästävään tekniikkaan ydinvoiman lisärakentamisen määrän mukaan vuoden 2020 jälkeen. Mallin toimijoilla tulevaisuus on täysin tiedossa, ja teollisuustoimialojen säästöinvestoinnit muodostavat energiantuotantoinvestointien aidon vaihtoehdon, koska malli hakee kaikkien toimien kustannusminimin. Se laskee energiansäästöinvestointien toteutuskynnystä tosielämään verrattuna. Uusien ydinvoimayksiköiden määrä vaikuttaa siihen, milloin säästöinvestoinnit toteutuvat. Visiovuonna 2040 teollisuuden kulutus on jo alemmalla tasolla kuin vuonna 2030. Muun teollisuuden sähkön kulutus ei juuri poikkea skenaarioiden välillä. Toiminnan laajenemisen myötä tehokkaampaa tekniikkaa otetaan käyttöön, mikä leikkaa sähkön kulutuksen kasvua.

Muilla sektoreilla kuin teollisuudessa merkittävin sähkön käytön muutos molemmissa skenaariossa on lämmityssähkön määrän väheneminen. Se menettää markkinaosuuttaan lämpöpumpuille ja puulle. Kotitalouksien ja palveluiden sähkön käyttö kasvaa tarkastelujaksolla kaikissa tapauksissa perusteiltaan samalla tavalla, vaikka tehostumista tapahtuu uutta teknologian käyttöönottamalla, esimerkiksi valaistuksessa.

2.4.2 Sähkön tuotanto

Energiajärjestelmätarkastelujen toinen keskeinen osa koostuu energian hankinnan optimoinnista. Hankinta koostuu omasta tuotannosta ja tuonnista. Lyhyellä aikavälillä kyse on olemassa olevien tuotantomuotojen kustannustehokkaasta käytöstä; pitkällä aikavälillä tarkastellaan lisäksi tuotannon rakenteen kehittymistä, siis investointeja.

Kuvat 7 ja 8 esittävät hankinnan muutokset skenaarioittain. Vesivoiman määrä kasvaa, mutta tuskin kuvasta havaittavaa määrää, koska hyödynnettävissä oleva potentiaali on pääosin jo käytetty. Tuulivoiman määrä lisääntyy nykytasosta merkittävästi rannikotuuvoimaloina: vuonna 2020 tuotanto on 6 TWh. Kasvu jatkuu siten, että se ei ylitä 10 %:a kulutuksesta.

Yhteistuotannon määrään vaikuttaa ensinnäkin lämpökuorman määrä ja toiseksi sovellettava tekniikka. Tulosten mukaan yhteistuotantosähkön määrä vähenee nykyhetkestä eteenpäin niin teollisuudessa kuin taajamissakin. Yhteistuotannossa kallis maakaasu korvautuu halvemmilla polttoaineilla, mikä samalla johtaa pienempään sähköntuotantoon muiden yhteistuotantomuotojen alhaisemmasta rakennusasteesta johtuen. Maakaa-

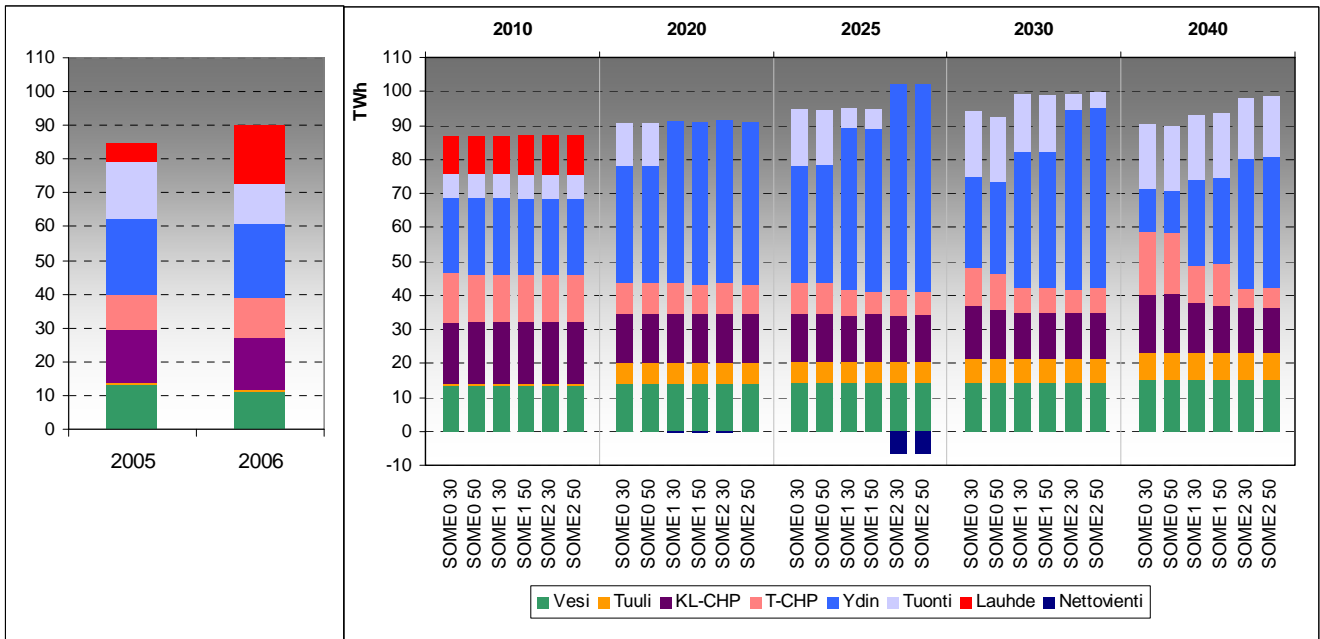
2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

sun käytön väheneminen näkyy selkeästi primäärienergiakuvassa 15. Teollisuuden yhteistuotantosähkön määrä kääntyy uudelleen kasvuun tarkastelujakson loppupuolella, kun tuontia ei voi enää lisätä mutta sähköä on tuotettava lisää. Mitä vähemmän uutta ydinvoimaa rakennetaan, sitä suurempi tarve teollisuuden yhteistuotannon laajentamiseen on. Lisääntynyt teollisuuden yhteistuotanto perustuu kaasun käyttöön kombivoimalaitoksissa. Kaasuna käytetään sekä maakaasua että kaasutettua mustalipeää. Mustalipeän kaasutuksen oletetaan kypsyvän tuotantokäyttöön vuosikymmenessä. Myös yhteiskuntien yhteistuotannon lisääntyminen tarkastelujakson lopulla perustuu maakaasun käyttöön palaamiseen. LAME-skenaariossa vuoden 2040 teollisuusyhteistuotantosähkön määrä varsinkin nollan ja yhden ydinvoimalayksikön skenaarioissa kasvaa tarkastelujakson lopussa todella suureksi, mikä heijastaa uhkaavan sähköniukkuuden sanelemaa luottamusta uusien teknologioiden käyttöönottoon.

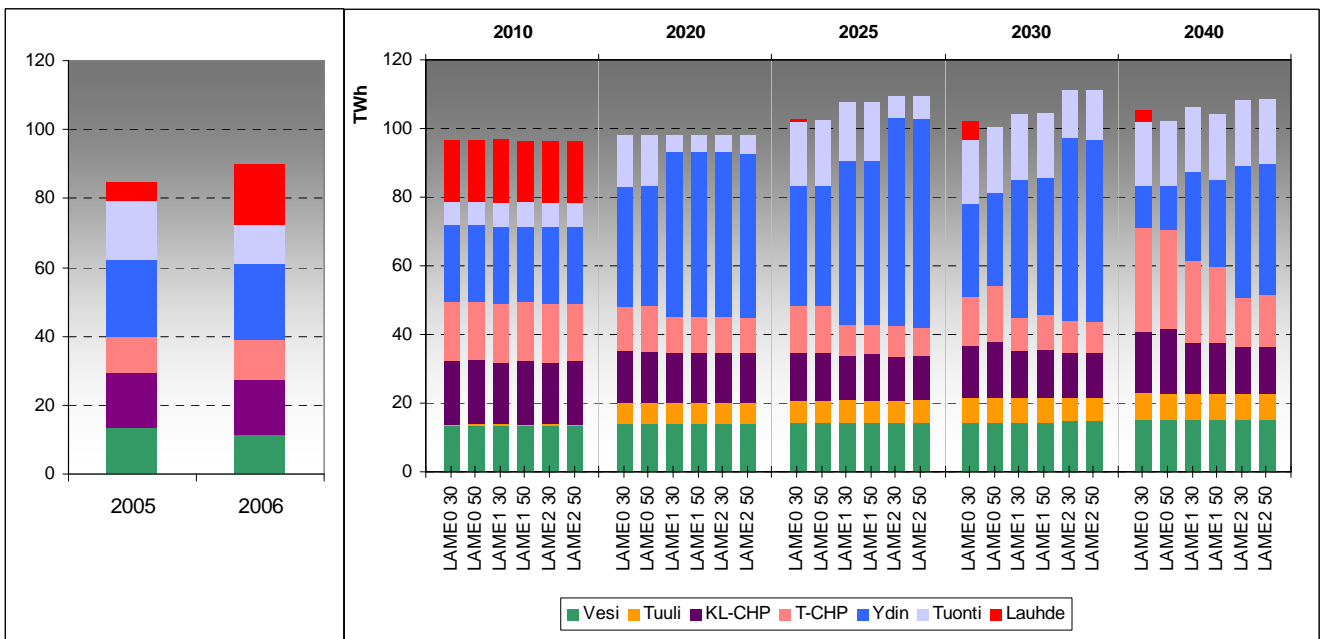
Yhteistuotannon korvautuminen tuonnilla vuoden 2010 jälkeen perustuu tuloksissa siihen, että laskentamallin päätöksentekijät tietävät, että sähköä on varmasti ja sitä on tuotavissa naapurimaista tunnettuun hintaan tehtyjen oletusten mukaisesti. Tosiasiassa tällaista varmuutta ei ole. Sähkön saatavuuden riskiä lisäävät paitsi epävarmuus naapurimaiden sähköntuotannon kehityksestä myös voimalaitosrakentamisen viiveet. Sen vuoksi on mahdollista, että oikeat päätöksentekijät ovat valmiita maksamaan pienen lisämaksun sähkön hankinnan varmuudesta ylläpitämällä mallilaskelmia laajempaa maakaasuun perustuvaa yhteistuotantoa ja nojautumalla hieman vähemmän tuontisähköön.

Sähkön tuonnin osuus on molemmissa skenaarioissa varsin merkittävä. LAME-skenaariossa tuontia on kaikissa tapauksissa – myös silloin, kun rakennetaan kaksi uutta ydinvoimalaitosta 2020-luvulla. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vallitseva hintataso on Ruotsin ja Norjan lisärakentamisen ja Euroopan mantereelle johtavien vientikanavien kapasiteettiniukkuuden vuoksi alhainen. Kotimainen yhteistuotanto lauhdutusvoimasta puhumattakaan ei näissä oloissa ole kilpailukykyistä. Jos LAME-skenaariossa uutta ydinvoimaa ei rakenneta lainkaan, lauhdutusvoimaa joudutaan ottamaan käyttöön sähkötaseen tasapainottamiseksi.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 7. Sopeutuvan metsäteollisuuden skenaarion sähkön tuotanto.



Kuva 8. Laajenevan metsäskenaarion sähkön tuotanto.

SOME-skenaariossa sähkön käyttö on LAME-skenaariota alhaisemmalla tasolla, ja siitä johtuen sähkön tuonti on 2020-luvulla LAME-skenaarion lukuja alhaisempi. 2020-luvun puolivälissä kahden uuden ydinvoimalaitoksen tapauksessa Suomi pystyy netto-

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

viemään sähköä ohimenevästi. Seuraavalla vuosikymmenellä, kun nykyiset ydinvoimalaitokset poistuvat käytöstä, tuonti kuitenkin kasvaa niin paljon kuin rajajohdot sallivat. Tapausten välillä ei tuonnin suhteen ole tällöin eroja.

2.4.3 Päästöt

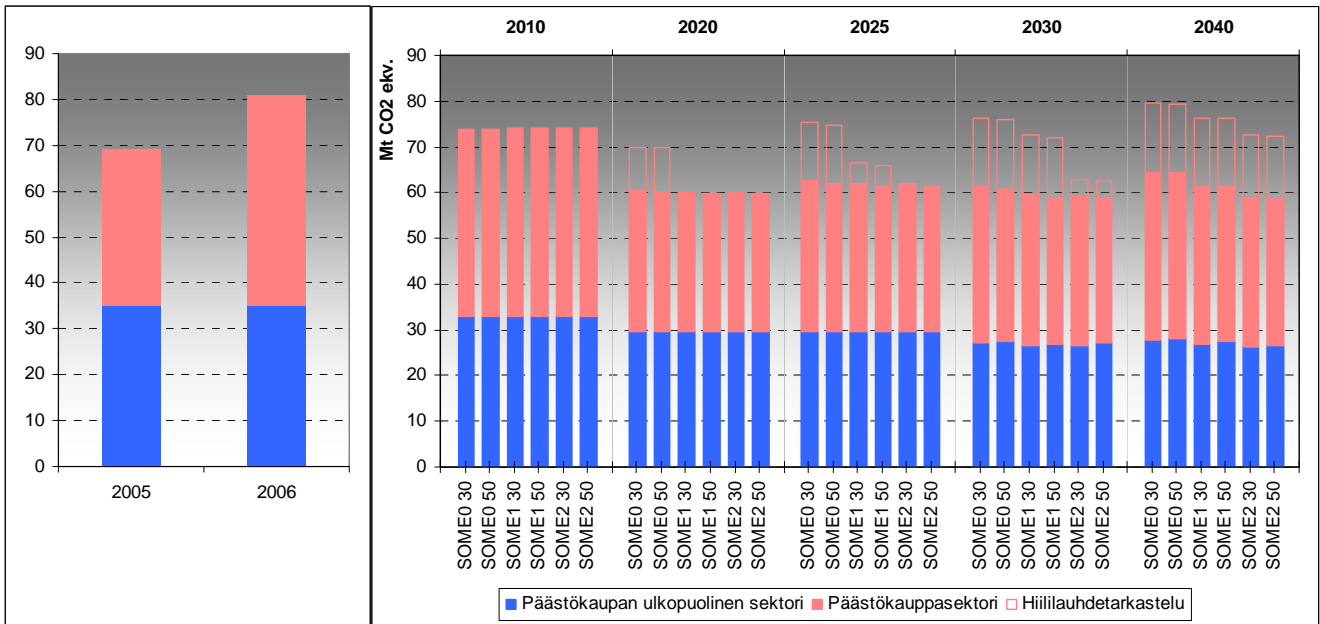
Hiilidioksidipäästöt syntyvät fossiilipolttoaineiden polttamisesta. Koska polttotekniikalla ei ole tässä merkitystä, käytettyjen fossiilipolttoaineiden määrä kuvaa suoraan syntyvien päästöjen määrän.

Skenaarioissa päästöt eivät juuri poikkea toisistaan lisäydinvoiman rakentamisesta huolimatta, kuvat 9 ja 10. Se johtuu pääasiassa tuontimäärien joustamisesta eli siitä, että tarkastelujakson alkupuolella edullista tuontisähköä oletetaan olevan tarjolla runsaasti. Sillä korvataan suuri osa lisäydinvoiman tuottamasta sähkömäärästä. Toinen asiaan vaikuttava tekijä on sähkön hintataso, joka on sitä korkeampi, mitä vähemmän uutta ydinvoimaa rakennetaan. Korkea sähkön hinta kannustaa sähkön säästöinvestointien toteuttamiseen. Sen vuoksi sähkön käyttö muuttuu ydinvoiman lisärakentamisen mukaan.

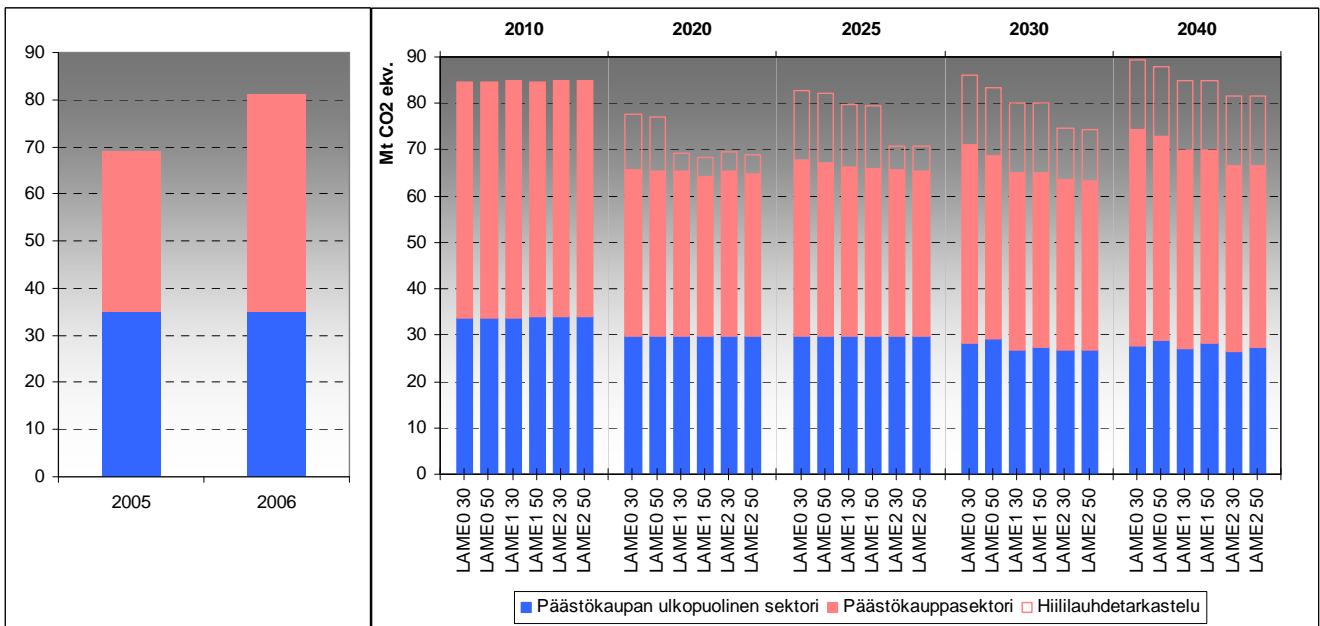
Fossiilipolttoaineiden käytön lähes sama taso ydinvoiman määrästä riippumatta perustuu oletukseen runsaasta ja edullisesta tuontisähköstä. Koska toisenlainenkin tulevaisuus on mahdollinen, mallilaskelmien jälkeen tehtiin vertailulaskelma, jossa tuontisähkö korvattiin kotimaisella hiililauhteella. Tämä hiililauhetarkastelu ei ole kuitenkaan uusi mallilaskenta, vaan skenaariotulosten tuontisähköenergialle vain yksinkertaisesti laskettiin vastaavan hiililauhteella tuotetun sähköenergian aiheuttamat päästöt. Valittu tapa on toinen ääripää verrattuna voimakkaasti tuonnin varaan rakentuvaan tulevaisuuskuvaan, jota molemmat skenaariot edustavat.

Hiililauhetarkastelu tuottaa tapausten välille merkittävät erot erityisesti 2020-luvulla. Laskentatavasta johtuen nämä erot tasoittuvat 2030-luvulla, sillä ydinvoimatapausten yhteistuotantosähkön määrä jää vertailulaskelmassa optimaalista vähäisemmäksi. Mallilaskelmien mukaan tapauksissa, joissa ydinvoimaa ei rakenneta lisää, kasvaa yhteistuotantosähkön määrä tarkastelujakson etenemisen myötä lisäydinvoimatapauksiin verrattuna. Vertailulaskelmassa tämä tuotannon mukautuminen jää ydinvoimatapauksista pois. Jos se huomioitaisiin, tapausten päästöerot olisivat 2030-luvulla nyt laskettuja selkeästi suuremmat.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 9. Sopeutuvan metsäteollisuuden skenaarion päästöt. Tuonnin korvaamista hiililauhteella kuvataan tolpan ääriiviivalla.



Kuva 10. Laajenevan metsäteollisuuden skenaarion päästöt. Tuonnin korvaamista hiililauhteella kuvataan tolpan ääriiviivalla.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

2.4.4 Energian loppukäyttö ja uusiutuvan energian tuotanto

EU:n yhteiset energiatehokkuustoimet ovat indikatiivisia, mutta Suomi sitoutuu niihin. Ilmasto- ja energiastrategiassa asetettu valtioneuvoston tavoite energian loppukulutukselle on 310 TWh /TEM. 2008/. Mallilaskelmien mukaan kumpikin skenaario jää tämän ylärajaksi asetetun kulutusmäärän alapuolelle ja tavoite näin ollen täyttyy, kuvat 11 ja 12.

Energian loppukäyttö muuttuu kulutusskenaarion mukaan. Kehitys on molemmissa skenaarioissa kuitenkin samansuuntainen: loppukäyttö vähenee energiankäytön tehoutuessa ajan myötä sekä loppukäytön sähköistymisen johdosta. SOME-skenaariossa teollisuuden tuotantotonnit jäävät tavoiteskenaarion vastaavia tuotantomääriä pienemmiksi, joten myös energian loppukäyttö jää tuntuvasti LAME-skenaariota vähäisemmäksi. Skenaarioiden sisällä eri tapaukset eivät juuri eroa energian loppukäytön suhteen.

EU:n RES2020-direktiivin vaatimuksien mukainen uusiutuvien energiamuotojen loppukäyttötavoite, 38 % vuonna 2020, saavutetaan molemmissa skenaarioissa. Tavoite toteutuu eri energian käytön tasolla skenaarion mukaan. Vuonna 2005 uusiutuvien energiamuotojen osuus oli 28,5 %, ja tästä on suoraviivaisesti vedetty tavoiteura vuoden 2020 38 %:iin. Vuonna 2010 tämä tavoite jopa ylittyy jonkin verran, sillä metsähakkeen korjuun ja käytön oletetaan laajenevan ripeästi. Todellisuudessa potentiaalinen käyttöönotto saattaa vaatia voimakkaitakin toimenpiteitä.

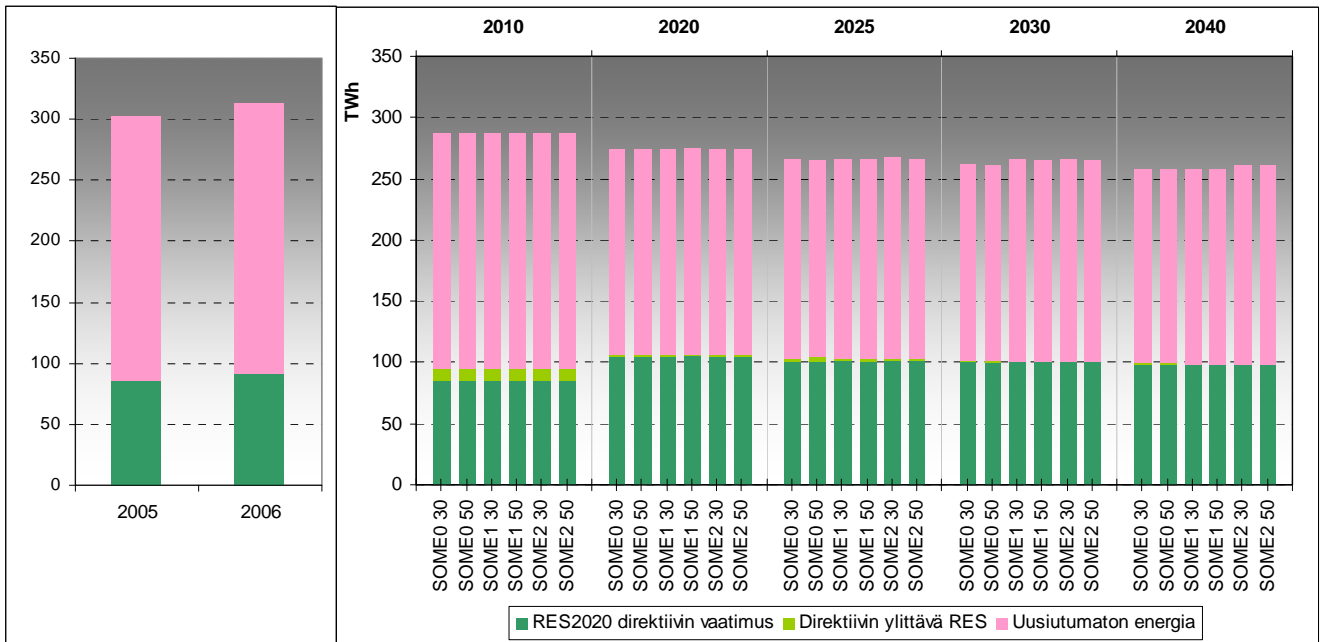
2.4.5 Uusiutuvan energian käyttö sektoreittain

Uusiutuvan energian käyttö sektoreittain käy ilmi kuvista 13 ja 14. Suurimmat muutokset ovat tuulivoiman nopea kasvu ja nestemäisten liikennepolttonesteiden valmistaminen. Myös muu loppukäyttö, mikä tarkoittaa kiinteistöjen puulämmitystä, kasvaa nykytilanteeseen verrattuna.

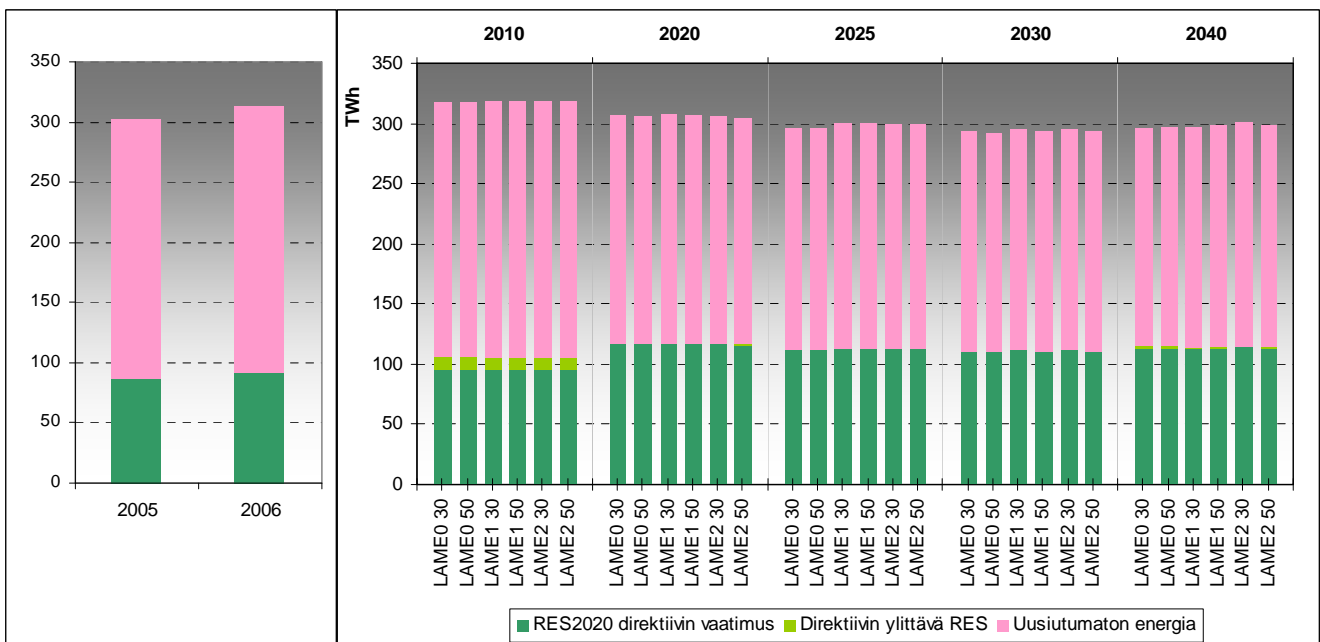
Teollisuus pysyy suurimpana uusiutuvien energiamuotojen käyttäjänä puunjalostusteollisuuden säilyessä SOME-skenaariossakin merkittävimpana puun käyttäjänä. Yhdyskuntien kaukolämpötuotannossa puupolttoainetta, ts. metsähake, käytetään lähinnä kattilalaitoksissa. Yhteistuotantoon puuta käytetään turpeen ohessa.

Liikennepolttonesteiden valmistaminen käyttää huomattavan määrän puuainesta. On kuitenkin huomattava, että RES-2020-direktiivin vaatimuksissa loppukäytöksi lasketaan biopolttonesteen käyttö, ei puuaineksen käyttö tuotannossa. Yhden tonnin tuottamiseen kuluu reilu 10 kiintokuutiometriä puuta. Valmistusmääräksi vuonna 2020 on oletettu noin 200 000 tonnia, jolloin puuta kuluu kaksi miljoonaa kuutiometriä. Vuonna 2006 metsähaketta käytettiin noin viisi miljoonaa kuutiometriä.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

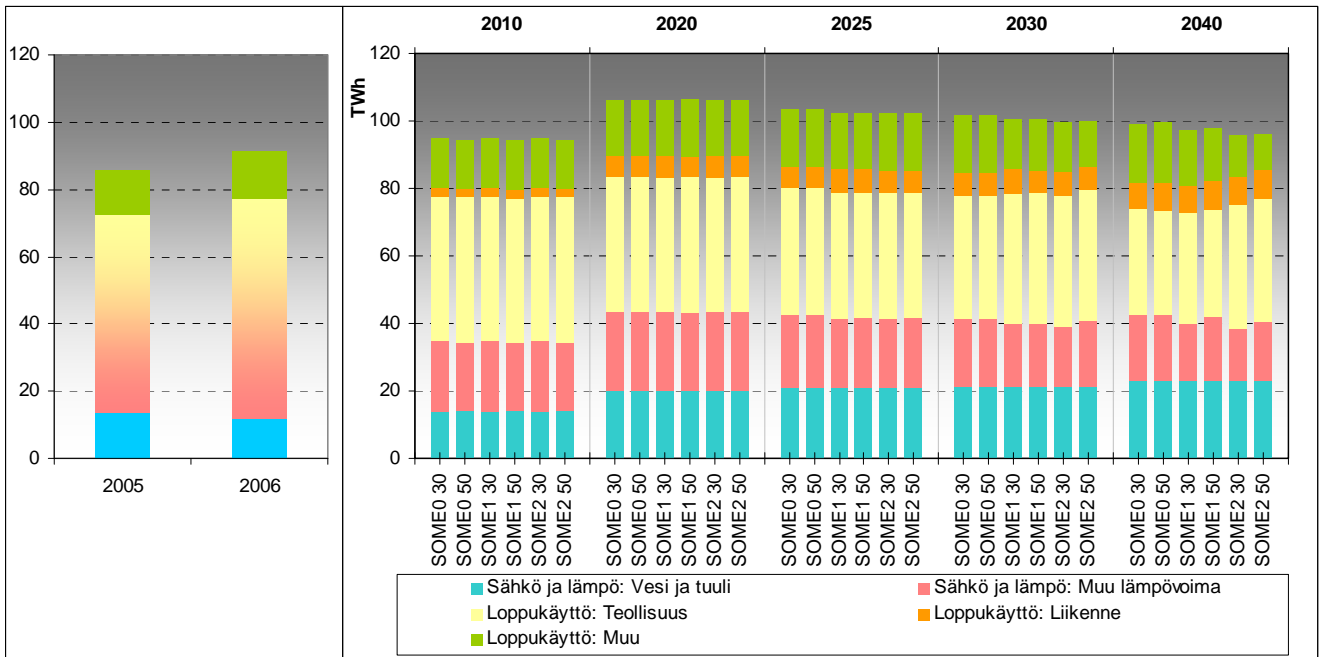


Kuva 11. Sopeutuvan metsäteollisuuden skenaarion energian loppukäyttö ja RES-direktiivin vaatimus uusiutuvien energiamuotojen osuudesta.

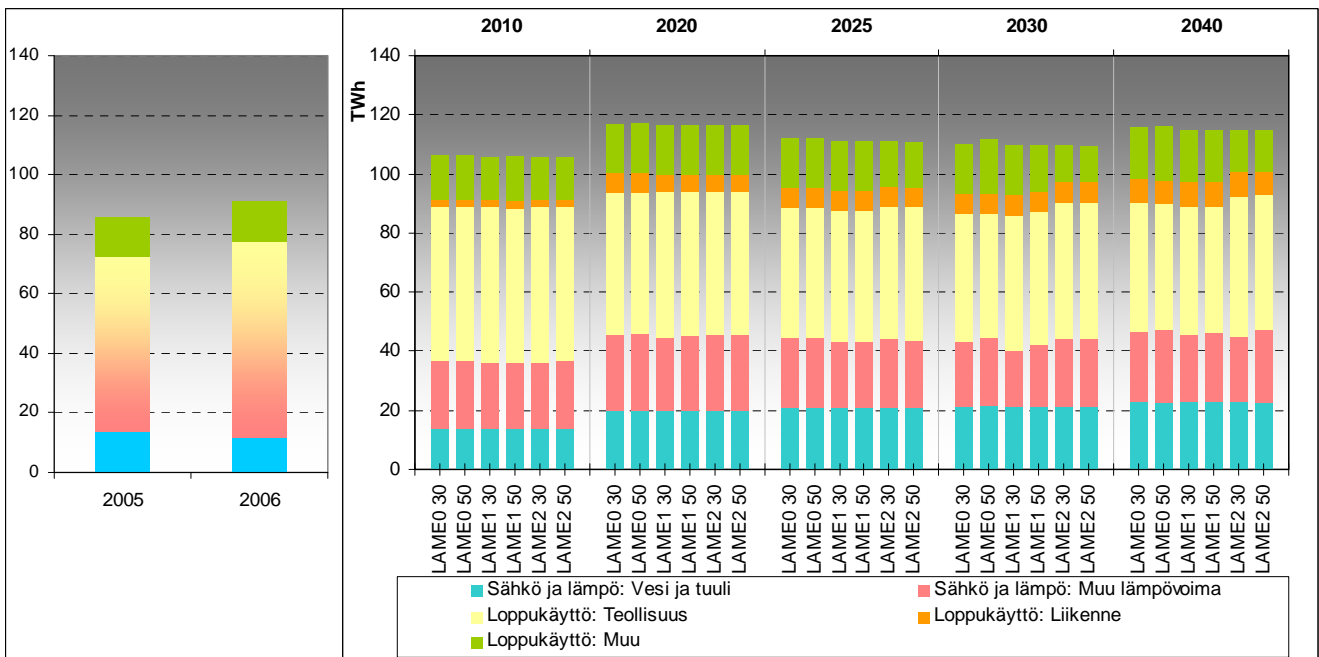


Kuva 12. Laajenevan metsäteollisuuden skenaarion energian loppukäyttö ja uusiutuvien energiamuotojen osuus.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 13. Uusiutuvan energian käyttö sektoreittain sopeutuvan metsäteollisuuden skenaariossa.



Kuva 14. Uusiutuvan energian käyttö sektoreittain laajenevan metsäteollisuuden skenaariossa.

2.4.6 Primäärienergian käyttö

Primäärienergian käyttö antaa kokonaiskuvan käytetyistä energianlähteistä. Kuvat 15 ja 16 on laadittu siten, että fossiiliset polttoaineet ovat pylvään tyvessä ja niiden päällä ovat uusiutuvat energianlähteet.

Molemmissa skenaarioissa fossiilipolttoaineiden käyttö vähenee 2010-luvulla selvästi. Merkittävin syy siihen on lauhdutusvoiman korvautuminen tuontisähköllä. Tarkastelujakson loppupuolella lisäydinvoiman määrän vaikutus tulee esiin, kun olemassa olevat ydinvoimalat tulevat teknisen käyttöikänsä päähän ja niiden tuotanto joudutaan korvaamaan jollain uudella kapasiteetilla.

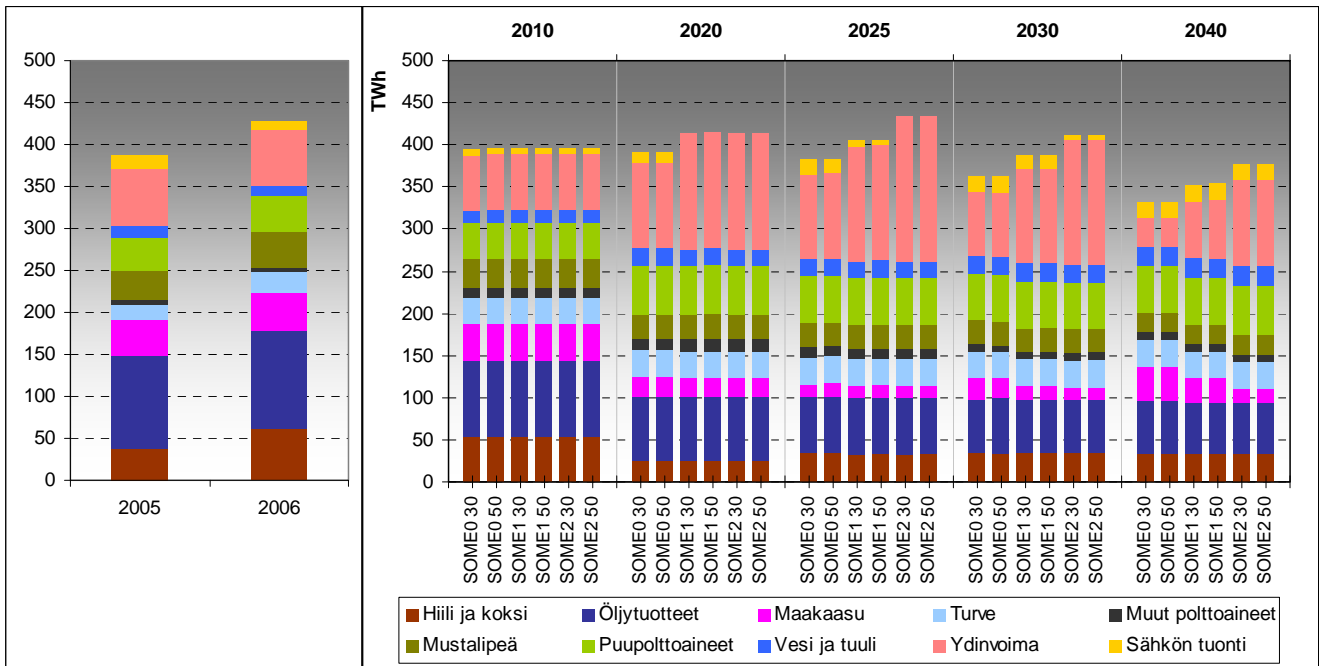
Maakaasu on kallis polttoaine. Sen käyttö väheneekin vuoden 2010 jälkeen selvästi, mutta tarkastelujakson lopulla sen käyttö kääntyy kasvuun. Kasvu on sitä suurempaa, mitä vähemmän uutta ydinvoimaa rakennetaan. Maakaasu käyttö kohdentuu kombivoimalaitoksiin, joissa se voidaan muuttaa hyvällä hyötysuhteella mahdollisimman suuressa määrin sähköksi.

Hiilen käyttö on alimmillaan vuonna 2020, jotta ko. vuoteen liittyvät tavoitteet voidaan saavuttaa. Hiilen käyttöä kaukolämmön tuotannossa on rajoitettu suunnilleen nykyiseen määrään, sillä ei vaikuta todennäköiseltä, että sen käyttö voisi tästä laajentua. Hiili on edullinen ja käytetyillä päästöoikeuden hinnoilla kilpailukykyinen polttoaine, jota on maailmanmarkkinoilla tarjolla. Varastoitavuudesta johtuen se on myös hyvä varapolttoaine, vaikkapa turpeelle.

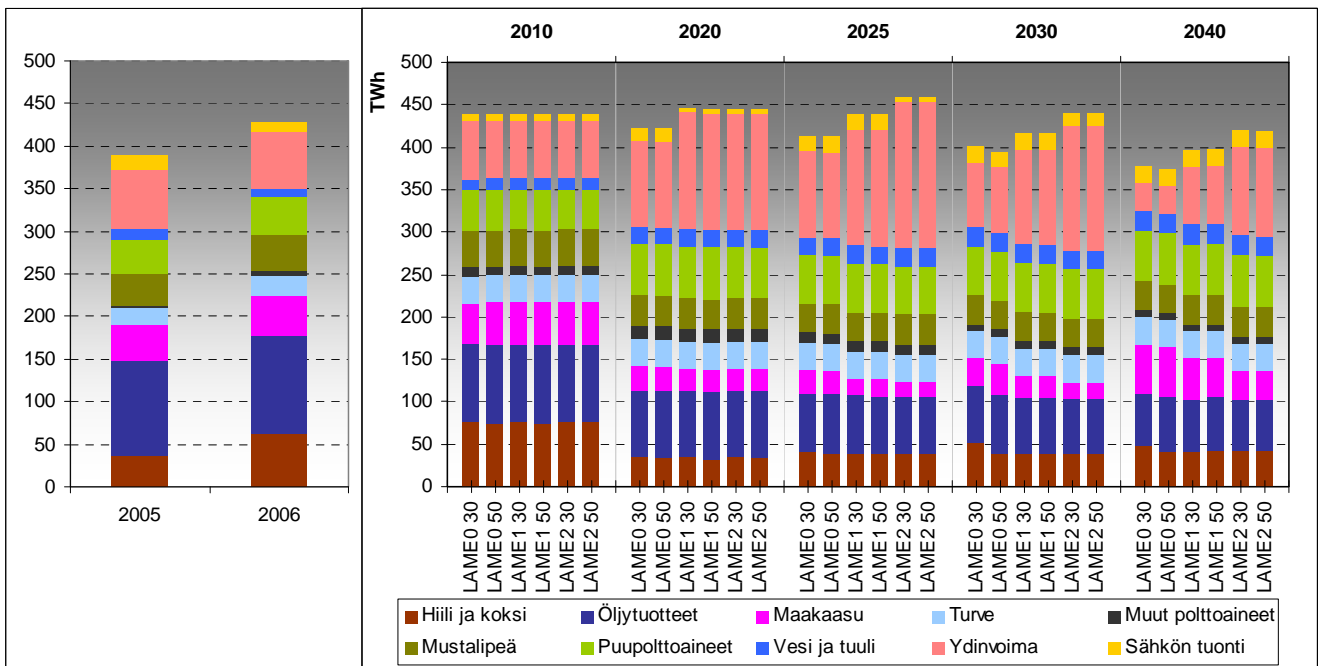
Turve on edullinen polttoaine, ja sen oletetaan säilyttävän kilpailukykynsä koko tarkastelujakson ajan varsinkin kaukolämmön CHP-tuotannossa. Sen käyttö jatkuu suunnilleen nykytasolla läpi tarkastelujakson.

Puun käyttö sähkön ja lämmön tuotantoon lisääntyy vuoteen 2020 saakka. Siitä eteenpäin energiakäyttöön tuleva puu ohjautuu yhä enemmän liikennepolttonesteiden valmistamiseen.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 15. Primäärienergian käyttö SOME-skenaariossa.



Kuva 16. Primäärienergian käyttö LAME-skenaariossa.

2.4.7 Puun käyttö energiantuotannossa

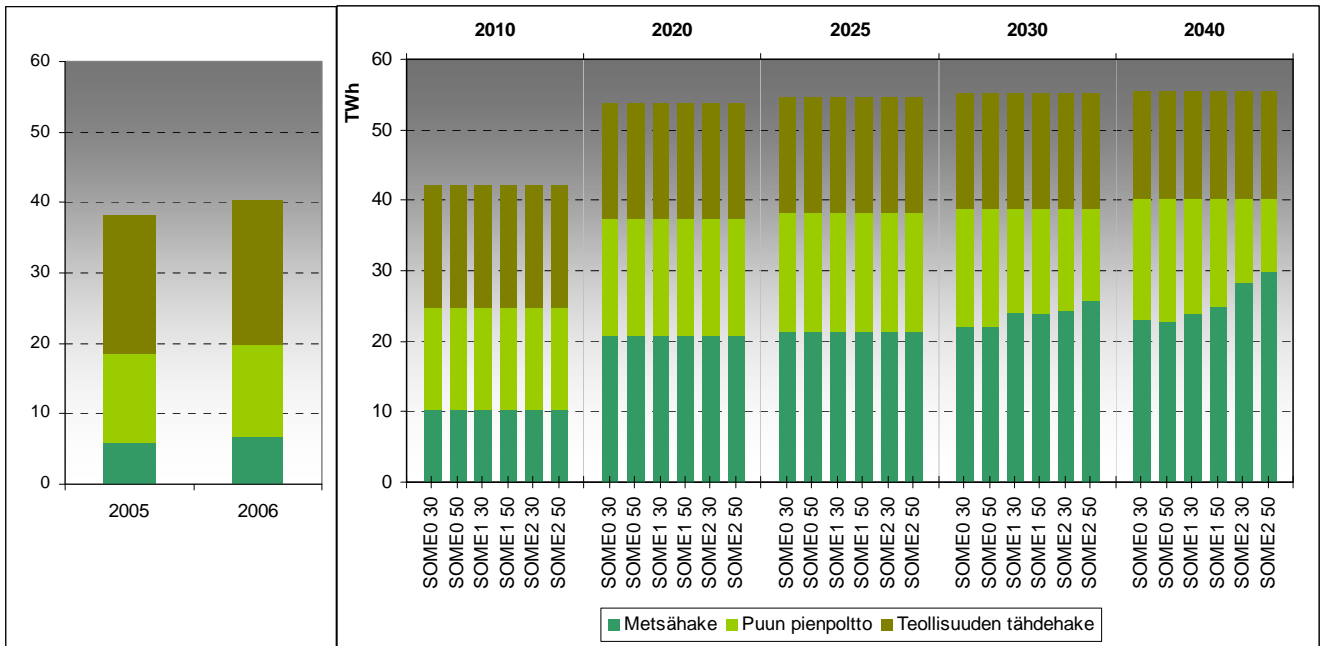
Energian tuotantoon käytettävissä oleva puun määrä on suuri, mutta siitä hyödynnetään nykyisin vain osa. Valtaosa hakkuutähteestä jää metsiin. Tämä on se hyödyntämätön potentiaali, jonka oletetaan jatkossa tulevan käyttöön.

Energiapuu jaetaan tässä kolmeen luokkaan: pienpuuhun, teollisuustähteeseen ja metsätähteeseen. Pienpuu käytetään kiinteistölämmitykseen tai metsätähteen tapaan, teollisuustähte kuluu metsäteollisuuden kattiloissa ja metsätähte voi ohjautua teollisuuskattiloihin, kaukolämmitykseen tai liikenteen biopolttonesteiksi.

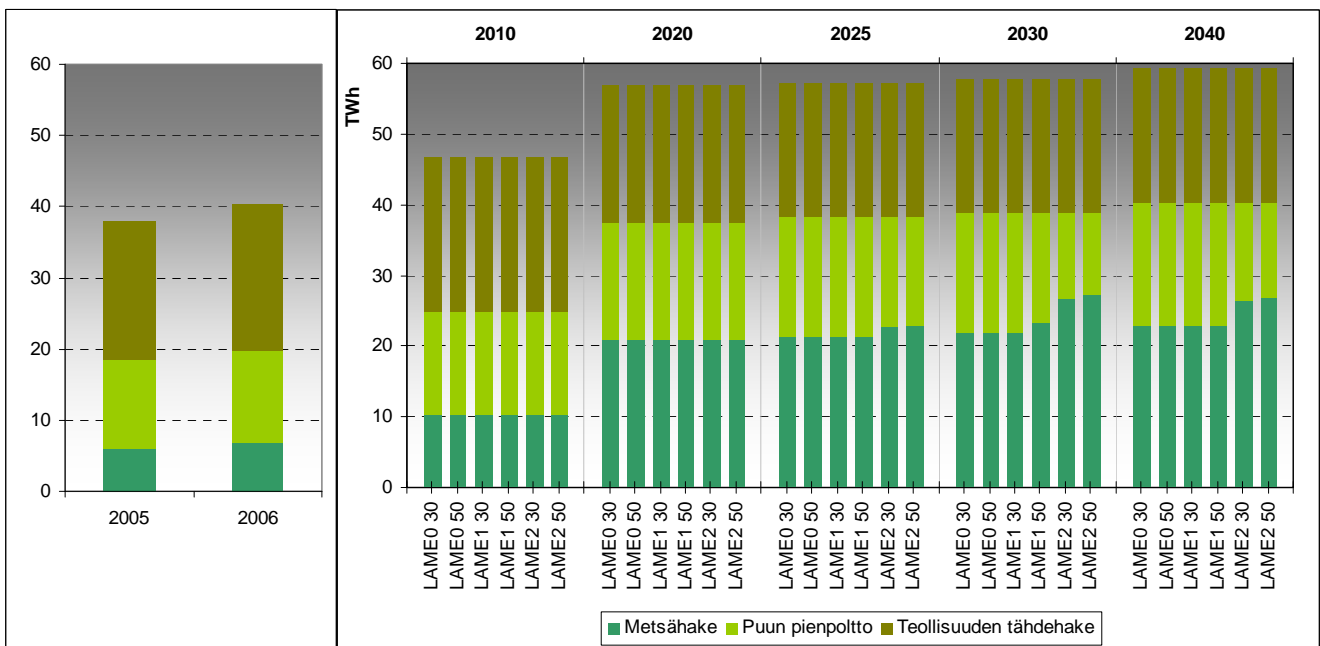
Metsätähteen tarjonnassa oletetaan tapahtuvan suuri muutos. Vuonna 2020 tarjolla oletetaan olevan 21 TWh metsähaketta käytettäväksi polttoaineena tai liikenteen biopolttonesteiden raaka-aineena. Pienpuuta vastaavana aikana on tarjolla 17 TWh. Teollisuuden tähdepuun määrä seuraa metsäteollisuuden tuotantomäärää. LAME-skenaariossa teollisuustähdettä on 19 TWh ja SOME-skenaariossa muutama terawattitunti vähemmän. Vuoden 2020 jälkeen metsätähteen määrä kasvaa hyvin hitaasti siten, että vuonna 2040 se on noussut 23 TWh:iin.

Tarkastelujakson loppupuolella liikenteen polttonesteiden valmistus nielee yhä enemmän puumateriaalia. Sen vuoksi osa pienpuusta ohjautuu metsätähteen mukaiseen käyttöön ja kiinteistöjen lämmitys hoidetaan suuremmissa määrin lämpöpumpuin.

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu



Kuva 17. Puu energialähteenä SOME-skenaariossa.



Kuva 18. Puu energialähteenä LAME-skenaariossa.

2.5 Epävarmuuksia

Mallilaskelmissa on varioitu valittuja tekijöitä – ydinvoimayksiköiden määrää, päästöluvan hintaa ja energiaintensiivisen teollisuuden tulevaisuutta – mutta niiden lisäksi tulevaisuuteen liittyy useita muitakin epävarmuuksia. Seuraavassa käsitellään lyhyesti kulutuksen, sähkön tuonnin ja yhteistuotannon kehittymisen kysymyksiä.

Kulutuksen epävarmuutta on tarkasteltu siten, että on muodostettu kaksi erilaista kulutusskenaariota teollisen kehityksen tulevaisuudesta. Teollisen kehityksen lisäksi sähkökulutuksen epävarmuutta aiheuttaa säästötoimien toteutuminen. Kaikissa tapauksissa sähkön käytön tehokkuuden oletetaan etenevän laitekantojen uusiutumisen myötä. Laskentatulosten mukaan säästötoimet eli erilliset energian säästöön kohdistuvat investoinnit toteutuvat (niitä on kannattavaa toteuttaa) laajimmin silloin, kun sähkön hinta nousee. Siis tapauksissa, joissa uutta ydinvoimaa ei rakenneta. Säästöinvestointien toteutumisesta johtuen sähkön käyttö myös muilla kuin teollisuussektoreilla voi olla erilaista, vaikka perusolelutukset ovat samat. Taustalla on oletus siitä, että teollisuuden tuotantomäärät eivät muutu panosten hintojen muuttuessa: tuotekysynnän ja tuotannon oletetaan olevan vakio. Todellisuudessa panosten kallistuminen vaikuttaa hintoihin ja edelleen kysyntään.

Sähkön hankinnan epävarmuus liittyy sähkön tuonnin ja yhteistuotannon kehittymisen näkymiin. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla valtioiden väliset rajat eivät normaalitilanteissa merkitse estettä sähkön siirrolle. Käytännön ongelmatilanteissa, esimerkiksi siirtoverkon pullonkaulatilanteissa, valtioiden rajoilla on kuitenkin vaikutuksensa sähkön kulkuun. Kokemusten mukaan niukkuusoloissa jokainen maa pyrkii tyydyttämään oman maan kysynnän ennen vientiä.

Sähkön tuontikysymystä on perusteltua tarkastella kahdesta eri näkökulmasta: hankintalähteiden käyttöjärjestykseen liittyvänä kysymyksenä, jolloin tarkastellaan energiakustannusten minimointia, ja koko tuotantojärjestelmän rakenteeseen liittyvänä kysymyksenä. Vasta silloin, kun Suomessa ei ole riittävästi kapasiteettia kattamaan koko sähkön käyttöä, Suomen voidaan todeta olevan tuonnista riippuvainen. Tämä tilanne vallitsee nyt. Jos kapasiteettia on koko kysynnän tyydyttämiseen mutta sähköä on edullisemmin tarjolla naapurimaista, kyse ei ole riippuvuussuhteesta vaan hankinnan järjeistämisestä.

Energiakustannusten minimointiin liittyvä tuontitarkastelu tarkoittaa tilannetta, jossa tuonti korvaa Suomessa olevaa mutta tuotantokustannuksiltaan kalliimpaa kapasiteettia. Jos tuontitarjonta onkin oletettua vähäisempää esimerkiksi siirtoverkon tai tuotantojärjestelmän vaurioiden tai kuivan vesivuoden takia, kalliimpi kapasiteetti otetaan käyttöön ja sillä korvataan puuttuva tai liian hinnakas tuonti. Epävarmuus liittyy tällöin vain sähkön hintatasoon, ei sähkön saatavuuteen.

Hiililauhdutus on perinteisesti ollut ratkaisu kuivan vesivuoden ongelmaan. Se on teknis-taloudellisten ominaisuuksiensa vuoksi soveltunut sekä varaenergiälähteeksi että säätäväksi kapasiteetiksi. Hiilellä on monia hyviä ominaisuuksia: sitä on helposti saatavilla, se on hinnaltaan kohtuullista ja sitä voidaan varastoida pitkiäkin aikoja. Vanhaa

2. Energiajärjestelmän skenaariotarkastelu

lauhdutuskapasiteettia poistuu 2015 voimaan tulevan uuden direktiivin johdosta. Uutta vastaavaa kapasiteettia ei voi ajatella rakennettavan ilman hiilenpoistolaitteistoa (joita ei vielä ole tarjolla). Se tekee hiililauhdutuksesta huomattavasti aiempaa kalliimman tuotantomuodon. Mutta mikä mahdollisista vaihtoehdoista täyttäisi perinteisen hiililauhdutuksen paikan ja millainen toimija voisi investoida siihen kannattavasti nykyisen kaltaisessa institutionaalisessa rakenteessa?

Suomen sähköntuotantojärjestelmän rakenteeseen vaikuttava tuonnin epävarmuus tarkoittaa tilannetta, jossa Suomessa oleva sähköntuotantokapasiteetti ei riitä kattamaan joka hetki koko kulutusta. Epävarmuudet liittyvät tällöin naapurimaidemme vientikykyyn, siis kapasiteetin kehittymiseen pitkällä aikavälillä. Tuonnin epävarmuudet voidaan muotoilla esimerkiksi seuraavina kysymyksinä:

- Miten sähkön tarjonta länsisuunnalla kehittyy?
- Toteutuvatko Ruotsin ja Norjan suunnitelmat kaavaillussa aikataulussa?
- Vahvistetaanko Ruotsin ja Norjan yhteyksiä Manner-Euroopan suuntaan?
- Miten Venäjän vientikyky kehittyy?
- Millainen on Baltian maiden sähköntuotannon tulevaisuus?

Jos länsinaapureiden tarjonta ei kehitykään oletetussa tahdissa – joko tuotantokapasiteettiin ei investoida suunnitellusti (määrä tai ajankohta muuttuu) tai laajennettavat vientikanavat Manner-Eurooppaan siirtävät lisätuotannon sinne – tuontihinta nousee oleellisesti ennakoidusta tasosta, vaikka suunniteltu määrä olisikin tuotavissa. Kotimaisen lauhdutustuotannon kilpailukyky olisi silloin oleellisesti parempi.

Tuontimahdollisuus Venäjältä tulevaisuudessa on arvailujen varassa. Juuri ennen nykyistä lamaa Venäjän vientikyvyssä esiintyi kovimpien pakkasten aikaan ongelmia maan oman kulutuksen kasvettua tuotantokyvyn tasolle. Jatkossa Venäjän tuontimahdollisuudet riippuvat siitä, miten kysynnän kasvu ja uuden sähköntuotantokapasiteetin rakentaminen ajoittuvat. Niin kauan kuin hintataso pohjoismaisilla markkinoilla on korkeampi kuin Venäjällä, sähkön tuottajien vientihalua säilyy.

Baltian maiden tilanne muuttui, kun Ignalinan ydinvoimalaitos jouduttiin sulkemaan. Viron palavan kiven polttoon kohdistuu lisäksi vähentämispaineita. Nykytilanteessa sähkö virtaa etelästä Suomeen, mutta on mahdollista, että sähkövirran suunta muuttuu. Alueen yhteydet länteen vahvistuvat, kun uudet yhteydet Suomesta ja Ruotsista valmistuvat.

Julkistamalla investointisuunnitelmia markkinatoimijat voivat vaikuttaa paitsi kilpailijoiden päätöksiin myös poliittiseen päätöksentekoon ja maineeseen. Kaikkia suunnitelmia ei ole tarkoitettukaan toteutettavaksi, vaan niillä on tarkoitus parantaa omia kilpailumahdollisuuksia sähkö- tai mielikuvamarkkinoilla. Sähkömarkkina-aikakaudella suunnitelmat toteutuvat vain, jos kilpailutilanteessa toimivat yritykset näkevät ne kannattaviksi. Suomen kannalta katsoen sähkön tarjonta naapurimaista voi muuttua julkistetuista suunnitelmista kilpailullisista, teknisistä, ympäristöllisistä tai poliittisista syistä. Jos voimalaitosrakentaminen jääkin suunnitelmia vähäisemmäksi, muuttuu kaikkien voimalaitosten kannattavuus,

myös niiden, jotka jätettiin rakentamatta muiden suunnitelmiin vedoten. Suunnitelmien toteutumattomuus ei välttämättä merkitse pelkästään sähkön hinnanmuutosta vaan mahdollisesti myös sähköniukkuutta. Sähköntuotantojärjestelmään liittyvät viiveet ja jokahetkisen tasapainon vaatimus tekevät suunnitelmamuutoksista tavanomaiseen tuotantoon verrattuna monin verroin hankalampia. Voimalan rakentamispäätöksestä toimivan voimalaitoksen verkkoon kytkemiseen kuluu useita vuosia, jopa vuosikymmen. Koska sähköpula on nyky-yhteiskunnan toiminnan lamauttava tekijä, on tarvearvioissa parempi erehtyä yli- kuin alikapasiteetin suuntaan. Yksittäisen tuottajan kannalta näin ei välttämättä ole.

Laskentatulosten mukaan **yhteistuotantosähkön määrä** vähenee tulevaisuudessa sähkön hankinnan riskeistä ja tuotantoteknisistä tekijöistä johtuen. Mallilaskelmissa tulevat vuodet kuvautuvat keskimääräisinä, ja kaikilla toimijoilla, myös yhteistuotantosähkön tuottajilla, on käytössään täydellinen informaatio. Tämä tarkoittaa, että paikallinen toimija voi tuotettavan yhteistuotantosähkön lisäksi ostaa sähköä markkinoilta tunnettuun hintaan. Tehdyissä laskelmissa pohjoismaisten markkinoiden hintatasoon vaikuttaa merkittävästi oletus länsinaapureidemme laajenevasta muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullisesta tuotantokapasiteetista. Taloudellinen optimi asettuu tällaisessa varmassa maailmassa paikkaan, jossa yhteistuotantolaitos rakennetaan pienemmäksi, lämpöä tuotetaan enemmän kattilalaitoksilla ja sähköä ostetaan valtakunnan verkosta enemmän kuin epävarmassa maailmassa. Todellisuudessa sähkön hintariski on merkittävä. Eräs tapa varautua siihen on rakentaa hieman suurempi lämmitysvoimalaitos, koska kaukolämpöä tuotetaan joka tapauksessa. Altistuminen sähkön oston hintariskille on vähäisempi suuremman yhteistuotantolaitoksen tapauksessa. Tätä seikkaa mallilaskelmissa ei huomioida, mikä osaltaan vähentää yhteistuotantosähkön määrää.

Energian tuotantotekniikan valintaan liittyy myös epävarmuuksia. Siirtyminen maakaasusta kiinteisiin polttoaineisiin johtaa kombivoimalaitoksen korvautumiseen höyryvoimalaitostekniikalla, mikä vähentää sähkön tuotannon määrää merkittävästi. Paluu maakaasun käyttöön vuosikymmenien käyttökaton jälkeen sujuu mallimaailmassa ongelmitta. Myöskään polttoaineiden suhteellisiin kustannuksiin tai päästöoikeuden hintaan ei sisälly sitä epävarmuutta, joka tosimaailmassa on läsnä. Toinen tuotantotekniikkaan liittyvä kysymys on etenkin ei-lisäydinvoimaa-tapauksissa laajasti sovellettava mustalipeän kaasuttamiseen perustuva teollisuuden yhteistuotanto. Tällä tekniikalla toimivan voimalaitoksen sähkön tuotanto on moninkertainen perinteiseen voimalaitostekniikkaan verrattuna. Sen toteuttamisen edellytyksenä on riittävä tuotekehityspanostus, jotta tekniikka kehittyy laboratorioolosuhteista teollisesti toteutettavaksi voimalaitokseksi. On kuitenkin epävarmaa, investoidaanko kehittämiseen riittävästi ja johtaako suurikaan panostus sovellettavaan lopputulokseen. Toinen soveltamista mahdollisesti hankaloittava tekijä on kova halu kehittää puusta paperin rinnalle muita tuotteita. Mustalipeän käyttö raaka-aineena eikä polttoaineena on täysin mahdollinen tulevaisuudennäkymä. Tämä on yksi niistä tekijöistä, jonka vuoksi tuotekehitys voi suuntautua jonnekin muualle kuin mustalipeän kaasutukseen.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

3.1 Menetelmät

3.1.1 Sähkömarkkinamalli

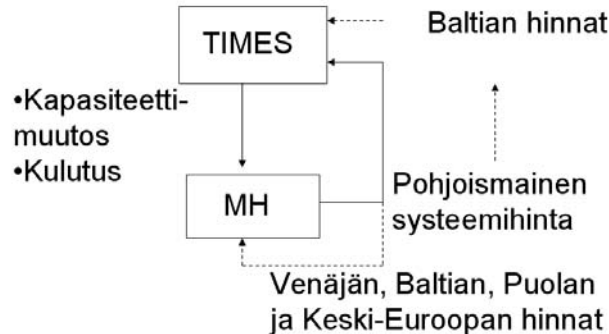
Tämän selvityksen energiatarkeastelut tehdään VTT:n kehittämällä sähkön Markkina-Hinta-mallilla (MH-malli). Malli perustuu stokastiseen ja dynaamiseen vesiarvolaskentaan sekä kysynnän ja tarjonnan tasapainoon täydellisesti toimivilla markkinoilla. Malli ei ota huomioon Pohjoismaiden sisäisiä siirtorajoituksia eikä optimoi tuotantokapasiteetin kehitystä. MH-mallin tarkempi kuvaus on lähderaportissa /Kekkonen ja Koreneff 2009/.

MH-mallilla simuloidaan Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoita ja kokeillaan erilaisia ydinvoimahankkeita eri skenaarioissa. Tavoitteena on selvittää, miten sähköenergian hankinta ja siitä riippuva sähkön hinta käyttäytyy eri tapauksissa ja miten Suomen sähköntuotantokapasiteetti riittää kattamaan Suomen sähköntarpeen huippukuormitustilanteessa. Lisäksi tässä osiossa selvitetään mahdollisen ydinkaukolämmön vaikutuksia Suomen sähköenergian hankintaan ja CO₂-päästöihin.

MH-mallilla tehtävissä simuloinneissa sähkön hankintakapasiteetti on annettu lähtötieto, samoin sähkön tarve ja polttoainehinnat. Näiden tietojen perusteella malli muodostaa sähkön kysynnän ja tarjonnan välisen tasapainon Pohjoismaisen markkina-alueen suhteen. Sähkön vienti ja tuonti Pohjoismaiden ulkopuolelle kuvataan vain annettuina hintoina ja siirtorajoituksina. Simuloinnin tuloksena saadaan sähkön hankinnan optimaalinen (muuttuvia kustannuksia minimoiva) jako eri hankintalähteille sekä pohjoismainen systeemihinta. Mahdollisia aluehintoja ei MH-mallilla voida simuloida.

Suomea koskevat lähtötiedot saadaan energiajärjestelmätarkastelusta, jossa laskelmat on tehty Suomen energiajärjestelmän TIMES-osittaistasapainomallilla. TIMES-malli tuottaa muun muassa Suomen sähkön kulutuksen ja kapasiteetin kehittymisen pitkällä aikavälillä. TIMES-malli kuitenkin tarvitsee lähtötiedokseen Suomen ulkopuolella vallitsevat sähkön hinnat, jotta se pystyy laskemaan sähkön tuonin ja viennin rajayhteyksittäin.

Rinnakkaiset osaselvitykset täydentävät toisiaan siten, että TIMES antaa MH-mallille lähtötietoja ja päinvastoin. Iterointikaavio on karkeasti esitettyä kuvan 19 mukainen.



Kuva 19. TIMES- ja MH-mallien välinen vuorovaikutus.

TIMES suorittaa energiaresurssien kokonaisoptimointia pitkällä aikavälillä ja investoi tarvittaessa uuteen sähköhankintakapasiteettiin. Kapasiteettirakenteen kehittyminen voidaan syöttää MH-malliin. Samoin kokonaistaloudellisesti optimaalinen sähkön kulutus saadaan TIMES-mallista.

MH-malli laskee pohjoismaisen systeemihinnan, joka on lähtötietona TIMES-mallille Ruotsin ja Suomen välisen sähkökaupan optimoinnissa. Kun MH-malliin lisätään Suomen ydinvoimaa, Suomen ja Ruotsin välinen vuotuinen sähkötase vahvistuu Suomen osalta siten, että muutos on välillä 0–lisäydinvoiman vuosituotanto. Muutoksen suuruus riippuu siitä, miten lisäydinvoima korvaa kummallekin alueelle sijoitunutta tuotantoa. Ruotsin, Norjan ja Tanskan muodostamalla alueella sähkön tuotantokapasiteetin oletetaan kehittyvän riippumatta Suomen ydinvoiman määrästä, ja siten Skandinavian sähkön hinta on kaikissa TIMES-skenaarioissa sama. Vaikka Skandinavian sähkön hinnat riippuvat voimakkaasti sateisuudesta, TIMES-mallissa käytetään vain normaalivesivuoden hintoja. Iteroinnin aikana kävi ilmi, että sähkön tuonti Ruotsista Suomeen saattaa kasvaa joissakin skenaarioissa niin suureksi, ettei sellainen tilanne ole mahdollinen ilman suuria vahvistuksia sähköverkoihin kaikkialla Pohjoismaissa. Siksi MH-mallin tulosten perusteella suositeltiin vuosirajoitusta Ruotsista tuonnille, 15 TWh/a.

Baltian hintakehitys arvioidaan pohjoismaisen hintatason perusteella. Tuonti Baltiasta on 5 €/MWh kalliimpaa ja vienti Baltiaan 5 €/MWh halvempaa verrattuna systeemihintaan. Pohjoismaiden ja Baltian välisen sähkökaupan kehittymistä on vaikea ennustaa, joten Suomen ja Viron välinen sähkökauppa on molemmissa malleissa rajattu välillä ± 2 TWh/a. Venäjältä tuonnin hintoja ei iteroitu, koska kaupan oletetaan pysyvän välillä ± 2 TWh/a ilmasto- ja energiastrategian linjausten vuoksi.

MH-mallin eri ajokertojen välillä iteroitiin Keski-Euroopan ja Pohjoismaiden välistä kaupankäyntiä. Tämän vaikean ilmiön mallinnuksen hallittavuutta korostettiin määrittelemällä sille kaksi eri skenaariota: perusskenaariossa kaupankäynti vilkastuu Keski-

3. Sähkömarkkinavaikutukset

Euroopan suuntaan ja sisämarkkinaskenaariossa kaupankäynti on vähäistä. Liitteessä B on esitetty mallin rakenne ulkoisen sähkökaupan osalta.

Iterointi on täsmäytetty energiajärjestelmälaskennan kanssa skenaariossa SOME 1 30 -sisämarkkinaoletuksin (ks. luku 3.2), ja energiajärjestelmätarkastelu on laskettu näihin oletuksiin perustuvalla pohjoismaisella hintatasolla. Luvussa 3.3 raportoitavat MH-mallin tulokset on puolestaan laskettu kysynnän SOME-skenaariolla, mutta vientiä Keski-Euroopan suuntaan on kasvatettu. Näin on saatu Ruotsin ja Norjan kasvavan tuotantokapasiteetin ja vientikyvyn suhteen sopusuhtainen kokonaisuus. Tätä tilannetta kutsutaan tässä perusskenaarioksi (tarkemmin luvussa 3.2).

3.1.2 Sähkön tuotantokapasiteetin riittävyys

Sähkön tuotantokapasiteetin riittävyttä arvioitaessa lähtötietona käytetään MH-malliin mallinnettua Suomen sähköntuotannon asennettua kapasiteettia. Siitä vähennetään arvioidut epäkäytettävyydet ja jäljelle jäävää käytettävissä olevaa kapasiteettia verrataan huippukulutukseen (suurin vuoden aikana esiintyvä tuntikulutus). Se arvioidaan erikseen poikkeuksellisen kylmässä tilanteessa (esiintyy noin kerran kymmenessä vuodessa), normaalitilanteessa (esiintyy noin kahdeksan kertaa kymmenessä vuodessa) ja poikkeuksellisen leudossa tilanteessa (esiintyy noin kerran kymmenessä vuodessa). Normaalitilanne esiintyy siis keskimäärin kahdeksana vuotena kymmenestä.

Mallissa käytetyt huippukulutuskertoimet ja kapasiteetin käytettävyyuskertoimet on esitetty liitteessä B. Menetelmä on kuvattu tulosten yhteydessä tarkemmin ja sitä on verrattu UCTEn³ vastaavaan menetelmään.

3.1.3 Ydinkaukolämmön vaikutukset

Ydinkaukolämmön vaikutuksista tarkastellaan vain vaikutusta Suomen sähkön tuotantoon, CO₂-päästöihin ja paikallisiin lämpöpäästöihin. Tarkastelu perustuu periaatepäättöshakemuksista ja kaukolämpötilastoista saataviin julkisiin tietoihin. Tarkastelu on vain karkea suuruusluokka-arvio, ja siihen sisältyy huomattavia epävarmuuksia.

3.2 Skenaariot

Kysyntäskenaariot ovat SOME ja LAME. Erilaisia sähkönkysyntäarvoja on esitetty graafisesti liitteessä B. SOME-skenaariossa kansantaloudellisissa taustatekijöissä tapahtuu huomattava rakennemuutos, joka kohdistuu voimakkaimmin kemialliseen metsäteollisuuteen mutta myös muuhun teollisuuteen. Näiden taustatekijöiden perusteella TIMES-malli päättyy vuoden 2020 sähkön kysyntään, noin 91 TWh/a, minkä jälkeen

³ UCTE = Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

sähkön kysyntä vielä kasvaa. Mikäli yhtään lisäydinvoimalaa ei rakenneta, kysyntä alkaa laskea ja leikkaa 90 TWh/a -tason vuonna 2040. Lisäydinvoima kasvattaa sähkön kulutuksen arvoon 98 TWh/a vuonna 2040.

LAME-skenaariossa sähkön kysyntä ja etenkin siihen vaikuttavat kansantaloudelliset taustatekijät noudattavat *Ilmasto- ja energiastrategian 2008* tavoiteuran linjauksia vuoteen 2020 saakka. Siitä eteenpäin jatketaan tarkistetuilla kansantaloudellisilla oletuksilla, mutta TIMES-malli saa päättää optimaalisen sähkönkulutustason. Kysyntä nousee vuonna 2020 arvoon 98 TWh/a. Ilman lisäydinvoimaa se nousee tasolle 105TWh/a vuonna 2040. Kahden lisäydinvoimalan tapauksessa kulutus päättyy arvoon 108 TWh/a.

Muiden Pohjoismaiden kysyntä on arvioitu NEP-2030 hankkeessa /NEP/. Se on sama kaikissa skenaarioissa.

Lisäydinvoimana tarkastellaan vaihtoehtoja 0, 1, 2 ja 3 lisäydinvoimalaa, joista kukin on suuruudeltaan 1 700 MW 14 TWh/a. Voimalaitokset eivät tule käyttöön yhtä aikaa vaan porrastetusti vuosina 2020, 2025 ja 2030. Voimalaitosten sijoituspaikka ei vaikuta MH-laskentaan eikä tässä selvityksessä tehtäviin arvioihin Suomen sähköntuotantokapasiteetin riittävydestä huipun aikana.

Vienti Keski-Eurooppaan. Perusskenaario korostaa sähkön viennin kasvua muista Pohjoismaista Keski-Euroopan suuntaan (lähinnä Saksa ja Alankomaat). Vienti voi olla enintään 40 TWh/a. Vientiä kasvatetaan MH-mallissa sekä lisäämällä vientiyhteyksiä että nostamalla vastapuolen hintaa.

Pohjoismaisessa **sisämarkkinaskenaariossa** vientiä muista Pohjoismaista Keski-Eurooppaan (Saksaan ja Alankomaihin) rajoitetaan malliteknisesti sekä hinnan että siirtokapasiteetin avulla. Vienti voi olla enintään 25 TWh/a. Skenaario voisi toteutua esimerkiksi jos Saksa peruisi päätöksensä lopettaa ydinvoimantuotanto. TIMES-laskenta on täsmäytetty sisämarkkinaskenaariossa vallitsevaan hintatasoon.

Päästöoikeuden hinta. Päästöoikeuden hinnan suhteen on kaksi skenaariota, 30 €/t ja 50 €/t. Päästöoikeusskenaarioita käsitellään tuloksissa stokastisesti, ne vaikuttavat vain minimi- ja maksimiarvojen kautta. Tulokset esitetään tapauksessa 30 €/t.

Vesivuoden laatu. Mallissa on mukana kolme skenaariota: normaali, kuiva ja vetinen vuosi koko Pohjoismaiden alueella. Normaalivesivuotena esiintyy kahdeksana vuotena kymmenestä ja poikkeavia yksi kumpaakin kymmenessä vuodessa. Vesivuotia käsitellään tuloksissa stokastisesti, eli ne vaikuttavat vain minimi- ja maksimiarvojen kautta. Tulokset esitetään normaalivesivuoden tapauksessa.

Laskentavuodet. Laskentavuodet ovat 2007, 2015, 2020, 2025, 2030 ja 2040. Päähuomio on aikavälillä 2020–2030. Vuosi 2007 on mukana mallin tason säätämiseksi vastaamaan nykyhetkeä. Aikaväliä 2008–2014 ei mallinnetta. Laskentavuoteen 2040 sisältyy erityisen huomattavia epävarmuuksia.

Muiden Pohjoismaiden (Ruotsi, Norja ja Tanska) sähkön kysynnästä ja tuotantokapasiteetista on vain yksi skenaario. Samoin polttoainehinnoista on vain yksi skenaario.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

Suomen ja Venäjän sekä Suomen ja Viron välinen sähkökauppa on niin ikään vain yhtenä skenaariona.

MH-mallin laskentapisteet muodostetaan varioimalla seuraavia parametriarvoja:

- lisäydinvoima: 0, 1, 2, tai 3 kpl (yhteensä 4 tapausta)
- Suomen sähkön kysyntä vuonna SOME ja LAME (yhteensä 2 tapausta)
- päästöhinta: 30 €/t tai 50 €/t (yhteensä 2 tapausta)
- vesivuosi Pohjoismaissa: normaali, poikkeuksellisen kuiva ja poikkeuksellisen saateinen (yhteensä 3 tapausta)
- vienti Keski-Eurooppaan: perusskenario ja sisämarkkina (yhteensä 2 tapausta)
- vuodet 2007, 2015, 2020, 2025, 2030 tai 2040 (yhteensä 6 tapausta).

Laskentapisteitä on yhteensä 576 kpl ($4 \times 2 \times 2 \times 3 \times 2 \times 6$). Tulokset ryhmitellään neljään ryhmään á 144 tapausta:

1. SOME, perusskenario (tätä pidetään todennäköisimpänä)
2. LAME, perusskenario
3. SOME, sisämarkkina (TIMES-iterointi on täsmäytetty tähän)
4. LAME, sisämarkkina.

Kaikille skenaarioille yhteiset piirteet ovat seuraavat:

- Nettovuositase⁴ Venäjän suhteen rajataan välille ± 2 TWh/a. Venäjän sähkön hinta lähenee pohjoismaista hintaa, ja kauppaa käydään molempiin suuntiin.
- Oletetaan, että Baltiaan ei rakenneta lisää ydinvoimaa eikä palavan kiven käyttöä lisää. Siksi sähkön hinta on Baltiassa pohjoismaista systeemihintaa korkeampi. Vallitsevien epävarmuuksien vuoksi vuositase Viron suhteen rajataan välille ± 2 TWh/a.
- Fossiilisten polttoaineiden hinnat on huomioitu IEA 2008:n mukaisesti (Kuva 4), mutta hiilen hintaa nostetaan, jotta TIMES ei suosisi kaukolämmön yhteistuotantoa hiilellä.
- Turpeen hinta nousee tasolta 7 €/MWh tasolle 12 €/TWh ja biopolttoaineen hinta tasolta 11 €/MWh tasolle 16 €/TWh (Kuva 4).
- Tuulivoimaa tuotetaan Suomessa vuonna 2020 6 TWh ja 2040 8 TWh.
- Sähköntuotantokapasiteetti muissa Pohjoismaissa arvioidaan NEP-2030-selvityksen /NEP/ perusteella, jota on täydennetty kilpailuselvityksen yhteydessä /Ruska ja Koreneff 2009/. Ruotsin ydinvoiman oletetaan poistuvan 60 vuoden ikäisenä. Käytännössä siis noin 3 500 MW poistuu 2030-luvulla, eikä ole tiedossa, miten poistuvaa kapasiteettia korvataan.
- Suomen ydinvoimaskenaariot eivät vaikuta muiden Pohjoismaiden sähköntuotantokapasiteettiin. Suomen lisäydinvoimatarjonta lisää sähkön kulutusta Suomessa

⁴ Nettovuositaseella tarkoitetaan sähkön viennin ja tuonnin erotusta. Viennille annetaan positiivinen etumerkki: vienti tulkitaan ”sisältä päin” eli Suomesta tai Nordel-alueelta tulevaksi.

TIMES-laskennan tulosten mukaisesti mutta ei vaikuta muiden Pohjoismaiden sähkön kulutukseen.

- Uusi Ruotsin ja Liettuan välinen 700 MW:n merikaapeli otetaan käyttöön vuonna 2015, ja laskennassa siihen ei liity energiarajoitusta.
- Ruotsi–Puola-vuositaso rajataan arvoon +2 TWh/a, koska se nähdään kanavana viedä sähköä kohti Keski-Eurooppaa. Tästä on oma skenaarionsa.

Mallin tekniset parametrit (lähinnä hyötysuhteet, käytettävyydet ja muut muuttuvat kustannukset) pidetään lähes samoina kuin NEP-selvityksissä, kalibrointivuotena on 2007. Kuitenkin työn aikana havaittiin, että MH-mallissa Suomen yhteistuotanto jää pienemmäksi kuin TIMES-mallissa pohjoismaisesta kilpailutilanteesta johtuen. Suomen yhteistuotannon parametreja muunnettiin näin ollen hieman eron pienentämiseksi. Parametrit pidetään vakiona koko laskentajakson ajan, eikä esimerkiksi kaasutus- ja CCS-tekniikoille ole laadittu omia parametreja. MH-mallin keskeiset lähtötiedot on kuvattu liitteessä B.

MH-mallin laskentatulokset esitetään vuosikeskiarvopiirroksina. Kilpailuraportissa /Ruska ja Koreneff 2009/ on esitetty hieman erilaisilla lähtöoletuksilla tehtyjen MH-mallilaskentojen tuottamia energiamääriäkin maittain.

3.3 Tulokset

3.3.1 Pohjoismainen tasapaino

Lähtöoletusten mukaisesti sähkön kulutus kehittyy taulukon 1 mukaisesti.

Taulukko 1. Sähkön kulutus Pohjoismaissa (SOME 0), TWh/a.

Kysynät	2007	2015	2020	2030	2040
Ruotsi	147	147	150	149	146
Norja	127	126	127	127	127
Tanska	36	37	37	37	37
RNT yht	310	310	314	313	310
Suomi SOME0	90	87	91	94	90
YHT SOME0	400	397	405	407	400

Pohjoismainen kulutus näyttää pysyttelevän tasolla 400 TWh/a.

Kuten luvussa 2.2 todetaan, sähköenergia voidaan katsoa hankittavaksi perusenergiana ja lisäenergiana. Perusenergia koostuu vesienenergiasta, tuulienergiasta, yhteistuotantosähköstä ja ydinvoimasta. Näiden määrä ei ole aivan suoraan kytköksissä sähkömarkkinoihin toisin kuin lisäenergiana tuotettava lauhdesähkö ja tuonti, joita hankitaan valitsevan markkinatilanteen mukaisesti. Tarkastelussa päädytään taulukon 2 mukaisiin perusenergioihin, joissa yhteistuotantoenergiat on saatu MH-mallin tuloksista. Kun pe-

3. Sähkömarkkinavaikutukset

rusenergia otetaan MH-mallin tuloksista eikä kapasiteetilähtötiedoista tuotantokertoimella arvioituna, saadaan hieman tarkempi kuva tulevaisuudesta, jossa tuotanto riippuu markkinatilanteesta.

Taulukko 2. Perusenergian (vesi, tuuli, CHP ja ydin) tuotanto Pohjoismaissa (SOME 0, 30 €/t, normaalivesi), TWh/a.

	2007	2015	2020	2030	2040
Ruotsi	144	162	170	170	147
Norja	136	135	143	150	150
Tanska	23	23	27	27	28
RNT yht	303	320	340	347	325
Suomi	63	82	78	73	72
YHT	366	402	418	420	397

Ruotsi on lisäämässä tuntuvasti uusiutuvaa perustuotantoa, mutta 2030-luvulla ydinvoimaa alkaa poistua ja perustuotanto pienenee. Norjan perustuotannolle on tyypillistä suuri vuotuinen vesivoimahajonta. Vesivoiman oletetaan lisääntyvän hieman ja tuuli voiman lisääntyvän tuntuvasti. Tanska kasvattaa merituuli voimaa.

Suomen perustuotanto nousee tuntuvasti Olkiluoto 3:n valmistuttua. Sen jälkeen CHP-tuotanto⁵ alkaa TIMES-tulosten mukaan vähetä. SOME-skenaariossa perustuotanto on vain hieman vähäisempää kuin LAME-skenaariossa.

Mikäli maan perusenergia ei kata maan kulutusta, tarvitaan lisäenergiaa, joka voi olla lauhdetuotantoa ja tuontia. Mikäli jossain maassa on perusenergian ylijäämää, se siirtyy pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla automaattisesti alijäämäisille maille tai vientiin. Pohjoismaiden ulkopuolelta tapahtuvan tuonnin ei oleteta tulevaisuudessa syrjäyttävän omaa perustuotantoa.

Taulukko 3 kuvaa perusenergian yli- ja alijäämän kohdentumista maittain.

Taulukko 3. Perusenergian yli- ja alijäämä Pohjoismaissa (SOME 0, 30 €/t, normaalivesi), TWh/a.

	2007	2015	2020	2030	2040
Ruotsi	-3	15	20	21	1
Norja	9	9	16	23	23
Tanska	-13	-14	-10	-10	-9
RNT yht	-7	10	26	34	15
Suomi	-27	-5	-13	-21	-18
YHT	-34	5	13	13	-3

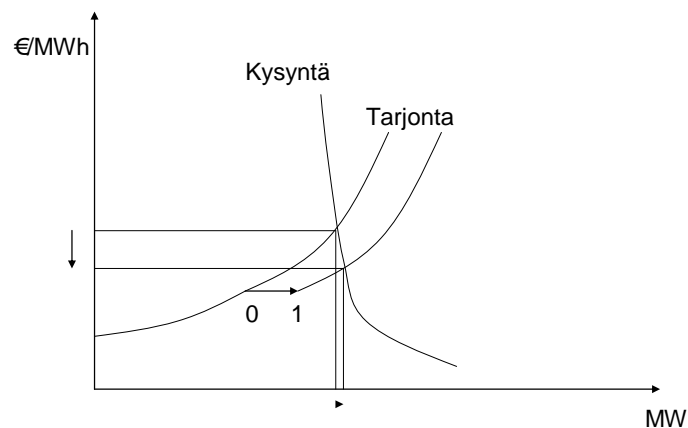
⁵ CHP on sähkön ja lämmön yhteistuotannon lyhenne, Combined Heat and Power production. Tässä selvityksessä käsitellään ainoastaan sähkön osuutta yhteistuotannosta.

Ruotsi näyttää muuttuvan aluksi ylijäämäiseksi ja Norja pysyvästi. Tanskan perustuotanto on pysyvästi alijäämäistä, koska pieni lämpökuorma rajoittaa aitoa yhteistuotantoa. Suomen perustuotanto on pysyvästi ja kiihtyvästi alijäämäistä molemmissa skenaarioissa, mutta muiden Pohjoismaiden ylijäämä riittää yleensä kattamaan Suomen alijäämän.

Perustuotannon riittävyys merkitsee sitä, että vuodesta 2020 eteenpäin Pohjoismaissa ei normaalivesivuonna tarvita lisäsähköä eli laudevoimaa. Tulokseen sisältyy kuitenkin huomattavia epävarmuuksia. Ruotsin ja Norjan ylijäämäarviot eivät välttämättä toteudu, mutta jos ne toteutuvat, saattaa ylijäämä ohjautua korkeamman hintatason markkinoille Keski-Eurooppaan ja Baltiaan. Lauhdetuotanto ei silti välttämättä lisääntynyt, mikäli Venäjältä on tuotavissa sähköä halvempaan hintaan.

3.3.2 Sähkön systeemihinta

Kun ydinvoimalaitos tulee tuntimarkkinoille eli voimalaitos käynnistetään, sähkön spot-hinta laskee. Kun ydinvoimalaitos pysähtyy, sähkön hinta puolestaan nousee kuvan 20 mukaisesti. Sähkön tuntihinnan alenemisesta seuraa lievä sähkön tuntikysynnän kasvu. Ydinvoimalaitoksen 1 700 MW:n yksikkökoko on niin suuri pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla, että hintavaste on selvästi havaittavissa – toisin kuin esimerkiksi 100 MW:n kokoluokan voimalaitosten, joiden ylös- ja alasajot tuskin erottuvat sähkön spot-hinnassa. Niiden osalta täydellisen kilpailun kriteeri toteutuu.

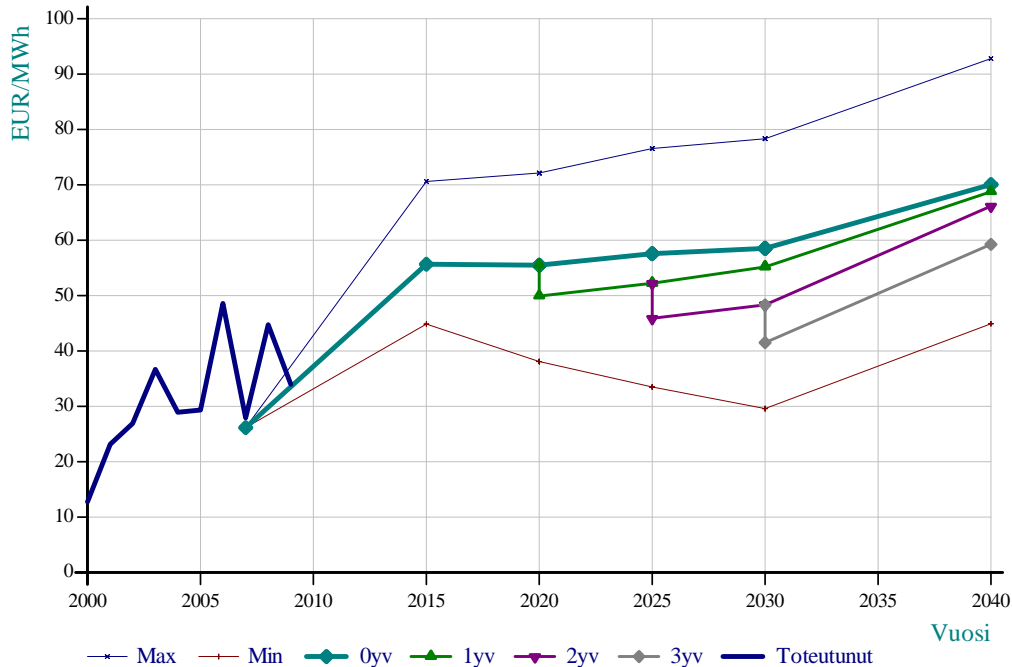


Kuva 20. Ydinvoimalaitoksen ylösajo (0 → 1) lisää tarjontaa sähkömarkkinoilla ja laskee sähkön tasapaino hintaa.

Kuva 21 esittää MH-mallilla lasketun pohjoismaisen sähkön systeemihinnan kehitymistä SOME-skenaariossa.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

Pohjoismainen systeemihinta



Kuva 21. MH-mallilla lasketut systeemihinnan vuosikeskiarvot SOME-skenaariossa ja toteutuma 2000-luvulla. Lisäydinvoimalaitosten vaikutus on kuvattu portaikkona. Max. ja min. kuvaavat aineiston suurinta ja pienintä arvoa.

Kuvassa on lisäksi esitetty pohjoismaisen systeemihinnan vuosikeskiarvon toteutuma tällä vuosikymmenellä. Lähinnä polttoainehinta- ja vakiintuu aluksi siihen, koska lievästi nousevien tuontipolttoaineiden hintojen vaikutus kompensoituu halvempien uusiutuvien energialähteiden käytön lisääntymisen myötä. 2030-luvulla hinta kääntyy uudelleen nousuun, kun ruotsalaista ydinvoimaa alkaa poistua. Kuvaan on piirretty hiusviivoin stokastiset minimi- ja maksimiarvot, joissa minimi liittyy matalampiin päästöhintoihin ja runsaaseen vesivuoteen ja maksimille on tyypillistä kuivuus. Minimien ja maksimien välinen ero eli hajonta on huomattavan suuri. Paksu käyrä kuvaa ”normaalitilanteen” keskiarvoa, ja se voidaan tulkita ”odotusarvoksi”. Taulukko 4 esittää eri skenaarioiden hintoja.

Vasta viimeisenä laskentavuotena 2040 metsäteollisuusskenaariolla (SOME → LAME) on tuntuvampaa vaikutusta sähkön systeemihintaan. Sitä vastoin sisämarkkinoilla sähkön systeemihinta jää 6–9 €/MWh alemmalle tasolle verrattuna perusskenaarioihin, joissa vienti Keski-Eurooppaan on nykyistä (2007) suurempaa.

Taulukko 4. Sähkön systeemihinnan vuosikeskiarvoja eri vuosina ja eri skenaarioissa, ilman lisäydinvoimaa, CO₂=30 €/t ja vesivuosi on normaali. Yksikkönä €/MWh.

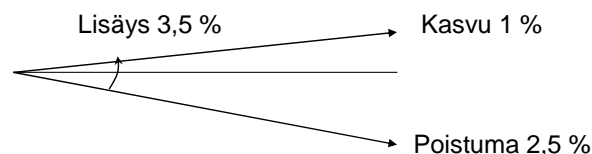
	2007	2020	2030	2040
SOME	26	55	59	70
LAME	26	55	59	74
SOME-sisämarkkina	26	48	50	61
LAME-sisämarkkina	26	49	51	65

Kukin uusi ydinvoimalaitos tuottaa keskimäärin 4,9 €/MWh alemman hinnan MH-mallissa, joskin eri tapauksissa on hajontaa, kuten kuvasta (Kuva 21) voidaan todeta. Tulosten perusteella on tehtävissä yleistys, että yhdellä ydinvoimalaitoksella on noin 5 €/MWh laskeva osavaikutus sähkön systeemihintaan.

Todellisuudessa ydinvoiman hintavaikutus saattaa poiketa mallilla lasketusta. 400 TWh/a:n sähkömarkkinoilla 5 €/MWh hintavaikutus merkitsee kahden miljardin euron vuositulojen menetystä sähkön tuottajille. Tällöin on ilmeistä, että investointi-ilmapiiri heikkenee.

MH-mallissa ei käsitellä markkinoiden reaktiota halpenevaan hintatasoon. Todellisuudessa heti lisäydinvoimalaitoksen rakentamisen varmistuttua investointi-ilmapiiri muuttuu. Uusia voimalaitoshankkeita käynnistetään vähemmän ja vanhoja saatetaan sulkea ennen aikaisesta. Ilmiö jatkuu ydinvoimalaitoksen käyttöönoton jälkeenkin, kunnes vähitellen hintamuutos sulaa pois. Käytettävissä ei ole luotettavia arvioita ilmiön aikavakioista.

Sähkömarkkinoilla sähkön kysyntä noudattaa pitkän aikavälin (> 1 v.) muutostrendiä, mikä suhdanteista riippuen voi olla kasvavaa, tasaista tai alenevaa. Kuvassa 22 on esimerkinomaisesti piirrettyä 1 %:n vuotuinen kasvu. Jos oletetaan voimalaitosten keskimääräiseksi eliniäksi 40 vuotta, on vuotuinen kapasiteettipoistuma 2,5 %. Tässä esimerkissä vuotuisen kapasiteettilisäyksen tulee olla 3,5 %, jotta kysynnän ja tarjonnan tasapaino säilyisi entisellään.



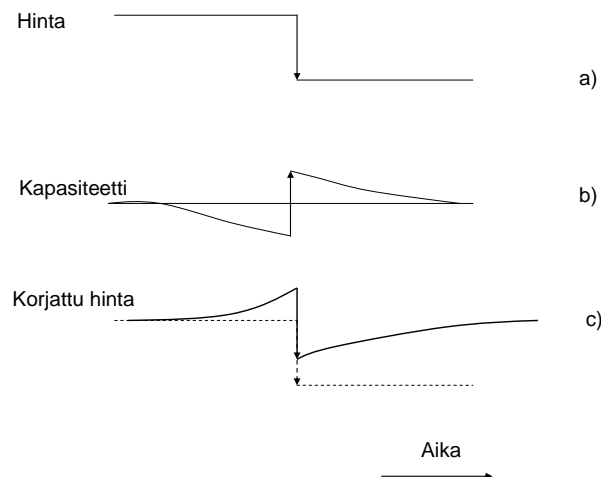
Kuva 22. Voimalaitoskapasiteetin kasvun periaatekaavio. Jos sähköntarve kasvaa 1 % vuodessa ja voimalaitosten keskimääräinen elinikä on 40 vuotta, tulee kapasiteetin kasvaa 3,5 % vuositain, jotta kysynnän ja tarjonnan tasapaino säilyisi ennallaan.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

Nordelin vuositilastojen mukaan viime vuosina (1999–2007) Pohjoismaiden sähkön tarve on kasvanut 376,6 TWh:sta 400,6 TWh:iin, eli tasaisesti jaettuna 0,8 %/a. Vastavasti huipun aikana käytettävissä oleva sähkön tuotantokapasiteetti on kasvanut vuoden 2004 (= vanhin saatavissa oleva tieto) 71 970 MW:sta vuoden 2007 73 860 MW:iin eli 0,3 % vuodessa tasan jaettuna.

Uusi ydinvoimalaitosyksikkö saa mallissa aikaan porrasmaisen aleneman sähkön hintaan, kuten kuva 23 (a) osoittaa. Käytännössä sähkön vuosihinta vaihtelee voimakkaasti, kuten kuva 21 osoittaa, mutta uuden ydinvoimalaitoksen voidaan olettaa tuottavan vakioaleneman (tietyllä aikavälillä) sähkön hintaan.

Sähkömarkkinat reagoivat alenevaan hintaan siten, että investoinnit muuhun sähkön tuotantoon eivät ole yhtä houkuttelevia kuin ennen. Koska ydinvoimalaitoksen valmistuminen on markkinoiden tiedossa jo vuosia ennen valmistumista, alkaa kapasiteetin määrä vajeta jo ennen ydinvoimalaitoksen valmistumista (kuva 23 (b)). Yhteisvaikutuksena todellinen sähkön hinta käyttäytyy kuvan 23 (c) mukaisesti.



Kuva 23. Ydinvoimalaitoksen valmistumisen (vertikaalinen nuoli) vaikutus sähkön hintaan ja kapasiteettiin. a) välitön hintavaikutus, b) hinnan vaikutus kapasiteettiin, c) yhteisvaikutus hintaan.

Markkinadynamiikan aikavakioita – siis sitä, kuinka paljon ja kuinka kauan ennen ja jälkeen valmistumisen vaikutus näkyy – on hyvin vaikea arvioida luotettavasti. Vuotuisen poistuman odotusarvo, 2,5 % 70 000 MW:stä on 1 750 MW. Karkeasti voidaan siis arvioida, että viivästyttäen suunniteltuja investointeja vuodella tai nopeuttamalla alasajoa markkina kompensoi yhden ydinvoimalaitoksen verran kapasiteettitasetta. On pelättävissä, että ydinvoiman lisärakentaminen saattaa aiheuttaa jonkinasteisen investoimattomuuskriisin pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla, kun samanaikaisesti lisäksi tuetaan energialtaan halpaa uusiutuvaa tuotantoa, joka osaltaan laskee sähkön hintaa. Optimaalisessa sähköntuotantojärjestelmässä investointeja tulisi kohdistaa myös inves-

3. Sähkömarkkinavaikutukset

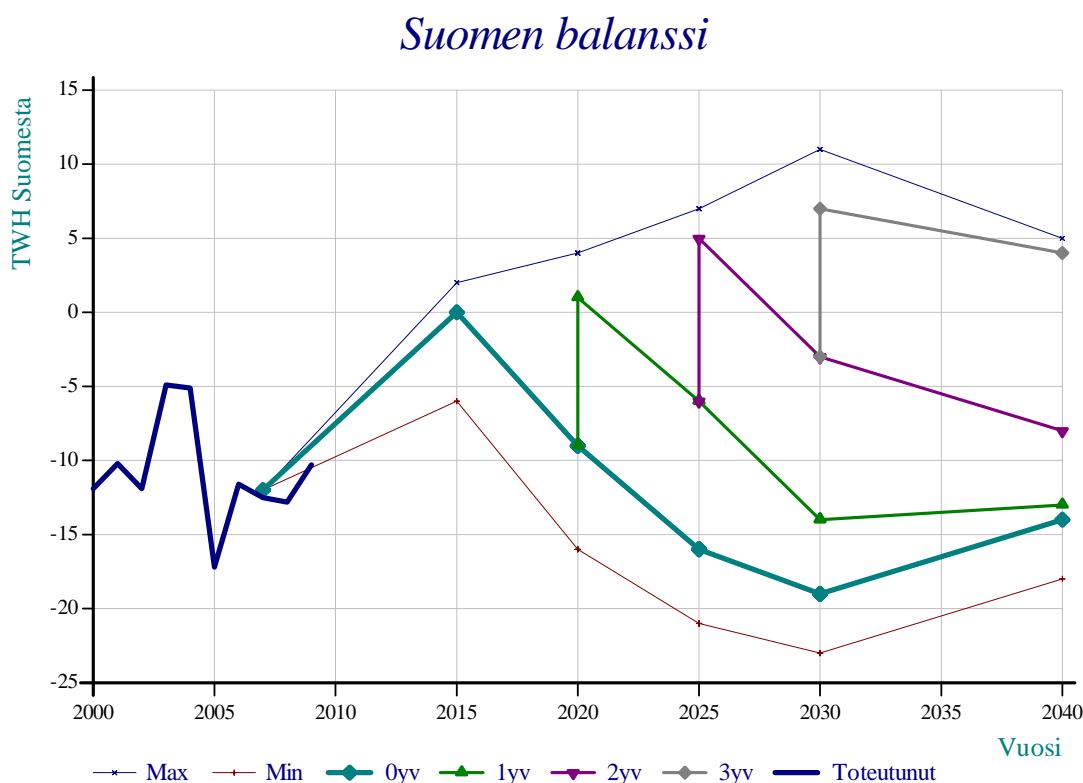
tointikustannuksiltaan halvempiin mutta energialtaan kalliimpiin tuotantolaitoksiin /Koljonen et al. 2009/.

Mallin tulostamateriaalista voidaan laskea muitakin osavaikutuksia kuin ydinvoimalan ja sisämarkkinaskenaarion osavaikutus sähkön systeemihintaan. Poikkeuksellisen kuiva vesivuosi nostaa sähkön hintatasoa tuloksissa keskimäärin 14 €/MWh ja poikkeuksellisen sateinen vuosi laskee 12 €/MWh. Päästöoikeuden hinnan nousu 30 €/t:sta 50 €/t:iin nostaa sähkön hintatasoa 4 €/MWh. Kyseiset osavaikutukset on saatu pitämällä muut parametrit perusarvoisinaan ja pitämällä muun muassa lisäydinvoimaloiden lukumäärä nollassa.

Tässä selvityksessä ei ole varioitu polttoaineiden hintoja, mutta VTT:n aiemmassa tutkimuksessa /Kekkonen ja Koreneff 2009/ on todettu, että hiilen hinnan muuttuessa 10 % pohjoismainen systeemihinta muuttuu samaan suuntaan noin 1,8 %. Tämän selvityksen oletuksilla hiilen hinnan nousu 10 %:lla nostaisi siis sähkön hintatasoa noin 1 €/MWh.

3.3.3 Suomen sähkötase

SOME-skenaariossa Suomen sähkönhankinnan vuosinettotase muodostuu kuvan (Kuva 24) osoittamalla tavalla.



Kuva 24. MH-mallilla laskettu Suomen nettosähkötase SOME-skenaariossa.

Suomen tase on ollut alijäämäinen, mutta Olkiluoto 3:n valmistuminen, mikä näkyy vuoden 2015 laskentapisteessä, nostaa Suomen taseen neutraaliksi. Sen jälkeen kehitys

3. Sähkömarkkinavaikutukset

kääntyy kuitenkin voimakkaaseen laskuun. Yksi lisäydinvoimalaitos riittää palauttamaan taseen positiiviseksi. Taulukossa 5 näkyy Suomen tase eri vuosina eri skenaarioissa ilman lisäydinvoimaa.

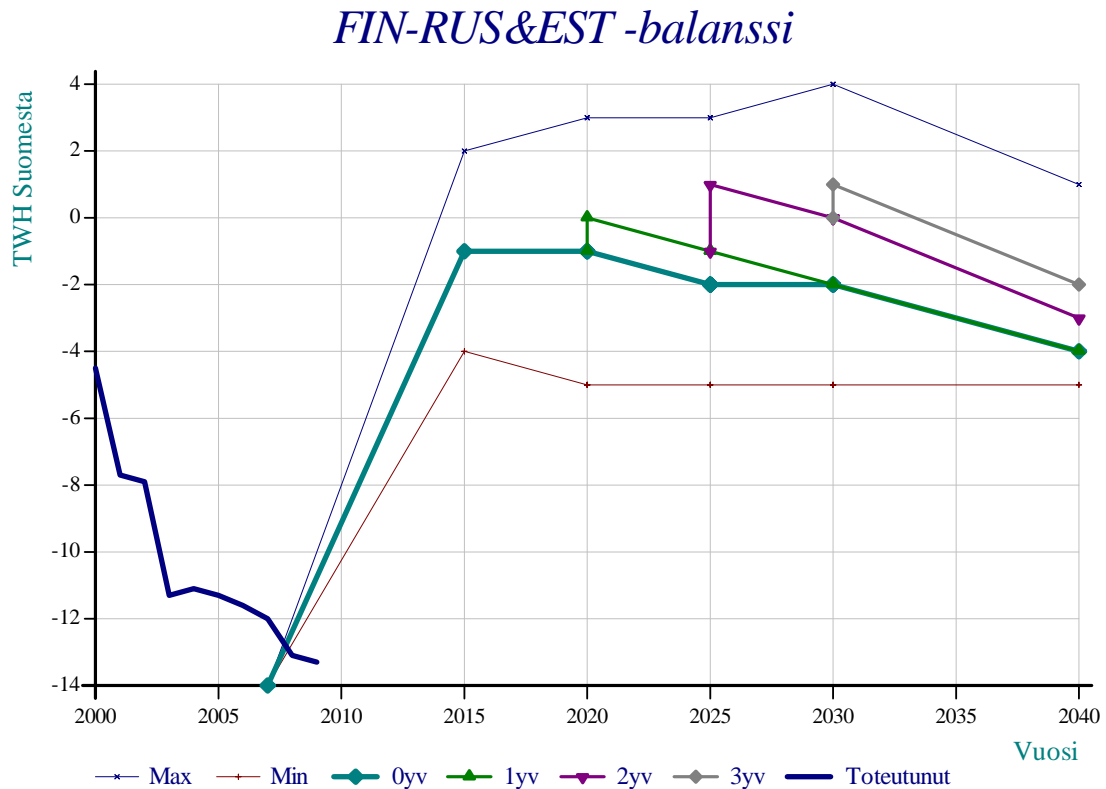
Taulukko 5. Suomen sähkötase eri skenaarioissa ilman lisäydinvoimaa, TWh/a, vienti positiivinen.

	2007	2020	2030	2040
SOME	-12	-9	-19	-14
LAME	-12	-9	-20	-20
SOME-sisämarkkina	-12	-13	-22	-17
LAME-sisämarkkina	-12	-14	-23	-23

Pohjoismaisille sisämarkkinaskenaarioille on tyypillistä, että Suomen tase kääntyy 2030-luvulta alkaen yhä tuontivoittoisemmaksi, kun taas sähkön viennin lisääntyminen Keski-Eurooppaan parantaa hieman myös Suomen tasetta eli lisää sähkön tuotantoa Suomessa.

Yhden ydinvoimalaitoksen tasetta parantava vaikutus tulosaineistossa normaalivesivuotena on suurimmillaan 10,5 TWh/a, pienimmillään 6 TWh/a ja keskimäärin 8 TWh/a. Yksi uusi ydinvoimalaitos parantaisi Suomen tasetta tuotantonsa verran, eli lähes 14 TWh/a, mutta hintamuutoksen vuoksi osa Suomen muusta tuotannosta jää kannattamattomana pois ja kysyntä kasvaa. Asiaa on käsitelty tarkemmin jäljempänä.

Poikkeuksellisen kuivana vesivuonna Suomen tase paranee noin 2 TWh/a, koska sähkön tuotanto Suomessa on kannattavampaa. Vastaavasti poikkeuksellisen sateisena vuotena tuonti kasvaa 5 TWh/a. Päästöhinnan nousu 30 €/t:sta 50 €/t:iin heikentää Suomen tasetta keskimäärin 1,7 TWh/a. Yleishavainto Suomen taseesta on, että sen ennakoiminen on erittäin epävarmaa ja pienetkin lähtötietomuutokset saattavat poikkeuttaa sitä huomattavasti. Suomen tase koostuu Venäjän, Viron ja Ruotsin osataseista. Seuraava kuva (Kuva 25) esittää Venäjän ja Viron yhdistettyä osatasetta.



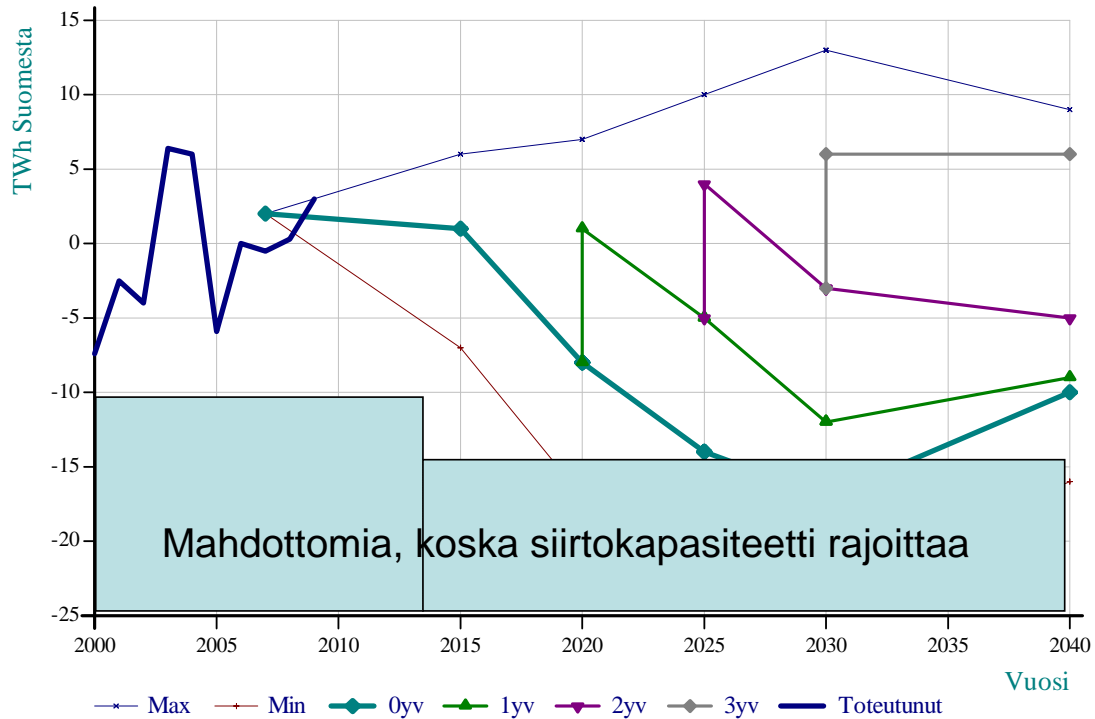
Kuva 25. MH-mallilla laskettu Suomen nettosähkötase Venäjän ja Viron summataseen suhteen SOME-skenaariossa.

Tällä vuosituhanella sähkön tuonti Venäjältä on lisääntynyt tasolle 11 TWh/a. Virosta on tuotu vuosina 2008 ja 2009 noin 2 TWh/a. IES2008-oletusten mukaisesti tuonti Venäjältä loppuu, mutta tässä selvityksessä sen on oletettu jäävän tasolle -2 TWh/a. Tuonti Virosta kääntyy vienniksi johtuen sähkön hintatason odotettavissa olevasta noususta Baltiassa, mikä puolestaan selittyy tuontipolttoaineiden hintojen kohoamisella, ydinvoiman tuotannon loppumisella sekä oletuksella, että palavan kiven poltto vähenee. Puuttuva sähköntuotanto Baltiassa on korvattavissa tuonnilla ja rakentamalla fossiilista kapasiteettia, koska uusiutuvien resurssien ei ole oletettu riittävän kattamaan poistuvaa tuotantoa. Baltian kysynnän kehittymisen arvioihin liittyy epävarmuuksia, ja siksi tässä selvityksessä Suomesta viennin ylärajaksi on asetettu 2 TWh/a huolimatta siirtoyhteyksien lisääntymisestä 2010-luvulla.

Edellä mainitut oletukset johtavat lähes taseen tasapainottumiseen. Lisäydinvoima lisää vientiä Suomen osataseeseen. Stokastinen hajonta on useita TWh/a. Kuvassa 26 on esitetty Suomen ja Ruotsin osatase.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

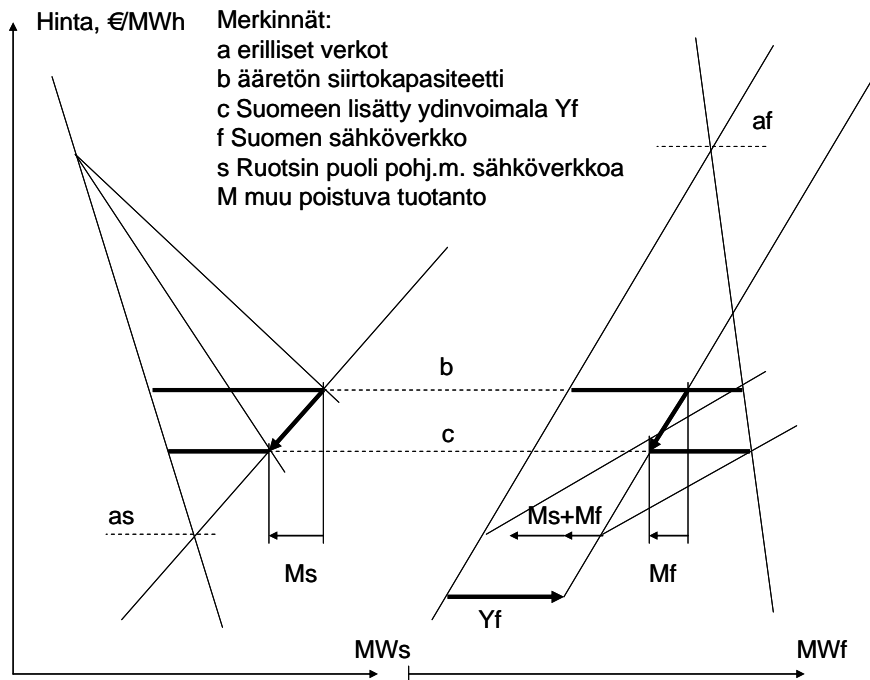
Suomi-Ruotsi -balanssi



Kuva 26. MH-mallilla laskettu Suomen ja Ruotsin välinen nettosähkötase SOME-skenaariossa. Varjostettu alue kuvaa tuontirajoitusta, mutta se on vain suuntaa-antava.

Suomen ja Ruotsin välinen tase on vaihdellut tuonnin ja viennin välillä. Tulevaisuudessa sähkön tuonti pohjoismaisilta markkinoilta Ruotsin kautta Suomeen lisääntyy huomattavasti, koska Suomen peruskapasiteetti (vesi, tuuli, CHP ja ydin) ei riitä kattamaan Suomen tarvetta. Muihin Pohjoismaihin on oletettu rakennettavan huomattava määrä uusiutuvaa energiahinnaltaan halvempaa sähköntuotantokapasiteettia. Taseen tasapainottamiseksi Suomessa olisi lisättävä lauhdutusvoiman tuotantoa, mutta se ei ole kannattavaa, koska halvempaa sähköä on saatavissa naapurimaista. Tuonti Ruotsista saavuttaa mallissa nopeasti tällä hetkellä tiedossa olevan ylärajan, joka riippuu rajasiirtoyhteyksien lisäksi eri maiden kantaverkkojen rajallisesta mahdollisuudesta siirtää sähköä länsi-itä-suunnassa, koska Ruotsin eteläinen puoli on taseeltaan alijäämäinen.

Suomen ja Ruotsin välisen taseen hajonta on erittäin suuri johtuen vesivuosisivaihtelusta. Lisäydinvoima parantaa Suomen ja Ruotsin välistä tasetta tuntuvasti.



Kuva 27. Kysynnän ja tarjonnan tasapainohinnan muodostuminen kahdella sähkömarkkina-alueella. Oikealla on Suomi (f) ja vasemmalla muut Pohjoismaat (s). Suomi on piirretty alijäämäiseksi, jossa paikallinen hintatasapaino a_f on korkeammalla kuin a_s tilanteessa a , jossa verkot ovat erilliset. Hintatasolla b alueet on yhdistetty riittävän vahvalla siirtojohdolla toisiinsa. Hintatasolla c Suomen lisäydinvoima (Y_f) poikkeuttaa markkinatasapainoa. Samalla muu tuotanto vähenee Suomessa (M_f) ja muissa Pohjoismaissa (M_s). $M_s + M_f \leq Y_f$, koska myös kysyntä joustaa. Tasapainotasolle b ja c pätee, että vienti ja tuonti ovat määrältään yhtä suuria eri alueilla.

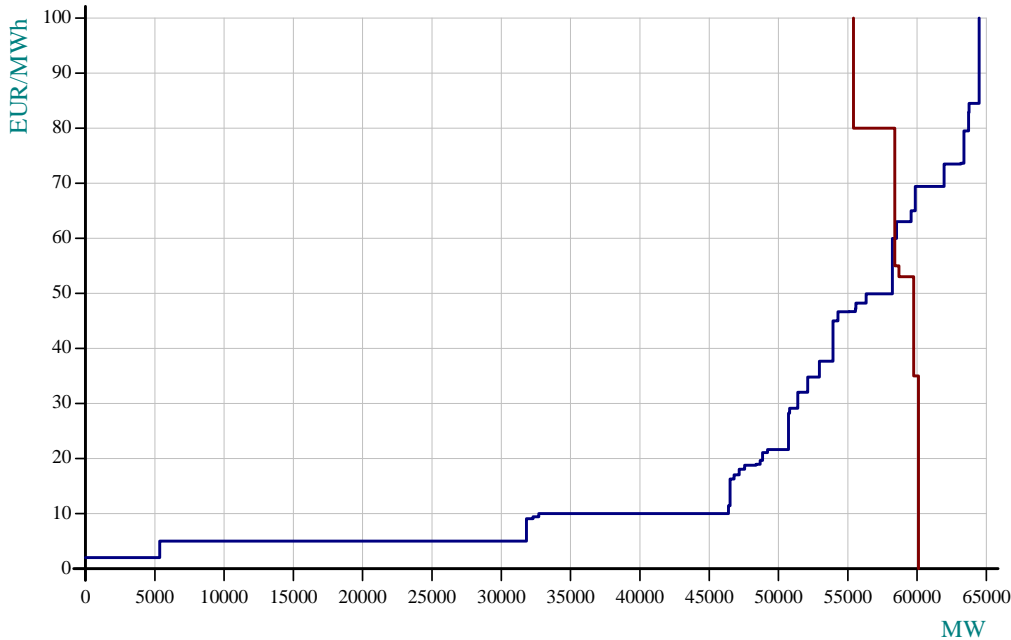
MH-malli kuvaa Pohjoismaiden sähkömarkkinoita maittain ilman sisäisiä siirtorajoituksia ikään kuin sähköverkko olisi kauttaaltaan äärettömän vahva. Kuvassa 27 on esitetty Suomen pohjoismaisen sähkötaseen (hetkellinen tuonti tai vienti) muodostumisen periaate kahden alueen välillä.

Kuvassa 27 markkinat on jaettu kahtia siten, että kuvan oikealla puolella on Suomi ja vasemmalla muut Pohjoismaat yhdessä. Kuvaa piirrettäessä on oletettu, että Suomi on alijäämäinen, jolloin Suomen laskennallinen tasapainoaluehinta muodostuu Suomen kysynnän ja tarjontakäyrän risteykseen korkeammalle kuin toisten Pohjoismaiden tasapainohinta. Jos alueet yhdistetään riittävän vahvalla siirtojohdolla, putoaa osa tuotannosta Suomessa pois ja vastaavasti lisääntyy muualla. Jos uusi ydinvoimalaitos liittyy Suomen verkkoon, vähenee muu tuotanto kaikkialla. Seurauksena muista Pohjoismaista Suomeen tuotava sähkö halpenee mutta myös tuontimäärä pienenee, eli lisäydinvoima vahvistaa Suomen sähkötasetta.

Kuva 28 havainnollistaa MH-mallin hetkellistä kysynnän ja tarjonnan välistä tasapainoa.

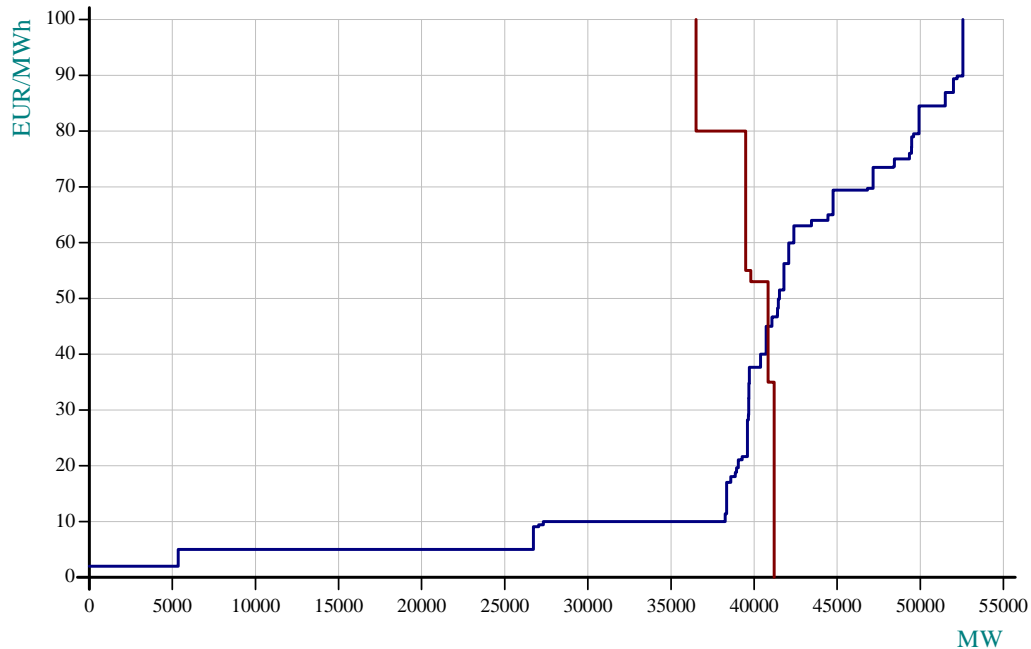
3. Sähkömarkkinavaikutukset

FIN SWE NOR DEN 2020 Kysyntä/Tarjonta viikolla 1



Kuva 28. Kysynnän ja tarjonnan tasapainon muodostuminen MH-mallissa. Vuoden 2020 1. viikko SOME 0 -perusskenaariossa.

Kysynnän ja tarjonnan viikkokohtainen tasapainohinta on kuvan esittämässä tapauksessa tammikuussa 60 €/MWh. Tarjontaan vaikuttavat muut hankintalähteet pystytään arvioimaan suhteellisen luotettavasti, mutta vesivoiman käyttö perustuu MH-mallin kokonaisoptimiin ja saattaa poiketa todellisuudesta huomattavastikin. Vesivoiman hetkellinen käyttö riippuu paitsi sateisuudesta myös kaikkien muiden vaikuttavien tekijöiden hetkellisistä odotusarvoista. MH-mallin kysyntäjousto syntyy Pohjoismaiden ulkopuolelle tapahtuvista maakohtaisista myynneistä. Pohjoismaiden oma kysyntä on tässä mallinnettu joustamattomaksi, ja on viikolla 1 keskimäärin 56 000 MW. Saksaan vienti lisää kysyntää 3 000 MW. Ulkomailta tapahtuvat tuonnit ovat mukana tarjontakäyrässä. Kuvan esimerkkitapauksessa tasapainohinnan hintaporrasta edustaa Suomen turvelauhde. Tasapainotason yläpuolella on Tanskan hiililauhde, joka siis ei enää aktivoidu tuotantoon. Tasapainotason alapuolella on Tanskan, Ruotsin ja Suomen maakaasuyhteistuotanto. Lisäydinvoima leikkaisi kapasiteettinsa mukaisesti näitä pois. Kyseinen maakaasutuotanto on laajuudeltaan noin 4 500 MW, ja sitä on enemmän Tanskassa ja Ruotsissa kuin Suomessa. Lisäydinvoima vahvistaa hetkellisesti Suomen tasetta nimellistehollaan, josta on vähennettävä sen syrjäyttämä suomalainen kapasiteetti. Mallin mukaan kapasiteettia syrjäytyy enemmän Tanskassa ja Ruotsissa kuin Suomessa.

FIN SWE NOR DEN 2020 Kysyntä/Tarjonta viikolla 30

Kuva 29. Kysynnän ja tarjonnan tasapainon muodostuminen MH-mallissa. Vuoden 2020 30. viikko SOME 0 -perusskenaariossa.

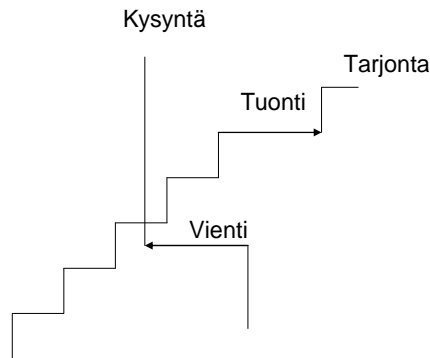
Heinäkuun tasapainohinta on 45 €/MWh (Kuva 29), mutta pienikin muutos saattaa vaikuttaa hintaan huomattavasti. Tasapainohintatasolla marginaalituotanto tapahtuu maakaasu CHP:llä. Tasapainohinnan alapuolelle muodostuu vahva tukitaso (38 €/MWh) Norjan kaasukenttien maakaasuvoimasta. Hintaheilahtelun ylärajaa tukee biochp-voimalaitoksissa tapahtuva kesäaikainen lauhdetuotanto (64 €/MWh) sekä vähäisessä määrin mustalipeä- ja masuunikaasulauhde. Hintaheilahtelun alueella on maakaasu-, hiili- ja turve-CHP:tä, jotka ovat siis vaarassa leikkautua tarjonnan lisääntyessä. Kaukolämpöyhteistuotannon kapasiteettiosuudet ovat varsin pieniä keskellä kesää, mikä lisää tilanteen herkkyyttä. Halvempi bio-CHP ei ole vaarassa leikkautua.

MH-mallilla laskettuihin Venäjä/Viron maakohtaisiin arvoihin tulee suhtautua varauksella. Tuonti Venäjältä saattaa toteutua laskettua suurempana, mutta samalla on mahdollista, että vienti Suomesta Viroon kasvaa lähes yhtä paljon. Näin ollen Ruotsin osatase pysyisi lähes mallilla lasketun suuruisena. Sitä vastoin arviot siitä, missä maassa sijaitsevaa CHP-tuotantoa Suomen lisäydinvoima korvaisi, ovat epäluotettavia. Olemassa olevaa CHP-kapasiteettia pyritään käyttämään, ja jos se ei mene kaupaksi markkina-alueella, sitä myytäneen ulos. Lisäydinvoima ei siis välttämättä syrjäytä CHP-tuotantoa.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

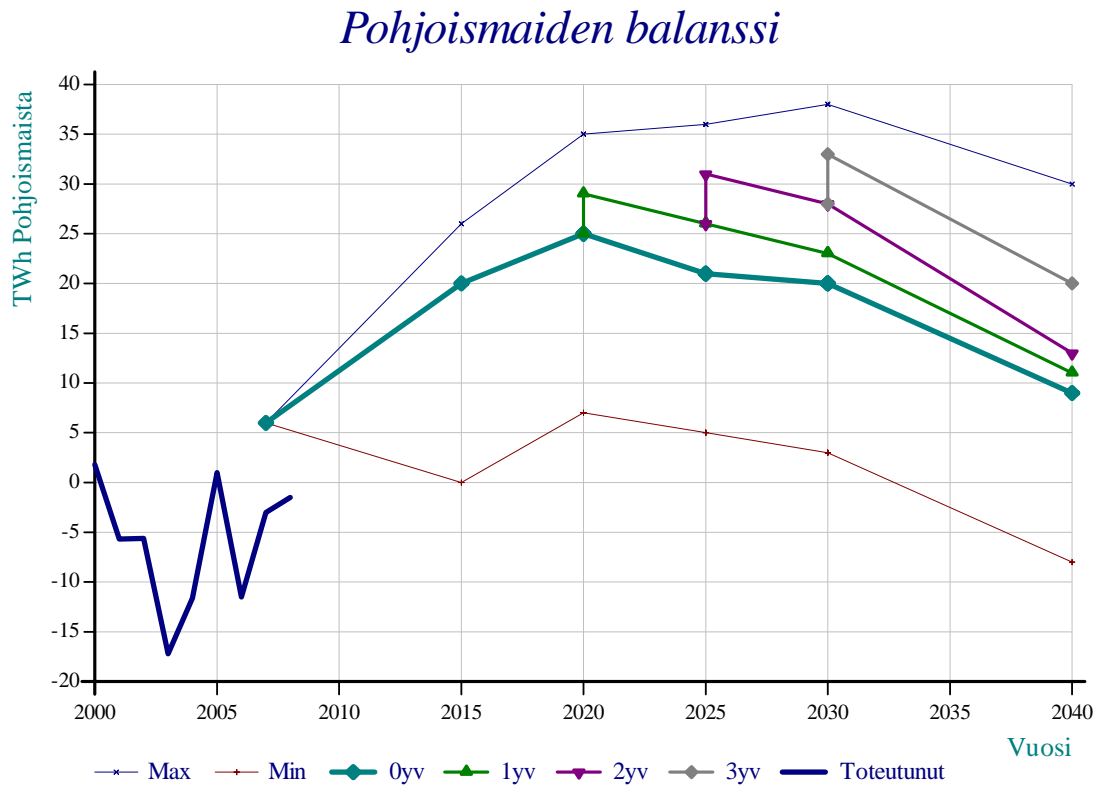
3.3.4 Pohjoismainen tase

Kuvassa 30 on esitetty periaate, jonka mukaan MH-malli käsittelee pohjoismaisen markkina-alueen ja muun alueen välistä sähkökauppaa.



Kuva 30. Periaatekuva siitä, miten yksi vienti- ja tuontikomponentti sijoittuvat kysyntä- ja tarjontakäyrästä MH-mallissa.

Pohjoismaiden tarjonta näkyy porrasmaisena kuviona. Kun sähkön hinta on riittävän halpa, kysyntä koostuu sekä omasta kysynnästä että naapurialueen vientikysynnästä siirto rajoituksen puitteissa (kuvassa merkintä ”Vienti”). Tietyllä hintatasolla vienti jää pois ja jäljelle jää vain oman markkina-alueen kysyntä. Kun sähkön hinta nousee edelleen, tietyllä hintatasolla tarjontaan ilmestyy naapurialueen tuontitarjonta siirto rajoituksen mukaisesti (kuvassa merkintä ”Tuonti”). Malli sopii täysin joustamattomalle naapurille, jonka kannalta Pohjoismaiden markkinan vaikutus on olematon. On selvää, että esimerkiksi Baltian sähkökaupan mallinnus tällä tekniikalla ei johda kovin oikeaan tulokseen.

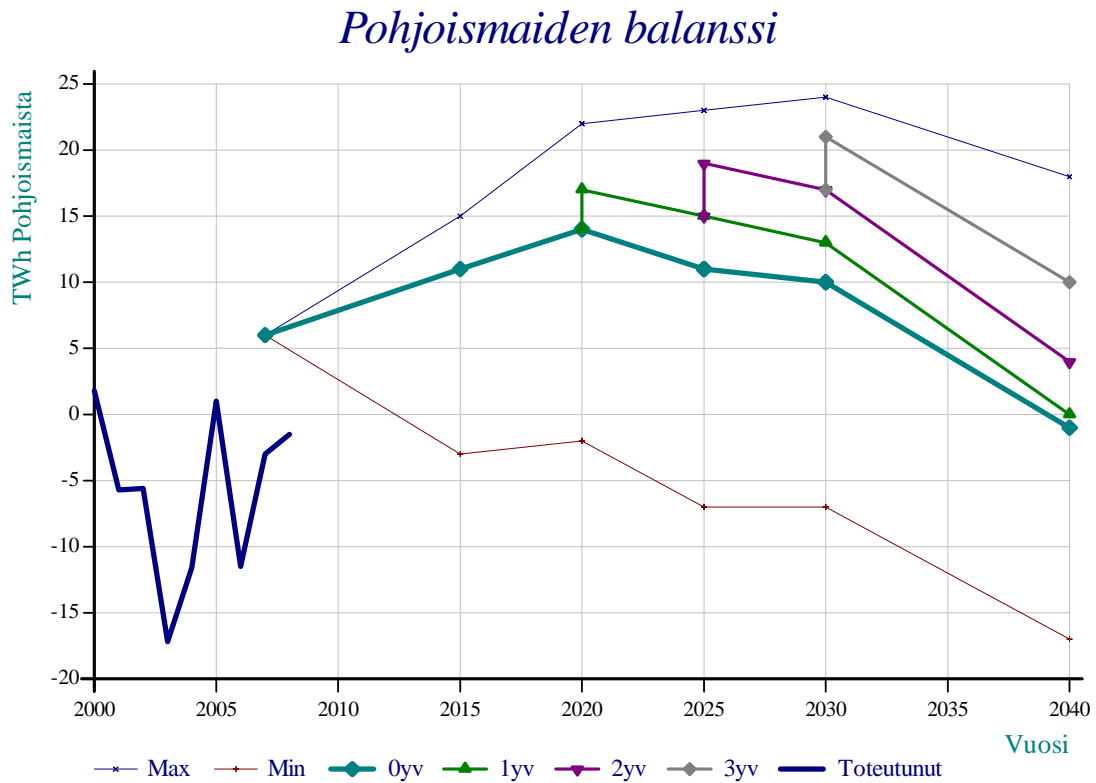


Kuva 31. MH-mallilla laskettu Pohjoismaiden nettosähkötase naapurimaiden suhteen SOME-skenaariossa.

Kuvasta 31 havaitaan jo toteutuneessa tilanteessa ristiriita mallin tuloksiin nähden, mikä kuvastaa kyseisen asian vaikeutta MH-mallilla laskettaessa. Tuloshan perustuu täysin hinta oletuksiin, eikä niistä ole saatavissa edes luotettavaa historiatietoa.

Tulevaisuudessa vienti Baltiaan kasvaa. Vuonna 2040 tuotantokapasiteetin niukkuus rajoittaa vientiä. Tase vahvistuu keskimäärin 4 TWh/a Suomen lisädinvoimailmasta kohti. Hajonta alaspäin on huomattavan suuri.

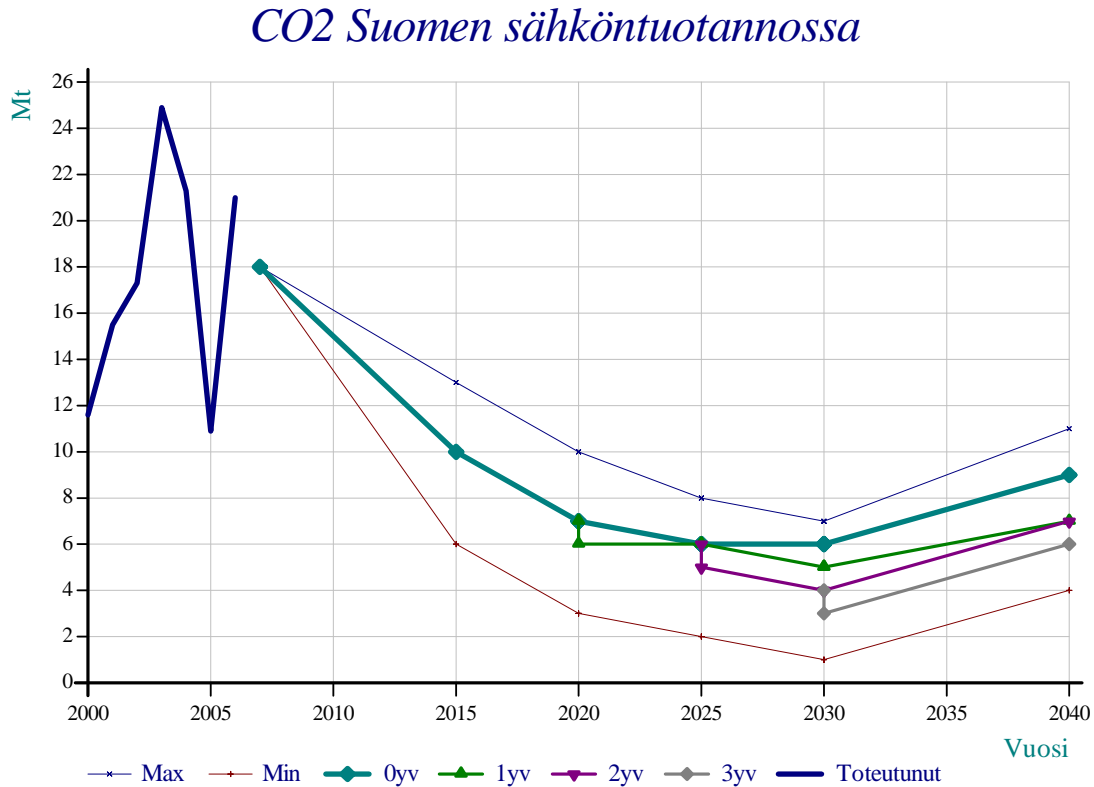
3. Sähkömarkkinaikutukset



Kuva 32. MH-mallilla laskettu Pohjoismaiden nettosähkötase naapurimaiden suhteen SOME-sisämarkkinaskenaariossa.

Sisämarkkinaskenaariossa vientiä Keski-Eurooppaan on rajoitettu. Tulokset ilmenevät kuvasta (Kuva 32). Ero perusskenaarioon nähden on keskimäärin 10 TWh/a.

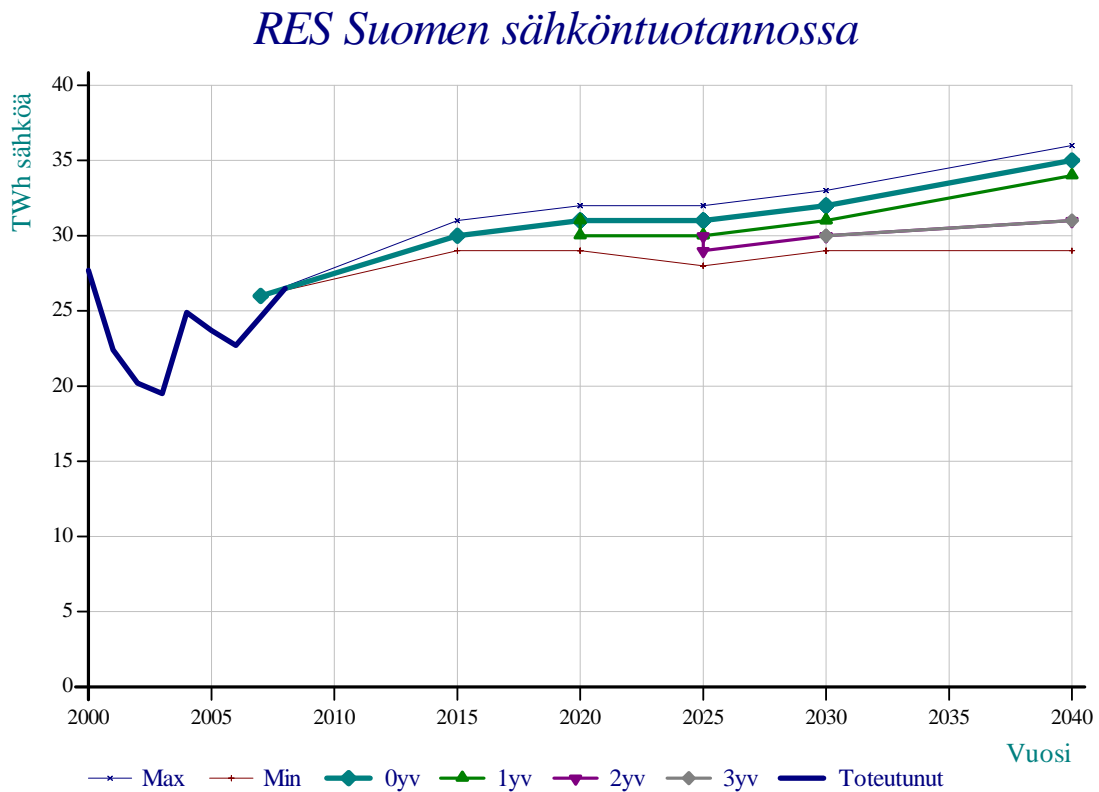
3.3.5 Päästöt ja RES



Kuva 33. MH-mallilla lasketut Suomen sähköntuotannon CO₂-päästöt SOME-skenaariossa.

Kuvan 33 mukaan sähköntuotannon CO₂-vuosipäästöissä on huomattavan suurta hajontaa. Päästöt ovat tulevaisuudessa selvästi vähemmän johtuen päästöttömien tuotantovaihtoehtojen kasvusta ja lauhdetuotannon korvautumisesta tuontisähköllä. Lisäydinvoima vähentää CO₂-päästöjä hieman lisää korvaamalla fossiili-CHP:tä. 2030-luvulla on jo niukkuutta vähäpäästöisestä tuotannosta ja fossiilinen tuotanto kääntyy lievään kasvuun.

3. Sähkömarkkinavaikutukset



Kuva 34. MH-mallilla laskettu uusiutuva sähköntuotanto Suomessa SOME-skenaariossa.

Lähtöoletusten mukaan Suomi saavuttaa vuoden 2020 RES-tavoitteen⁶ 38 % energian loppukulutuksesta. Tämä näkyy myös uusiutuvan sähköntuotannon lievänä kasvuna (Kuva 34). Siihen lisäydinvoima ei näytä vaikuttavan merkittävästi, eikä hajontaakaan juuri ole MH-mallin tuloksissa. Periaatteessa on mahdollista, että lisäydinvoima edesauttaa uusiutuvan CHP:n kasvua, mikäli se tekee fossiili-CHP:n kannattamattomaksi, jolloin olemassa olevaan lämpökuormaan perustuvaa CHP-kapasiteettia kannattaneen vaihtaa uusiutuvaan. Toisaalta TIMES-mallin mukaan uusiutuvat resurssit eivät riitä optimaalisesti käytettynä CHP-tuotantoon.

⁶ RES on uusiutuvien energialähteiden lyhenne, Renewable Energy Sources.

3.3.6 Lisädinvoiman vaikutus Suomen sähköntuotantokapasiteetin riittävyteen

Arvioitaessa sähkön tuotantokapasiteetin riittävyttä verrataan omaa käytettävissä olevaa kapasiteettia huippukuormaan. Seuraava karkea analyysi on yksinkertaistettu ENTSO-E⁷/UCTE:n voimassa olevasta käytännöstä.

Käytettävissä oleva kapasiteetti saadaan vähentämällä tiedossa olevasta asennetusta nettokapasiteetista ei-käytettävissä oleva kapasiteetti. Mennyttä aikaa koskeva tiedossa oleva asennettu nettokapasiteetti saadaan energiatilastoista, ja vallitsevaa arvoa voidaan päivittää lähitulevaisuuteen (< n. 5 v.) tiedossa olevilla voimalaitoshankkeilla ja poistuvalla kapasiteetilla, joskin molemmat arviot ovat jossain määrin epätarkkoja. Pidemmälle tulevaisuuteen menevissä arvioissa epävarmuus kasvaa huomattavasti.

Ei-käytettävissä oleva kapasiteetti koostuu järjestelmäreserveistä, korjattavana tai huollettavana olevasta kapasiteetista, ei-käynnissä pidettävästä kapasiteetista ja satunnaisesti vikautuneesta kapasiteetista.

Riittävyystarkastelussa huomioitavat järjestelmäreservit ovat kantaverkko-operaattorin (Suomessa Fingrid) hallussa olevaa kapasiteettia, jolla muun muassa tasataan lyhytaikaisia kuormitusvaihteluja. Tässä selvityksessä järjestelmäreserveille on annettu vain karkea suuruusluokka-arvio, ja sen tulosvaikutus on eliminoitu lisäämällä asennettuun kapasiteettiin sitä hieman pienempi määrä kaasuturbiineja. Tyypillisesti (UCTE) järjestelmäreserveihin luettavaa tuotantokapasiteettia on noin 8–10 % kuormasta.

Korjattavana tai huollettavana olevalle kapasiteetille on tyypillistä, että seisokit ovat suunniteltuja ja niistä ilmoitetaan etukäteen, kun taas satunnaisesti vikautuva kapasiteetti on saanut yllättävän, ei etukäteen tiedossa olevan vian, joka aiheuttaa seisokin. Tyypillisesti (UCTE) huippukuormituskaudella suunniteltuja seisokkeja on noin 2–4 % asennetusta kapasiteetista ja satunnaisia vikoja noin 2,5 % asennetusta kapasiteetista. Suomessa Pöyryn selvityksen mukaan /Energiamarkkinavirasto 2008/ kaikkien lämpövoimalaitosten ennakoimaton energiaepäkäytettävyys (mittaa siis energiaa, ei tehoa) on ollut keskimäärin 3,2 %.

Ei-käynnissä pidettävä kapasiteetti selittyy erilaisilla syillä, kuten pitkäaikaisseisokeilla, ajon kannattamattomuudella, tuulivoiman osalta tuulen puutteella ym. UCTEn tyypillinen arvo huippukuormituskaudella on keskimäärin 17 % asennetusta kapasiteetista, joskin vuotuinen vaihtelu on huomattavaa. Pöyryn selvityksen mukaan /EMV 2008/ Suomessa kuormitushuippujen aikaan kotimainen tuotantokapasiteetti on ollut 15 % alhaisempi verrattuna tuottajien ilmoittamaan huipun aikana käytettävissä olevaan kapasiteettiin.

⁷ ENTSO-E, European Network of Transmission System Operator of Electricity kattaa EU-alueen ja lisäksi siihen kuulumattomiakin maita, UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) on sen entinen osa-alue, johon kuuluu 23 Keski- ja Etelä-Euroopan maakohtaista systeemioperaattoria.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

Tässä selvityksessä arvioidaan huipun aikainen käytettävissä oleva kapasiteetti voimalaitostyypeittäin käytettävyyškertoimella, joka on kalibroitu vuoden 2007 tilastotietoja vastaavaksi. Kertoimet on esitetty liitteessä B. Käytettävyyškertoimen (%) ja 100 %:n väliin jäävä epäkäytettävyys kattaa suunnitellut, suunnittelemattomat ja muut seisokit. Lämpö- ja vesivoimalaitosten käytettävyydet ovat tuolloin vaihdelleet välillä 75–100 % ja tuulivoima huipun aikana 4 %. Nordelin käytäntönä on arvioida tuulivoiman huipun aikainen käytettävyys välille 0–6 %, mutta tässä selvityksessä oletetaan tulevaisuudessa päästävän arvoon 10 % huippupakkastilanteessa. Tarkemmassa analyysissä olisi perusteltua käyttää parempia arvoja, kuten esimerkiksi 15 % normaalihuipun aikana ja 25 % erikoisleudossa tilanteessa. Käytettävyyden parantumisen edellytyksenä on, että tuulivoimaloita rakennetaan ympäri maata erilaisiin olosuhteisiin.

Myös muiden voimalaitosten käytettävyyškertoimien oletetaan tulevaisuudessa parantuvan, koska osa vanhasta kannattamattomasta kapasiteetista poistuu aikaa myöten ja uutta kapasiteettia syntyy markkinaehtoisesti vain todellista käyttöä varten. Yhteistuo-
tantolaitosten käytettävyydet pidetään koko tarkasteluvälillä melko alhaisina, koska lämmöntarve- ja laatuvaatimukset aiheuttavat omat rajoituksensa sähköntuotantoon.

Huippukuorma arvioidaan huipputehokertoimella, jolla huippukuorma (MWh/h) saadaan vuoden kulutuksen keskitehosta (Suomen vuotuinen sähkönkulutus / 8 760 h). Vuoteen 2007 vallinneissa ilmasto-olosuhteissa Suomessa voidaan pitää huipputehokertoimena arvoa 1,50 erikoiskylmässä pakkastilanteessa (1/10 v.). Leudommissa olosuhteissa huipputehokerroin luonnollisesti laskee. Ilmaston lämpeneminen on otettu huomioon pienentämällä huipputehokertoimia, esimerkiksi 1,45 huippupakkasella, 1,35 normaalitalvena ja 1,25 erikoisleutona talvena (1/10 v.) vuonna 2030. Epätarkkaa mutta havainnollista huipputehokerroinmenetelmää on kuvattu tarkemmin IES-taustaselvityksessä /VTT ja Fingrid 2008/.

Luotettavasti käytettävissä olevan oman kapasiteetin (RAC) ja huippukuorman (PL) erotusta nimitetään UCTEn menetelmässä jäljelle jääväksi kapasiteetiksi (RC). UCTEn jäsenmaissa (23 kpl) jäljelle jäävä kapasiteetti on ollut lähes poikkeuksetta positiivinen luku, eli maan oma sähköntuotantokapasiteetti riittää kattamaan huippukuorman lähes kaikissa olosuhteissa. Sähköntuotantokapasiteetti on perinteisesti pyritty mitoittamaan riittäväksi, eli jäljelle jäävää kapasiteettia on vielä runsaasti – UCTEn tapauksessa keskimäärin 12–15 % asennetusta kapasiteetista aikavälillä 2004–2008. Mikäli jäljelle jäävä kapasiteetti on negatiivinen, on huipun aikana turvauduttava tuontiin. Jäljelle jäävällä kapasiteetilla (mikäli positiivinen) katetaan vielä huipputehomarginaali (MaPL), jonka jälkeen jää reservimarginaali, Remaining Margin (RM). Huipputehomarginaali on noin 3 % asennetusta kapasiteetista. Reservimarginaalia (RM) jää vielä runsaasti yli 5 % raja-arvon, ja myös eri blokkien reservi säilyy jatkuvasti positiivisena. UCTEssa on siis kapasiteettia yli tarpeen.

Suomen 2007 tilanne poikkesi UCTEn keskimääräisestä, kuten seuraava laskelma osoittaa (reservimarginaali onkin vajausta):

– asennettu nettokapasiteetti, MW	16 826
– käytettävissä oleva kapasiteetti, MW	13 063
– mitattu huippukulutus, MW	14 914
– jäljelle jäävä kapasiteetti, MW	–1 851
– arvioitu tuontimahdollisuus, MW	3 800.

Laskennalliset tehontarpeet ja käytettävissä olevan oman kapasiteetin vajeus tehokerroinmenetelmällä ovat

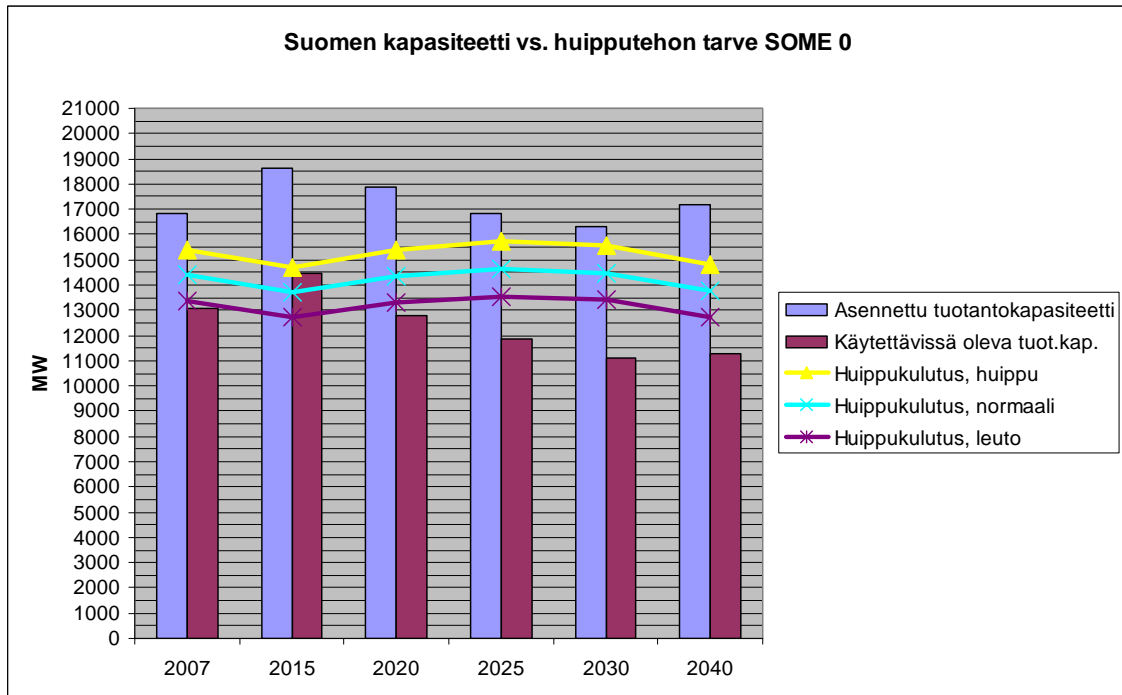
– tehontarve huippupakkasella	15 411 MW, vajeus 2 348 MW
– tehontarve normaalitalvena	14 384 MW, vajeus 1 321 MW
– tehontarve erikoisleutona talvena	13 356 MW, vajeus 293 MW.

Ilmeisesti vuoden 2007 kulutushuipun olosuhteet eivät vastanneet kerran kymmenessä vuodessa esiintyvää huippupakkasta. Suomen tehotase oli kuitenkin 1 851 MW alijäämäinen, mutta tuontimahdollisuudet riittivät hyvin kattamaan tehontarpeen. Vuonna 2008 ja 2009 alussa huippujen aikana vallitsi huomattavasti leudompi sää, ja lisäksi sähkön huippukulutukset jäivät selvästi alemmas.

Sähköntuotantokapasiteetin arvioiminen 2030-luvulta eteenpäin on huomattavan epävarmaa. TIMES-mallin tuloksia ei voi sellaisenaan käyttää, koska tulokset edustavat optimaalista tilannetta, jonka toteutuminen saattaa olla epätodennäköistä. Kapasiteetti-
tiarvion pohjaksi on otettu suurella subjektiivisesti arvioidulla todennäköisyydellä toteutuva kapasiteetti. Tuulivoiman ja uusiutuvalla polttoaineella käyvän lämpövoiman oletetaan kasvavan ainakin ohjaustoimien seurauksena. Sitä vastoin yhteistuotantokapasiteetin ei voida varmuudella olettaa kasvavan lämmitystarpeen kasvun ja yhteistuotannon paranevan sähköosuuden mukaisesti, koska TIMES-laskenta havaitsee resurssien riittämättömyyden rajoittavan yhteistuotantosähköä. Yhteistuotanto voisi kasvaa fossiilisten ostoresurssien, lähinnä kivihiielen lisääntymisen myötä, mutta on vaikea uskoa investoijien uskaltavan sijoittaa imagoltaan arveluttavaan vaihtoehtoon. TIMES-malli poistaa Suomen lauhdutuskapasiteetin lähes täysin, mutta tähän arvioon sitä on jätetty vuodelle 2040 noin 500 MW tehoreserviksi. Uuden lauhdutuskapasiteetin syntyminen on epätodennäköistä, mikäli ulkomaisilta sähkömarkkinoilta on saatavissa edullisempaa sähköä – mikä taas näyttää todennäköiseltä, joskaan ei varmalta.

Kuva 35 esittää SOME 0 -skenaarion mukaista kapasiteettitasetta.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

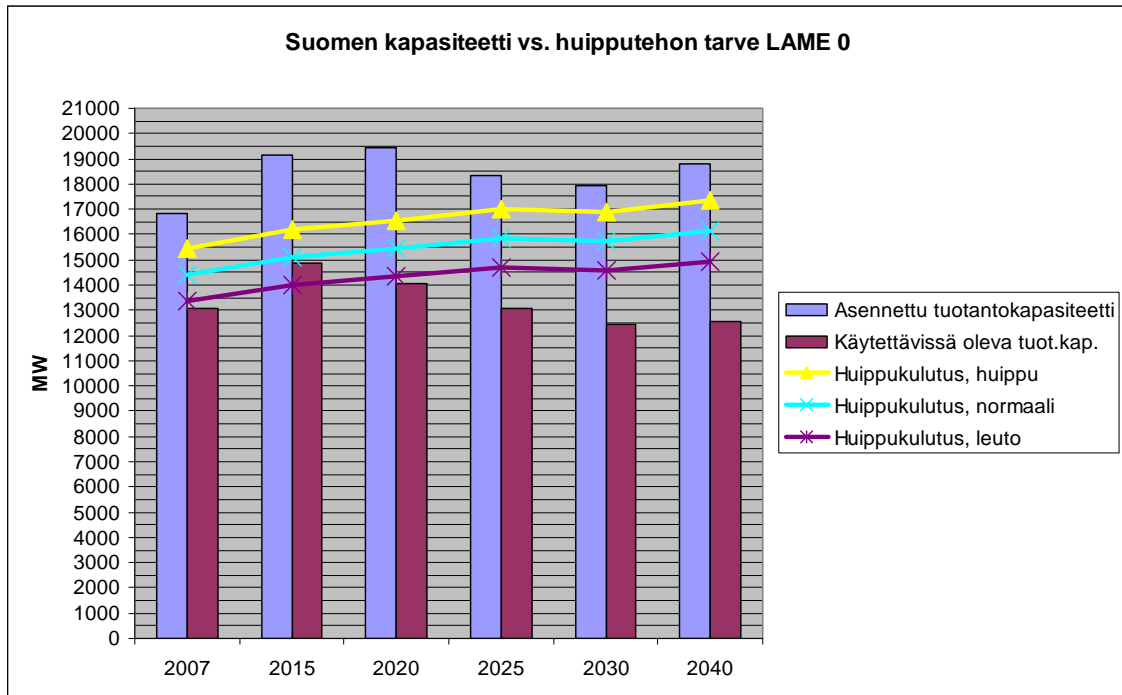


Kuva 35. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys SOME 0 -skenaariossa.

Olkiluoto 3:n valmistumisen jälkeen vuonna 2015 Suomen tehotase paranee ja oma kapasiteetti riittää kattamaan suurimmankin tehontarpeen vuosikulutustasolle 86 TWh/a saakka. UCTE lisäsi kapasiteetin tarpeeseen lisäksi vielä 5 %:n varmuusmarginaalin, eli noin 750 MW, joka siis vielä puuttuisi Suomesta. Vuonna 2020 kapasiteettitase on jo yhtä huono kuin nykyisin, mutta sen jälkeen tase kääntyy erittäin alijäämäiseksi, eikä huippukulutusta pystytä varmuudella kattamaan edes tuonnilla.

Tuloksia ei pidä tulkita ennusteeksi, vaan suuri negatiivinen marginaali kuvastaa epävarmuutta tulevasta kapasiteettitilanteesta. Epävarmuus luonnollisesti kasvaa kauempaa tulevaisuutta kohti.

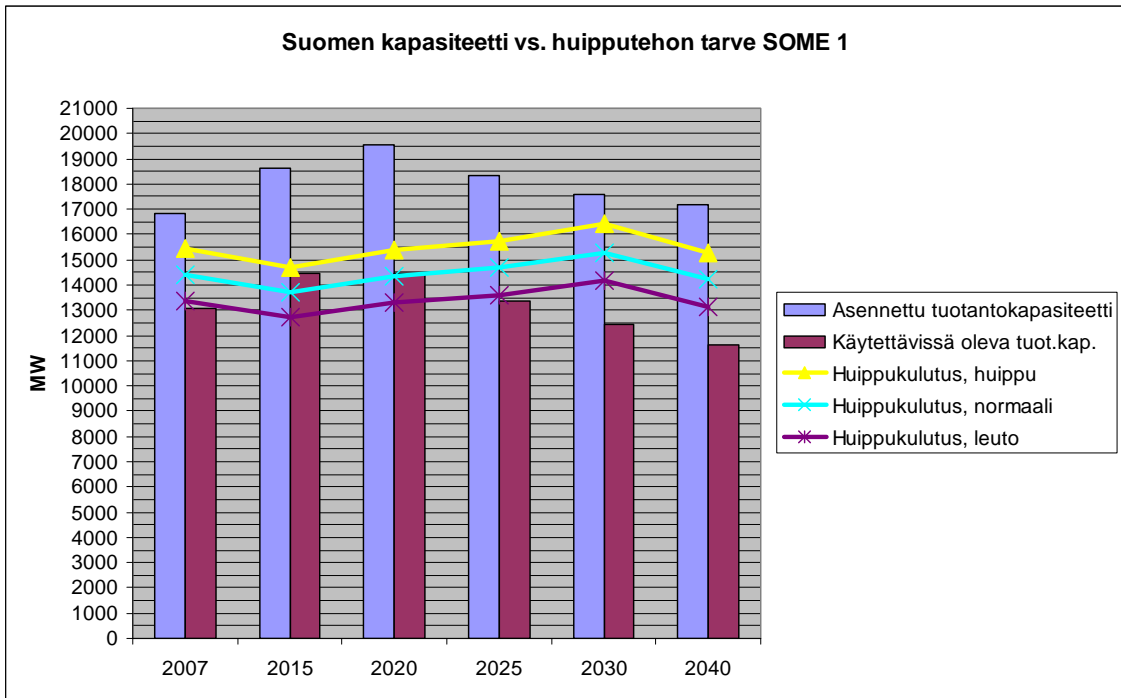
LAME-skenaariossa kysyntä kasvaa enemmän kuin tarjonta (Kuva 36).



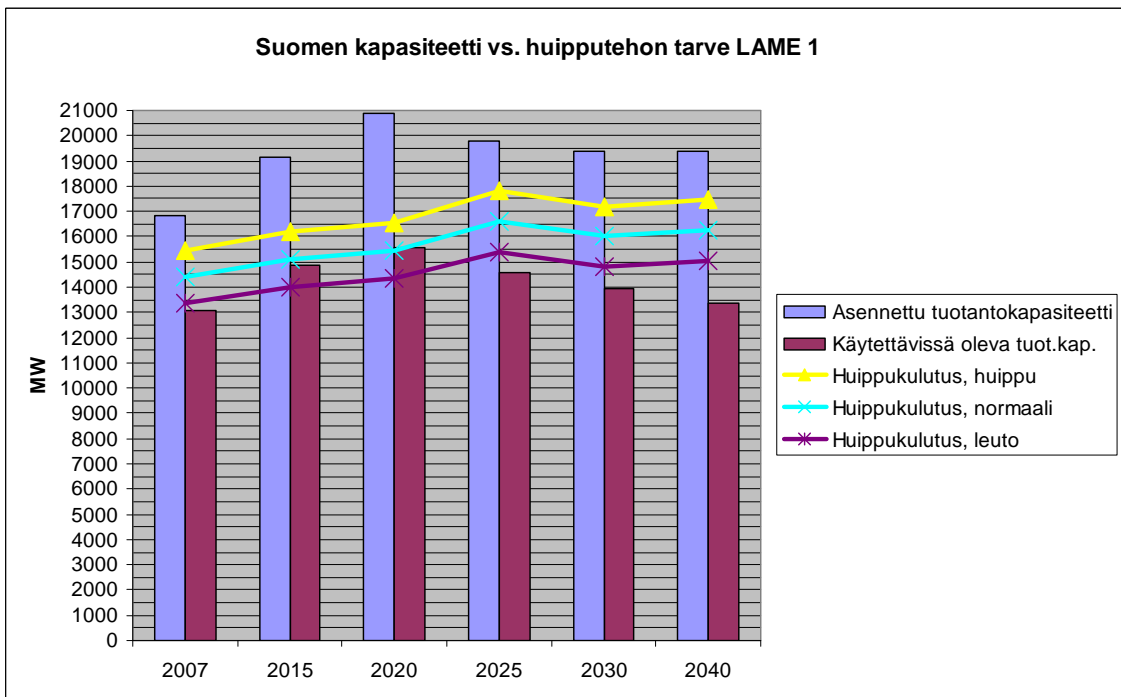
Kuva 36. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys LAME 0 -skenaariossa.

Seuraavissa kuvissa (Kuva 37–Kuva 42) on tarkasteltu kapasiteetin riittävyyttä eri skenaarioissa ja erilaisilla lisäydinvoimaloiden lukumäärillä. Kapasiteetti on sama sekä perusskenaarioissa että sisämarkkinaskenaarioissa.

3. Sähkötalouden vaikutukset

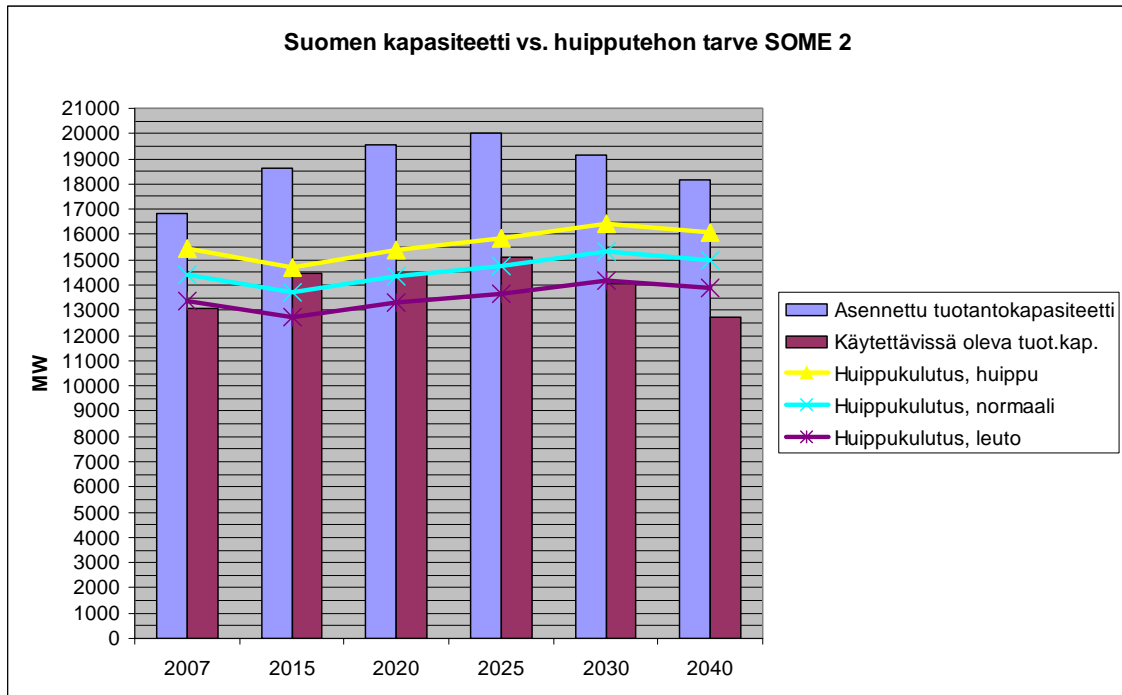


Kuva 37. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys SOME 1 -skenaariossa.

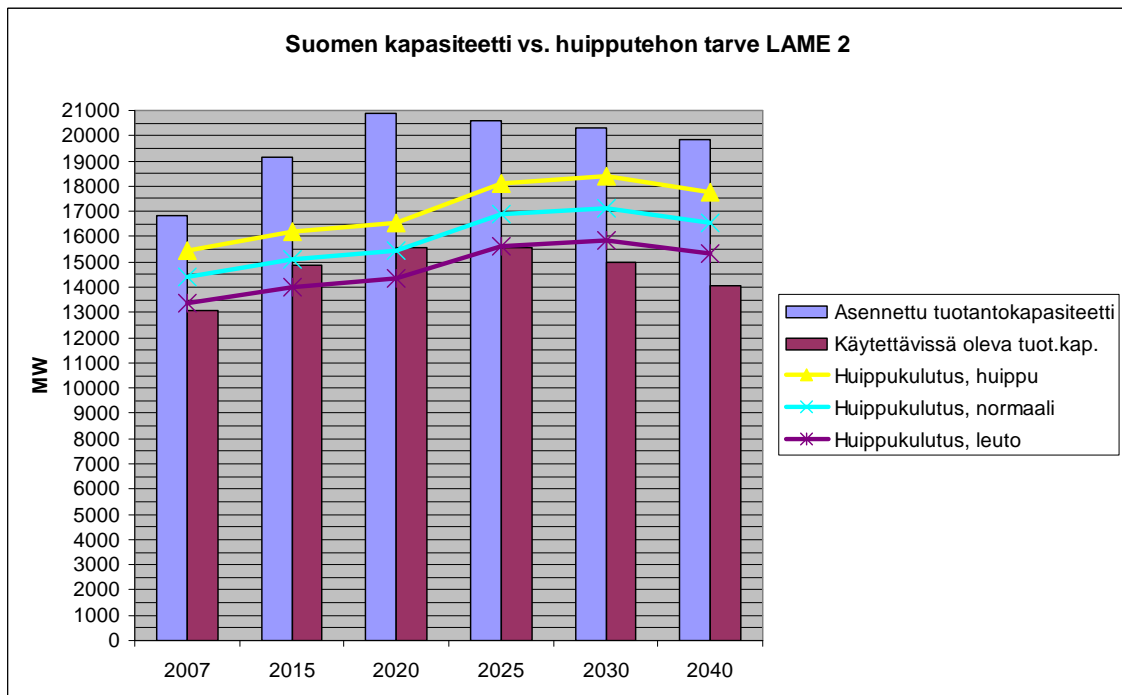


Kuva 38. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys LAME 1 -skenaariossa.

3. Sähkömarkkinavaikutukset

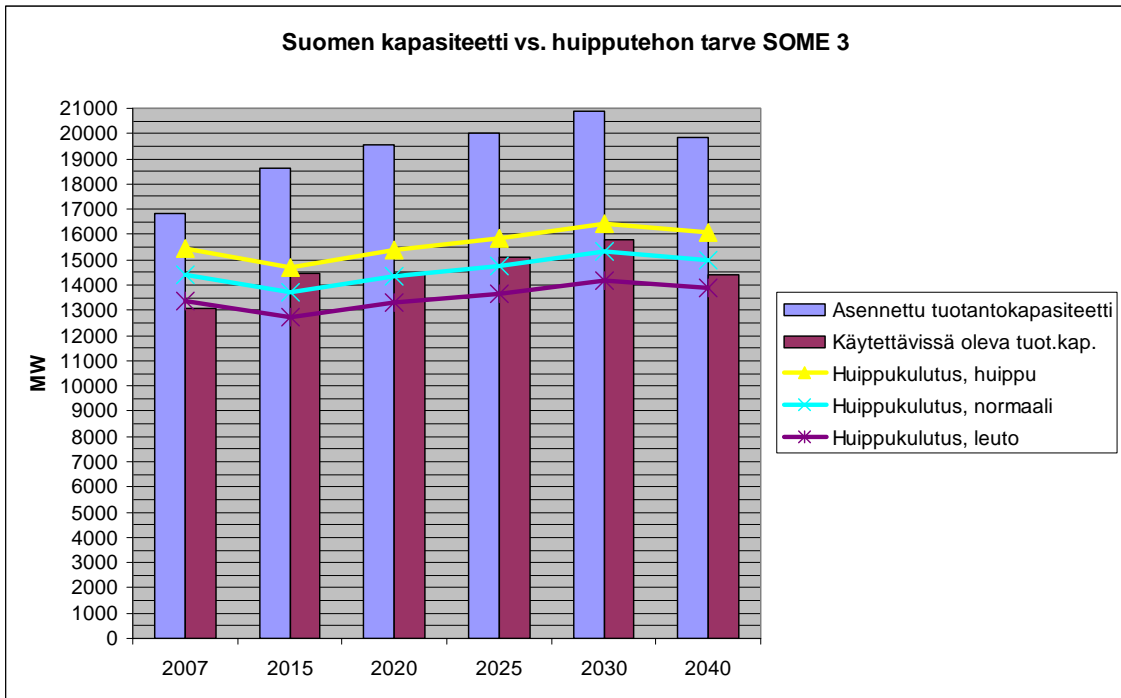


Kuva 39. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys SOME 2 -skenaariossa.

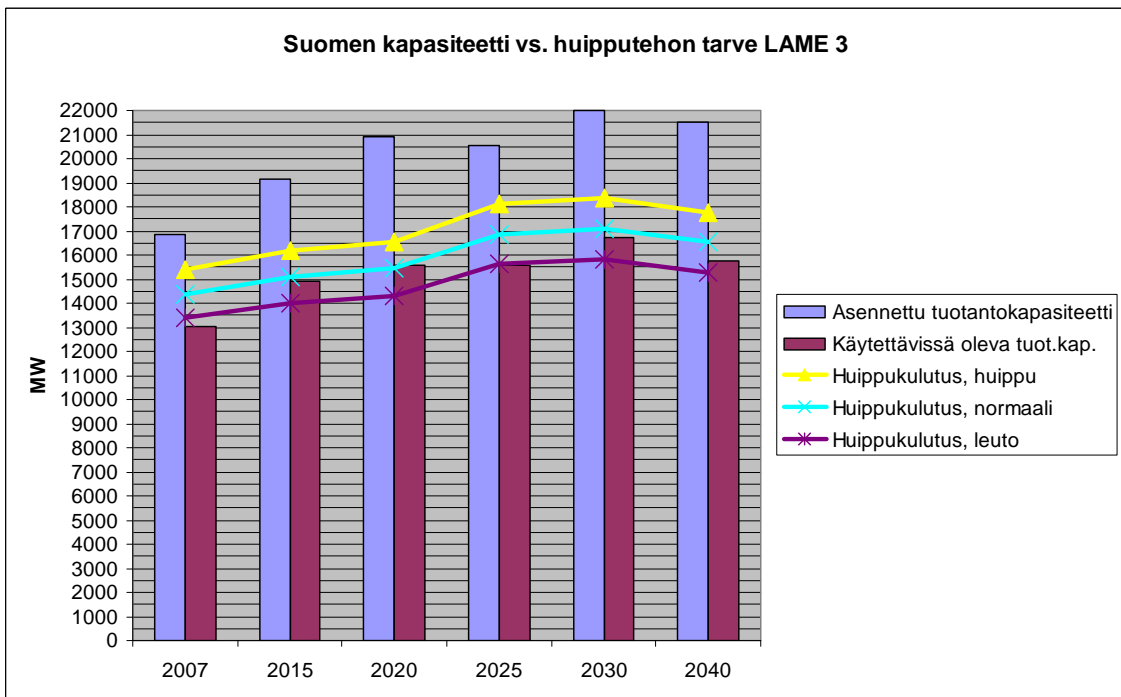


Kuva 40. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys LAME 2 -skenaariossa.

3. Sähkömarkkinavaikutukset



Kuva 41. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys SOME 3 -skenaariossa.



Kuva 42. Suomen sähköntuotantokapasiteetin huipun aikainen riittävyys LAME 3 -skenaariossa.

3.3.7 Ydinkaukolämmön mahdollisia vaikutuksia

Ydinkaukolämmön tuottamiseen on varauduttu niissä hakemuksissa, joissa ydinvoimalan sijoituspaikkana on Loviisan ympäristö, jolloin tarkoituksena on tuoda kaukolämpöä lähinnä pääkaupunkiseudulle. Muut suunnat, kuten Kotka, Kouvola ja Mäntsälä, saattavat olla epärealistisia vaihtoehtoja, koska siirtojohdon pituus on rajoittava tekijä, mutta siirtojohdon varrelta lienee mahdollista liittää mukaan Loviisa, Porvoo ja Sipoo. Mahdolliset kohteet on esitetty taulukossa 6.

Hankkeen hyötyinä nähdään fossiilisia polttoaineita käyttävien voimalaitosten syrjäyttäminen ja etenkin sillä saavutettava CO₂-päästöjen sekä mereen päästettävän lämmön väheneminen.

Kaukolämpövaihtoehdon toteutumisen yhtenä edellytyksenä on, että hanke on kutaquinkin liiketaloudellisesti kannattava siihen liittyville osapuolille. Eräs kannattavuusarvioinnin tärkeimmistä lähtökohdista on hankkeen kustannusarvio, mutta sellaista ei selvityksen aikana ole ollut käytettävissä. Ydinvoimalaitosten kustannusarvioissa on tarkasteltava eri vaihtoehtojen kokonaiskustannusten eroja. Erot on voitava jotenkin tehdä yhteismitalliseksi, koska todennäköisesti itse voimalaitos on erilainen eri vaihtoehtoisissa. Siirtojohtoinvestointi itsessään on suuri osahanke, ja sen kustannusarvioon vaikuttaa myös lämmön jakaminen kohteena oleviin kaukolämpöverkkoihin. Mitä ilmeisimmin syöttöpisteitä on tuotava lähelle verkkojen virtauskeskipisteitä. Kustannus-
hyödyistä suurin on paikallisten voimalaitosten korvautuminen: niihin ei tarvitse enää tulevaisuudessa investoida. Niiden sijasta tulee kuitenkin ylläpitää noin 1 000 MW:n kaukolämpötehoa vastaavaa määrää varalämpökapasiteettia polttoainetarastoinen (varapolttoaine olisi mitä todennäköisimmin fossiilista polttoainetta, mutta sitä käytettäisiin tuskin koskaan). Muuttuvien kustannusten osalta lämmöntuotantokustannuksissa säästetään mutta vastaavasti yhteistuotannossa menetetään sähkönmyyntituloja.

Olemassa olevien voimalaitosten ikä vaikuttaa lämmönoston houkuttelevuuteen. Esimerkiksi Espoossa, Vantaalla ja Keravalla on vuonna 2020 suhteellisen uusia voimalaitoksia, joiden odotetaan tuottavan edullista yhteistuotantosähköä vielä pitkään, kun taas Helsingin voimalaitoskanta on vanhempaa. Pääkaupunkiseudun sähkön siirto on aikanaan suunniteltu alueen sisällä olevien voimalaitosten varaan. Ydinkaukolämpö poistaa alueen sisällä tapahtuvaa sähköntuotantoa, joten pääkaupunkiseudun siirtoverkko on muutettava uutta tilannetta vastaavaksi.

Ydinkaukolämpö on kaiken kaikkiaan mittava hanke, jolla on lukuisia sekä paikallisia että yleisiä vaikutuksia. Tämän selvityksen tavoitteena on ainoastaan kartoittaa alustavasti hankkeen tuntuvimpia vaikutuksia.

Liitteessä B on esitetty eräs viitteellinen laskentatapaus, jossa oletetaan 1 000 MW ydinkaukolämpötehoa turbiiniväliliotona sekä tehdään muita laskennan kannalta välttämättömiä oletuksia, jotta saadaan käsitys vuotuisten energiavirtojen suuruusluokasta ja merkittävyyydestä. Kohteena ovat kaukolämpöverkot on arvioitu vuoden 2007 kauko-

3. Sähkömarkkinavaikutukset

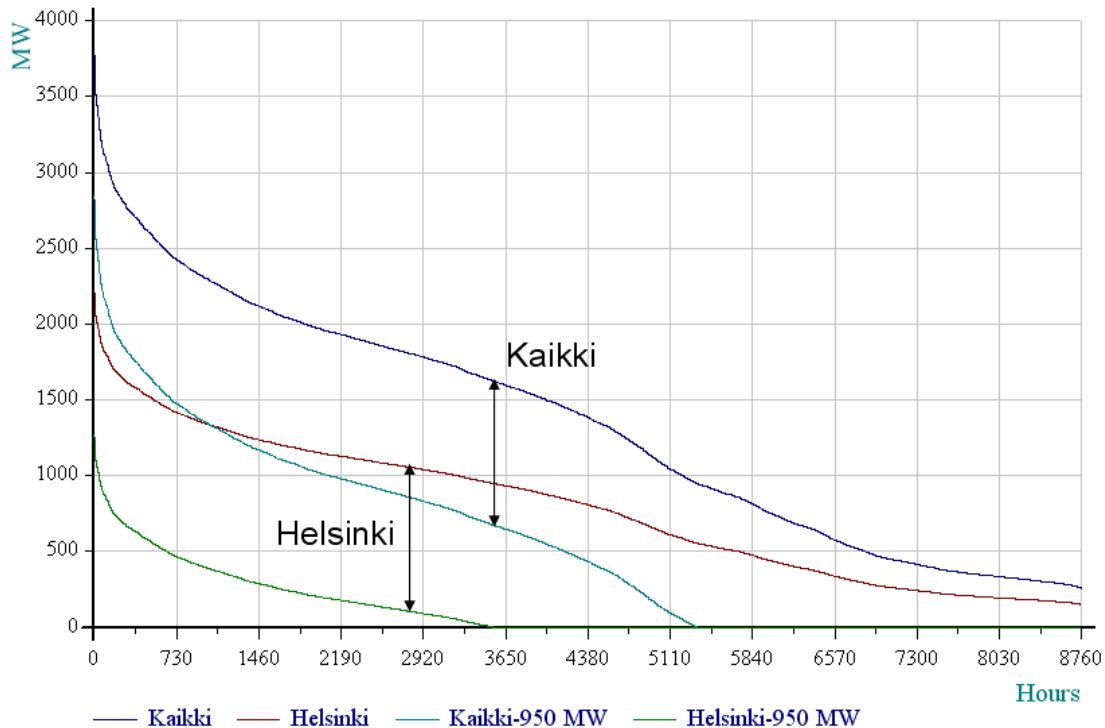
lämpötilastojen perusteella. Vuotta 2020 koskevaa arviota ei ole käytettävissä. Vasta hankesuunnittelun ja osapuolten välisten neuvottelujen tuloksena toteutuskonsepti voi hahmottua realistiselle tasolle.

Ydinkaukolämmön vuosituotanto riippuu kohteena olevan kaukolämmöntarpeen suuruudesta. Kaikkien potentiaalisten kohteiden osalta voitaisiin hyödyntää noin 7 TWh/a lämpöä ja yksinään Helsingissäkin noin 6 TWh/a vuoden 2007 tilastotiedoilla (Energiateollisuus 2008) laskettuna ja sovitettuna yleiseen lämmöntuotannon pysyvyysskäyrään (oheinen taulukko 6 ja kuva 43). Lämpöhäviöiksi on arvioitu 50 MW, joten ydinkaukolämmön maksimiluovutusteho on 950 MW.

Taulukko 6. Ydinkaukolämmön vaikutuspiirissä olevia kaukolämmitysjärjestelmiä. Lähde Kaukolämpötilasto 2007. Minimitehoarvio on tekijän, samoin muutamia tilastosta puuttuvia lukuja on jouduttu arvioimaan.

	Väestö	Kaukolämmön kattavuus	Vuorokausi-Hankinta	Minimitehoarvio	Minimitehoarvio	YT lämpö	YT sähkö	YT lämpöteho	YT sähköteho	YT lämmön osuus lämmöntuotannosta
	31.12.2007	KL%	GWh	MW	MW	GWh	GWh	MW	MW	%
Fortum Espoo	238047	78	2104	526	53	1438	783	242	124	68
Fortum Kauniainen	8511	75	73	18	2					0
Fortum Kirkkonummi	35141	30	80	20	2					0
Fortum Järvenpää	37989	58	217	54	5					0
Helsingin Energia	568531	93	6864	2403	172	6423	5301	1300	1018	94
Keravan Energia Kerava	33181	70	310	80	8	15	6	17	8	5
Keravan Energia Sipoo	19470	40	76	19	2	8	8	6	6	11
Porvoon Energia Loviisa	7391	44	35	9	1					0
Porvoon Energia Porvoo	47832	52	271	81	7	227	71	53	19	84
Vantaan Energia	192522	79	1716	515	43	1535	1014	331	198	89
Summa	1188615	87	11746	3726	294	9646	7183	1949	1373	82

Ydinkaukolämmön pysyvyyksiä



Kuva 43. Periaatekuva ydinkaukolämmön osuudesta koko pääkaupunkiseudulla (*kaikki*) ja Helsingissä (*Helsinki*). Kuvasta voi päätellä, että pienen kaukolämpökuorman aikaan (kesällä) potentiaalisesta ydinkaukolämmön tuotannosta leikkautuu pois osa. Tämän osan suuruus riippuu kohdealueen lämpökuormasta. Jäljelle jäävän oman tuotannon pysyvyydet on piirretty molemmissa tapauksissa vähentämällä kokonaistuotannosta vastaanotettu ydinkaukolämpö, 950 MW. Kuvioiden pinta-aloja: kaikki 11,5 TWh, Helsinki 6,9 TWh, kaikki-950 4,9 TWh, Helsinki-950 1,1 TWh.

Ydinkaukolämmön nettotuotanto voi olla noin 5–6 TWh. Lämmöntuotannon yhteydessä syntyy sähköä noin 2 TWh. Lisäksi 4 600 MW:n termisen tehon reaktorilaitoksesta saataisiin ”tavallista ydinsähköä” 10 TWh, eli yhteensä 12 TWh, mikä on vain 1,6 TWh vähemmän kuin vastaavan pelkän sähkövoimalan tuotanto 13,6 TWh.

Toteutuessaan ydinkaukolämpö poistaisi välittömästi pääkaupunkiseudun nykyisestä sähkön yhteistuotannosta noin 4 TWh/a eli merkittävän osan ja myöhemmin lähes kaiken ydinkaukolämpöön liittyvistä verkoista, koska vanhat voimalaitokset poistuvat aikanaan ja investoinnit uuteen yhteistuotantoon jäisivät pois. Tilalle saataisiin ydinvoimalasta yhteistuotantosähköä noin 2 TWh/a ja lisäksi kaukolämmöstä riippumatonta sähkön erillistuotantoa noin 10 TWh/a. Käytännössä Suomen sähköntuotanto kasvaisi noin 8 TWh, kun vastaavan kokoinen pelkkää sähköä tuottava voimalaitos lisäisi Suomen sähköntuotantoa noin 13,6 TWh. Lisäydinvoimalaitos toki muutenkin poistaa yhteistuotantoa pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta, mutta ydinlämpö poistaa siihen liittyviltä myös yhteistuotantopotentiaalin. Vaikka ydinvoimalaitos heikentää nykyisten yh-

3. Sähkömarkkinavaikutukset

teistuotantolaitosten kannattavuutta, yhteistuotannon potentiaali eli hyödynnettävä lämpökuorma säilyy muilla paikkakunnilla ja saattaa tulla aktiivisempaan käyttöön.

Yhteistuotannon sähkökapasiteettia ydinkaukolämpö poistaisi Suomesta vähitellen enintään noin 1 000 MW, koska vanhenevien voimalaitosten tilalle ei kannattane rakentaa uusia.

Ydinkaukolämpö vähentäisi fossiilisten polttoaineiden käyttöä korvaamalla paikallista lämmöntuotantoa ja paikallista sähkön yhteistuotantoa, mistä seuraisi karkeasti arvioituna noin kolmen miljoonan tonnin CO₂-päästöjen väheneminen vuodessa. Tulevaisuudessa päästöt pienenevät joka tapauksessa vuoden 2007 tasosta, koska kivihiilen osuus vähenee, mutta maakaasun ja päästöttömien polttoaineiden osuus kasvaa. Ydinkaukolämpö sinänsä pienentäisi mahdollisuuksia tuntuvaan RES-polttoaineiden käytön lisäämiseen pääkaupunkiseudulla.

Kaukolämmöksi menevä osuus ydinvoimalaitoksen termisestä tehosta ei siirry lauhduttimen jäähdytysveden mukana mereen. Vertailuvoimalaitos, jonka sähköteho on 1 700 MW, tuottaisi sähköä noin 13,6 TWh/a ja lämmittäisi merta noin 2 900 MW:n teholla ja 23 TWh/a energialla. Vastaavan termisen tehon ydinkaukolämpölaitos tuottaisi sähköä noin 1 500 MW:n teholla noin 12 TWh/a, kaukolämpöä 1 000 MW:n teholla noin 6 TWh/a ja mereen menisi noin 2 100–2 700 MW:n tehoilla noin 18 TWh/a, eli noin 20 % vähemmän kuin vertailulaitoksessa.

4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen

Tässä luvussa arvioidaan hankkeiden vaikutuksia koko kansantalouden tasolla pitämällä aikavälillä. Rakentamisen aikaisia vaikutuksia arvioidaan maakuntatasolla.

Ydinvoimahankkeiden kansantaloudellisia vaikutuksia on arvioitu koko kansantalouden tasolla VATTAGE-mallin avulla /Honkatukia, 2009/. Lähtökohtana arviolle on energia- ja ilmastostrategian mukaisen toimenpideohjelman toteuttaminen vuoteen 2020 mennessä. VATTAGE-malli sisältää itsessään toimialakohtaisen kuvauksen sekä päätöistä että hyödykeverorakenteesta, jolloin päästökaupan vaikutusten ja energiaverojen vaikutus pystytään kohdentamaan realistisesti toimiala- ja polttoainekohtaisesti. Myös uusiutuvien energiamuotojen käyttöä voidaan tarkastella yksityiskohtaisesti. Energiansäästö pystytään kohdentamaan toimiala- ja energialajikohtaisesti. VATTAGE-mallilla ei ole kuitenkaan tuotettu itsenäistä ennustetta energiansäästöstä ja uusiutuvan energian käytön lisäyksestä, vaan näiltä osin on tarkastelussa otettu lähtökohdaksi VTT:n energiajärjestelmämallien tuottamat arviot.

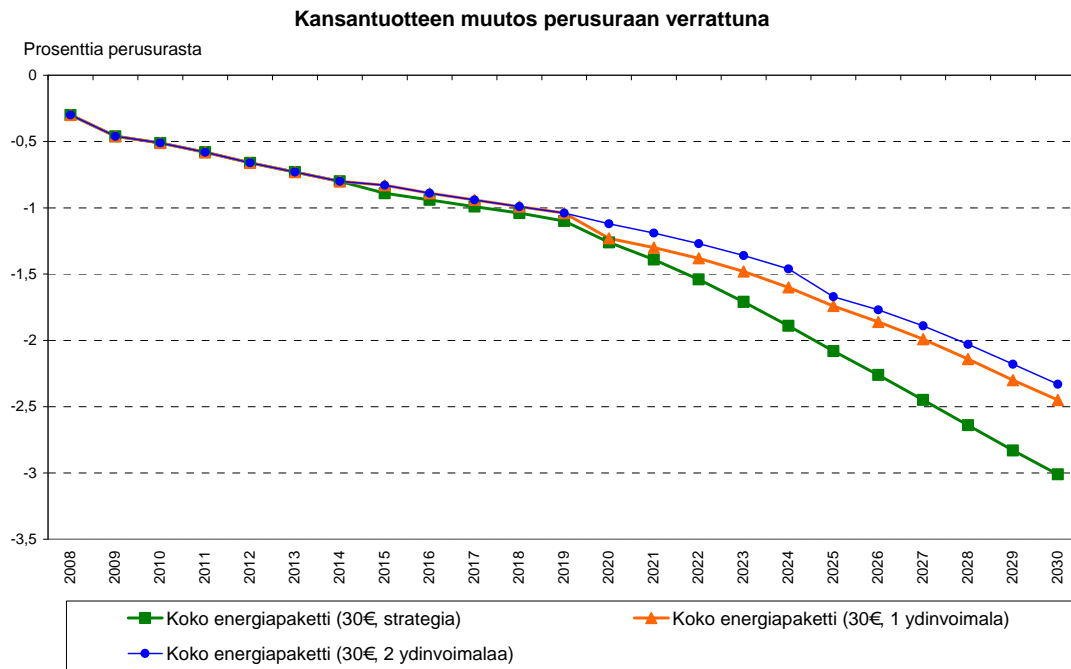
Energia- ja ilmastostrategian vaikutuksia kansantalouteen on kuvattu tutkimuksessa /Honkatukia ja Forsström, 2008/. Keskeiset vaikutukset kansantuotteeseen on esitetty kuvassa 44. Tässä arviota on päivitetty talouden lyhyen tähtäimen kehityksen osalta. Keskeinen ero ilmastostrategian arvioihin syntyy viennin rajusta supistumisesta vuonna 2009. Tässä viennin ja sitä kautta kansantalouden oletetaan alkavan elpyä vuoden 2010 kuluessa. Taantuma muuttaa kuitenkin talouden rakenteita pysyvästi.

Tässä arviossa oletetaan myös, että rakennetyttömyys voi pitkällä aikavälillä muuttua. Ilmastostrategian toimenpiteiden arvioidut vaikutukset ovat tämän oletuksen vuoksi suhteellisen suuret kansantuotteen laskiessa perusuraan nähden noin 1,3 % vuoteen 2020 mennessä. Päästökaupan osuus kansantuotteen muutoksesta vuonna 2020 on noin puolet, uusiutuvan energian käytön lisäämisen noin kolmannes ja energiansäästön reilu kuudesosa.

Kuvassa 44 on esitetty ydinvoimalahankkeiden kumulatiivinen vaikutus kansantuotteeseen verrattuna sellaiseen perusuraan, jossa energiapolitiikalle ei olisi asetettu päästötavoitteita. Kuviossa koko energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden, energiapaketin, vaikutuksia vertaillaan vaihtoehtoihin, jossa toimenpidekokonaisuuden

4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen

lisäksi toteutuu yhden tai kahden uuden ydinvoimalan rakentaminen. Ydinvoimavaihtoehtoisissa oletetaan, että energiapaketin toimenpiteitä mukautetaan siten, että päästötavoitteet ja uusiutuvan energian käytön lisäämisen sekä energiansäästön tavoitteet toteutuvat. Kuvion perusteella on selvää, että ydinvoimahankkeet lieventävät ilmastostrategian tavoitteiden saavuttamisesta aiheutuvia kustannuksia kansantaloudelle.



Kuva 44. Kansantuotteen muutos.

Ydinvoimainvestointeja on kuvattu niiden tietojen pohjalta, joita lupahakemuksista on saatavilla. Ydinvoimala vaatii noin neljän miljardin investoinnin, jonka on oletettu jatkuvan viidelle vuodelle. Lisäksi on oletettavissa, että investoinnista suuren osan muodostaa koneiden ja laitteiden tuonti. Laskelmissa oletetaan siksi, että energiatoimialan investointien kotimaisuusaste näiden tuotteiden osalta laskee noin kolmannekseen, kun kotimaisuusaste muuten on historiallisesti ollut huomattavasti korkeampi. Investointien tuontipainotteisuudella on merkitystä kansantuotteen kannalta, koska kasvava tuonti pienentää hankkeiden vaikutusta kansantuotteeseen.

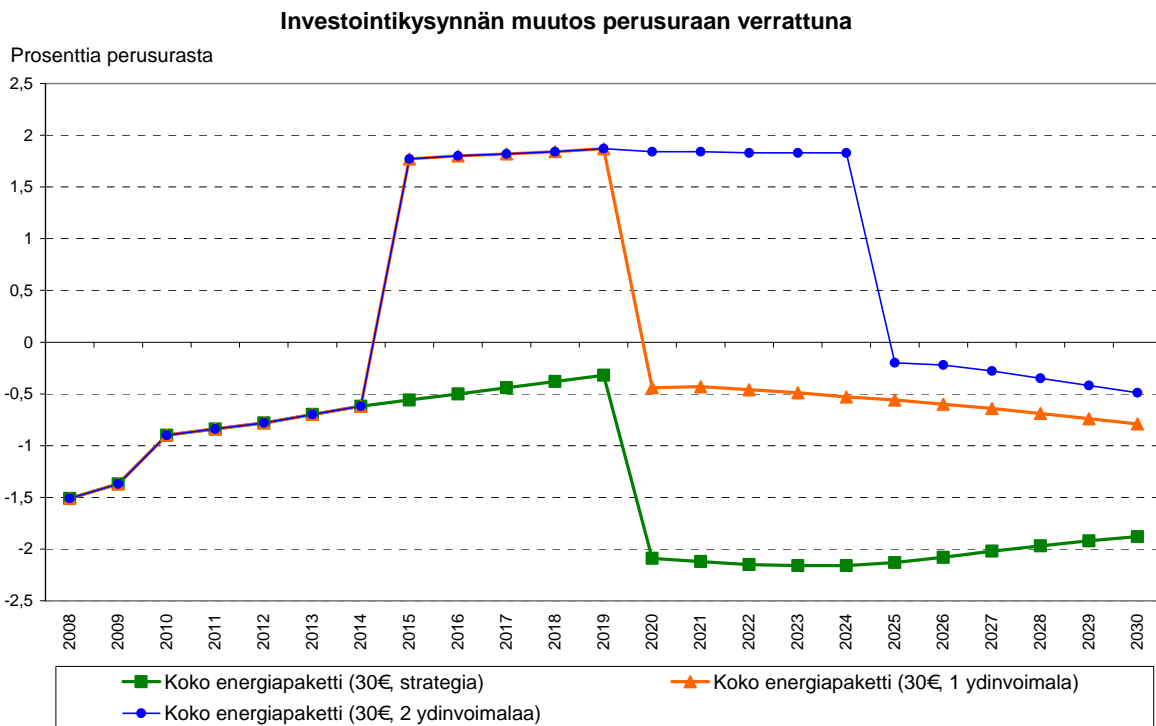
Investoinneista suuri osa koostuu talonrakentamisesta ja maa- ja vesirakentamisesta. Näiden toimialojen tuotanto on historiallisesti tapahtunut lähes täysin kotimaisin voimin. Laskelmassa oletetaan, että tämä rakenne säilyy eli että rakennuspalveluja ei sellaisenaan tuoda, jolloin ulkomaalaisten tekijöiden todennäköinen osallistuminen hankkeisiin tapahtuu kotimaisen teollisuuden kautta.

Investointien kasvun vuosimuutoksia koko kansantalouden tasolla kuvataan kuviossa 45. Vertailukohtana kuviossa on ilmastostrategian perusura, joka ei sisällä energiapoliittisia toimenpiteitä. Vuosien 2010 ja 2014 välillä alkavat energiapaketin toimenpiteet

4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen

laskevat investointien tasoa vajaalla prosentilla perusuraan verrattuna. Ydinvoimahankkeet nostavat investointien tasoa rakennusaikana noin kahdella prosenttiyksiköllä tähän verrattuna. On siis selvää, että ydinvoimala on kansantaloudellisestikin merkittävä investointi, jolla on vaikutusta kokonaisinvestointeihin ja sitä kautta kansantuotteeseen.

Pitkällä aikavälillä investointien vaikutus jää pienemmäksi mutta on energiapakettiin verrattuna investointien kasvua vauhdittava. Niinpä hankkeiden vaikutus investointien tasoon on pitkällä aikavälillä noin 1,5–2 % energiapakettiin verrattuna.

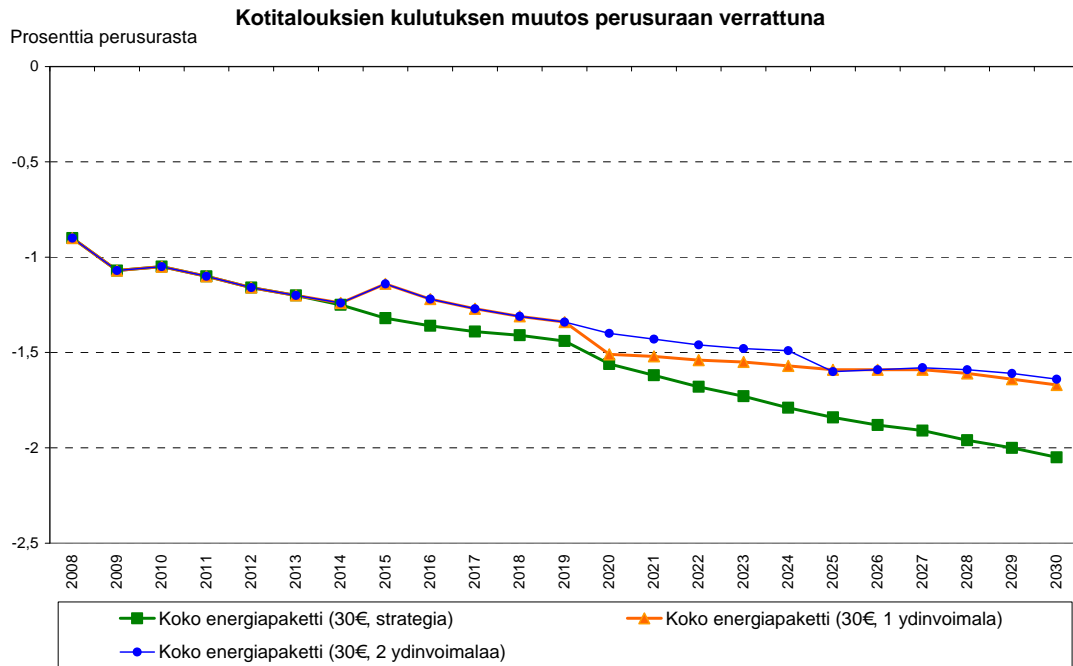


Kuva 45. Investointien muutos.

Kansantuotteen kasvu on kuvattu kuvassa 44. Kuten yllä todettiin, investoinnit kasvattavat kansantuotetta rakentamisen aikana. Tämän vaikutuksen suuruus riippuu investointien tuontikoostumuksesta. Hakemusten perusteella tuontiosuus on varsin suuri, mutta kansantuotevaikutus on silti rakentamisen aikana yli 0,1 % ja pidemmällä aikavälillä, voimaloiden tullessa käyttöön, yli 0,5 % energiapakettiin verrattuna.

Investoinnit generoivat työllisyyden lisääntymisen kautta lisätuloa kansantalouteen. Niinpä yksityinen kulutuskysyntäkin kasvaa. Kulutuskysynnän kasvua on kuvattu kuvassa 46. Pidemmällä aikavälillä kulutus energiapakettiin verrattuna on 0,6–0,8 % korkeampi.

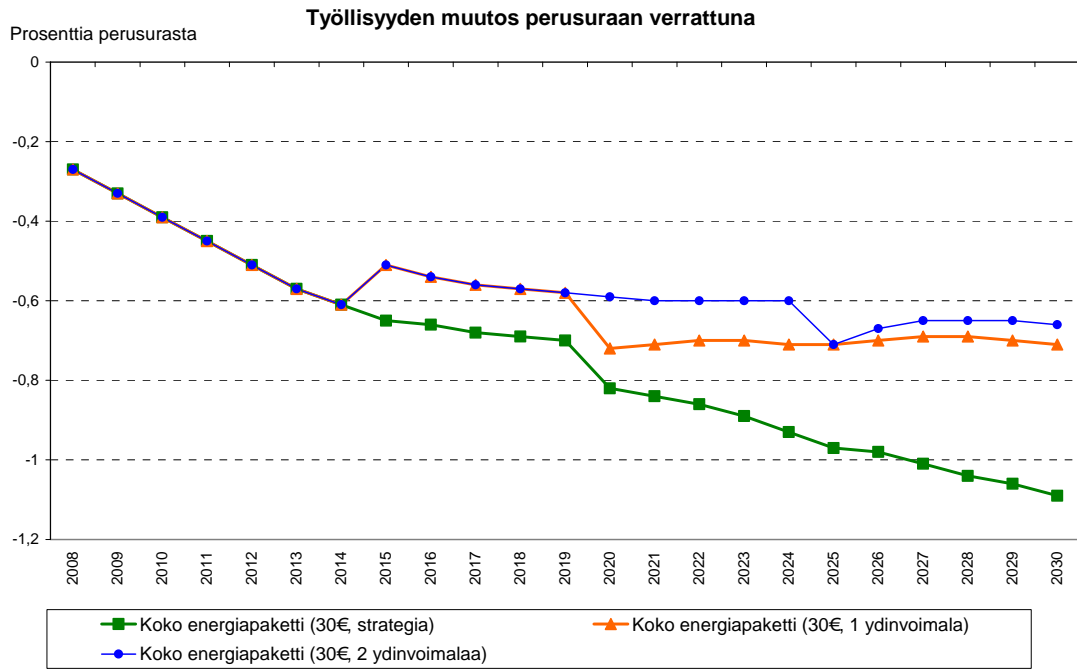
4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen



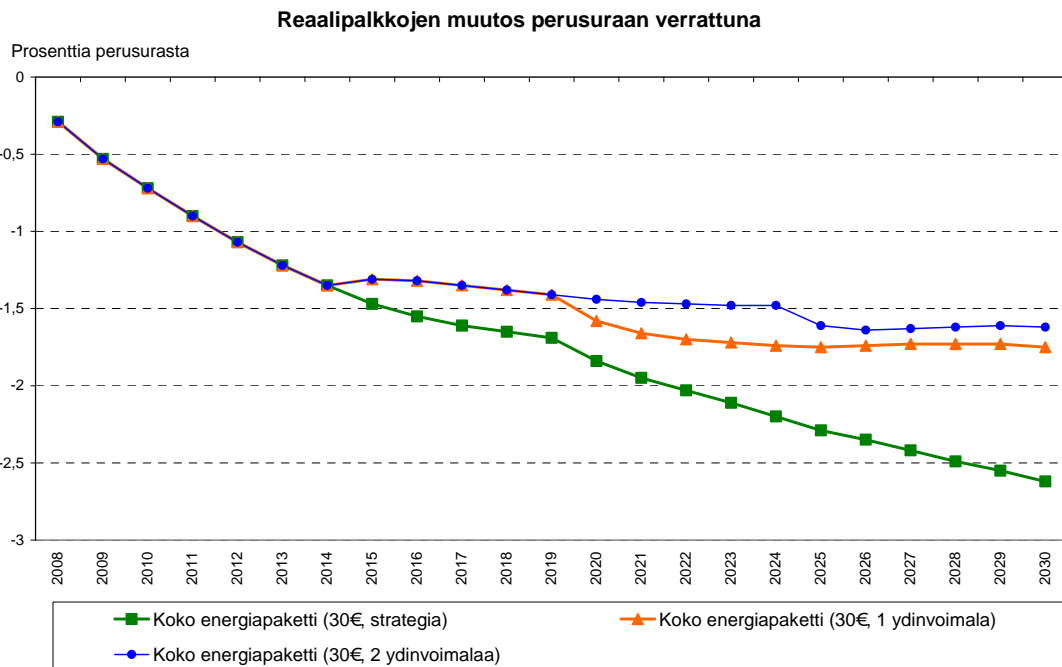
Kuva 46. Yksityinen kulutus.

Investoinnit kasvattavat työllisyyttä varsin merkittävästi. Vaikutus on suuri ennen kaikkea rakennusaikana. Pidemmällä aikavälillä syntyy myös pysyviä työpaikkoja. Vuoden 2025 jälkeen vaikutus työllisyyteen on noin 10 000 työpaikan tasolla. Pidemmällä aikavälillä työllisyyden kasvua hillitsee reaalipalkkojen nousu, mutta on selvää, että kuluttajien ostovoima kohenee hankkeiden ansiosta. Työllisyysvaikutuksia on kuvattu kuvassa 47 ja reaalipalkkojen kehitystä kuvassa 48.

4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen



Kuva 47. Työllisyys.



Kuva 48. Reaalipalkat.

4. Energia- ja ilmastopoliittisen toimenpidekokonaisuuden vaikutukset kansantalouteen

Lupahakemukset muodostavat vajavaisen pohjan hankkeiden alueellisten vaikutusten vertailulle. Niinpä aluevaikutusten osalta on tyydytty alueellisten panos–tuotos-aineistojen avulla tehtävään karkeaan arvioon. Käytössä olevien tietojen perusteella ei ole mahdollista muodostaa tarkkaa kuvaa mahdollisista pitkän aikavälin eroista hankkeiden työllistävyysvaikutuksissa. Hankkeiden rakennusaikaisten vaikutusten arviointia vaikeuttaa puolestaan hankkeiden suuri koko ja merkittävä tuontikomponentti.

Käytettävissä olevien panos–tuotos-tietojen perusteella investointien hyödykerakenteessa ei ole suuria maakunnallisia eroja. Merkittävä ero alueiden välillä syntyy paikallisen tuotannon osuudesta energiatoimialan investointihyödykkeiden tuotannossa. Historiallisesti talon- ja maanrakennuksessa paikallisten toimijoiden osuus on Lapissa ja Pohjois-Pohjanmaalla ollut on yli 90 %, kun Itä-Uudellamaalla ja Satakunnassa osuus on hieman yli 70 %. Tämä tarkoittaisi sitä, että rakentamisen kasvu esimerkiksi Satakunnassa säteilee kansantaloudessa laajemmalle kuin Lapissa – olettaen, että rakentamisessa käytetään kotimaisia voimia. Hankkeet ovat kuitenkin niin suuria, ettei ole realistista olettaa yhdenkään maakunnan voimien riittävän niiden toteutukseen ilman merkittävää panosta muualta maasta ja ulkomailta. Ennen kuin koko kuva koko maahan ulottuvasta alihankkijaketjusta tarkentuu, rakentamisen aikaisten vaikutusten vertailulle ei ole kunnollisia perusteita.

Valmistuttuaan hankkeiden työllisyysvaikutukset ovat hyvin samansuuruisia, eikä niiden välille sinänsä synny eroja. Hankkeiden suhteellinen merkitys alueelliselle työllisyydelle riippuu suoraviivaisesti alueen koosta.

5. Yhteenveto

5.1 Energiajärjestelmätarkastelu

Hankkeessa on selvitetty ydinvoiman lisärakentamisen vaikutuksia Suomen energiajärjestelmään. Sähkön kulutukselle käytettiin kahta skenaariota, jotka eroavat metsäteollisuuden tuotantomäärien suhteen. Sähkön kulutuksen määrään vaikuttaa teollisen toiminnan laajuuden lisäksi sähkön käytön tehostuminen. Tehostumista tapahtuu kaikessa sähkön käytössä. Luonnollisen tehostumisen lisäksi toteutetaan sähkön säästötoimenpiteitä siinä määrin kuin ne ovat taloudellisesti kannattavia.

Suomen energiajärjestelmän tulevaisuuden uria viitoittavat EU-päätökset, jotka määrittelevät hiilidioksidipäästöjen ylärajan päästökauppaan kuulumattomille toimialoille, alarajan uusiutuvien energianlähteiden osuudelle energian loppukulutuksessa ja ylärajan primäärienergian kokonaiskäytölle. Nämä tekijät on huomioitu tehdyissä laskelmissa. Päästökauppaan kuuluvilla toimialoilla on EU:ssa päästökatto, ja kukin toimija ostaa tai myy päästöoikeuksia tilanteen mukaan.

Suomi on osa pohjoismaisia sähkömarkkinoita, minkä vuoksi valtakunnan rajat eivät määrittele markkina-alueen rajoja. Siksi Suomen tilannetta on tarkasteltava osana koko markkinaa. Sähkön hankinnan kannalta oletukset sekä markkina-alueen muiden valtioiden että Venäjän ja Baltian maiden kulutuksen ja tuotannon kehittymisestä vaikuttavat myös Suomen tilanteeseen. Suomen ja Ruotsin nykyiset ydinvoimalaitokset on rakennettu suunnilleen samoihin aikoihin. Se tarkoittaa, että ne myös poistuvat käytöstä yhtä aikaa. Pohjoismaista tulee näin ollen poistumaan suuri määrä päästötöntä kapasiteettia 2020-luvun lopulta alkavalla vuosikymmenellä, minkä vuoksi 2030-luku tullee olemaan merkittävän rakennemuutoksen aikaa pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.

Suomi on ollut vuosikymmenet sähkön nettotuojia. Se on ollut mahdollista vain siten, että naapurimaamme ovat kyenneet tuottamaan edullista sähköä yli oman tarpeen. Mallilaskelmat perustuvat oletukseen tämän tilanteen jatkumisesta. Muutos aiempaan on tuonnin pääasiallisen suunnan vaihtuminen idästä länteen. Norjan ja Ruotsin vientikyky syntyy uuden uusiutuvan sähköntuotantokapasiteetin rakentamisesta ilman, että vientiyhteydet pohjoismaiselta markkina-alueelta ympäröiviin maihin eivät oleellisesti laa-

5. Yhteenveto

jene. Nämä tekijät yhdessä mahdollistavat Suomen mittavan sähkön länsituonnin. Jos vientiyhteydet pohjoismaisilta markkinoilta rakennetaankin oletuksia suuremmiksi, ne mahdollistavat sähkön viennin normaaleina ja runsaina vesivuosina ja sähkön tuonnin Euroopan mantereelta kuivina vuosina. Hintataso pohjoismaisella markkinalla olisi tällöin kaikkina aikoina korkeampi kuin tehdyissä laskelmissa, koska Euroopan korkeampi hintataso vaikuttaisi voimakkaasti myös Pohjoismaiden hintatasoon.

Perusenergian laajennettavissa olevista tuotantomuodoista vain ydinvoima on tuontienergian kanssa kilpailukykyinen, ja sen vuoksi tuonti syrjäyttää kotimaisen lauhdutustuotannon ja osan yhteistuotannostakin. Tuontimäärissä on merkittäviä eroja eri tapausten välillä 2020-luvulla: mitä enemmän ydinvoimaa rakennetaan, sitä pidemmälle tulevaisuuteen tuonnin lisääntyminen siirtyy. Vain siinä tapauksessa, että kulutus kasvaa hyvin maltillisesti ja rakennetaan kaksi ydinvoimalaitosta ajallisesti lähekkäin, voi Suomi hetkellisesti muuttua sähkön nettoviejäksi. Tämä vientikyky häviää kuitenkin heti, kun ensimmäiset nykyisistä ydinvoimalaitoksista tulevat elinkaarensa päähän.

Jos tuontipotentiaali ei realisoidukaan, tuonti on korvattava omalla tuotannolla. Vertailussa, joka ei perustu malliajoihin vaan jälkeensä tehtyyn tarkasteluun, on oletettu, että tuonti korvautuu hiililauhutusvoimalla. Kun näin tehdään, ydinvoiman lisärakentamisen määrä vaikuttaa päästöjen määrään merkittävästi.

5.2 Sähkömarkkinatarkastelu

Osahankkeessa on selvitetty ydinvoiman lisärakentamisen vaikutuksia pohjoismaisten sähkömarkkinoiden näkökulmasta ja tuloksista on johdettu arvio Suomen sähköntuotantokapasiteetin riittävydestä. Laskennassa on käytetty kahta edellä mainittua skenaariota, jotka eroavat metsäteollisuuden tuotantomäärien suhteen, ja lisäksi kahta skenaariota, jotka eroavat Pohjoismaista vietävän sähkön määrän suhteen.

Suomi oli vuonna 2007 alijäämäinen sähköntuotannon huipun aikaisen sähköntuotantokapasiteetin suhteen. Vajauksen suuruus riippuu laskentatavasta, ja tässä selvityksessä sen on arvioitu olleen välillä 293–2 348 MW. Noin 3 800 MW:n tuontimahdollisuus riitti hyvin kattamaan vajauksen. Tuontimahdollisuuksien luotettavuudesta ei ole saatavissa analyyseja, mutta toistaiseksi Suomen sähkönhankintakapasiteetti (tuotanto ja tuonti yhteensä) on aina riittänyt. Suomen sähköntuotantokapasiteetin riittävyys paranee huomattavasti vuoteen 2015 mennessä ja on määrältään riittävä, mikäli tuolloin sähkön vuosikulutus ei ylitä tasoa 86 TWh/a. Tämän jälkeen vaje alkaa uudestaan kasvaa.

Kaikissa tutkituissa skenaarioissa Suomen sähköenergiatase on kiihtyvästi negatiivinen (tuontivoittoinen) vuodesta 2015 eteenpäin. Useimmissa skenaarioissa kolme portaittain rakennettavaa lisäydinvoimalaa pitää taseen tasapainossa koko tarkasteluajan vuoteen 2040 saakka. Mallitarkastelun mukaan mahdollinen vientisähkö tuotettaisiin yhteistuotantona, ei ydinvoimana. Suomen, samoin kuin pohjoismaisen alueen, sähköntase on herkkä ja vaikeasti ennustettavissa.

Lisäydinvoimalla on laskeva osavaikutus sähkön hintaan (sähkön systeemihinta siis laskee, mikäli muut hintaan vaikuttavat tekijät pysyvät muuttumattomina). Yhden 1 700 MW:n ydinvoimalan vaikutus on noin -5 €/MWh .

Pohjoismaisilla sisämarkkinoilla ei ole tilaa lauhdevoiman tuotannolle, ja lisäydinvoima alkaisi vähentää yhteistuotantoakin. Pohjoismaat tuskin säilyvät sisämarkkinoina vaan yhdistyvät yhä tiukemmin muun Euroopan sähkömarkkinoihin, jolloin yhteistuotantovoimalle on taas tilaa.

Mahdollisen ydinkaukolämmön päävaikutuksista on esitetty suuruusluokka-arvio. Tässä selvityksessä käytetyn uuden ydinvoimalan malli tuottaa 1 700 MW:n teholla sähköä 13,6 TWh/a ja lämmittää merta 23 TWh/a. Jos vastaavasta voimalaitoksesta otettaisiin 1 000 MW:n lämpöteholla kaukolämpöä, sitä voitaisiin toimittaa karkeasti arvioiden noin 5,6 TWh/a pääkaupunkiseudulle, jolloin ydinsähkön tuotanto olisi noin 12 TWh/a ja meren lämmitys noin 18 TWh/a. Samalla se vähentäisi pääkaupunkiseudun omaa sähkön yhteistuotantoa noin 4 TWh/a ja poistaisi sähkön yhteistuotantokapasiteettia noin 1 000 MW. Ydinkaukolämpövaihtoehdossa CO₂-päästöt pienenisivät noin 3 Mt/a. Kaikki uudet ydinvoimahankkeet syövät jonkin verran yhteistuotantoa, ydinkaukolämpövaihtoehto eniten. Edellä esitetyt luvut ovat vain suuruusluokka-arvioita 1 000 MW:n kaukolämpötehoa kohti, ja ne riippuvat voimakkaasti toteutusvalinnoista.

5.3 Kansantaloudellinen tarkastelu

Ydinvoimahankkeiden kansantaloudellisia vaikutuksia on arvioitu koko kansantalouden tasolla VATTAGE-mallin avulla /Honkatukia, 2009/. Lähtökohtana arviolle on energia- ja ilmastostrategian mukainen toimenpideohjelma tavoitteineen.

Ydinvoimainvestointeja on kuvattu niiden tietojen pohjalta, joita lupahakemuksista on saatavilla. Ydinvoimala vaatii noin neljän miljardin investoinnin, jonka on oletettu jatkautuvan viidelle vuodelle. Laskelmissa oletetaan, että energiatoimialan investointien kotimaisuusaste laskee koneiden ja laitteiden osalta noin kolmannekseen, kun kotimaisuusaste muuten on historiallisesti ollut huomattavasti korkeampi.

Investoinneista suuri osa koostuu talonrakentamisesta ja maa- ja vesirakentamisesta. Näiden toimialojen tuotanto on aiemmin tapahtunut lähes täysin kotimaisin voimin. Laskelmassa oletetaan, että rakennuspalveluja ei sellaisenaan tuoda, jolloin ulkomaa-laisten tekijöiden todennäköinen osallistuminen hankkeisiin tapahtuu kotimaisen teollisuuden kautta.

Laskelmien perusteella ydinvoimahankkeet nostavat investointien tasoa rakennusajankana noin kahdella prosenttiyksiköllä ilmasto- ja energiapoliittisen toimenpideohjelman tasoon verrattuna. Pidemmällä aikavälillä investointien vaikutus jää pienemmäksi mutta vauhdittaa energiapakettiin verrattuna investointien kasvua. Niinpä hankkeiden vaikutus investointien tasoon on pitkällä aikavälillä noin 1,5–2 % ilmasto- ja energiapoliittiseen toimenpidekokonaisuuteen verrattuna.

5. Yhteenveto

Investoinnit kasvattavat kansantuotetta rakentamisen aikana. Tämän vaikutuksen suuruus riippuu investointien tuontikoostumuksesta. Hakemusten perusteella tuontiosuus on varsin suuri, mutta kansantuotevaikutus on silti rakentamisen aikana yli 0,1 % ja pidemmällä aikavälillä, voimaloiden tullessa käyttöön, yli 0,5 % energia- ja ilmasto-oliittiseen toimenpidekokonaisuuteen verrattuna.

Investoinnit kasvattavat työllisyyttä varsin merkittävästi. Vaikutus on suuri ennen kaikkea rakennusaikana. Pidemmällä aikavälillä syntyy myös pysyviä työpaikkoja. Vuoden 2025 jälkeen vaikutus työllisyyteen on noin 10 000 työpaikan tasolla. Pidemmällä aikavälillä työllisyyden kasvua hillitsee reaalipalkkojen nousu, mutta on selvää, että kuluttajien ostovoima kohenee hankkeiden ansiosta.

Lupahakemukset muodostavat vajavaisen pohjan hankkeiden alueellisten vaikutusten vertailulle. Käytössä olevien tietojen perusteella ei ole myöskään mahdollista muodostaa tarkkaa kuvaa mahdollisista pitkän aikavälin eroista hankkeiden työllistävyysvaikutuksissa. Käytettävissä olevien panos-tuotos-tietojen perusteella talon- ja maanrakennuksessa paikallisten toimijoiden osuus on Lapissa ja Pohjois-Pohjanmaalla ollut on yli 90 %, kun Itä-Uudellamaalla ja Satakunnassa osuus on hieman yli 70 %. Hankkeet ovat kuitenkin niin suuria, ettei ole realistista olettaa yhdenkään maakunnan voimien riittävän niiden toteutukseen ilman merkittävää panosta muualta maasta ja ulkomailta. Ennen kuin koko kuva koko maahan ulottuvasta alihankkijaketjusta tarkentuu, rakentamisen aikaisten vaikutusten vertailulle ei ole kunnollisia perusteita.

Lähdeluettelo

- Energiamarkkinavirasto. 2008. *Voimalaitosten käytettävyysselvitys*.
- Energiateollisuus. 2009. *Kuukausitilasto elokuu 2009*.
- Energiateollisuus. 2008. *Kaukolämpötilasto 2007*.
- Honkatukia, J. 2009. *VATTAGE – A dynamic, applied general equilibrium model of the Finnish economy*. VATT Tutkimuksia 150.
- Honkatukia, J. & Forsström, J. 2008. *Ilmasto- ja energiapoliittisten toimenpiteiden vaikutukset energijärjestelmään ja kansantalouteen*. VATT Tutkimuksia 139.
- IEA. 2008. *World Energy Outlook 2008*. Paris: OECD, International Energy Agency.
- Kekkonen, V. & Koreneff, G. 2009. *Euroopan yhdentyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta*. VTT Working Papers 120.
- Koljonen, T., Forsström, J., Kekkonen, V., Koreneff, G., Ruska, M., Similä, L., Pahkala, K., Solanko, L. & Korhonen, I. 2009. *Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmasto- ja energiapolitiikan muuttuessa*. Espoo 2009. VTT Tiedotteita 2487.
- Loulou R., Remme, U., Kanudia, A., Lehtilä, A. & Goldstein, G. 2005. *Documentation for the TIMES Model*. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP).
- NEP. <http://nordicenergyperspectives.org/>. (26.1.2010)
- Nordel. 2008. *Nordel Grid Master Plan 2008*.
- Nordel. 2009. *Annual statistics 2000–2008*.
- Ruska, M. & Koreneff, G. 2009. *Ydinvoimalaitoshankkeiden vaikutukset kilpailuun sähkömarkkinoilla [New nuclear power plants and the electricity market competition]*. Espoo 2009. VTT Tiedotteita – Research Notes 2509. 57 s. +liitt. 12 s.
- TEM. 2008. *Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia*. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6.11.2008.

TEM. 2009. *Energian kysyntä vuoteen 2030. Arvioita sähkön ja energian kulutuksesta*. Työ- ja elinkeinoministeriö Energiaosasto 10.11.2009.

Tilastokeskus. 2008. *Energiatilasto(t) 2000–2007*.

UCTE. 2008. *System Adequacy Retrospect 2008. Union for the co-ordination of transmission of electricity*.

VTT ja Fingrid. 2008. *Sähköntuotannon tasapainon arvioiminen tulevaisuudessa. Selvitys työ- ja elinkeinoministeriölle*. VTT ja Fingrid Oyj 2008. Tutkimusraportti Nro VTT-R-01977-08|7.4.2008.

Liite A

Kaikissa tämän liitteen taulukoissa olevat luvut ovat yksikössä TWh, paitsi kasvihuonekaasupäästötaulukoissa, joissa yksikkö on Mt CO₂-ekvivalentti.

Taulukko A1. Sähkönkulutus (LAME).

2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	19	17	17	Muu teollisuus
10	8	6	5	6	Sähkölämmitys
31	34	36	37	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	3	3	3	Häviöt
LAME0 50					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	19	17	17	Muu teollisuus
10	8	6	4	4	Sähkölämmitys
31	33	36	37	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	3	3	3	Häviöt
LAME1 30					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	21	17	17	Muu teollisuus
10	8	8	6	6	Sähkölämmitys
31	33	36	37	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	3	Häviöt
LAME1 50					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	21	17	17	Muu teollisuus
10	8	9	6	5	Sähkölämmitys
30	33	36	38	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	3	Häviöt
LAME2 30					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	21	20	17	Muu teollisuus
10	8	10	8	7	Sähkölämmitys
31	33	37	39	39	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	4	Häviöt
LAME2 50					
28	27	27	28	29	Metsäteollisuus
7	8	8	8	8	Metalliteollisuus
16	16	21	20	18	Muu teollisuus
10	8	9	8	7	Sähkölämmitys
30	33	37	39	39	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	4	Häviöt

Taulukko A2. Sähkönkulutus (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	6	6	Metalliteollisuus
14	18	19	18	16	Muu teollisuus
10	8	7	6	4	Sähkölämmitys
31	35	37	37	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	3	3	3	Häviöt
SOME0 50					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	6	6	Metalliteollisuus
14	18	19	18	16	Muu teollisuus
10	8	7	5	4	Sähkölämmitys
31	35	37	37	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	3	3	3	Häviöt
SOME1 30					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	7	6	Metalliteollisuus
14	18	19	20	16	Muu teollisuus
10	8	8	7	6	Sähkölämmitys
31	35	37	39	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	3	Häviöt
SOME1 50					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	7	6	Metalliteollisuus
14	18	19	20	16	Muu teollisuus
10	8	7	7	6	Sähkölämmitys
31	35	37	38	38	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	3	Häviöt
SOME2 30					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	7	6	Metalliteollisuus
14	18	19	20	17	Muu teollisuus
10	8	8	7	7	Sähkölämmitys
31	35	37	39	40	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	4	Häviöt
SOME2 50					
24	19	19	20	20	Metsäteollisuus
4	6	6	7	6	Metalliteollisuus
14	18	19	20	17	Muu teollisuus
10	8	7	7	8	Sähkölämmitys
31	35	37	39	40	Kotitaloudet, palvelut ja maatalous
1	2	3	4	4	Liikenne
3	3	4	4	4	Häviöt

Taulukko A3. Sähkön tuotanto (LAME).

	2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30						
	22	35	35	27	12	Ydin
	13	14	14	14	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	19	15	14	15	18	KL-CHP
	17	13	14	14	30	T-CHP
	18	0	1	5	3	Lauhde
	7	15	19	19	19	Tuonti
LAME0 50						
	22	35	35	27	12	Ydin
	13	14	14	14	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	19	15	14	17	19	KL-CHP
	17	13	14	16	29	T-CHP
	18	0	0	0	0	Lauhde
	7	15	19	19	19	Tuonti
LAME1 30						
	22	48	48	40	25	Ydin
	13	14	14	14	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	18	15	13	14	15	KL-CHP
	17	10	9	10	24	T-CHP
	18	0	0	0	0	Lauhde
	7	5	17	19	19	Tuonti
LAME1 50						
	22	48	48	40	25	Ydin
	13	14	14	14	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	19	15	14	14	15	KL-CHP
	17	10	9	10	22	T-CHP
	18	0	0	0	0	Lauhde
	7	5	17	19	19	Tuonti
LAME2 30						
	22	48	61	53	39	Ydin
	13	14	14	15	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	18	15	13	13	13	KL-CHP
	17	10	9	9	14	T-CHP
	18	0	0	0	0	Lauhde
	7	5	6	14	19	Tuonti
LAME2 50						
	22	48	61	53	39	Ydin
	13	14	14	15	15	Vesi
	0	6	7	7	8	Tuuli
	18	15	13	13	13	KL-CHP
	17	10	8	9	15	T-CHP
	18	0	0	0	0	Lauhde
	7	5	7	14	19	Tuonti

Taulukko A4. Sähkön tuotanto (SOME).

	2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30						
22	35	35	27	12	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	16	17	KL-CHP	
14	9	9	11	19	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	12	16	19	19	Tuonti	
0	0	0	0	0	Nettovienti	
SOME0 50						
22	35	35	27	12	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	14	17	KL-CHP	
14	9	9	11	18	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	13	16	19	19	Tuonti	
0	0	0	0	0	Nettovienti	
SOME1 30						
22	48	48	40	25	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	14	15	KL-CHP	
14	9	7	7	11	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	0	6	17	19	Tuonti	
0	0	0	0	0	Nettovienti	
SOME1 50						
22	48	48	40	25	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	14	14	KL-CHP	
14	9	7	7	12	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	0	6	17	19	Tuonti	
0	0	0	0	0	Nettovienti	
SOME2 30						
22	48	61	53	39	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	14	13	KL-CHP	
14	9	7	7	6	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	0	0	5	17	Tuonti	
0	0	-7	0	0	Nettovienti	
SOME2 50						
22	48	61	53	39	Ydin	
13	14	14	14	15	Vesi	
0	6	7	7	8	Tuuli	
18	15	14	14	13	KL-CHP	
14	9	7	7	6	T-CHP	
11	0	0	0	0	Lauhde	
7	0	0	4	18	Tuonti	
0	0	-7	0	0	Nettovienti	

Taulukko A5. Energian loppukäyttö ja RES2020 (LAME).

2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
94	117	112	111	113	RES2020 direktiivin vaatimus
12	0	0	0	3	Direktiivin ylittävä RES
212	190	184	182	180	Uusiutumaton energia
LAME0 50					
94	116	112	111	113	RES2020 direktiivin vaatimus
12	1	0	0	3	Direktiivin ylittävä RES
212	189	184	182	181	Uusiutumaton energia
LAME1 30					
95	117	113	111	113	RES2020 direktiivin vaatimus
11	0	0	0	2	Direktiivin ylittävä RES
212	191	187	183	183	Uusiutumaton energia
LAME1 50					
95	116	113	111	114	RES2020 direktiivin vaatimus
11	0	0	0	1	Direktiivin ylittävä RES
213	190	187	183	184	Uusiutumaton energia
LAME2 30					
95	116	113	111	114	RES2020 direktiivin vaatimus
11	0	0	0	1	Direktiivin ylittävä RES
213	189	186	183	186	Uusiutumaton energia
LAME2 50					
95	116	113	111	113	RES2020 direktiivin vaatimus
11	1	0	0	1	Direktiivin ylittävä RES
213	188	187	183	184	Uusiutumaton energia

Taulukko A6. Energian loppukäyttö ja RES2020 (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
85	104	101	100	98	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	2	2	2	Direktiivin ylittävä RES
193	169	162	161	158	Uusiutumaton energia
SOME0 50					
85	104	101	99	98	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	3	2	1	Direktiivin ylittävä RES
193	169	162	160	158	Uusiutumaton energia
SOME1 30					
85	104	101	101	98	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	1	0	0	Direktiivin ylittävä RES
193	169	164	165	160	Uusiutumaton energia
SOME1 50					
85	105	101	101	98	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	1	0	0	Direktiivin ylittävä RES
194	169	163	164	160	Uusiutumaton energia
SOME2 30					
85	104	101	101	98	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	1	0	0	Direktiivin ylittävä RES
193	169	164	166	163	Uusiutumaton energia
SOME2 50					
85	104	101	100	99	RES2020 direktiivin vaatimus
9	2	1	0	0	Direktiivin ylittävä RES
193	169	164	164	163	Uusiutumaton energia

Taulukko A7. Uusiutuvan energian loppukäyttö (LAME).

2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
23	26	24	22	24	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	48	44	43	43	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	17	17	Loppukäyttö: Muu
LAME0 50					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
23	26	24	23	24	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	48	44	42	43	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	18	18	Loppukäyttö: Muu
LAME1 30					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
23	25	22	19	23	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	49	44	45	44	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	17	17	Loppukäyttö: Muu
LAME1 50					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
22	26	22	21	23	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	48	45	45	43	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	16	17	Loppukäyttö: Muu
LAME2 30					
14	20	21	22	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
23	26	23	22	22	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	48	45	46	48	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	15	12	14	Loppukäyttö: Muu
LAME2 50					
14	20	21	22	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
23	26	23	23	24	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
52	48	45	46	46	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	15	12	14	Loppukäyttö: Muu

Taulukko A8. Uusiutuvan energian loppukäyttö (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
21	24	22	20	20	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	37	31	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	17	17	Loppukäyttö: Muu
SOME0 50					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
21	23	22	20	20	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	37	31	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	17	18	Loppukäyttö: Muu
SOME1 30					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
21	24	21	18	17	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	39	33	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	15	17	Loppukäyttö: Muu
SOME1 50					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
20	23	21	18	19	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	39	32	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	15	16	Loppukäyttö: Muu
SOME2 30					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
21	24	21	18	15	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	39	37	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	15	12	Loppukäyttö: Muu
SOME2 50					
14	20	21	21	23	Sähkö ja lämpö: Vesi ja tuuli
21	23	21	20	17	Sähkö ja lämpö: Muu lämpövoima
43	40	37	39	37	Loppukäyttö: Teollisuus
3	6	7	7	8	Loppukäyttö: Liikenne
15	17	17	13	10	Loppukäyttö: Muu

Taulukko A9. Primäärienergia (LAME).

2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	102	101	77	33	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	60	57	58	59	Puupolttoaineet
92	79	69	67	62	Öljytuotteet
49	29	27	33	58	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
75	35	41	51	48	Hiili ja koksi
11	15	12	8	8	Muut polttoaineet
7	15	19	19	19	Sähkön tuonti
LAME0 50					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	102	101	77	33	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	60	57	58	59	Puupolttoaineet
92	79	70	68	64	Öljytuotteet
49	29	28	37	59	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
75	34	39	40	41	Hiili ja koksi
11	15	12	8	8	Muut polttoaineet
7	15	19	19	19	Sähkön tuonti
LAME1 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	137	112	69	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	61	57	58	59	Puupolttoaineet
93	79	68	66	62	Öljytuotteet
49	26	20	26	48	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
76	35	39	40	41	Hiili ja koksi
11	15	12	8	8	Muut polttoaineet
7	5	17	19	19	Sähkön tuonti
LAME1 50					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	137	112	69	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	61	57	58	59	Puupolttoaineet
93	79	68	65	64	Öljytuotteet
49	27	20	26	47	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
74	32	39	40	42	Hiili ja koksi
11	15	12	9	8	Muut polttoaineet
7	5	17	19	19	Sähkön tuonti
LAME2 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	173	148	104	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	59	57	58	62	Puupolttoaineet
93	79	68	65	62	Öljytuotteet
49	26	17	18	33	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
75	35	39	39	42	Hiili ja koksi
11	15	12	9	8	Muut polttoaineet
7	5	6	14	19	Sähkön tuonti
LAME2 50					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	173	148	104	Ydinvoima
43	36	35	34	35	Mustalipeä
47	59	57	58	60	Puupolttoaineet
93	79	68	65	62	Öljytuotteet
49	26	17	18	33	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
75	34	39	39	42	Hiili ja koksi
11	15	13	9	9	Muut polttoaineet
7	5	7	14	19	Sähkön tuonti

Taulukko A10. Primäärienergia (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	102	101	77	33	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	57	55	55	55	Puupolttoaineet
89	77	67	65	62	Ölivotteet
43	22	16	24	42	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	25	34	34	34	Hiili ja koksi
11	15	12	8	8	Muut polttoaineet
7	12	16	19	19	Sähkön tuonti
SOME0 50					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	102	101	77	33	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	58	55	55	55	Puupolttoaineet
89	76	67	65	62	Ölivotteet
43	22	16	23	41	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	26	34	34	34	Hiili ja koksi
11	15	12	8	8	Muut polttoaineet
7	13	16	19	19	Sähkön tuonti
SOME1 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	137	112	69	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	57	55	55	55	Puupolttoaineet
89	77	67	64	60	Ölivotteet
43	22	15	15	29	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	25	33	34	34	Hiili ja koksi
11	15	12	9	8	Muut polttoaineet
7	0	6	17	19	Sähkön tuonti
SOME1 50					
14	20	21	22	24	Vesi ja tuuli
68	138	137	112	69	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	58	55	55	56	Puupolttoaineet
89	77	67	64	60	Ölivotteet
43	22	15	16	29	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	25	33	34	34	Hiili ja koksi
11	15	12	9	8	Muut polttoaineet
7	0	6	17	19	Sähkön tuonti
SOME2 30					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	173	148	104	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	57	55	55	59	Puupolttoaineet
89	77	67	64	60	Ölivotteet
43	22	15	15	16	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	25	33	34	34	Hiili ja koksi
11	15	12	9	9	Muut polttoaineet
7	0	0	5	17	Sähkön tuonti
SOME2 50					
14	20	21	22	23	Vesi ja tuuli
68	138	173	148	104	Ydinvoima
36	28	28	28	23	Mustalipeä
42	57	55	55	58	Puupolttoaineet
89	77	67	64	61	Ölivotteet
43	22	15	15	16	Maakaasu
32	32	32	32	32	Turve
54	25	33	34	33	Hiili ja koksi
11	15	12	9	9	Muut polttoaineet
7	0	0	4	18	Sähkön tuonti

Taulukko A11. Kasvihuoneekaasupäästöt (LAME).

2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
34	30	30	28	28	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	36	38	43	47	Päästökauppasektori
0	12	15	15	15	Hiililauhdetarkastelu
LAME0 50					
34	30	30	29	29	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	36	37	39	44	Päästökauppasektori
0	12	15	15	15	Hiililauhdetarkastelu
LAME1 30					
34	30	30	27	27	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	36	37	38	43	Päästökauppasektori
0	4	13	15	15	Hiililauhdetarkastelu
LAME1 50					
34	30	30	27	28	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	35	36	38	42	Päästökauppasektori
0	4	14	15	15	Hiililauhdetarkastelu
LAME2 30					
34	30	30	27	27	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	36	36	37	40	Päästökauppasektori
0	4	5	11	15	Hiililauhdetarkastelu
LAME2 50					
34	30	30	27	28	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
51	35	36	36	39	Päästökauppasektori
0	4	5	11	15	Hiililauhdetarkastelu

Taulukko A12. Kasvihuoneekaasupäästöt (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
33	30	30	27	28	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	31	33	34	37	Päästökauppasektori
0	10	13	15	15	Hiililauhdetarkastelu
SOME0 50					
33	30	30	27	28	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	30	32	33	36	Päästökauppasektori
0	10	13	15	15	Hiililauhdetarkastelu
SOME1 30					
33	30	30	27	27	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	30	32	33	35	Päästökauppasektori
0	0	5	13	15	Hiililauhdetarkastelu
SOME1 50					
33	30	30	27	27	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	30	32	32	34	Päästökauppasektori
0	0	4	13	15	Hiililauhdetarkastelu
SOME2 30					
33	30	30	27	26	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	30	32	33	33	Päästökauppasektori
0	0	0	4	14	Hiililauhdetarkastelu
SOME2 50					
33	30	30	27	27	Päästökaupan ulkopuolinen sektori
41	30	32	32	32	Päästökauppasektori
0	0	0	3	14	Hiililauhdetarkastelu

Liite A

Taulukko A13. Puun käyttö (LAME).

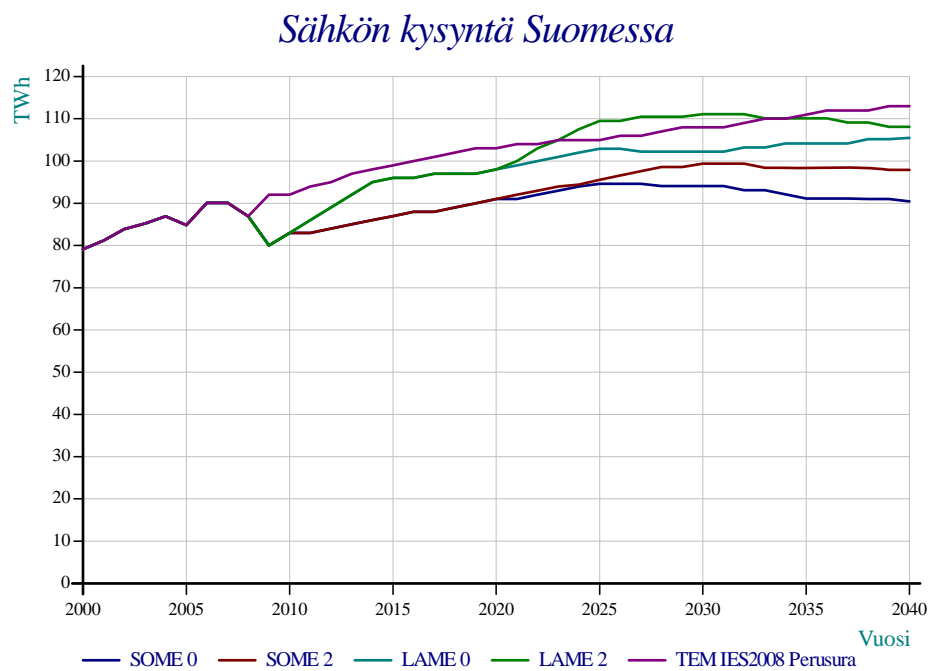
2010	2020	2025	2030	2040	
LAME0 30					
15	17	17	17	17	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	22	23	Metsähake
LAME0 50					
15	17	17	17	17	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	22	23	Metsähake
LAME1 30					
15	17	17	17	17	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	22	23	Metsähake
LAME1 50					
15	17	17	15	17	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	23	23	Metsähake
LAME2 30					
15	17	15	12	14	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	23	27	26	Metsähake
LAME2 50					
15	17	15	12	13	Puun pienpoltto
22	19	19	19	19	Teollisuuden tähdehake
10	21	23	27	27	Metsähake

Taulukko A14. Puun käyttö (SOME).

2010	2020	2025	2030	2040	
SOME0 30					
15	17	17	17	17	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	22	23	Metsähake
SOME0 50					
15	17	17	17	17	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	22	23	Metsähake
SOME1 30					
15	17	17	15	16	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	24	24	Metsähake
SOME1 50					
15	17	17	15	16	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	24	25	Metsähake
SOME2 30					
15	17	17	15	12	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	24	28	Metsähake
SOME2 50					
15	17	17	13	10	Puun pienpoltto
17	16	16	16	15	Teollisuuden tähdehake
10	21	21	26	30	Metsähake

Liite B

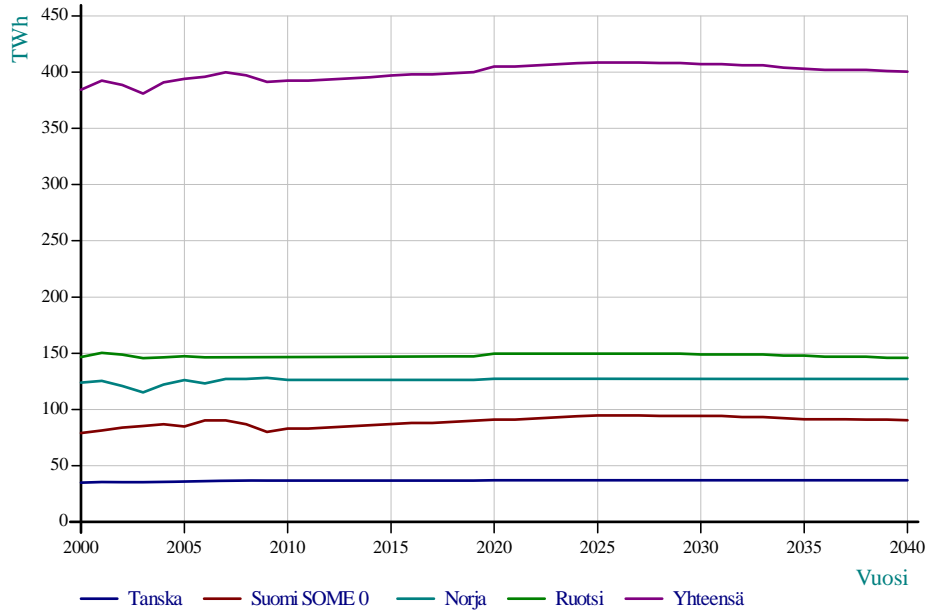
Sähkön kysyntä



Kuva B1. Erilaisia arvioita Suomen sähkön kysynnästä.

Selvityksessä käytetään TIMES-laskennan LAME- ja SOME-skenaarioiden mukaisia hintoja, jotka lievästi riippuvat myös lisädinvoiman määrästä, 0–2.

Sähkön kulutus Pohjoismaissa

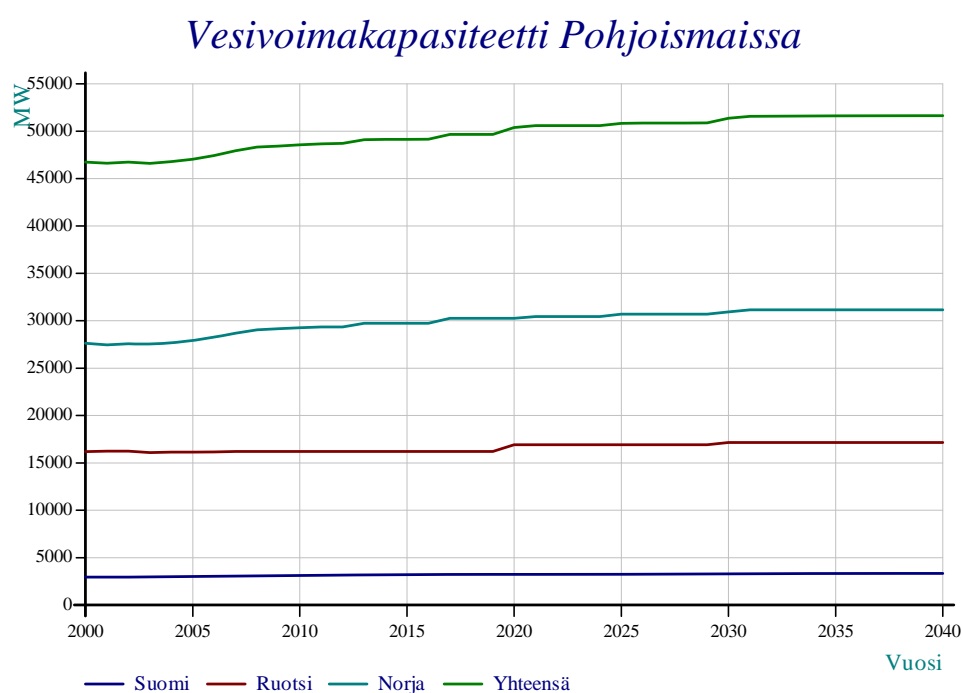


Kuva B2. Pohjoismainen sähkön kulutus, kun Suomessa kulutetaan SOME 0 -skenaarion mukaisesti

Sähkön tuotantokapasiteetit maittain

Suomen kapasiteetin kehittämisessä on mukailtu TIMES-mallin tuottamia optimaalisia kapasiteetteja. Muiden Pohjoismaiden kapasiteetti-arvioiden pohjana ovat NEP-hankkeessa esitetyt arviot, joita on päivitetty työn aikana. Arvot kuvaavat ennen lamaa valittua käsitystä kapasiteetin kehittämisestä.

Vesivoima



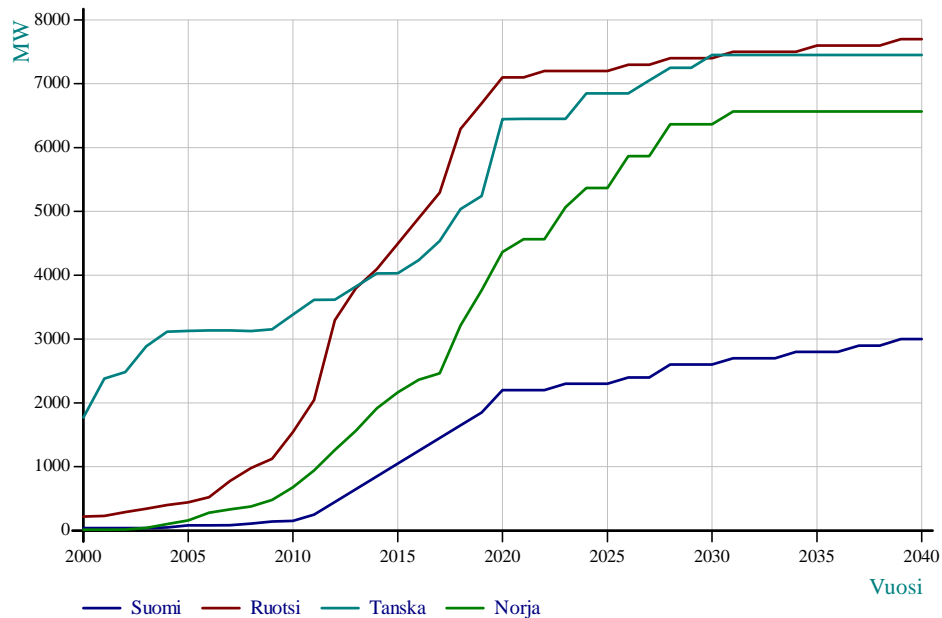
Kuva B3. Vesivoimakapasiteetin kehittyminen Pohjoismaissa.

Vesivoiman pienet lisäykset ovat todennäköisiä kaikissa Pohjoismaissa niin tehonkorotusten, hyötysuhteen paranemisen kuin pienvesivoiman lisääntymisen vuoksi.

Vesivoima kasvaa TIMES-mallin mukaan 333 MW vuoteen 2040 lähinnä tehonkorotuksina ja pienvesivoiman kasvuna. Vuonna 2040 Suomessa on 3 338 MW vesivoimakapasiteettia, ja se tuottaa normaalivuonna 14 TWh/a. Myös muissa Pohjoismaissa vesivoima kasvaa hillitysti.

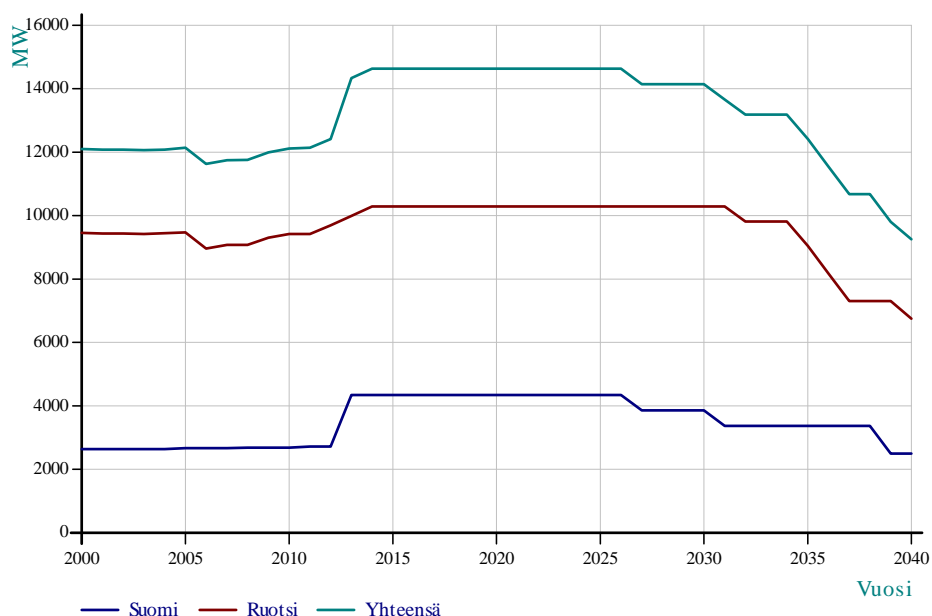
Tuulivoima

Tuulikapasiteetti Pohjoismaissa



Kuva B4 Tuulivoimakapasiteetin kehittyminen Pohjoismaissa.

Tuulivoima edustaa suurinta osaa RES-kapasiteetin kasvusta. Suomen tuulivoimakapasiteetti on määritelty lähtöoletuksissa: vuonna 2020 6 TWh eli noin 2 200 MW maantuu-
livoimana. Vuonna 2040 8 TWh/a, 3 000 MW.

Ydinvoima (ilman Suomen mahdollista lisäydinvoimaa)*Ydinvoimakapasiteetti Pohjoismaissa*

Kuva B5. Ydinvoimakapasiteetin kehittyminen Pohjoismaissa. Ruotsin ydinvoima 60 vuoden käyttöajalla. Suomen lisäydinvoima 0-skenaarion mukaisesti

Muu kapasiteetti

CHP-kapasiteetti kuuluu energiapohjaiseen peruskapasiteettiin. Sen voidaan olettaa jatkosakin edustavan kannattavaa liiketoimintaa. Vanhenevat voimalaitokset kannattaa yleensä korvata uusilla, ja samalla on mahdollisuus harkita voimalaitostyyppin tai polttoainevalintojen muutoksia. Lämmöntarve ei juurikaan kasva, mutta sähkön osuus yhteistuotannosta saattaisi kasvaa ja hajautettu yhteistuotanto lisääntyä.

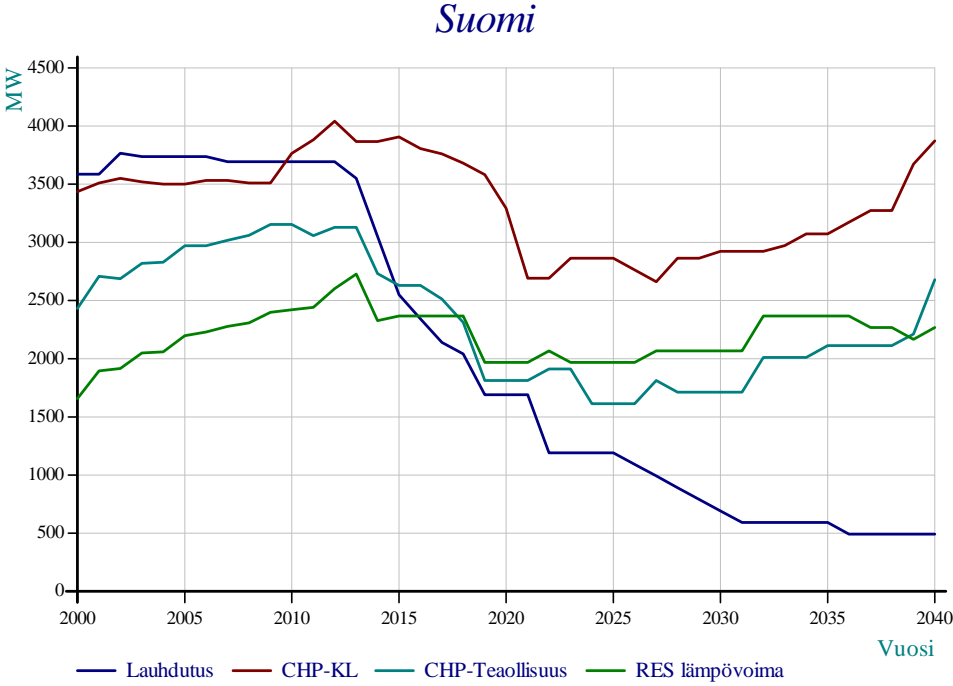
CHP-kapasiteettiarviot perustuvat vuonna 2010 olemassa olevaan ja tiedossa olevaan tulevaan kapasiteettiin, joka poistuu vanhenemalla oletettujen käyttöaikojen perusteella. Myöhempää uutta kapasiteettia rakennetaan optimaalisesti TIMES-mallin tulosten mukaan. (Optimaalisuudesta on TIMES-mallissa poikettu siten, että kaukolämpöyhteistuotantoa hiilellä rajoitetaan nykytasolle – sen ei siis anneta kasvaa vapaasti, mikä olisi kokonaismallin kannalta optimaalista ja johtaisi TIMES-mallissa hiilikaukolämpökapasiteetin kaksinkertaistumiseen. Perustelu: ei pidetä suotavana, eikä käytännössä ole mahdollistakaan, että hiilivoimalaitoksia tulisi yhdyskuntiin runsaasti lisää.) TIMES-

mallin CHP-kapasiteetti lievästi laskee. Maakaasun osuus vähenee maakaasun korkean hinnan vuoksi, ja uusiutuvien polttoaineiden osuus kasvaa lievästi.

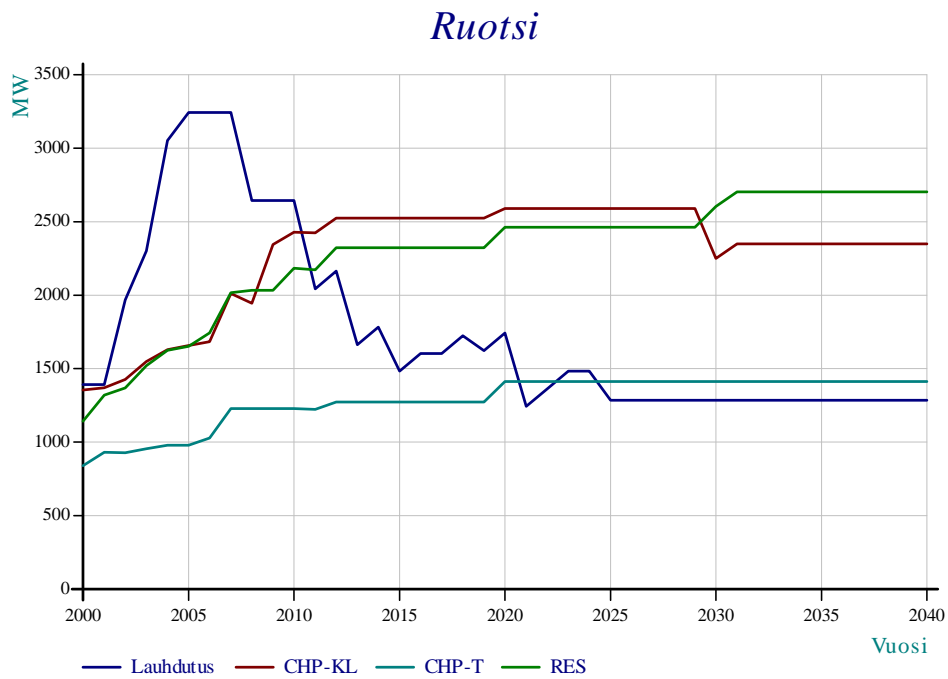
Kaasuturbiinikapasiteetti on MH-mallin tulosten kannalta merkityksetön, koska sen ei mallissa aktivoidu tuotantoon. Kapasiteettitarkastelussa kaasuturbiinikapasiteetti on sidottu järjestelmäreservien määrään, eikä järjestelmäreservejä lasketa käytettävissä olevaan kapasiteettiin. Siksi tässä liitteessä ei esitetä kaasuturbiineja koskevaa kehitys-arviota.

Energiasidonnaisen peruskapasiteetin ulkopuolelle jää siis vain lauhde. Lauhdutussähkön tuotantoon investoiminen ei näytä tulevaisuudessa liiketaloudellisesti kannattavalta, koska pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta ja mahdollisesti Venäjältä on saatavissa halvempaa sähköä. Toisaalta mikäli sähkön vienti Pohjoismaista Keski-Eurooppaan lisääntyy, saattaa myös lauhdutussähkölle olla kysyntää. Vaikka sekä MH- että TIMES-mallit lopettavat lauhdutussähkön tuottamisen, on Suomen kapasiteettiarvioon jätetty noin 500 MW lauhdutuskapasiteettia tehoreserviksi. Myös kuivina vesivuosina tarvitaan jonkin verran lauhdutusvoimaa.

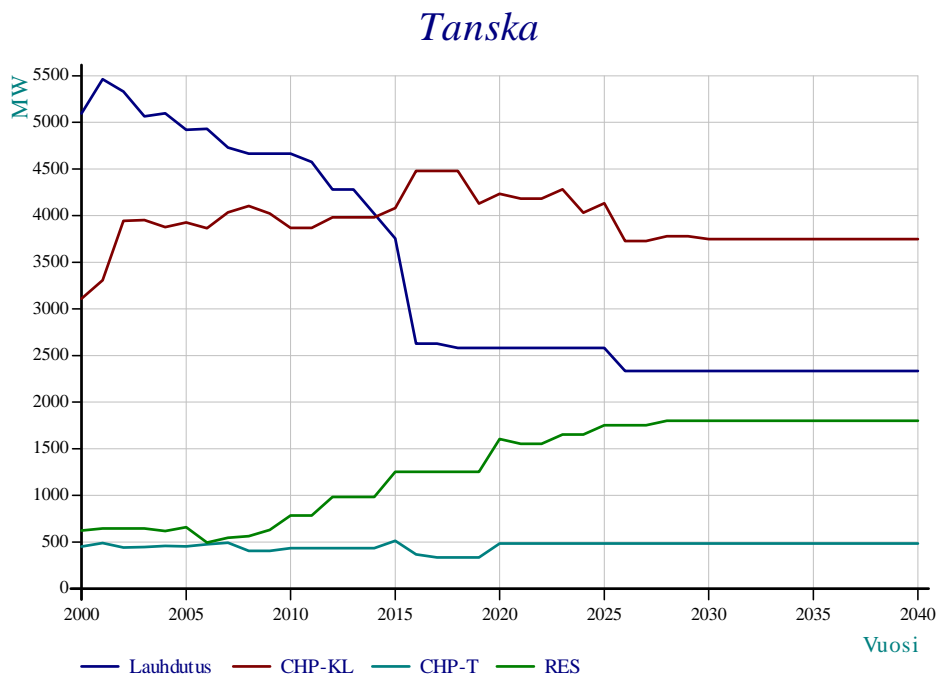
Seuraava kuvasarja esittää muun kapasiteetin (ilman kaasuturbiineja) maittain. Kuvis- sa esitetyllä RES-kapasiteetilla tarkoitetaan CHP-kapasiteetissa esiintyvää RES-kapasiteettia.



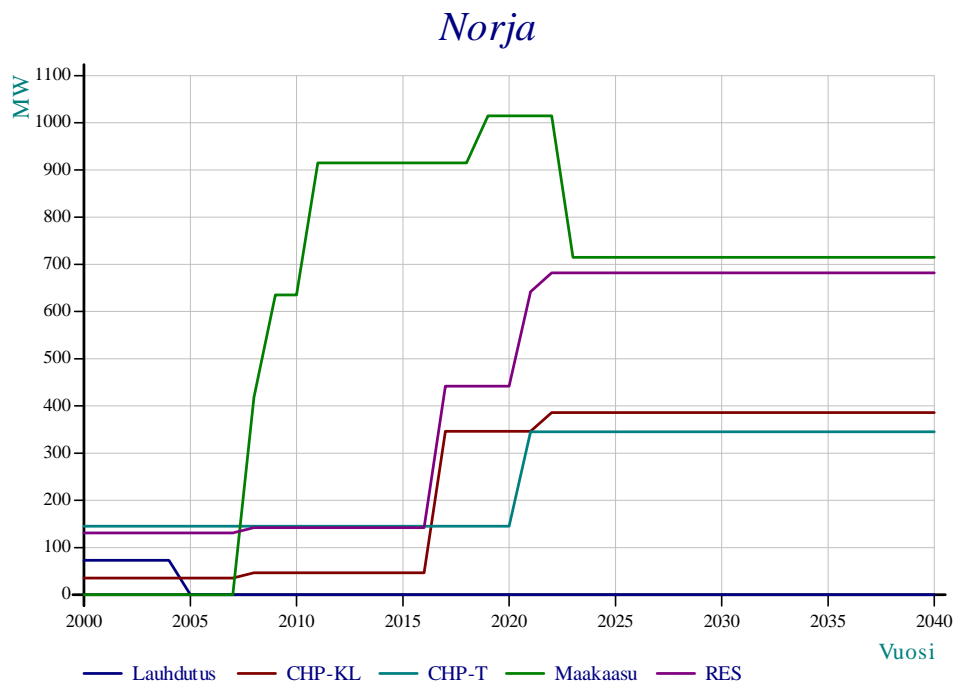
Kuva B6. Suomen lauhde ja CHP-kapasiteetti sekä CHP:hen sisältyvä RES-kapasiteetti SOME 0 -skenaariossa.



Kuva B7. Ruotsin lauhde ja CHP-kapasiteetti sekä CHP:hen sisältyvä RES-kapasiteetti.

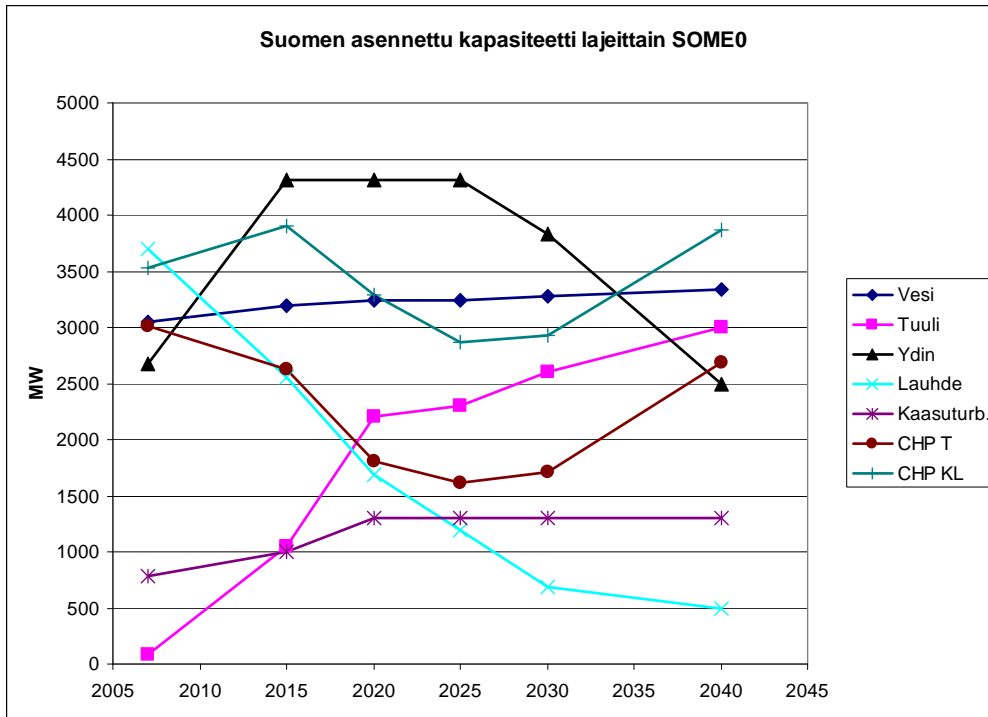


Kuva B8. Tanskan lauhde ja CHP-kapasiteetti sekä CHP:hen sisältyvä RES-kapasiteetti.



Kuva B9. Norjan lauhde ja CHP-kapasiteetti sekä CHP:hen sisältyvä RES-kapasiteetti.

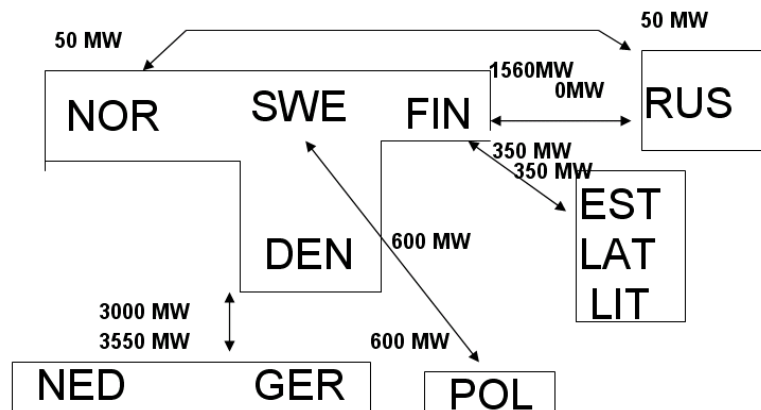
Seuraava kuva esittää mallinnettua Suomen sähköntuotannon kapasiteettia (asennettu kapasiteetti):



Kuva B10. Suomen asennettu kapasiteetti lajeittain SOME 0 -skenaariossa.

Raportin kuvissa 35–42 näkyy Suomen asennetun kapasiteetin kokonaismäärä ja siitä huipun aikana käytettävissä oleva osuus.

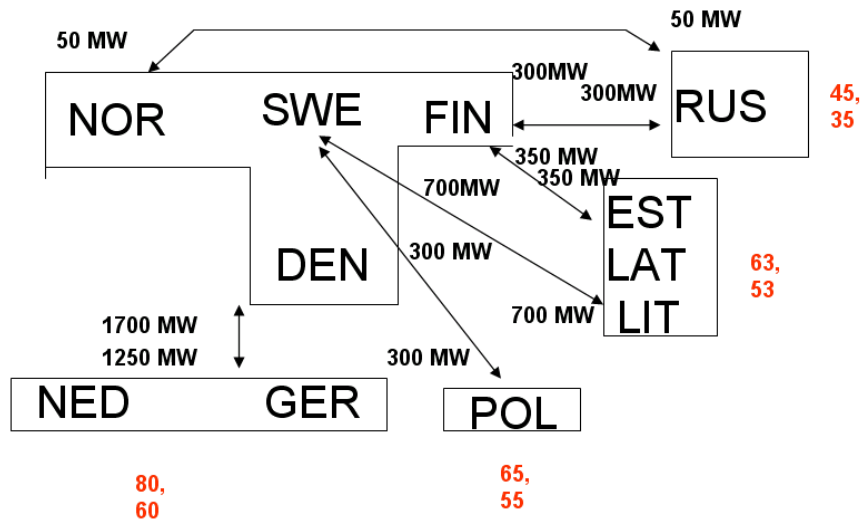
Pohjoismaiden naapureiden käsittely mallissa



Kuva B11. Pohjoismaiden naapurit mallissa.

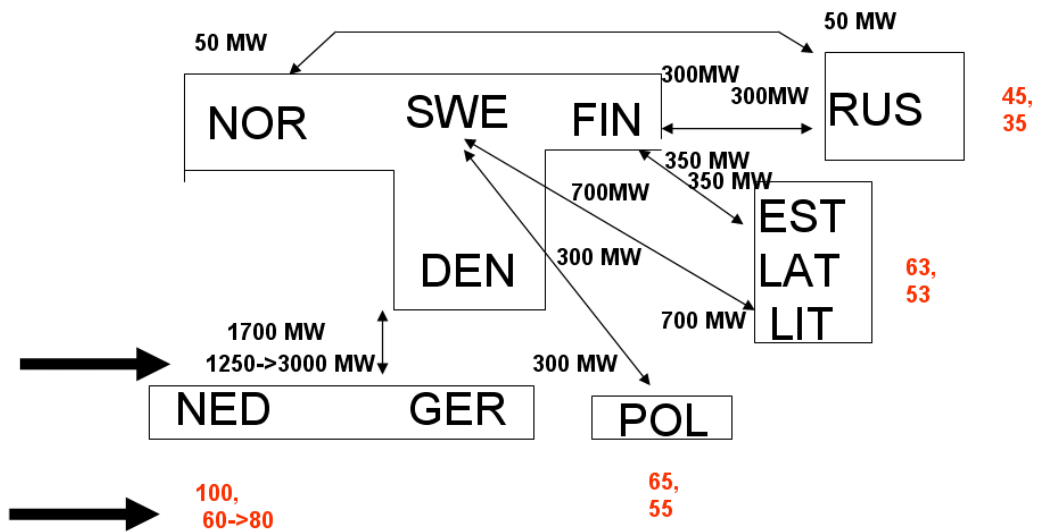
Kuva osoittaa MH-mallissa käytettyjä ulkoisia siirtokapasiteetteja vuonna 2009, kuitenkin niin, että kaikki suoraan Keski-Eurooppaan menevät yhteydet on hallinnan helpottamiseksi kanavoitu yhteen siirtojohtoon. Yksinkertaistus ei vaikuta mallin tuloksiin.

Tässä selvityksessä MH-mallia ohjataan muutetuilla siirtokapasiteeteilla ja hinnoilla. Rajoitetun viennin sisämarkkinaskenaariossa vuonna 2020 pätee seuraava kaavio.



Kuva B12. Rajoitetun viennin sisämarkkinaskenaario.

Runsaamman viennin perusskenaariossa vuonna 2020 pätee:



Kasvatettu siirtokapasiteettia ja nostettu hintaa

Kuva B13. Runsaamman viennin perusskenaario.

Kapasiteetin riittävyystarkastelussa käytetyt kertoimet

Vuoden aikana esiintyvä korkein yhden tunnin valtakunnallinen sähkön kulutus laskeaan arvioidusta vuosikulutuksesta (vuoden keskitehosta) seuraavilla kertoimilla.

Taulukko B1. Huipputehokertoimet.

	2007	2015	2020	2025	2030	2040
Huipputehokertoimet						
huipputehokerroin huippupakkasella	1.50	1.48	1.48	1.45	1.45	1.44
huipputehokerroin normaaliolosuhteissa	1.40	1.38	1.38	1.35	1.35	1.34
huipputehokerroin leudoissa olosuhteissa	1.30	1.28	1.28	1.25	1.25	1.24

Esimerkiksi vuonna 2007 vuosikulutus oli 90 TWh. Tehokerroin 1,50 antaa huippukulutukseksi 15 411 MW ja kerroin 1,30 antaa 13 566 MW. Mitattu huippukulutus vuonna 2007 oli 14 914 MW, eli vähemmän kuin teoreettinen 1/10 vuoden maksimiarvo. Mitattu huippukulutus tammikuussa 2008, jolloin yleinen kulutustaso oli vielä tasolla 90 TWh, oli 13 288 MW.

Tulevaisuudelle käytetään pienempiä tehokertoimia, koska on oletettavissa, että sähkön kulutuksen huipukkuus pienenee, ja myös ilmasto on lämpenemässä.

Huipun aikana käytettävissä oleva sähkön tuotantokapasiteetti saadaan käytettävyyserktoimella asennetusta kapasiteetista. Asennettu kapasiteetti on valittu lähtökohdaksi siksi, että se tilastoidaan Suomen virallisissa energiatilastoissa (Tilastokeskus), ja tulevien uusien voimalaitoshankkeiden osalta se on yleisesti käytetty referenssiluku.

Käytettävyyserroin riippuu tuotantotekniikasta seuraavasti.

Taulukko B2. Kapasiteetin käytettävyyserktoimet.

	2007	2015	2020	2025	2030	2040
Kapasiteetin käytettävyyserktoimet						
Vesi	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Tuuli	0.04	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Ydin	1	1	1	1	1	1
Lauhde	0.8	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
Kaasuturb.	1	1	1	1	1	1
CHP Teollisuus	0.75	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
CHP Kaukolämpö	0.75	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Riittävyyslaskennassa kaasuturbiinikapasiteetilla ja sen käytettävyydellä ei ole merkitystä, koska siinä kaasuturbiinikapasiteetti suhteutetaan järjestelmäreserveihin ja molemmat vähennetään lopputuloksesta.

Esimerkiksi vuoden 2007 asennetuilla kapasiteettimäärillä, jotka on koodattu MH-malliin (16 826 MW) päästään arvoon 13 063 MW, kun se Nordel-vuositolaston mukaan oli 13 220 MW.

Tulevaisuudelle käytetään hieman parempia käytettävyyškertoimia, koska vanha, ennen sähkömarkkinauudistusta rakennettu epäluotettavampi pikkukapasiteetti korvautuu uudella kapasiteetilla, jota rakennetaan markkinaehtoisesti käyttöä varten. Tuulivoiman käytettävyyserro riippuu myös ulkoilman lämpötilasta. Normaalin tai erikoisleudon vuosihuipun aikana tuulee tyypillisesti enemmän kuin huippupakkasella, johon liittyy tyypillisesti laaja, paikallaan pysyttelevä korkeapaine. Sinänsä Suomen käytettävyyškertoimet ovat paremmat kuin esimerkiksi UCTEn raportoimat Keski-Euroopan maiden käytettävyyškertoimet.

Menetelmä on kuvattu tarkemmin lähteessä /VTT ja Fingrid 2008/. Menetelmä on likimääräinen ja vain suuntaa-antava, mutta yksinkertaisuutensa ja havainnollisuutensa vuoksi se sopii hyvin karkeisiin tulevaisuusskenaariotarkasteluihin.

Ydinkaukolämpöä koskevat oletukset ja laskelmat

Oletukset

Mahdollisimman suuri kaukolämpökuorma tuo sekä parhaan skaalaedun (pienin investointikustannus per lämpöyksikkö) että suurimman lämmöntuotantomahdollisuuden, joten koko pääkaupunkiseutu on tavoitteena, mutta osakin riittää. Helsinki on silti välttämätön osakas sijaintinsa ja suuruutensa vuoksi. Toisaalta energiataloudellisesti olisi hyvä, jos olemassa olevaa yhteistuotantoa korvautuisi mahdollisimman vähän.

Esitetään kaksi arviota, toinen koskien kaikkia pääkaupunkiseudun kaukolämpöverkkoja (= **kaikki**) ja toinen pelkästään Helsingin verkkoa (= **Helsinki**). Arvio on vain alustavasti suuntaa-antava (jos sitäkään). Vasta mahdollinen hankesuunnittelu ja siihen liittyvät yhteistyöneuvottelut eri tahojen välillä tuovat lisää realismia arvioihin. Hankkeen mitoituksessa pyritään kuitenkin mahdollisimman suureen lämpökuormaan.

Olemassa oleva kaukolämmön tarve ja tuotanto on arvioitu vuoden 2007 kaukolämpötilastojen perusteella (taulukko 6). Tuotannon pysyvyys on arvioitu yleisen pysyvyyskäyrän muodon perusteella (Kuva 43). Vuoden 2020 arvioita ei ole käytettävissä.

1 000 MW:n ydinkaukolämpöteho (voimalaitoksen päässä) valitaan arvion lähtökohdaksi, ja se lienee suuruusluokaltaan ylärajoilla. Mitä suurempi kaukolämpöteho, sitä pienempi huipunkäyttöaika (kuormaa ei riitä koko vuodelle), mikä huonontaa investoinnin kannattavuutta.

Arvataan 50 MW:n lämpöhäviöteho (Ruotsinpyhtää – Pasila = 84 km linnuntietä). Ydinkaukolämpöjohdot mitoitettaneen 160/60 °C:n tai 120/60 °C:n lämpötiloille ja 1 000 MW vaatineen noin Φ 1 000–1 200 mm:n putket. 8 000 h:n käyttöaika johtaa lämpöhäviöön 0,4 TWh/a.

Arvataan 50 MW:n pumppaustehontarve. Sekä lämpöhäviöitä että pumppaushäviöitä arvattaessa on tutustuttu vuosina 1977–1978 VTT:n julkaisemiin ydinkaukolämpöselvityksiin, joissa on tutkittu Inkoosta pääkaupunkiseudulle johdettavan ydinkaukolämmön erilaisia toteutusvaihtoehtoja. VTT on myös aiemmin arvioinut erään suuren $2 \times \Phi$ 1 200 mm 120 °C kaukolämpöjohdon hinnan tunneliratkaisuna. Skaalaamalla se 84 km:n pituiseksi päädytään noin 330 miljoonaan euroon (vuoden 1999 rahan arvolla ja olosuhteissa, hinnassa ei ole mukana lämmönsiirrin- eikä pumppausasemia). Vuotuiseksi sähkönkulutukseksi arvioidaan 0,4 TWh/a.

Oletetaan, että 1 000 MW kaukolämpöä tuotetaan turbiinivälitosta. Turbiiniarviota on yhdistelmä kahden periaatepäätöshakemuksen omista arvioista. Toisessa 1 000 MW kaukolämpöä pienentää ydinvoimalan sähkötehoa 160–180 MW. Toisen arvion mukaan. 4–5 MW kaukolämpöä pienentää sähkötehoa 1 MW, eli 200–250 MW 1 000 MW kaukolämpötehoa kohti. Valitaan tarkasteltavaksi 190 MW:n sähkötehovähenemä ja 37 %:n hyötysuhde puhtaassa lauhdejossa, mistä seuraa lineaarisesti 1 285 MW:n terminen nettoteho, 285 MW:n yhteistuotantosähköteho ja 475 MW:n sähköteho puhtaassa lauhdejossa. Oletetaan reaktorin käyvän aina maksimitehollaan, jolloin pienen kaukolämpökuorman aikana otetaan vähemmän kaukolämpöväliliottoa ja tuotetaan enemmän lauhdetta. Vuoden keskimääräiseksi sähkötehoksi arvataan 290 MW eli 29 % lämmön- tuotannosta.

Kesärevision aikainen lämmöntuotannon menetys arvioidaan $200 \text{ MW} \cdot 730 \text{ h}$, eli noin 0,14 TWh. Kesärevision merkitys on siis vähäinen, mutta toisaalta kesä lienee ainoa järkevä revisioajankohta. Pysyvyyskäyrien perusteella on arvioitavissa, että lauhdetuotanto-osuus on käynnissä noin 4 500 h noin 190 MW:n keskiteholla, jolloin lauhdesähköä kertyy 0,85 TWh/a. Suuremman lämpökuorman tapauksessa lauhdesähköä tuotetaan vähemmän.

Olemassa olevaa yhteistuotanto ja lämmön erillistuotantoa koskevat oletukset: 50 % kivihiili, 50 % maakaasu, 90 % hyötysuhde, CO₂ per tuotettu hyötyenergia maakaasulle 0,22 t/MWh ja kivihielelle 0,33 t/MWh, eli keskimäärin 0,28 t/MWh tuotettua hyötyenergiaa kohti. Tulevaisuudessa maakaasun ja biopolttoaineen osuus kasvaa ja kivihii- len vähenee, joten keskimääräinen päästökerroin pienenee.

Oletusten seuraukset

Ydinkaukolämmön vastaanotto saadaan pysyvyyskäyristä (kuva 43), kun tuloksesta vähennetään kesärevision vaikutus: **kaikki** 6,5 TWh, **Helsinki** 5,6 TWh. Kaukolämmön tuotantoon liittyvä ydinsähkön tuotanto saadaan olettamalla yhteistuotannon olevan

29 % tuotetun lämmön määrästä, johon lisätään ydinlauhteen tuotanto, 0,86 TWh. **Kaikki** 2,4 TWh, **Helsinki** 2,2 TWh (luvuissa on huomioitu lämpöhäviöt, pumppaus-sähkö ja kesärevisio).

Jäljelle jäävä pääkaupunkiseudun yhteistuotanto: Lämmön oma tuotanto saadaan vähentämällä lämmön nykyisestä kokonaistuotannosta ydinkaukolämmön vastaanotto. Koska pysyvyyskäyrien perusteella lämmön yhteistuotantoteho lähes riittää kattamaan kaiken jäljelle jäävän lämmöntarpeen, oletetaan lähes kaiken jäljelle jäävän tuotannon olevan yhteistuotantoa ja sähkön yhteistuotannon oletetaan säilyvän entisessä suhteessa lämmöntuotantoon. Jäljelle jäävä yhteistuotanto **kaikki** lämpö 5 TWh, sähkö 3,8 TWh, **Helsinki** lämpö 1,2 TWh, sähkö 1,0 TWh.

Suomesta välittömästi poistuva sähkön yhteistuotanto: **kaikki** 3,4 TWh, **Helsinki** 4,3 TWh Pidemmällä aikavälillä uusien korvaavien yhteistuotantovoimalaitosten rakentaminen vanhenevien tilalle lienee kannattamatonta, joten vähitellen mukana olevien kaukolämpöverkkojen yhteistuotanto poistuu lähes kokonaan.

Vaikutus Suomen sähkötaseeseen saadaan olettamalla, että kysymyksessä on 4 600 MW termisen tehon ydinvoimalaitos, jonka kaukolämmöstä riippumaton muu sähkön-tuotanto on 9,8 TWh/a, kun puhdas sähköntuotantovoimalaitos (1 700 MW) tuottaisi 13,6 TWh/a. 1 000 MW:n kaukolämpötehoalla kyseinen ydinkaukolämpölaitos tuottaisi siis sähköä: **Kaikki** 12,2 TWh/a, **Helsinki** 12 TWh/a. Ydinvoimalaitoksen tasolla tarkasteltuna kaukolämpö siis vähentää varsin vähän ydinvoimalaitoksen sähköntuotantoa. Valtakunnallinen sähkön tuotannon nettolisäys on siis: **kaikki** 8,8 TWh/a **Helsinki** 7,7 TWh/a.

Päästövähennys **Helsingissä**: Lämmöntuotannon korvaus 5,6 TWh/a, sähkön yhteistuotannon menetys 4,3 TWh/a, yhteensä 9,9 TWh/a. Siitä seuraa 2,8 miljoonan tonnin CO₂-päästöjen vähentyminen noin edellä mainitulla päästökertoimella. Jos muut kuin Helsinki painottuvat ydinlämmön käyttäjinä, ei sähkön yhteistuotantoa korvaudu yhtä paljon eikä päästövähennystä kerry edellä ilmoitettua määrää. Samoin tulevaisuudessa CO₂-päästöt pienenevät muutenkin, koska maakaasu kasvattaa ja kivihiili menettää osuuttaan, ja lisäksi biopolttoaineiden osuus kasvaa. Laskelmassa ei ole huomioitu sähkön erillistuotantoa vanhoissa yhteistuotantovoimalaitoksissa. Mikäli voimalaitos säilytetään, se pystyy edelleen tuottamaan runsaspäästöistä erillistuotantosähköä.

Kaukolämmöksi tuotettava osuus ydinvoimalaitoksen termisestä tehosta ei siirry lauhdutusveden mukana mereen. Vertailuvoimalaitos, jonka sähköteho on 1 700 MW, tuottaisi sähköä noin 13,6 TWh/a ja lämmittäisi merta noin 2 900 MW:n teholla eli 23,2 TWh/a energialla. Vastaavan termisen tehon (4 600 MW) ydinkaukolämpölaitos tuottaisi sähköä noin 1 500 MW:n teholla noin 12 TWh/a, kaukolämpöä 1 000 MW:n teholla noin 6 TWh/a, ja mereen menisi 2 100–2 700 MW tehoilla noin 18 TWh/a.

Laskelmien yhteenvedon esitetään seuraavassa taulukossa pääsuoritusarvot kahdessa reaktoriltaan samankokoisessa voimalaitoksessa, kun vain Helsinki on oletettu lämmön ostajaksi.

Taulukko B3. Suoritusarvot, ydinlämmitysvoimala ja samankokoinen vertailuvoimala.

	Lämpöyk- kkö	Sähköyk- kkö	Lämmitys voimala yhteensä	Vertailu- voim ala
Terminen teho, MW	1285	3315	4600	4600
Käyttöaika, h	8000	8000	8000	8000
Terminen energia TWh	10.3	26.5	36.8	36.8
Sähkön yhteistuotanto, TWh	1.7		1.7	
Sähkön erillistuotanto, TWh	0.9	9.8	10.7	13.6
Pumppaus, TWh	0.4		0.4	
Sähkön nettotuotanto, TWh	2.2	9.8	12.0	13.6
Lämmöntuotanto, TWh	6.0		6.0	
Häviö, TWh	0.4		0.4	
Lämmön nettotuotanto, TWh	5.6		5.6	
Meriveden lämmitys, TWh	1.5	16.7	18.2	23.2
Bruttohyödyt, TWh	8.6	9.8	18.4	13.6
Tarkistussumma, TWh	10.1	26.5	36.6	36.8

Lämpöyksikön tarkistussumma ei täsmää, koska lauhdesähkön määrä on arvioitu erillisenä lähtötietona.

VTT Working Papers

- 127 Marinka Lanne & Ville Ojanen. Teollisen palveluliiketoiminnan menestystekijät ja yhteistyösuhteen hallinta - Fleet asset management - hankkeen työraportti 1. 2009. 65 s. + liitt. 10 s.
- 128 Alternative fuels with heavy-duty engines and vehicles. VTT's contribution. 2009. 109 p. + app. 8 p.
- 129 Stephen Fox. Generative production systems for sustainable product creation. 2009. 104 p.
- 130 Jukka Hemilä, Jyri Pötry & Kai Häkkinen. Tuotannonohjaus ja tietojärjestelmät: kokemuksia sekä kehittämisperiaatteita. 2009. 37 s.
- 131 Ilkka Hannula. Hydrogen production via thermal gasification of biomass in near-to-medium term. 2009. 41 p.
- 132 Hannele Holttinen & Anders Stenberg. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2008. 2009. 47 s. + liitt. 8 s.
- 133 Elisa Rautioaho & Leena Korkiala-Tanttu. Bentomap: Survey of bentonite and tunnel backfill knowledge – State-of-the-art. 2009. 112 p. + app. 7 p.
- 134 Totti Könnölä, Javier Carrillo-Hermosilla, Torsti Loikkanen & Robert van der Have. Governance of Energy System Transition. Analytical Framework and Empirical Cases in Europe and Beyond. GoReNEST Project, Task 3. 2009. 49 p.
- 135 Torsti Loikkanen, Annele Eerola, Tiina Koljonen, Robert Van der Have & Nina Wessberg. Nordic Energy Research within the Framework of Energy System Transition. Task 2 Working Paper of the GoReNEST project. 65 p.
- 136 Toni Ahonen & Markku Reunanen. Elinkaaritiedon hyödyntäminen teollisen palveluliiketoiminnan kehittämisessä. 2009. 62 s. + liitt. 8 s.
- 137 Eija Kupi, Jaana Keränen & Marinka Lanne. Riskienhallinta osana pk-yritysten strategista johtamista. 2009. 51 s. + liitt. 8 s.
- 138 Tapio Salonen, Juha Sääsä, Charles Woodward, Mika Hakkarainen, Otto Korkalo & Kari Rainio. Augmented Assembly – Ohjaava kokoonpano. Loppuraportti. 2009. 32 s. + liitt. 36 s.
- 139 Jukka Hietaniemi & Esko Mikkola. Design Fires for Fire Safety Engineering. 2010. 100 p.
- 140 Juhani Hirvonen, Eija Kaasinen, Ville Kotovirta, Jussi Lahtinen, Leena Norros, Leena Salo, Mika Timonen, Teemu Tommila, Janne Valkonen, Mark van Gils & Olli Ventä. Intelligence engineering framework. 2010. 44 p. + app. 4 p.
- 141 Juha Forsström, Esa Pursiheimo, Veikko Kekkonen & Juha Honkatukia. Ydinvoimahankkeiden periaatepäätökseen liittyvät energia- ja kansantaloudelliset selvitykset. 2010. 82 s. + liitt. 29 s.