

Reaaliaikaisen hinnoittelun vaikutuksista pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

Hannu Huuki, Maria Kopsakangas-Savolainen ja Rauli Svento

Uuden mittaustekniikan kehittyminen ja käyttöönotto ovat tehneet mahdolliseksi reaaliaikaiseen tukkubintaan perustuvaan vähittäishinnoitteluun siirtymisen sähkön kulutuksessa. Ekonomistit ovat pitäneet tätä siirtymää toivottavana askeleena sähkömarkkinan tehokkuuden parantamiseksi. Reaaliaikaiseen hinnoitteluun perustuvia sopimuksia ei vielä laajassa mitassa ole pienasiakkaiden käytössä, mutta tilanteen voidaan perustellusti odottaa muuttuvan lähitulevaisuudessa. Tässä artikkelissa tutkitaan simulointimallin avulla reaaliaikaiseen hinnoitteluun siirtymisen vaikutuksia tuotantojärjestelmän tehokkuuteen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Tulokset osoittavat järjestelmän tehostuvan kalliiden piikkiteknologioiden määrien pienentyessä ja koko järjestelmän käyttöasteen parantuessa. Reaaliaikaiseen hinnoitteluun siirtyminen ei pohjoismaisella markkinalla ole suoraan tulkittavissa ympäristöystävälliseksi uudistukseksi.

Sähkön tuotantorakenteessa eri teknologioita otetaan käyttöön kysyntää vastaten niiden rajakustannusten mukaisessa järjestyksessä. Tuotannon rajakustannustasoltaan alhaisimpia teknologioita (vesivoima, ydinvoima ja tuuli/aurinko) käytetään ensin niin pitkään kuin niiden olemassa oleva kapasiteetti sallii ja sen jälkeen otetaan käyttöön aina kalliimpia teknologioita. Tämä kustannusperusteinen ajojärjestys tarkoittaa sitä, että sähkön kulutuksen todellinen kustannus vaihtelee tunneittain yli vuotuisen 8 670 tunnin käyttöprofiilin. Tämä kustannuspohjan dynamiikka ei kuitenkaan perinteisesti ole heijastunut sähkön vähittäishintoihin.

Ekonomistit ovat jo pitkään pitäneet yllä näkemystä, että sähkön vähittäishinnan tulisi heijastaa sähkön tuottamisen todellista vaihtoehtokustannusta. Esteenä on pidetty kulutuksen mittaamiseen liittyviä ongelmia. Ne ovat kuitenkin viime aikoina automaattisen mittausteknologian käyttöönoton yleistyessä poistuneet. Reaaliaikaiseen hinnoitteluun perustuvia sopimuksia onkin tarjottu suurille teollisuusasiakkaille jo jonkin aikaa, mutta vasta aivan viime aikoina reaaliaikaisen hinnoittelun sopimusmaailma on tullut myös kotitalouksien sopimusmenun osaksi. Tämä luonnollisesti herättää kysymyksiä ja epävarmuutta. Kotitalouksi-

Hannu Huuki (hannu.huuki@oulu.fi) on tohtorikoulutettava Oulun yliopiston kauppakorkeakoulun Taloustieteen yksikössä, Maria Kopsakangas-Savolainen (Maria.Kopsakangas-Savolainen@ymparisto.fi) on tutkimusprofessori Suomen ympäristökeskuksessa, Oulun yliopiston Martti Ahtisaari Instituutissa ja Thule-instituutissa, Rauli Svento (rauli.svento@oulu.fi) on professori Oulun yliopiston kauppakorkeakoulun Taloustieteen yksikössä. Kiitämme KTM, DI Juha Teirilää avusta simulointimallin koodauksessa. Kiitämme Yrjö Jahnssonin säätijät ja Martti Ahtisaari Instituuttia saamastamme rahoituksesta. Kirjoitus perustuu Taloustieteellisessä yhdistyksessä 31.10.2013 pidettyyn esitelmään.

en kannalta ydinkysymys liittyy sähkölaskun suuruuteen. Sähkön tuotantojärjestelmän ja laajemminkin yhteiskunnan kannalta kysymyksen yhdistyy paljon monisäikeisempiä elementtejä. Miten sähkön tuotantorakenne reagoi sähkön kulutuksen hinnoittelun dynaamiseen vaihteluun ja kuinka ympäristövaikutukset tämän seurauksena muuttuvat?

Näiden kysymysten ympärille on alkanut syntyä kumpaankin aihepiiriin liittyvää taloustieteellistä kirjallisuutta. Tuotantojärjestelmään liittyvässä kirjallisuudessa on tutkittu reaaliaikaisen hinnoittelun vaikutuksia järjestelmän ja siihen liittyvien investointien tehokkuuteen (Borenstein ja Holland 2005; Borenstein 2005, 2007a, 2007b, 2009; Kopsakangas-Savolainen ja Svento 2012a, 2012b, 2013a, 2013b, 2014), markkinavoiman käyttöön hinnoittelussa (Borenstein ja Bushnell 1999; Borenstein, Bushnell ja Wolak 2002; Joskow ja Kahn 2002) sekä varallisuusvaikutuksiin (Borenstein 2007). Perustuloksena järjestelmätason tehokkuustutkimuksista voidaan pitää Borensteinin ja Hollandin (2005) kiteyttämää näkemystä, jonka mukaan potentiaaliset kokonaisedut reaaliaikaiseen hinnoitteluun siirtymisestä suurella varmuudella ylittävät moninkertaisesti tällaisen ohjelman implementoinnin kustannukset.

Nämä tehokkuusvaikutukset sekoitetaan usein sähkön säästöön ja kasvihuonekaasuihin liittyviin vaikutuksiin. Tulosten mukaan reaaliaikainen hinnoittelu voi tapauskohtaisesti joko vähentää tai lisätä sähkön kokonaiskulutusta. Sama pätee ympäristövaikutuksiin. Tuotantojärjestelmän alkuperäinen rakenne määrittää lopullisia vaikutuksia. Mikäli järjestelmä alun perin perustuu voimakkaasti hiiltä käyttävään perusvoimaan ja kaasupohjaisiin turbiineihin piikkiteknologiana, saattaa reaaliaikainen hinnoittelu jopa lisätä kasvihuonepäästöjä.

Myös energian säästömahdollisuuksiin liittyvä tutkimuskirjallisuus kasvaa nopeasti. Ydinkysymys tällöin on, kuinka paljon kotitalouksilla on todellisia mahdollisuuksia toteuttaa sähkön käyttöön liittyviä säästötoimenpiteitä. Oman kysymyksenasettelumme kannalta meitä kiinnostavat erityisesti reaaliaikaiseen hinnoitteluun liittyvät säästövaikutukset. Faruqi ja Sergici (2010) ovat artikkelissaan koonneet yhteen ja analysoineet tuloksia 15 erilaisesta hinnoittelukokeesta, joissa on tutkittu kotitalouksien reaktioita dynaamisiin hinnoitteluratkaisuihin. Tulosten yleistettävyyttä kärsii koeasetelmien heterogeenisyydestä, mutta joka tapauksessa niiden perusteella on ilmeistä, että merkittäviä säästömahdollisuuksia on olemassa ja että ne todellisessa tilanteessa myös realisoituvat.

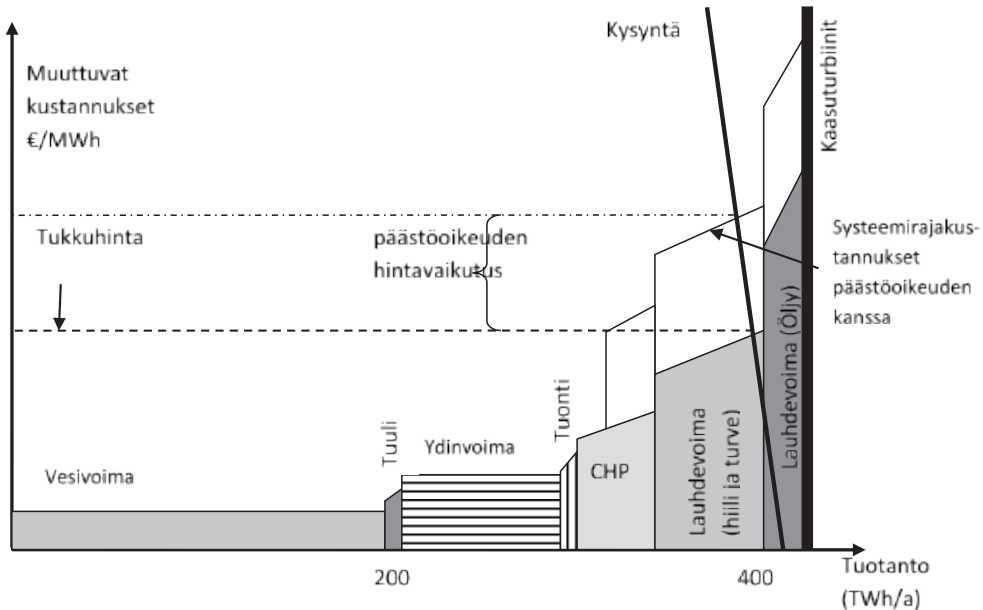
Oma tutkimustyömme on keskittynyt reaaliaikaisen hinnoittelun vaikutuksiin pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Olemme kehittäneet tähän markkinaan yhdistyvän simulointimallin, jonka hinnoittelulogiikka perustuu reaaliaikaiseen hinnoitteluun.

1. Pohjoismaiset sähkömarkkinat

Pohjoismaiden yhteisen sähkömarkkinan muodostavat Ruotsi, Norja, Suomi ja Tanska.¹ Maiden kapasiteettirakenteet eroavat toisistaan selvästi. Norjassa sähköntuotanto pohjautuu lähes kokonaan vesivoimaan. Ruotsissa vesivoiman lisäksi ydinvoiman osuus on merkittävä. Suomessa lämpö- ja ydinvoima ovat tärkeimmät tuotantomuodot. Tanskassa tuotanto pohjautuu perinteisen lämpövoimatuoannon li-

¹ Myös Viro, Liettua ja Latvia ovat nykyään osa markkina-aluetta, mutta nämä on jätetty pois tästä vuoden 2011 tarkastelusta

Kuvio 1. Tuotantorakenne ja hinnanmuodostus pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.



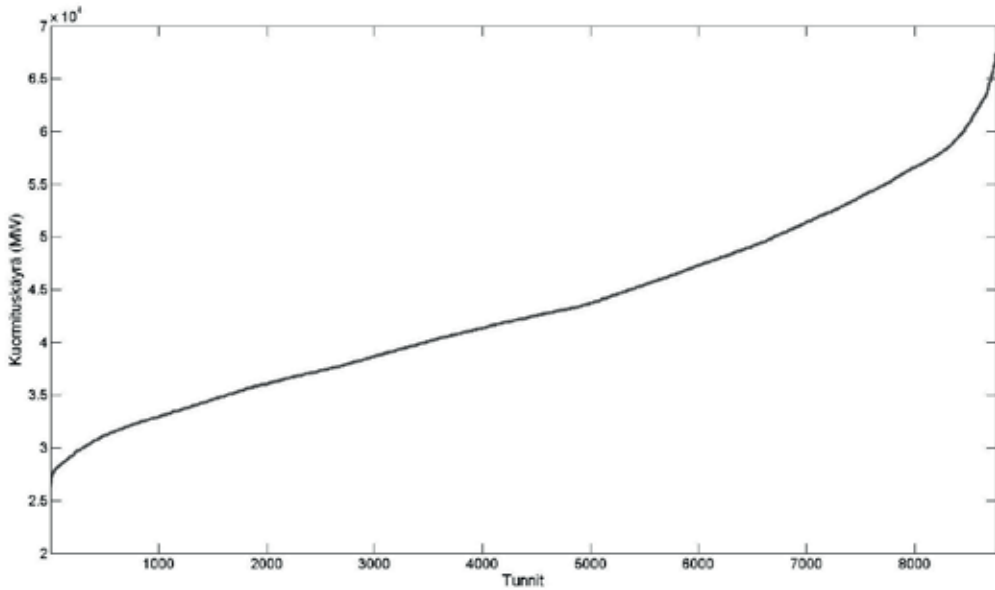
säksi myös tuulivoimaan. Vahvana vaikuttimena sähkömarkkinoiden yhdistämiselle olikin alkujaan tuotannon resurssitehokkuuden parantaminen, koska yhtenäisellä markkina-alueella kokonaistuotantokapasiteetti saadaan tehokkaammin hyödynnettyä.

Sähkön tukkukauppaa käydään yhteisen sähköpörssin, Nord Poolin, välityksellä. Vaikka kaupankäynti Nord Poolin kautta on vapaaehtoista, oli sen välittämän sähkökaupan osuus 73 prosenttia pohjoismaiden kokonaiskulutuksesta vuonna 2011 (Nord Pool 2011). Nord Pool kokoaa markkinatoimijoiden tunnitaiset määrähinta-tarjoukset ja määrittää niiden pohjalta kysynnän ja tarjonnan tasapainottavan hinnan (systeemihinta). Jos siirtokapasiteetit alueiden välillä eivät rajoita markkinan toimintaa, on systeemihinta yhtenäinen koko Nord Pool-alueella. Todellisuudessa siirtokapasiteettirajoitteet estävät usein hinnan yhdenmukaisuuden

ja tukkumarkkinahinta eroaa tarjousalueiden välillä. Omassa tarkastelussamme siirtokapasiteetin ei oleteta rajoittavan markkinan toimintaa, vaan tunnitainen systeemihinta määräytyy yhtenäisesti koko alueella. Tuotantolaitoksen sijainti ei tällöin vaikuta markkinan tulemaan ja sähköä tuotetaan aina siellä, missä se on kustannustehokkainta.

Sähköntuotanto oli pohjoismaissa vuonna 2011 yhteensä 378,6 TWh (Eurelectric 2012). Kokonaistuotannosta perinteisten tuotantomuotojen osuus oli seuraava: 200,2 TWh vesivoimaa, 80,3 TWh ydinvoimaa ja 55,2 TWh lämpövoimaa. Tuotantorakenteen kuvaus ja hinnan määrittäminen on esitetty kuviossa 1. Kokonaiskulutukseen vuosittain vaikuttaa talouden yleinen kehitys ja sääolosuhteet, mutta kysyntäpuolella sähkönkulutus noudattelee pääosin yhtenäistä trendiä. Vuoden 2011 kuor-

Kuvio 2. Vuoden 2011 kuormituskäyrä.



mituskäyrä eli kulutusprofiili järjestettynä suuruuden mukaan, on esitetty kuviossa 2.

2. Pohjoismaisen sähkömarkkinan simulointimalli

Kehittämämme malli perustuu Borensteinin ja Hollandin (2005) alkuperäiseen teoreettiseen simulointimalliin. Oma panoksemme mallin kehittälyssä liittyy siihen, että sovellamme mallia todellisen markkinan tilanteeseen. Markkina on rakenteeltaan heterogeeninen, ja osa tekniikoista on jatkuvan kapasiteettirajoituksen alaisia. Tämä rajoite on myös simuloinneissa huomioitava. Emme kuitenkaan pyri simuloimaan pohjoismaista markkinaa läheskään yksi yhteen, emmekä huomioi mahdollisia maiden yli toteutuvia siirtorajoitteita tai eri hinta-alueiden muodostumista maiden sisälle. Sovelluksemme perustuu huomattavasti kompaktim-

malle tuotantorakenteelle, kuin mitä todellisuudessa realisoituu. Uskomme kuitenkin mallimme pitävän simuloitavan markkinan keskeiset luonteenpiirteet sisällään ja tulostemme näin muodoin kertovan oleellisia piirteitä tämän markkinan toiminnasta.

Mallin logiikka perustuu ajatukselle täyttää markkinan tuotantopuoli kysyntää vastaavaksi megawatti megawatilta eri tekniikoiden tuotanto- ja rajakustannusten mukaisesti. Markkinaa siis rakennetaan pienin rajainvestoinnein, mikä tietysti on ristiriidassa energiainvestointien todellisen koon kanssa. Ratkaisemme kuitenkin markkinan pitkän ajan tasapainoa, jolloin eri teknologioiden optimaaliset koot ratkeavat optimoinnin perusteella ja investointien ajatellaan sopeutuvan näihin kokonaisvolyyymeihin. Käytämme laskelmissa taulukon 1 mukaisia kustannustietoja.

Taulukko 1. Eri tuotantoteknologioiden kustannukset

Tuotanto-teknologia	Investointi-kustannukset [€/kW]	Käyttöikä [a]	Vuosittaiset kiinteät kustannukset [€/MW]	Vuosittaiset muuttuvat kustannukset [€/MW]
Vesivoima	2 000	75	102 634	4
Ydinvoima	3 750	40	218 543	23
Midmerit (turve ja hiili)	1 370	25	99 333	51
Peak (kaasu ja öljy)	700	25	49 667	87

Investointikustannukset perustuvat midmerit- ja piikkiteknologioiden² osalta Tarjanteen ja Kivistön (2008) laskelmiin, ydinvoiman osalta viimeaikaisiin arvioihin uuden ydinvoiman investointikustannuksista ja vesivoiman osalta kirjallisuudessa tyypillisesti käytettävien investointikustannusarvioiden keskiarvoon. Vuosittaiset kiinteät kustannukset on laskettu annuiteettimenetelmällä huomioimalla investoinnin käyttöikä, investointikustannus ja korko (5 % tässä esimerkissä). Vuosittaiset muuttuvat kustannukset sisältävät polttoainekustannukset, kunnossapito- ja käyttökustannukset sekä päästöoikeuden hinnan vaikutuksen muuttuviin kustannuksiin. Päästöoikeuden hintana on käytetty vuoden 2011 keskimääräistä päästöoikeuden hintaa 13€/tCO₂.

Mallin keskiössä on kuviossa 2 esitetty vuoden 2011 kuormituskäyrää simuloiva kysyntä-funktio, johon istutetaan sekä reaaliaikaisen hinnoittelun periaate että hinnan kysyntäjousto, jonka mukaan hintareaktiot seuraavat. Kysyntäfunktion muoto on

$$D_h(p_r, p_f) = [\alpha p_r^\varepsilon + (1 - \alpha)p_f^\varepsilon]A_h, \quad h = 1, \dots, 8760, \quad (1)$$

missä D_h = tunnin h sähkön kokonaiskysyntä, p_r = sähkön vähittäishinta reaaliaikaisen sopimuksen asiakkaille, p_f = sähkön vähittäishinta kiinteän hinnan asiakkaille, A_h = kysyntäfunktion ja kuormituskäyrän yhdistävä skaalaustekijä, α = reaaliaikaisen hinnoittelun (Real-Time Pricing, RTP) piirissä olevien asiakkaiden osuus ja ε = kysynnän hintajousto. Skaalaustekijä estimoidaan vuoden 2011 tuotantorakenteen pohjalta olettaen markkinan kilpailullisuus eli nollavoitot midmerit- ja piikkiteknologioille. Kapasiteettirajoitetut teknologiat tekevät voittoa. Käytännössä skaalaustekijää on mahdoton estimoida täysin eksaktisti, mutta herkkyydestit ovat osoittaneet mallin varsin robustiksi sen suhteen. Simulointien perusluonne on muodostaa vaihtoehtoisia skenaarioita varioimalla reaaliaikaisen hinnoittelun piirissä olevien asiakkaiden osuutta (α) ja kysynnän hintajoustopuuruutta (ε). Tuotantojärjestelmän rakenne eli kapasiteettivolyymit ratkaistaan kysynnän määräytymisen jälkeen teknologia teknologialta ratkaisemalla voiton maksimointilauseke

$$\pi_G = \sum_{h=1}^{8760} (w_h D_h - c D_h) - rK, \quad (2)$$

missä tuotantoteknologian (teknologiaan viitattava indeksi jätetty pois) voitto, w_h = sähkön tukkuhinta, c = kyseisen teknologian sähkön

² Midmerit-termillä viitataan teknologioihin, jotka ovat ajojärjestyksen keskivaiheilla (CHP ja lauhdevoima). Piikkiteknologia-termillä viitataan teknologioihin, joita käytetään huippukysynnän tyydyttämiseen.

tuotannon rajakustannus, rK = investoinnin vuotuiset kustannukset.

Tämän jälkeen simuloidaan vähittäissektorin tasapaino ja ratkaistaan kiinteän sopimuksen asiakkaiden hinta olettamalla myös vähittäissektorin olevan kilpailun piirissä niin, että etsittävä hinta toteuttaa nollavoittoa ehdon (malli ei sisällä varsinaista sähkön siirtoa lopputasiakkaille, vähittäissektori sisältää tässä yhteydessä ainoastaan energian myyntiin liittyvän osuuden)

$$\pi_R = \sum_{h=1}^{8760} [(p_f - w_h)(1 - \alpha)D_h(p_f) + (p_r - w_h)\alpha D_h(p_r)] . \quad (3)$$

Miten tukkuhinnat ja reaaliaikaisen hinnoittelun piirissä olevien asiakkaiden vähittäishinta määräytyvät? Oletettu tuotantosektorin kilpailullisuus ajaa tukkuhinnan vastaamaan käytössä olevan tuotantotekniikan rajakustannusta aina, kun tuotantokapasiteetti on riittävä takaamaan vallitsevan kysynnän, jolloin $w^b = c$. Kun kysyntä ylittää olemassa olevan kapasiteetin, reagoi tukkuhinta ja reaaliaikaisen hinnoittelun piirissä olevien asiakkaiden vähittäishinta p_f hintayhtälön (4) osoittamalla tavalla niin, että kysyntä muodostuu yhtä suureksi kuin tarjonta (tämän ehdon on sähkömarkkinoilla aina oltava voimassa koska sähköä ei toistaiseksi voida merkittävässä määrin varastoida)

$$p_r = \left[\frac{K - (1 - \alpha)p_f^\varepsilon A_h}{\alpha A_h} \right]^{1/\varepsilon} . \quad (4)$$

Mallia simuloidaan kahdessa silmukassa. Ensimmäisessä ratkaistaan kulloistakin kysyntää vastaavat tuotantorakenteet annettua kiinteähintaisten asiakkaiden vähittäishintaa kohti. Rakenteen selvittyä ratkaistaan uusi kiinteähintaisten asiakkaiden hinta simuloimalla vähit-

täissektorin tasapaino ja sitten palataan simuloimaan uusi tuotantorakenne tällä uudella kiinteähintaisten asiakkaiden vähittäishinnalla. Simulointi päättyy, kun kumpikin silmukka on aina vähittäissektorin osalta ja tuotantosektorin osalta vapaasti rakennettavien (ei siis kapasiteettirajoitettujen) tekniikoiden osalta päätyntynollavoittoa tasapainoon.³

3. Tuloksia

Esitämme seuraavassa yhdeksään eri hintajoustopon ja reaaliaikaisen hinnoittelun kombinaatioon perustuvia tuloksia mallilla tehdyistä simuloinneista. Vaihtelemme hintajoustoa tasoilla -0,025, -0,1 ja -0,3 sekä reaaliaikaisen hinnoittelun piirissä (RTP) olevien asiakkaiden osuuksia 0,333, 0,667 ja 0,999. Päästöoikeuden hinta kaikissa simuloinneissa on 13€/tCO₂, joka vastaa vuoden 2011 tasoa vaikkakin on nykytasoa korkeampi. Perusskenaariona on laskelma, jossa reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaita ei ole lainkaan, eivätkä kiinteähintaist asiakkaat reagoi simuloinneissa realisoituviihin hinnanmuutoksiin. Perustulokset simuloinneista on koottu taulukkoon 2.

Keskeisin reaaliaikaisen hinnoittelun tavoite järjestelmän tehokkuuden kohenemisesta realisoituu selkeästi. Parhaiten tämä näkyy taulukon viimeisessä sarakkeessa, josta ilmenee koko järjestelmään investoidun kapasiteetin olevan käytössä moninkertainen tuntimäärä aina hintajoustavuuden ja reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden osuuden kasvaessa. Toisin sanoen rakennettu kapasiteetti on tehokkaammin käytössä. Tämä toteutuu niin kiinte-

³ Olemme kuvanneet mallin toimintaa ja simulointien toteutumista tarkemmin julkaisuissamme Kopsakangas-Savolainen ja Svento 2012a, 2013b ja 2014.

Taulukko 2. Skenaarioiden keskeiset järjestelmävaikutukset

Jousto	RTP-asiakkaiden osuus	Vuotuinen energian kulutus [TWh]	Tasahinta [€/MWh]	Midmerit-kapasiteetti (turve, hiili) [MW]	Piikki-kapasiteetti (kaasu, öljy) [MW]	Kapasiteetti yhteensä* [MW]	Huippu-hinta [€]	Maksimi-kapasiteetti käytössä [h]
Perusskenaario		376,27	65,25	20 305	13 919	66 792	---	---
-0,025	0,333	376,81	65,31	20 205	11 669	64 367	6 731,98	47
-0,025	0,667	377,29	65,38	20 210	10 109	62 786	2 869,54	90
-0,025	0,999	377,71	65,44	20 214	8 851	61 508	1 780,57	152
-0,1	0,333	369,62	64,94	18 932	7 943	59 356	1 547,84	188
-0,1	0,667	370,85	65,26	18 939	4 836	56 173	676,07	383
-0,1	0,999	371,81	65,49	18 932	2 611	53 891	441,42	641
-0,3	0,333	352,23	64,26	15 856	3 198	51 486	602,10	503
-0,3	0,667	353,15	65,00	14 905	---	47 214	266,07	2186
-0,3	0,999	352,90	65,17	13 012	---	45 312	178,09	3019

*Huippukäytön aikana käytössä oleva kokonaiskapasiteetti

ällä joustolla reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden osuuden kasvaessa kuin kiinteällä reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden osuudella jouston kasvaessa. Energian kokonaiskulutus laskee kysynnän hintajouston kasvaessa. Kiinteällä joustolla kokonaiskulutus saattaa kuitenkin jopa kasvaa, kun reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden osuus kasvaa. Tämä aiheutuu huippuhinnan vastaavasta laskusta, kun huippukapasiteetin volyyymi pienentyy ja rakennetun huippukapasiteetin käyttöajat pitenevät. Midmerit-kapasiteetin volyyymi myös pienenee samasta syystä, kun järjestelmän käyttöajat tehostumisen seurauksena kasvavat. Näin myös koko järjestelmän edellyttämä investointitaso alenee selvästi.

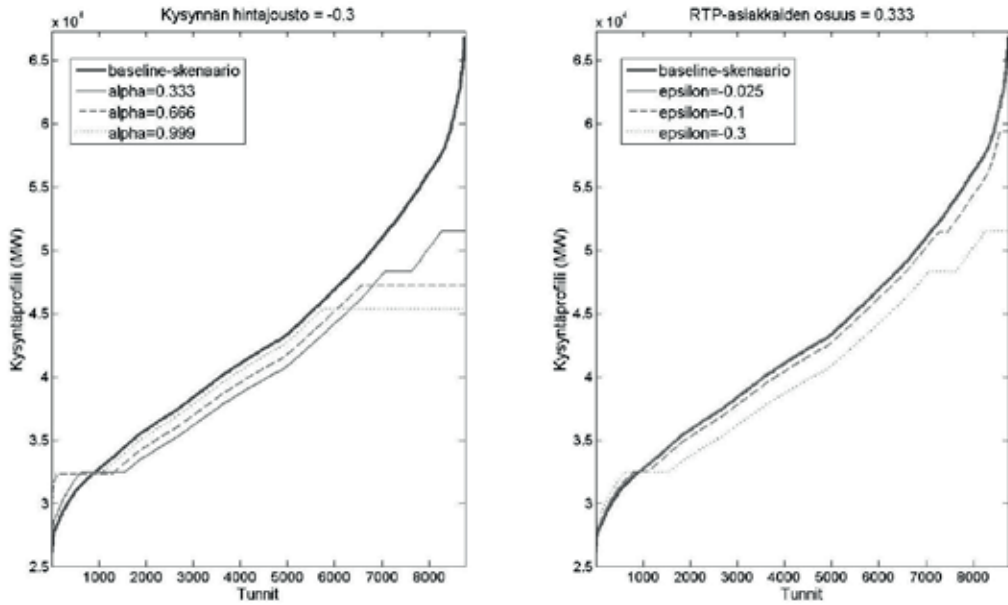
Voimakkaimmilla jousto-oletuksilla saavutetaan tilanne, jossa kallista piikkikapasiteettia ei tarvita lainkaan. Joustava kysyntä leikkaa systeemin kuormituskäyrää huipputunteina, mikä vaatii alhaisemman maksimituotantokapasiteetin. Tämän lisäksi jouston kasvun myötä maksimikapasiteetin kysyntätunnit lisääntyvät. Järjestelmä sallii siten korkeamman kiinteiden kustannusten ja alhaisemman muuttuvien kus-

tannusten omaavan midmerit-teknologian jopa syrjäyttävän tietyillä parametrioletuksilla piikkikapasiteetin kokonaan.

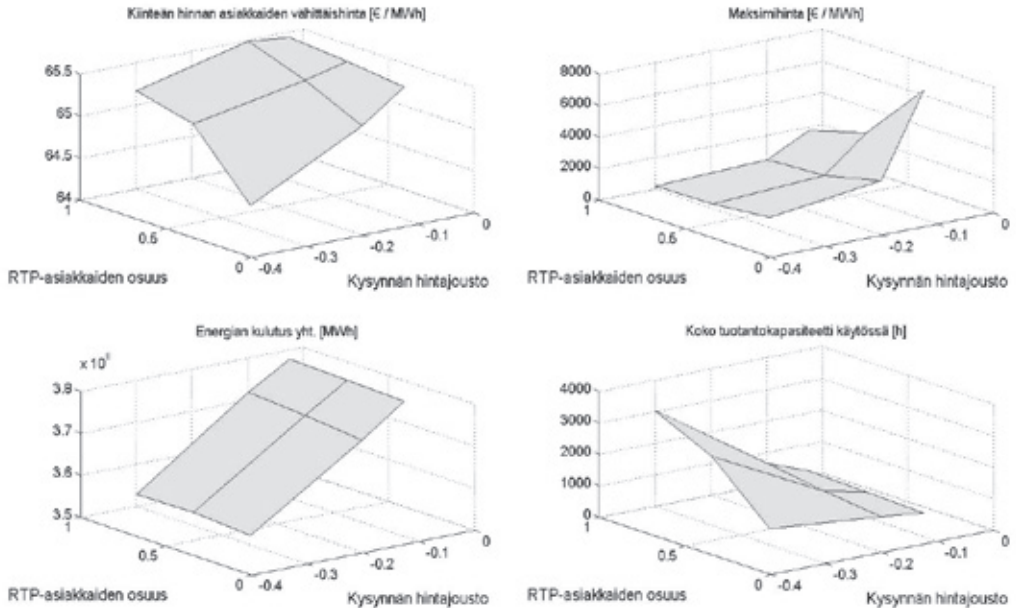
Kuviossa 3 esitetään simulointitulokset suhteessa kuvion 2 kuormittavuuskäyrään. Tulokset esitetään kahdessa tapauksessa, RTP-osuuden vaihdelta kiinteällä hintajoustolla -0,3 ja hintajouston vaihdelta kiinteällä RTP-osuudella 0,333. Järjestelmän tehostuminen näkyy selvästi kuormittavuuskäyrän siirtymisen alapäin. Erityisen selvää on reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden osuuden huippukulutusta leikkaava vaikutus. Myös hintajoustavuuden kasvu leikkaa selkeästi huippukulutukseen yhdistyvien tuntien kysyntää ja näin ollen myös tarvittavaa kapasiteettia.

Kuviossa 4 esitetään vielä näiden kahden instrumentin yhteisvaikutukset kiinteähintaisen asiakkaiden vähittäishintaan, korkeimpaan piikkihintaan, energian kokonaiskulutukseen sekä koko kapasiteetin täyskäyttöisyyden tuntimääriin. Huomionarvoinen yksityiskohta on, että piikkihintaa laskee nopeasti jo alhaisilla hintajouston ja osuuden arvoilla.

Kuvio 3. Kysyntäprofiilit



Kuvio 4. Yhteisvaikutukset kiinteähintaisten asiakkaiden hintaan, piikkihintaan, energian kokonaiskulutukseen sekä järjestelmän tehokkuuteen.



Taulukko 3. Skenaarioiden vaikutukset kuluttajien kustannuksiin

Jousto	RTP-asiakkaiden osuus	RTP-asiakkaiden kustannukset [milj. €]	Tasahinta-asiakkaiden kustannukset [milj. €]	Kuluttajien kustannukset yht. [milj. €]	Muutos kuluttajien kustannuksissa [milj. €]
Perusskenaario		---	24 550,75	24 550,75	---
-0,025	0,333	8 103,49	16 390,35	24 493,83	-56,92
-0,025	0,667	16 258,07	8 216,04	24 474,10	-76,65
-0,025	0,999	24 437,72	24,62	24 462,35	-88,40
-0,1	0,333	7 775,83	15 921,94	23 697,77	-852,98
-0,1	0,667	15 715,78	8 008,26	23 724,03	-826,72
-0,1	0,999	23 717,92	24,05	23 741,96	-808,79
-0,3	0,333	7 160,46	14 846,78	22 007,23	-2 543,52
-0,3	0,667	14 626,31	7 494,35	22 120,66	-2 430,09
-0,3	0,999	22 152,83	22,48	22 175,31	-2 375,44

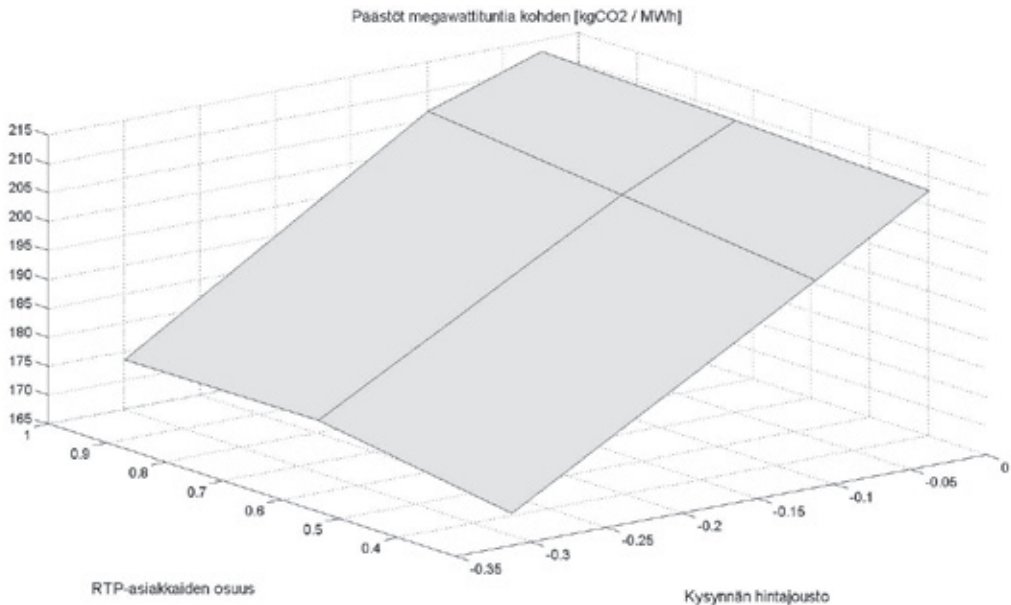
Taulukko 4. Skenaarioiden vaikutukset rajoitettujen tekniikoiden voittoihin.

Jousto	RTP-asiakkaiden osuus	Vesivoima: voitot [milj. €]	Ydinvoima: voitot [milj. €]	Tuottajien voitot yhteensä [milj. €]	Muutos tuottajien voitoissa [milj. €]
Perusskenaario		8 772,72	939,09	9 711,81	---
-0,025	0,333	8 813,07	958,27	9 772,07	60,26
-0,025	0,667	8 843,92	973,30	9 817,66	105,85
-0,025	0,999	8 872,31	987,05	9 859,65	147,84
-0,1	0,333	8 753,44	934,86	9 688,50	- 23,31
-0,1	0,667	8 871,45	990,84	9 862,38	150,57
-0,1	0,999	8 964,36	1 033,71	9 998,10	286,29
-0,3	0,333	8 630,11	888,58	9 518,81	-193,00
-0,3	0,667	8 923,67	1 020,54	9 944,34	232,53
-0,3	0,999	9 104,81	1 096,21	10 201,04	489,23

Taulukkoon 3 on koottu vastaavien skenaarioiden laskelmat kuluttajien sähkölaskujen yhteenlasketuista kustannusmuutoksista. Vaikutus on odotuksen mukainen ja selkeä, kustannustaakka siirtyy reaaliaikaisen hinnoittelun asiakkaiden kannettavaksi heidän osuutensa kasvaessa. Hintajoustavuuden kasvu kuitenkin lieventää tätä vaikutusta. Huomionarvoista kuitenkin on, että järjestelmän tehostumisesta seuraa kuluttajien yhteenlasketun kustannustaakan selkeä pienentyminen.

Simuloinneissa on oletettu vesivoiman ja ydinvoiman kapasiteettien pysyvän järjestelmän rakentamisen aikana kiinteänä nykytasoiltaan. Tästä luonnollisesti seuraa, että niiden nollavoittoehto toteutuvilla hintarakenteilla ei välttämättä realisoidu. Taulukkoon 4 on koottu vesivoiman ja ydinvoiman tuottajien voitot edellä tarkastelluista simuloinneista. Järjestelmän tehostumisen seurauksena näiden toimijoiden voittojen kasvu. Tämä avaa vesivoiman tuottajille selkeän mahdollisuuden strategiseen

Kuvio 5. Hiilidioksidipäästöt (kgCO₂) kulutettua energiayksikköä (MWh) kohden.



käyttäytymiseen erityisesti ajoittaisten uusiutuvien energiamuotojen (tuuli, aurinko) markkinoille tulon yhteydessä.⁴

Lopuksi tarkastellaan eri skenaarioiden vaikutuksia järjestelmän hiilidioksidipäästöihin. Kuviossa 5 on esitetty keskimääräinen arvo CO₂-päästöille kulutettua megawattituntia kohden eri simulointien alkuoletuksilla. Päästöt kulutettua energiayksikköä kohden laskevat reaaliaikaisen hinnoittelun piirissä olevien kuluttajien hintajouston kasvaessa. Tältä osin tulokset ympäristövaikutusten kannalta ovat positiiviset ja odotetun suuntaiset. Huomionarvoista on kuitenkin yksikköpäästöjen muutos RTP-asiakkaiden osuuden kasvaessa, kun ky-

synnän hintajousto säilyy vakiona. Tällöin reaaliaikaisten hintasopimusten yleistyessä yksikköpäästöt kasvavat. Selitys intuitiivisesti risti-riitaiselle tulokselle voidaan nähdä taulukon 2 tuloksista. RTP-asiakkaiden lisääntyessä piikkikapasiteetti vähenee suhteessa midmerit-kapasiteettiin. Koska midmerit-kapasiteetti (turve- ja hiilivoimalat) omaa korkeamman päästökertoimen piikkikapasiteettiin nähden (876 kgCO₂/MWh midmerit-teknologialle ja 411,9 kgCO₂/MWh piikkiteknologialle), kasvaa järjestelmän tuotantokapasiteetin päästöintensiteetti RTP-sopimusten yleistymisen myötä. Järjestelmän resurssitehokkuus ja ympäristövaikutukset eivät siis välttämättä korreloi keskenään, vaan vaikutuksia tulee tarkastella omina kokonaisuuksinaan.

⁴ Olemme tehneet tästä alustavia laskelmia, Kopsakangas-Savolainen ja Svento (2014).

4. Johtopäätöksiä

Tasahintaiset sähkösovimukset eivät välitä kuluttajalle informaatiota sähköjärjestelmän hetkellisestä tilasta. Koska sähkön tuottamisen vaihtoehtokustannus ei heijastu kulutus päätöksiin, saattaa sähkön kysyntäprofiili vaatia systeemiltä suuren tuotantokapasiteetin määrän. Reaaliaikaiset hinnoittelusopimukset johtaisivat kysynnän herkempään reagointiin ja täten systeemin tuotantokapasiteetin tehokkaampaan hyödyntämiseen.

Mallin simulointitulokset osoittavat sähköjärjestelmän tasapainokapasiteetin laskevan ja ajan, jolloin koko kapasiteetti on käytössä kasvavan, kun suurempi osuus asiakkaista siirtyy reaaliaikaisen hinnoittelun piiriin. Vaikutus näkyy jo alhaisella kysynnän hintajoustolla ja kapasiteetin tehokkaampi hyödyntäminen korostuu jouston kasvaessa. Tarpeeksi korkealla kysynnän hintajoustopuolella kapasiteetin käyttöaste on riittävä korvaamaan midmerit-teknologian korkeammat kiinteät kustannukset myös tilanteessa, jossa piikkikapasiteetti korvautuu kokonaan midmerit-kapasiteetilla.

Sähköjärjestelmän tehostuminen heijastuu kuluttajien yhteenlasketun kustannustaakan pienenemisenä. Myös kapasiteetiltaan rajoitetut tuotantoteknologiat (vesi- ja ydinvoima tuottajat) kokevat muutoksen kohti reaaliaikaisempia hintasopimuksia positiivisena, koska tuottajien voitot kasvavat RTP-asiakkaiden osuuden noustessa.

Toisaalta reaaliaikaisen hinnoittelun lisääntymisen vaikutukset sähkön kokonaiskysyntään ja tuotannon CO₂-päästöihin eivät ole yksikäsitteiset. Tuloksiin vaikuttavat erityisesti sähköjärjestelmän tuotantorakenne ja teknologioiden kustannukset. Reaaliaikaisen hinnoittelun vai-

kutusten tutkiminen tulee siis suorittaa aina tapauskohtaisesti. □

Kirjallisuus

- Borenstein, S. (2009), "Electricity Pricing that Reflect Its Real-Time Cost", *NBER Reporter*, 9-12.
- Borenstein, S. (2007a), "Customer Risk from Real-Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgeability", *Energy Journal* 28: 111-130.
- Borenstein, S. (2007b), "Wealth Transfers Among Large Customers from Implementing Real-Time Retail Electricity Pricing", *Energy Journal* 28: 131-150.
- Borenstein, S. (2005), "The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing", *Energy Journal* 26: 1-24.
- Borenstein, S. ja Bushnell, J. (1999), "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in a Deregulated California Electricity Industry", *Journal of Industrial Economics* 47: 285-323.
- Borenstein, S., Bushnell, J. ja Wolak, F. (2002), "Measuring Market Inefficiencies in California's Deregulated Wholesale Electricity Market", *American Economic Review* 92: 1376-1045.
- Borenstein, S. ja Holland, S. (2005), "On the Efficiency of Competitive Electricity Markets with Time Invariant Retail Prices", *The Rand Journal of Economics* 36: 469-493.
- Eurelectric (2012), *Power Statistics & Trends*, 2012 Edition, <http://www.eurelectric.org/powerstats2012>
- Faruqui, A. ja Sergici, S. (2010), "Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments", *Journal of Regulatory Economics* 38: 193-225.
- Joskow, P. L. ja Kahn, E. (2002), "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000", *The Energy Journal* 23: 1-35.
- Kopsakangas-Savolainen, M. ja Svento, R. (2012a), *Modern Energy Markets; Real-Time Pricing, Renewable Resources and Efficient Distribution*, Springer UK, London.

- Kopsakangas-Savolainen, M. ja Svento, R. (2012b), "Real-Time Pricing in the Nordic Power Markets", *Energy Economics* 34: 1131-1142.
- Kopsakangas-Savolainen, M. ja Svento, R. (2013a), "Promotion of Market Access for Renewable Energy in the Nordic Power Markets", *Environmental and Resource Economics* 54: 549-569.
- Kopsakangas-Savolainen, M. ja Svento, R. (2013b), "Economic value approach to intermittent power generation in the Nordic power markets", *Energy and Environment Research* 3: 139-155.
- Kopsakangas-Savolainen, M. ja Svento, R. (2014), "Hydropower production profiles: impacts on capacity structure, emissions and windfall profits", *Journal of Energy* (tulossa).
- Nord Pool (2011), *The Nordic Blueprint, Annual Report 2011*, www.nordpoolsopt.com/Download-Centre/
- Tarjanne, R. ja Kivistö, A., 2008, "Comparison of electricity generation costs", Research report EN A-56 Lappeenranta University of Technology.