

Keskusteluaiheita – Discussion papers

No. 879

Ritva Hirvonen* – Pekka Sulamaa** – Eero Tamminen***

KILPAILU SÄHKÖMARKKINOILLA – Sähkömarkkinoiden keskeiset piirteet ja toiminta

* Energiamarkkinavirasto (www.energiamarkkinavirasto.fi)

** Elinkeinoelämän Tutkimuslaitos (www.etla.fi)

*** Valtion Tekninen Tutkimuslaitos (www.vtt.fi)

HIRVONEN Ritva, SULAMAA Pekka, TAMMINEN Eero, KILPAILU SÄHKÖMARKKINOILLA – SÄHKÖMARKKINOIDEN KESKEISET PIIRTEET JA TOIMINTA Helsinki: ETLA, Elinkeinoelämän Tutkimuslaitos, The Research Institute of the Finnish Economy, 2003, 32 s. (Keskusteluaiheita, Discussion Papers, ISSN, 0781-6847; no. 879).

TIIVISTELMÄ: Sähkömarkkinoiden osittainen avautuminen kilpailulle on merkinnyt alan toimintaympäristön perusteellista muutosta. Muutos Euroopassa alkoi 1990-luvun alussa kun Englanti ja Norja vapauttivat sähkön myynnin ja tuotannon kilpailulle. EU:n sisällä sähkömarkkinoiden uudistusta ohjaa 19.2.1997 voimaan tullut sähkömarkkinadirektiivi, joka vapauttaa Euroopan sähkömarkkinat asteittain. Viimeisin välivaihe saavutettiin helmikuussa 2003, jolloin kolmasosa EU markkinoista tuli kilpailun piiriin. Tässä raportissa tarkastellaan vapautuneiden sähkömarkkinoiden toimintaa lähinnä Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden valossa. Raportissa kuvataan pohjoismaiden sähkömarkkinoiden rakennetta, sähkön hinnan määräytymiseen vaikuttavia tekijöitä ja analysoidaan markkinavoiman merkitystä sähkömarkkinoilla. Lisäksi tarkastelemme joitakin keskeisiä energiapoliittisia teemoja jotka vaikuttavat sähkömarkkinoiden toimintaan.

ASIASANAT: Sähkömarkkinat, kilpailu, markkinavoiman käyttö

HIRVONEN Ritva, SULAMAA Pekka, TAMMINEN Eero, KILPAILU SÄHKÖMARKKINOILLA – SÄHKÖMARKKINOIDEN KESKEISET PIIRTEET JA TOIMINTA Helsinki: ETLA, Elinkeinoelämän Tutkimuslaitos, The Research Institute of the Finnish Economy, 2003, 32 p. (Keskusteluaiheita, Discussion Papers, ISSN, 0781-6847; no. 879).

ABSTRACT: The partial deregulation of electricity markets have meant a fundamental change to the previously regulated market. In Europe the driving force in the electricity market reform is the electricity directive which introduces competition to production and sales of electricity in phases. The last phase was in February 2003, by which about third of the EU electricity supply was competitive. In this report we review the main aspects of electricity supply industry, analyse which factors affect to the price behaviour of electricity and consider whether the use of market power is a problem in deregulated electricity markets.

KEY WORDS: electricity markets, competition, use of market power.

SISÄLLYSLUETTELO

1 Johdanto	1
2 Pohjoismaiden sähköntuotantojärjestelmä	3
<i>Pohjoismaiden tuotantorakenne</i>	<i>3</i>
<i>Pohjoismaiden verkko (Nordel-verkko)</i>	<i>6</i>
Järjestelmävastuu	9
Käyttövarmuus	10
Taajuuden ylläpito	11
<i>Pohjoismainen sähköpörssi Nordpool</i>	<i>12</i>
Sähkön termiinihinnat	14
Sähkön pitkän tähtäyksen keskihinta	14
<i>Kapasiteetin riittävyys - Energia- ja tehotasapaino v. 2005</i>	<i>15</i>
<i>Energiatase keskipitkällä aikavälillä</i>	<i>17</i>
3 Kilpaillut Sähkömarkkinat	17
<i>Sähkömarkkinoiden vapauttaminen kilpailulle</i>	<i>17</i>
Sähkötoimiala – monopoli vai kilpailtu?	18
<i>Sähkömarkkinoiden sääntelystä</i>	<i>20</i>
<i>Sähkön hinta kilpailuilla markkinoilla</i>	<i>21</i>
<i>Markkinavoiman merkitys sähkömarkkinoilla</i>	<i>24</i>
4 Energiapoliittisia teemoja	28
<i>Ilmastopoliittikka ja sähkömarkkinat</i>	<i>28</i>
<i>Maakaasun aseman kehittyminen Euroopan energiankäytössä</i>	<i>29</i>
<i>Uusiutuvat energialähteet: tuulivoima ja bioenergia</i>	<i>30</i>
<i>Ydinvoiman asema Euroopassa</i>	<i>30</i>
<i>Ydinvoima Suomessa</i>	<i>31</i>
<i>Vanhenevan kapasiteetin korvaaminen</i>	<i>32</i>

1 Johdanto

Sähkö on yksi keskeisimmistä yhteiskuntamme infrastruktuuriin liittyvistä hyödykkeistä. Teollisuudessa sähkö on yksi tärkeimmistä energiamuodoista ja teollisuuden osuus onkin noin puolet Suomessa kulutetusta sähköstä. Koti- ja maa-talouksien osuus on noin neljännes ja palvelu- ja julkisenalan osuus viidennes.

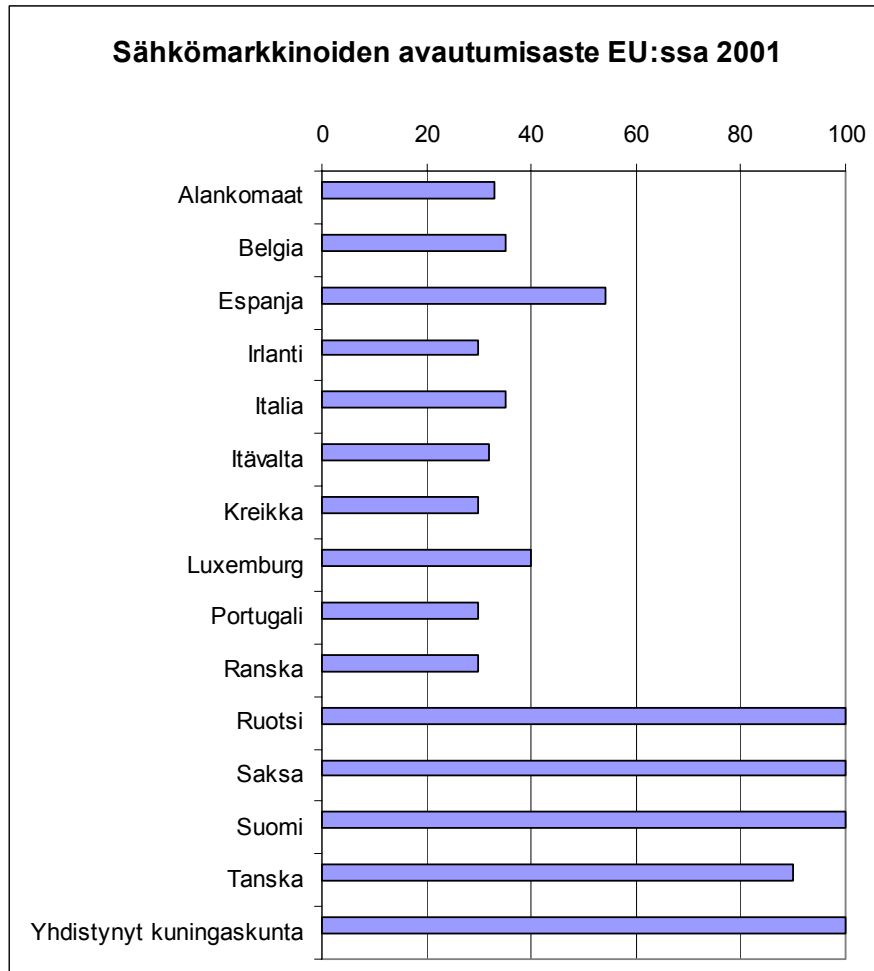
Perinteisesti sähkötoimialaa on pidetty luonnollisena monopolina, eli toimialana jossa yksi yritys tuottaa kustannustehokkaammin koko toimialan tuotoksen kuin useampi yritys. Sähkötoimialaa on tämän takia säännelty lähes koko sen historian ajan, mikä ilmentyi mm. hallinnollisena sähkön hinnoitteluna, julkisena omistuksena, uuden tuotantokapasiteetin rakentamisen rajoittamisella (lupakäytäntö) sekä sähkön viennin ja tuonnin sääntelynä. Sääntelyn aikana sähkömarkkinat olivat tyypillisesti organisoitu siten, että suurin julkisessa omistuksessa ollut sähköyhtiö omisti myös kantaverkon ja toimi sähköjärjestelmän tase- ja järjestelmävastaavana yhtiönä. Verkkotoimintoja ei sääntelyn aikana erotettu sähkön myynti- tai tuotantotoiminnoista¹.

Sähkömarkkinoiden osittainen avautuminen kilpailulle on merkinnyt alan toimintaympäristön perusteellista muutosta. Euroopassa muutos alkoi 1990-luvun alussa kun Englanti ja Norja vapauttivat sähkön myynnin ja tuotannon kilpailulle. Sähköverkkotoiminnot (siirto ja jakelu) jäivät edelleen säännellyiksi toimintoiksi monopoliluonteensa takia ja ne eriytettiin (joko tilinpidollisesti tai yhtiöittämällä) kilpailluista toiminnoista. Eräs tekijä sääntelyn osittaiselle purkamiselle oli 1980-luvulla tapahtunut teknologinen innovaatio, joka teki mahdolliseksi pienempien sähkötuotanto-yksiköiden kehittymisen kaasuturpiinitekniikan muodossa. Uusien tuottajien oli mahdollista tulla markkinoille alhaisemmin kustannuksin, mikä loi lisää kilpailupotentiaalia ja markkinoille tulon uhkaa. Sähkön tuotantoa ei enää voitu pitää luonnollisena monopolina. Muutoksia tukivat myös 1980-luvulla vallinnut yksityistämistä ja sääntelyn purkua suosiva poliittinen ilmapiiri (erityisesti Englannissa) ja sähkömarkkinoiden toiminnan tehokkuuteen kohdistuva kasvava kritiikki (mm. yli-investointi tuotantokapasiteettiin ja kustannustehottomuus).

EU:n sisällä sähkömarkkinoiden uudistusta ohjaa 19.2.1997 voimaan tullut sähkömarkkinadirektiivi, joka vapauttaa Euroopan sähkömarkkinat asteittain. Viimeisin välivaihe saavutettiin helmikuussa 2003, jolloin kolmasosa EU markkinoista tuli kilpailun piiriin. Kehitys EU:n sisällä on kuitenkin hyvin heterogeenistä, mikä johtuu mm. jäsenmaiden erilaisista tavoista toteuttaa sähkömarkkinuudistus. Osa EU:n jäsenmaista on liittännyt markkinoiden vapauttamiseen myös laajan yksityistämishjelman.

Nopeaa kilpailun vapauttamista ja yksityistämistä ovat soveltaneet Englanti, Pohjois-Irlanti, Tsekin tasavalta, Puola ja Unkari. Nopeaa kilpailun vapauttamista (ilman yksityistämishjelmää) ovat taas suosineet Pohjoismaat ja Hollanti. Pelkkää yksityistämistä (ilman merkittävää deregulaatiota) ovat suosineet Espanja ja Skotlanti. Loput EU:n jäsenmaista ovat noudattaneet asteittaista tai hyvin hidasta (erityisesti Ranska) sähkömarkkinoiden vapauttamista. Oheinen kuvio esittää sähkömarkkinoiden avautumisastetta Euroopan sisällä.

¹ Mikä mahdollisti mm. eri toimintojen välisen ristiin subvention.



Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään usein esimerkkinä hyvin toteutetusta ja toimivasta sähkömarkkinoiden vapauttamisesta kilpailulle. Yhteispohjoismainen sähköpörssi Nordpool on maailman ensimmäinen monikansallinen sähköpörssi. Nordpool on perustettu vuonna 1993 ja sen omistavat pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt (myös Fingrid Oyj on ollut omistajana kesästä 2002 lähtien). Nordpool on sähkön markkinapaikka, jossa voi käydä vakioituilla tuotteilla fyysistä tuntitason kaupankäyntiä (Elspot) tai finanssikauppaa (Eltermin) sekä säätösähkökauppaa ja tasesähkökauppaa jatkuva-aikaisena (Elbas). Pohjoismaisena sähköpörssinä Nordpool tarjoaa yleisesti tunnustetun markkinahinnan sähkölle.

Tässä raportissa tarkastellaan vapautuneiden sähkömarkkinoiden toimintaa lähinnä Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden valossa. Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden rakennetta kuvataan luvussa 2. Luku 3 esittelee sähkön hinnan määräytymiseen vaikuttavia tekijöitä ja analysoi markkinavoiman merkitystä sähkömarkkinoilla. Luvussa 4 esitetään joitakin keskeisiä energiapoliittisia teemoja jotka vaikuttavat sähkömarkkinoiden toimintaan.

2 Pohjoismaiden sähköntuotantojärjestelmä

Pohjoismaiden tuotantorakenne

Pohjoismaiden sähköntuotanto maittain ja tuotantoluokittain vuonna 2001 on esitetty taulukossa 1. Vuoden koko kulutus oli noin 400 TWh ja eri maiden osuudet siitä ovat: Ruotsi 38 %, Norja 32 %, Suomi 21 % ja Tanska 9 %. Suomen paino Pohjolan sähkömarkkinoilla on siis noin viidennes.

Taulukko 1. Pohjoismaiden sähköntuotanto maittain ja tuotantoluokittain v. 2001, TWh

	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Pohj.maat	%
Vesivoima		13	121	78	212	54
Tuulivoima	4			1	5	1
Ydinvoima		22		69	91	23
* Teoll. yht. tuot.	2	11	1	5	19	5
* Kaukol. voima		14		5	19	5
* Lauhd. voima	30 ¹⁾	12			42	11
Lämpöv. (konv.) yht.	32	37	1	10	80	20
Tuotanto	36	72	122	158	388	98
Nettotuonti(+)/vient(-)	-1	10	4	-7	6	2
Kulutus	35	82	126	151	394	100

1) Kaukolämpövoima ja lauhdutusvoima yhteensä.

Pohjolan tuotanto ja kulutus olivat v. 2001 lähes yhtä suuret, tuonnin osuus oli noin 1,5 %. Tuotanto ja kulutus ovat suurin piirtein tasapainossa myös maittain, etenkin muiden pohjoismaiden kuin Suomen osalta. Suomessa tuonnin osuus (12 %) oli suurin.

Tuotannosta 54 % oli vesivoimaa. Norjan koko tuotanto perustuu tähän energialähteeseen, Ruotsissa vesivoiman osuus on puolet ja Suomessa noin 15 %. Tanskassa vesivoimaa on hyvin vähän. Vuoden 2001 vesivoimatuotanto 212 TWh oli lähes 10 TWh ja 5 % keskimääräistä (n. 200 TWh) suurempi, mutta vuosi kuului kuitenkin tavanomaisen joukkoon.

Vesivoiman jälkeen toiseksi suurin tuotantomuoto Pohjolassa on ydinvoima, jonka osuus on neljäsosa. Tästä 75% on Ruotsin ja 25% Suomen osuutta. Norjassa ja Tanskassa ei ole ydinvoimaa.

Konventionaalisen, hiileen, maakaasuun, puuperäisiin polttoaineisiin ja turpeeseen perustuvan lämpövoiman osuus Pohjolan sähköntuotannosta on noin viidennes. Tästä Suomen osuus on 46 %, Tanskan 40 %, Ruotsin 13 % ja Norjan 1 %. Konventionaalista lämpövoimatuotannosta on yhteistuotantoa noin 65% ja lauhdutusvoimaa 35%. Tuulivoiman osuus on noin 1 %, mistä 80% Tanskassa ja 20% Ruotsissa.

Tuotantokapasiteetin rakenne vaihtelee maittain huomattavasti. Nämä erot perustuvat luonnonvarojen epätasaiseen jakautumiseen sekä harjoitettuun kansalliseen energiapolitiikkaan. Ruotsi on vesi- ja ydinvoimamaa, lähes tasaosuuksin. Muun lämpövoiman osuus Ruotsissa on edelleenkin lähempänä viittä kuin kymmentä prosenttia.

Norjan suuret vesivoimavarat ovat tehneet mahdolliseksi tuotannon perustamisen kokonaan tämän uusiutuvan energialähteen varaan. Näin siis sekä Norja että Ruotsi tuottavat kuluttamansa sähkön lähes kokonaan ilman kasvihuonekaasupäästöjä.

Tanska tuotti aikaisemmin lähes kaiken sähkönsä kivihiihellä ja öljyllä. Nyt tuotanto perustuu maakaasuun ja kivihiiheen ja yhteistuotantoa yhdyskuntien lämmitysvoimalaitoksissa on edistetty poliittisin toimin. Tuulen osuus on yhteiskunnan voimakkaalla tuella nostettu 10 %:iin maan kulutuksesta.

Suomen tuotantorakenne on maailmanlaajuisessakin vertailussa poikkeuksellisen monipuolinen. Mahdolliset vesivoimavarat on rakennettu ja eduskunta on päättänyt ydinvoiman lisärakentamisesta. Suomi on kuulunut edelläkävijämaihin kehitettäessä yhdyskuntien ja teollisuuden yhteistuotantoa ja sen yhteydessä turpeeseen ja puuperäiseen bioenergiaan perustuvaa sähköntuotantoa. Bioenergialähteiden osuus Suomen sähköntuotannossa (11%) onkin teollisuusmaiden korkein.

Pohjoismaiden (NordPool alueen) vesivoiman keskimääräinen vuotuinen tuotanto 200 TWh on noin 53% koko sähköntuotannosta 380 TWh (taulukko 1). Vedentulon satunnaisuudesta johtuvat vuosituotannon vaihtelut ovat välillä 160 – 240 TWh, missä rajat ovat nykyisen vesivoimalaitoskannan vuosituotannon odotettavissa oleva pienin ja suurin arvo kolmenkymmenen vuoden valumatilastojen pohjalta laskettuna. Toisin sanoen vesivoiman vuotuinen tarjonta voi vaihdella lähes 80 TWh:ia kuivan ja sateisen vuoden välillä, mikä vastaa Suomen vuotuista sähkönkulutusta. Vesivoimatuotannolla on erityispiirteitä, jotka vaikuttavat ratkaisevasti hinnan muodostumiseen Pohjoismaisilla markkinoilla.

Veden valuma vesistöihin sekä jokien virtaamat vaihtelevat voimakkaasti, sekä säännöllisesti vuodenaikojen mukaisesti, että satunnaisesti säiden perusteella. Suurin merkitys on talven aikana kertyneen lumen sulamisvesien kokonaismäärällä. Toiseksi tärkein "sadekausi" sattuu yleensä syyskesään ja syksyyn.

Veden valumasta voidaan osa varastoida säännöstelyihin luonnollisiin järvioltaisiin tai erityisesti veden varastointia varten padottuihin keinooltaisiin ja käyttää myöhemmin voimantuotantoon. Vesivoimantuotannon ohjaamismahdollisuudet perustuvat näihin veden varastoihin. Altaiden kapasiteetti on kuitenkin rajoitettu ja säännöstely- ja juoksu-tusehdot säätelevät altaiden pinnankorkeuksia ja juoksutusta. Altaiden täyttöaste, valuma sekä pinnankorkeuteen ja juoksutukseen liittyvät ehdot määräävät pienimmän sallitun ja mahdollisen juoksutuksen altaista. Tämä minimijuoksutus vaihtelee osin säännöllisesti ja osin satunnaisesti ajan kuluessa.

Jokivoimalaitokset, joilla ei ole kooltaan merkityksellistä yläallasta veden varastointiin tuottavat sähköä täysin joen kunkin hetkisen virtaaman määräämällä tavalla. Tuotannon vaihtoehtona on ohijuoksutus. Virtaama puolestaan määräytyy voimalaitoksen yläpuolisten säännöstelemättömien luonnonvirtaamien ja jokeen virtaavien säännöstelyjen altaiden veden käytön perusteella.

Altaiden veden minimijuoksutuksen sekä jokien vähimmäisvirtaaman määräämä voimantuotanto muodostavat yhdessä n.s. pakkovesivoimantuotannon, vesivoima-tuotannon ajasta riippuvan minimimäärän. Tämä vesivoima on siis joko tuotettava verkkoon ja markkinoille tai osa on jätettävä tuottamatta ja vastaava vesimäärä on juoksutettava voimalaitosten ohi.

Vesivoiman muuttuvat, tuotannosta riippuvat kustannukset ovat hyvin alhaiset, lähes nolla. Melkein kaikki vesivoiman kustannukset, ennen muuta pääomakustannukset ovat kiinteitä.

Nämä tekijät määräävät varsin pitkälle vesivoimantuottajien käyttäytymisen sähkömarkkinoilla ja sitä kautta niillä on suuri vaikutus hinnan muodostumiseen. Koko pakkovesivoimatuotanto tarjotaan aina markkinoille. Koska ydinvoiman sekä prosessi- ja kaukolämpövoiman tuotantoa ei voi säätää täysin vapaasti kysynnän ja hinnan vaihtelujen mukaisesti, jää osa näistä lämpövoimalaitoksista kaikissa tilanteissa tuotantoon sähkön markkinahinnasta riippumatta. Jos näiden tuotanto-luokkien minimituotanto yhdessä pakkovesivoiman tuotantotehon kanssa ylittää kysynnän, on pakkovesivoima marginaalinen tuotantomuoto, vaikka sen kustannukset alittavatkin näiden muiden luokkien polttoaine- ym. muuttuvat kustannukset. Tällaisia tilanteita saattaa esiintyä alkukesästä, jolloin kysyntä on pieni erityisesti silloin kun pakkovesivoimateho on korkea senhetkisen vesitilanteen vuoksi. Näissä tilanteissa sähkön spot-markkinahinta putoaa hyvin alhaiseksi, jopa lähes nolnaan.

Kukin vesivoimantuottaja tarjoaa säädettävissä olevaa tuotantoaan markkinoille kysynnän, hintatason, altaitensa täyttöasteen, valuman ja näiden tekijöiden ennusteiden mukaisen kehityksen määräämällä tavalla. Tuottajalla on siten vuoden jokaisella tunnilla ratkaistavanaan stokastinen optimointitehtävä, jossa tunnin optimaalinen tuotantoteho on määrättävä senhetkisen tilanteen (spot-hinnan kehityksen) sekä ennusteiden ja odotusten pohjalta. Nämä määräävät veden varastoarvon, varastoissa olevan veden odotettavissa olevan arvon sähkön tuotannossa laskentakaudella. Varastoarvo riippuu altaiden sisällöstä ja ajasta ja sillä on vesivoiman käytön suunnittelussa sama merkitys kuin tuotantokustannuksella lämpövoiman käytössä.

Kun veden varastoarvofunktio on laskettu, on optimaalista tuottaa maksimiteholla silloin kun spot-hinta ylittää varastoarvon ja minimiteholla kun hinta on alle varastoarvon. Varastoarvon laskenta perustuu laskentahetken odotuksiin, jolloin eri mahdollisuudet otetaan huomioon omilla todennäköisyyksillään.

Myöhemmin epäedullisen pieneksi osoittautuva tuotanto johtaa liian täysiin altaisiin, ohijuoksutuksiin ja myyntiin hintojen ollessa alhaisia. Epäoptimaalisen suuri tuotanto taas johtaa tyhjiin altaisiin kysynnän ja hintojen ollessa korkealla ja tuottojen menetyksiin. Tällaisia tilanteita ei kuitenkaan voida kokonaan välttää parhaimmallaakaan suunnittelulla, koska päätökset joudutaan tekemään epävarmuuden vallitessa ottaen kaikki mahdollisuudet huomioon, ja todellisuudessa vain yksi näistä toteutuu.

Sellaisina aikoina vuodesta, jolloin lämpövoiman tuotannon minimi yhdessä vesivoiman sen hetkisen markkinoille tarjotun koko tuotantokyvyn kanssa kattaa kysynnän, mutta pakkovesivoima ei tähän riitä, riippuu vesivoimantuottajien markkinoille tekemistä tarjouksista muodostaako vesivoima marginaalisen tuotantoluokan. Jos tasapaino saavutetaan pelkästään vesivoimantuottajien tarjousten perusteella, määräävät nämä tarjoukset sähkön markkinahinnan. Tämänhetkinen spot-hinta ja veden varastoarvo, joka perustuu odotuksiin kysynnän, valuman ja spot-hinnan tulevasta kehityksestä ohjaavat tarjousten laadintaa.

Jos vesivoiman tuottajat arvioivat kehityksen sellaiseksi, että vettä kannattaa pikemmin käyttää kuin säästää (monien tuottajien varastoarvot ovat alle spot-hinnan), voi hinta täydellisen kilpailun vallitessa laskea alle tarjontakilpailussa mukana olevien lämpö-

voimalaitosten marginaalisten tuotantokustannusten. Jos taas vesivoimantuottajat säästävät vettä (tuottajien varastoarvot ylittävät spot-hinnan), nousee hinta tasolle, joka määräytyy vesivoimantuottajien odotusten (tarjousten) ja lämpövoiman marginaalisten tuotantokustannusten funktion perusteella.

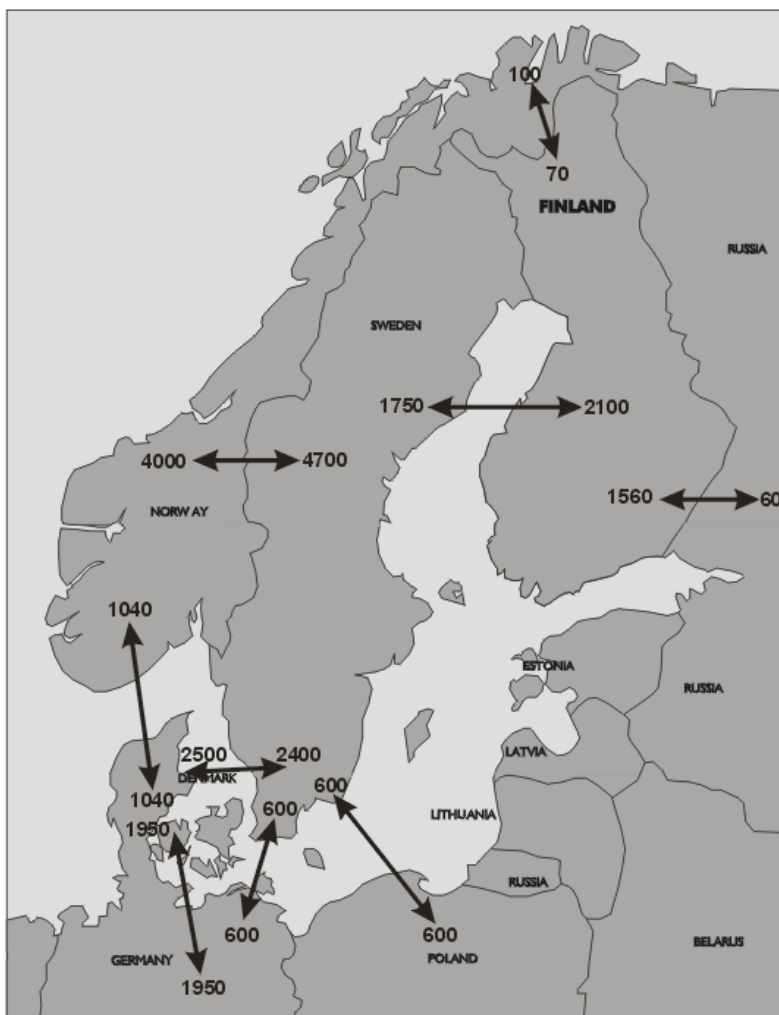
Suurimman osan vuodesta tasapaino saavutetaan esimerkiksi kivihiililauhutusvoiman tai maakaasukombivoiman tuotantokapasiteetin ja marginaalikustannusten tasolla, ja hinta pysyy kohtuullisena, mutta kysyntähuippujen aikana hinta voi nousta todella korkeaksi.

Pohjoismaiden verkko (Nordel-verkko)

Pohjoismaiden Nordel-verkon ja ympäröivien maiden väliset nykyiset siirtoyhteydet on esitetty kuvassa 1. Koko tuontikapasiteetti Venäjältä Suomeen on tällä hetkellä 1560 MW. Venäjältä on lisäksi 50 MW:n siirtoyhteys Pohjois-Norjaan.

Etelässä on Saksan ja Nordel-verkon välillä yhteensä 2550 MW:n siirtoyhteys kumpaankin suuntaan. Ruotsin ja Puolan välillä on lisäksi 600 MW:n yhteys. Sähköä voidaan tuoda ympäröivistä maista Nordel-verkkoon noin 5000 MW:n maksimiteholla.

Kuva 1. Sähkön siirtokapasiteetit (MW) Pohjoismaissa sekä Pohjoismaista lähialueille.



Käytännöllisesti katsoen keskeytymätön sähkön tuonti täydellä teholla merkitsisi jopa yli 40 TWh:n energiantoimituksia Venäjältä ja Keski-Euroopasta Pohjoismaihin vuoden aikana. Kulutuksen ja tuotannon ajallisten ja alueellisten vaihteluiden ja tällöin Nordel-verkossa esiintyvien sisäisten siirtorajoitusten vuoksi näin suuri vuotuinen tuonti ei ole käytännössä mahdollista ja nykyisten siirtoyhteysien vuotuisena tuontikapasiteettina voidaan pitää noin 30 TWh.

Keskeinen seikka kilpailun takaamiseksi sähkön myynnissä ja tuotannossa on sähkötoimialan monopolitoiminnot eriytettävä kilpailluista toiminnoista ja varmistettava, että kullakin tuottajalla on tasavertainen asema sähköverkon käytön suhteen.

Yleinen malli sähkömarkkinauudistuksissa on ollut, että kantaverkon hallinta ja palvelutoiminnot on eriytetty omaksi riippumattomaksi kantaverkkoyhtiöksi jolla on myös järjestelmävastuu sähköjärjestelmän toimivuudesta. Suomessa kantaverkkoyhtiönä toimii Fingrid Oyj joka omistaa Suomen kantaverkon. Yhtiön omistuspohjassa Fortum ja PVO omistavat molemmat 25 % ja valtio 12 % ja loput kuuluvat institutionaalisille omistajille (Pohjola-yhtiöt, Sampo-ryhmä ja Tapiola-yhtiöt). Fingrid Oyj omistaa kokonaan Fingrid Varavoima Oy:n, jonka hallinnassa on 672 MW, nopeasti käynnistyvää kaasuturpiinikapasiteettia.

Sähkön jakeluverkkotoiminta on tyypillisesti jakautunut paikallisiksi alueellisiksi monopoleiksi joita jakeluyhtiöt hallinnoivat. Suomessa jakeluyhtiöiden tulee eriyttää jakeluverkkotoimintansa sähkön myyntitoiminnoista tilinpidossaan.

Siirtoverkko yhdistää sähkön tuotantolaitokset ja kulutuskeskittymät. Pohjoismaisen tahtikäytössä toimivan sähkövoimajärjestelmän runkona on kuvassa 2 esitetty suurjännitteinen (jännite yli 110 kV) sähkön siirtoverkko. Yli 110 kV suurjännitteistä siirtoverkkoa pohjoismaissa on kaikkiaan noin 75 000 km, josta 400 kV jännitteistä verkkoa on noin 19 000 km.

Suomessa 400 kV verkko Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä siirtää pohjoisen Suomen vesivoimatuotantoa eteläisen Suomen sähkökuluttajille. Tähän verkkoon liitettiin 1970- ja 1980-luvuilla Olkiluodon ja Loviisan ydinvoimalaitokset sekä Inכון hiilivoimalaitos eteläiseen Suomeen muodostuneen ns. atomirenkaan avulla. Suomen sähköverkon johtopituudet vuonna 2000 ovat alla olevassa taulukossa 2.

Taulukko 2. Johtopituudet Suomessa (km)

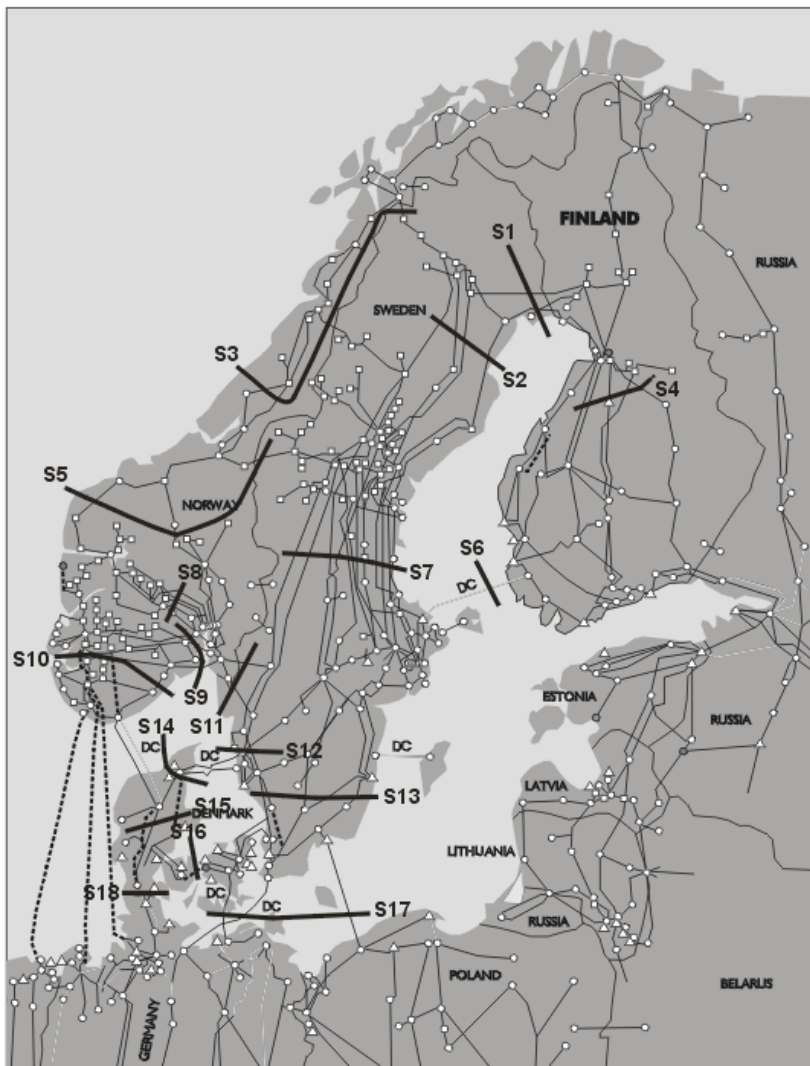
Johtopituudet km				
400	220	110	70 - 1	1 - 0,4
kV	kV	kV	kV	kV
3 900	2 500	15 100	133 900	221 900

Pohjoismaiseen verkkoon Suomi liittyy Pohjois-Suomessa olevilla 400 kV ja 220 kV vaihtosähkösiirtoyhteysillä sekä Lounais-Suomessa olevalla 400 kV tasasähkökaapelilyhteydellä. Venäjältä on myös sähkönsiirtoyhteyksiä Suomeen. Yhteyksistä suurin on noin 1500 MW tehoinen tasasähköyhteys Viipurissa, josta on kolme 400 kV vaihtosähkösiirtojohtoa Suomen puolelle Yllikkälään ja Kymiin. Pienemmät 110 kV vaihtosähköyhteydet ovat Imatralle Kaakkois-Suomessa ja Ivaloon Pohjois-Suomessa.

Siirtojohtojen rajallinen määrä tuotanto- ja kulutuspaikkojen välillä rajoittaa siirrettävää tehoa eli siirtokapasiteettia näiden tuotanto- ja kulutuspaikkojen välillä. Siirtokapasiteetin suuruus riippuu rinnakkaisten siirtojohtojen määrästä, siirtojohtojen

jännitteestä sekä siirron etäisyydestä. Rinnakkaisten siirtoyhteyksien lukumäärän kasvu lisää siirtokapasiteettia, samoin jännitetason nosto. Pitkät siirtoetäisyydet puolestaan pienentävät siirtokapasiteettia. Mikäli kaikkialla siirtoverkossa ei ole riittävästi siirtokapasiteettia, niin verkkoon muodostuu ns. 'pullonkauloja'. Nämä pullonkaulat koostuvat yksittäisistä johdoista tai useamman johdon muodostamista rinnakkaista siirtoteistä.

Kuva 2. Tärkeimmät hinta-alueet ja siirtoverkko pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.



Pullonkaulat (kuvan 2 S-alueajat ovat tällaisia potentiaalisia pullonkauloja) voivat olla luonteeltaan tilapäisiä tai pitempiaikaisia (pysyviä). Tilapäisiä pullonkauloja esiintyy vain joissakin tuotanto- ja kulustilanteissa, jolloin sähkön siirto pullonkaulan muodostavien johtojen kautta ylittää harvoin ja tilapäisesti käytössä olevan siirtokapasiteetin. Nämä siirtokapasiteetin ylitystarpeet hoidetaan yleensä kapallisoin keinoin joko vastaostoin tai hinta-alueiden muodostamisen avulla. Tällöin vasta-ostoin tai hinta-alueiden avulla vaikutetaan sähkön tuotantoon siten, että sähkön siirto pysyy pullonkaulassa siirtokapasiteetin rajoissa. Pullonkaulat, joissa on pitempiaikaisia ja pysyvämpiä siirtokapasiteetin ylitystarpeita, hoidetaan lisäämällä siirtoyhteyksiä kyseiseen pullonkaulaan.

Kuvassa 1 esitettiin siirtokapasiteetit Pohjoismaissa. Pullonkauloja esiintyy sekä maitten välillä että maitten sisällä. Suomessa ja Ruotsissa maitten sisäiset pullonkaulat hoidetaan järjestelmävastaavien kantaverkkoyhtiöiden (Fingrid Oyj ja Svenska Kraftnät) tekemillä vastaostoilla. Maitten väliset sekä Norjan sisäiset pullonkaulat (normaalisti kahdesta neljään pullonkaulaa) hoidetaan pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla hinta-alueiden avulla.

Vasta-ostoissa järjestelmävastaava kantaverkkoyhtiö hoitaa siirtotilanteen halutuksi ostamalla ylituotantoalueella tuotantokapasiteettia pois tuotannosta ja lisäämällä tuotantoa kulutusalueella. Tällä tavalla siirtoa saadaan pienennettyä sallitulle alueelle pullonkaulassa. Vasta-ostot pullonkaulojen hoidossa kohdistuvat suorina kustannuksina kantaverkkoyhtiöille antaen täten indikaatioita verkkovahvistuksille pullonkaulojen siirtorajoitusten hoitamiseksi. Pullonkaulojen hoito hinta-alueiden avulla tuo järjestelmävastaaville kantaverkkoyhtiöille tuloja, sillä hinta-alueiden kautta syntyvät sähkön tuotantohintojen erotukset siirtyvät kantaverkkoyhtiöille. Näiden tulojen avulla yhtiöillä on mahdollisuus halutessaan joko lisätä siirtokapasiteettia pullonkauloissa tai jakaa kertyneet tulot markkinaosapuolille.

Järjestelmävastuu

Sähkövoimajärjestelmä koostuu siirto- ja jakeluverkosta sekä niihin liitetyistä sähköntuotantolaitoksista ja sähkön kulutuslaitteistoista. Tässä koko ajan muuttuvassa kytkeytyssä järjestelmässä tuotannon on vastattava kulutusta joka hetki. Lisäksi järjestelmän vika- ja häiriötilanteet tulee hoitaa mahdollisimman pienin häiriöin sähkön toimituksessa. Tämä tekninen järjestelmän toiminta on taattava myös vapautuneilla sähkömarkkinoilla. Sähkömarkkina-alueissa on järjestelmän teknisestä toimivuudesta annettu vastuu järjestelmävastaavalle. Suomessa Fingrid Oyj on nimetty järjestelmävastaavaksi.

Järjestelmävastaavalla on seuraavat tehtävät:

- Järjestelmävastaava määrittelee Suomen kantaverkossa ylläpidettävän käyttövarmuustason ja ylläpitää siihen liittyviä järjestelmätekniisiä vaatimuksia pohjoismaisten ja kansallisten mitoitussääntöjen mukaisesti sekä sopii järjestelmän teknisen toimivuuden turvaavista menettelytavoista sähköjärjestelmässä toimivien osapuolten kanssa.
- Järjestelmävastaava huolehtii taajuuden ylläpidosta varaamalla käyttöönsä Pohjoismaiden järjestelmävastaavien keskinäisen sopimuksen mukaisesti tarvittavan määrän tekniisiä tuotantoreservejä sekä varmistaa jatkuvasti niiden riittävyyden ja aktivoitumisen.
- Järjestelmävastaava huolehtii valtakunnallisen tehotasapainon ylläpidosta kunkin tunnin aikana sekä siihen sopimussuhteessa olevien tasevastaavien tarvitsemasta tasesähkötoiminnasta.
- Järjestelmävastaava selvittää valtakunnallisen sähkötaseen ja tasevastaavien sähkötaseen mukaisesti siten, että tuloksena saadaan kunkin tunnin osalta selville tasepoikkeama tasesähköyksikön ja tasevastaavien välillä sekä tasepoikkeama Suomen ja muiden maiden välillä.
- Järjestelmävastaava vastaa kantaverkon ja hallinnassaan olevien rajajohtojen osalta siirtojen hallinnasta, verkon normaalitilan toiminnasta, käytönvalvonnasta sekä huolehtii vakavien häiriöiden selvittämisestä ja sähköjärjestelmän normaalitilaan palauttamisesta.

Järjestelmävastaavan tärkeimmät toiminnot ovat siis käyttövarmuuden, jännitteen ja taajuuden ylläpito.

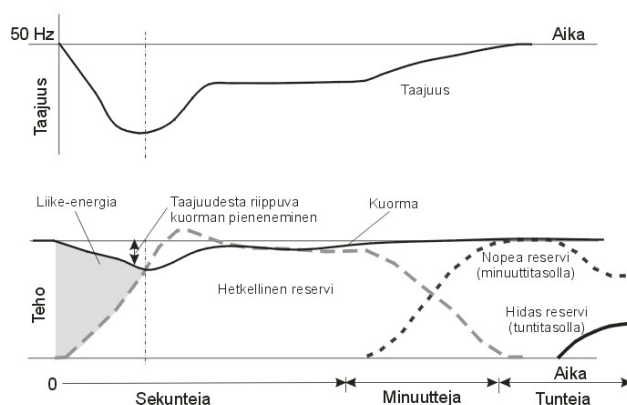
Käyttövarmuus

Järjestelmän käyttövarmuus taataan mitoittamalla ja käyttämällä sähkövoimajärjestelmää siten, että järjestelmässä esiintyvien vikojen aiheuttamien häiriöiden vaikutukset minimoidaan. Häiriöiden jälkeen voimajärjestelmä palautetaan mahdollisimman pian normaalitilaan. Sähkön laatuhan koostuu sähkön toimitusvarmuudesta ja jännitteen laadusta.

Pohjoismaisen sähkövoimajärjestelmän mitoituksessa käytetään yhteisesti sovittuja periaatteita. Tällöin järjestelmän tulee kestää mikä tahansa yksittäinen vika, kuten voimalaitoksen, siirtojohdon, sähköaseman kiskon tai tehomuuntajan irtoaminen verkosta vian seurauksena, ilman laajempia sähkön siirron keskeytyksiä. Vian vaikutukset sähköjärjestelmään riippuvat siirtotilanteesta (eli tuotanto- ja kulutustilanteesta kyseisellä hetkellä), kytkentätilanteesta sekä viasta itsestään. Sähköjärjestelmän häiriöstä selviämisen kannalta pahinta vikaa nimitetään mitoittavaksi viaksi. Mitoittava vika vaihtelee verkon siirto- ja käyttötilanteen mukaan, useimmiten se on suurimman tuotantoyksikön irtoaminen verkosta tai tärkeimmän siirtoreitin varrella olevan sähköaseman kiskovika.

Sähköjärjestelmässä esiintyvien vikojen ja niistä aiheutuvien seuraamusten kautta voidaan määrittää suurimmat sallitut sähkönsiirrot yksittäisillä johdoilla tai usean johdon muodostamalla siirtoreitillä. Siirtorajat selvitetään tapauskohtaisesti käyttäen verkostolaskentaohjelmistoa, johon on kuvattu voimajärjestelmän laitteistot (johdot, asemat, voimalaitokset ja kuormat) kytkentöineen sekä tuotanto- ja kulutustilanne. Laskettavassa siirto- ja kytkentätilanteessa mitoittava vika (mitoittavat viat) ei saa johtaa järjestelmän tahtikäytön menetykseen, jännitteen romahdukseen, kuormien irtikytkentään, liian suuriin jännite- ja taajuuspoikkeamiin, verkko-osien ylikuormittumisiin tai vaimentumattomiin heilahteluihin.

Kuva 3. Häiriöreservien aktivoituminen ja voimajärjestelmän taajuus ajan funktiona kun iso voimalaitos irtoaa verkosta vian seurauksena ajanhetkellä 0.



Sallittuja siirtorajoja pienemmät siirrot muodostavat voimajärjestelmään ns. toiminta-alueen, jolla toimiessaan järjestelmä selviää häiriötilanteista vikaantuvan laitteen poiskytkennällä ilman että häiriö laajenee alueellisesti tai koko maan kattavaksi suurhäiriöksi.

Järjestelmävastuuseen liittyvän häiriönhallinnan avulla estetään syntyneiden häiriöiden laajenemista sekä palautetaan järjestelmä normaalitilaan mahdollisimman pian häiriön jälkeen. Voimajärjestelmän normaalitilalla tarkoitetaan sellaista voimajärjestelmän tilaa, jossa järjestelmä kestää mitoittavan vian ilman, että vian aiheuttama häiriö laajenee sallittuja seuraamuksia suuremmaksi. Häiriötilanteiden hallintaa varten järjestelmävastaava pitää sähkön siirrot sallitulla toiminta-alueella sekä huolehtii että järjestelmässä on riittävä määrä ns. teho- ja siirtoreservejä.

Sähkövoimajärjestelmän tuotanto- ja kulutustasapainon äkillisiin häiriöihin, kuten tuotantolaitoksen tai kulutuksen irtoaminen verkosta, varaudutaan häiriöreserveillä. Kuvassa 3 on esitetty häiriöreservien aktivoituminen sekä järjestelmän taajuus ajan funktiona kun iso sähköntuotantolaitos irtoaa verkosta. Häiriöreservit muodostuvat pätö- ja loistehosta, jotka jaetaan niiden aktivoitumisajan mukaisesti hetkelliseen, nopeaan ja hitaaseen häiriöreserviin.

Hetkellinen häiriöreservi on äkillisistä taajuudenmuutoksista automaattisesti alle 30 sekunnissa aktivoituvaa tehoa. Hetkellisenä häiriöreservinä käytetään voimalaitosten pätö- ja loistehotuotantoa sekä teollisuuslaitoksissa olevia irtikytkettäviä kuormia. Normaalisti pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa hetkellistä häiriöreserviä on noin 1000 MW, josta Suomessa noin 250 MW. Tällä varaudutaan siihen, että suuren tuotantoyksikön irtoaminen verkosta aiheuttaa alle 0,5 Hz poikkeaman nimellistaajuudesta 50 Hz.

Nopea häiriöreservi on pätö- ja loistehoreserviä, joka on otettavissa käyttöön 15 minuutin kuluessa häiriöstä. Kullakin pohjoismaiseen yhteiskäyttöverkkoon kuuluvalla maalla on nopeaa häiriöreserviä oman maan mitoittavaa vikatapausta (joka on yleensä suurimman tuotantoyksikön irtoaminen verkosta) vastaava määrä. Tämä järjestelmävastaavan hallussa oleva nopea häiriöreservi koostuu kaasuturbiinilaitoksista sekä irtikytkettävistä kuormista. Nopean häiriöreservin käynnistyttyä sähköjärjestelmä palaa tilaan, jossa se jälleen kestää uuden häiriön.

Taajuuden ylläpito

Yhteiskäytössä toimivalla pohjoismaisella voimajärjestelmällä on sama taajuus. Taajuus kuvaa sähkön tuotannon ja kulutuksen välistä tasapainoa. Nimellistaajuudella, joka on Nordel-järjestelmässä on 50 Hz, järjestelmän tuotanto ja kulutus ovat yhtä suuret. Taajuus poikkeaa nimellistaajuudesta sitä vähemmän, mitä paremmin tämä tuotannon ja kulutuksen välinen tasapaino saadaan säilytettyä. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa taajuuden sallitaan vaihdella 49,9 ja 50,1 Hz välillä. Kun verkon taajuus on alle nimellisarvon eli 50 Hz, on sähkön kulutus suurempi kuin tuotanto. Mikäli taajuus on suurempi kuin 50 Hz, on sähkön kulutus pienempi kuin tuotanto.

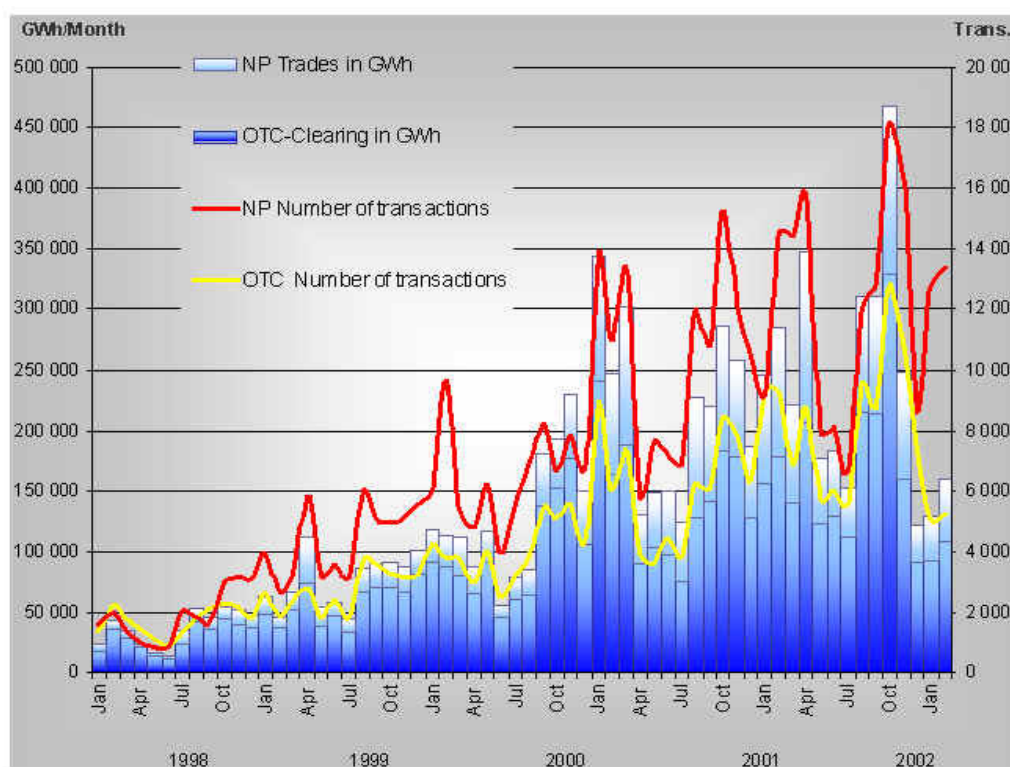
Sähkövoimajärjestelmän taajuus pidetään sallituissa rajoissa taajuudensäätöreservin avulla. Taajuudensäätöreservi on verkkoon kytketyissä tuotantokoneissa olevaa pätötehotuotantoa, joka aktivoituu automaattisesti verkon taajuuden muuttuessa. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä taajuudensäätöreserviä on 600 MW, josta Suomessa noin 135 MW.

Pohjoismainen sähköpörssi Nordpool

Nordpool, The Nordic Power Exchange on sähkön markkinapaikka, jossa voi käydä vaikeuduilla tuotteilla fyysistä tuntitason kaupankäyntiä (Elspot) tai finanssikauppaa (Eltermin). Pohjoismaisena sähköpörssinä Nordpool tarjoaa yleisesti tunnustetun markkinahinnan sähkölle.

Sähköpörssissä voivat käydä kauppaa vain sen jäsenet. Sähköpörssin jäsenenä on sähkön tuottajia, sähköyhtiöitä sekä teollisuusyrityksiä Suomesta, Ruotsista, Norjasta ja Tanskasta sekä eräistä muista maista. Vuonna 2001 suomalaisten toimijoiden käymä sähkökauppa pohjoismaisen sähköpörssin spot-markkinoiden (Elspot) kautta vastasi noin 18 prosenttia Suomessa käytetystä sähköstä. Sähköpörssi muodostaa sähkölle markkinahinnan, jota käytetään myös sähkömyyntisopimusten hintareferenssinä. Sähköpörssissä käydään ns. spot-kauppaa seuraavan vuorokauden sähkön toimituksista. Lisäksi pörssissä voidaan käydä kauppaa sähköjohdannaisilla. Tasesähkökauppaa voidaan käydä jatkuva-aikaisena Elbas-markkinoilla. Elbas-markkinoilla kaupankäynnin kohteena on seitsemänä päivänä viikossa vähintään 7 ja enintään 31 kappaletta yksittäisiä tuntisarjoja, joiden kohde-etuutena on 1MWh:n kiinteä sähkön toimitus tietylle markkina-alueelle. Markkinalla toimii myös markkinatakaajia, jotka ovat tehneet NordPoolin kanssa sopimuksen siitä että markkinoilla on aina myynti- ja ostotarjouksia. Hinnalle referenssinä toimii Elspot-markkinan spot-hinta kyseiselle tunnille.

Kuva 4. Sähkökaupan kehitys Nordpoolissa.



Lähde: Nordpool

Pohjoismaissa tuotetusta sähköstä noin 34 % myydään Nordpool-pörssin spot-markkinoilla ja spot-hinta on referenssi kaikelle muulle sähkökaupalle. Sähkön kulutus (kysyntä) vaihtelee vuoden aikana voimakkaasti sekä säännöllisesti että satunnaisesti.

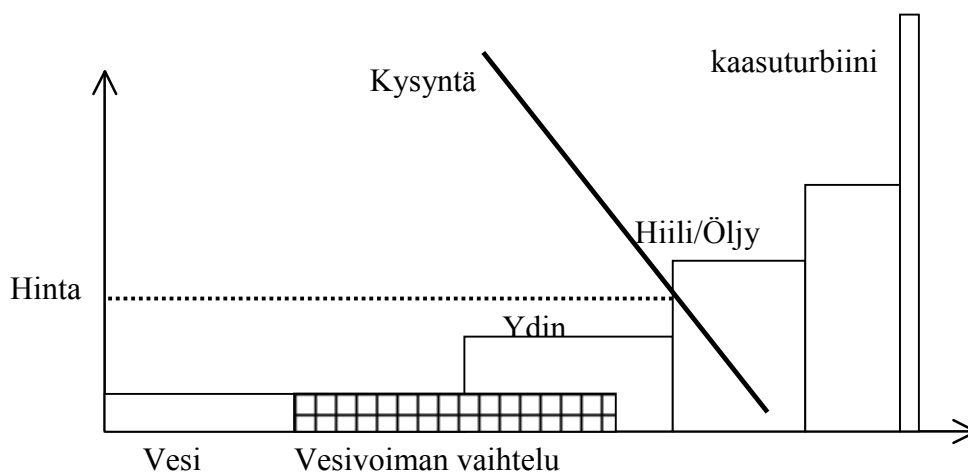
Vuoden minimi saavutetaan kesäyönä ja maksimi talviarkena työaikaan kovien pakkasten vallitessa. Kysynnän minimi voidaan kattaa lähes pelkällä vesivoimalla, jonka marginaalinen tuotantokustannus on hyvin pieni, lähes nolla. Huippukysynnän aikaan on koko kapasiteetti otettava käyttöön, jolloin esimerkiksi kaasuturbiinien sähköntuotantokustannus on moninkertainen koko tuotannon keskikustannuksiin verrattuna.

Nordpool markkinoilla sähkön tunneittainen hinta (spot-hinta, katso kuva nro 9) muodostuu myyjien ja ostajien tuntijaolla annettujen tarjousten perusteella edullisuusjärjestyksessä. Täydellisen kilpailun vallitessa näin määräytyvä spot-hinta on aina marginaalisen tuotantomuodon välittömien tuotantokustannusten suuruisen. Täydellinen kilpailu johtaa tähän, sillä ainoakaan tuottajan ei kannata tarjota ja myydä tuotantoaan alle sen välittömien tuotantokustannusten ja vastaavasti täydellisen kilpailun valitessa välittömät kustannukset ylittävä voittomarginaali supistuu nolliin. Sähkön tuotannon erityispiirteiden (ks. kohta 4.) vuoksi tätä johtopäätöstä on tulkittava ja modifioitava monin kohdin.

Lämpövoimalaitosten tuotantoa ei voida vapaasti nostaa ja laskea markkinatilanteen mukaisesti eikä niitä kannata eikä voidakaan pysäyttää (tai käynnistää) lyhyiksi ajoiksi hintojen tunneittaisen vaihtelun ohjaamina. Tämä koskee kaikkia suuria lämpövoimalaitoksia ja ennen muuta ydinvoimaa. Teollisuuden ja kiinteistöjen tarvitseman lämmön tuotannon yhteydessä tuotetun sähkön määrä riippuu lämmöntarpeesta, eikä sähköntuotantoa voida säätää vapaasti sähkön hinnan vaihtelujen mukaisesti. Marginaalisen tuotantolaitoksen asemaan joutuu näin ollen edullisin laitos niiden joukosta, jotka pystyvät mukautumaan kysynnän ja hinnan vaihteluihin.

Kuva 5 havainnollistaa sähkön tuotannon rajakustannuksen (ja siis tarjontakäyrän) luonnetta. Kuvassa marginaalisena laitostyyppinä (kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteessä) toimii Hiili/Öljy laitos. Pohjoismaiden markkinoilla vesivoiman vaihtelu (jopa 70 TWh) on merkittävä tekijä sähkön hinnan muodostuksessa. Kuvan ruudutettu neliö kuvaa vesivoiman vaihtelua, joka siirtää tarjontakäyrää oikealle tai vasemmalle vastavalla vaihtelun määrällä (kuvassa runsasvetisenä ajankohtana marginaalinen tuotantomuoto olisi ydinvoima hiilen/Öljy tuotannon sijaan).

Kuva 5. Sähkön tarjonta



Vesivoiman tuotannon todellinen marginaalinen kustannus on lähes nolla, mutta tuotettua energiaa rajoittaa käytettävissä oleva veden määrä, ts. veden valuma vesistöihin. Siten, kun vesivoiman tuottaja laatii myyntitarjousta sähkömarkkinoille, on tunneittaisena marginaalisena tuotantokustannuksena veden arvo allasvarastoissa, ts. varastoarvo, joka kertoo mikä on säästetyn veden myöhemmän käytön odotettavissa oleva tuotto. Tämä tuotto menetetään, jos vesi käytetään nyt.

Sähkön termiinihinnat

Nordpool-markkinoilla käydään kauppaa myös termiinisopimuksilla. Termiinisopimuksen kohteena on sähköntoimitus vakioteholla yhden kalenterivuoden, neljän kuukauden pituisten sesonkien tai yhden viikon ajan. Termiinien noteeraukset kuvastavat pörssin kaikkien toimijoiden yhteisiä odotuksia sähkön hinnan kehityksestä. Talousteorian mukaan minkä tahansa tulevan jakson vakioitehoisen termiinisopimuksen tietyllä hetkellä noteerattu hinta täydellisillä markkinoilla on yhtä suuri kuin jakson spot-hinnan ajallisen keskiarvon tilastollinen keskiarvo samalla hetkellä arvioituna ja transaktio- sekä korkokustannuksilla korjattuna. Mahdollinen riskipremio modifioi tulosta todellisilla markkinoilla. Tilastollisella keskiarvolla tarkoitetaan tässä keskiarvoa pörssin hintaodotusten jakautuman suhteen.

Termiinihintaa ja peräkkäisten jaksojen termiinihintojen kehitys on näin markkinoiden yhteinen arvio spot-hinnan odotettavissa olevasta tulevasta kehityksestä. Markkinoilla noteerataan vuosisopimuksia aina kolmelle tulevalle kalenterivuodelle, joten tämä arvio ulottuu 3-4 vuoden päähän tulevaisuuteen.

Sähkön pitkän tähtäyksen keskihinta

Pitkällä tähtäyksellä tarjonta sopeutuu hintatasoon voimalaitosten investointipäätösten kautta. Tällöin sähkön pitkän tähtäyksen keskihinta muodostuu yhtä korkeaksi kuin marginaalisen tuotantomuodon kaikki kustannukset mukaan lukien poistot, pääoman normaalin tuoton (normaalin voiton) sekä alaan liittyvän riskipreemion. Täydellisen kilpailun tulisi teorian mukaan johtaa tähän tulokseen.

Lyhyellä tähtäyksellä markkinahinta kattaa vain marginaalisen tuotantokustannuksen, mutta pitkällä tähtäyksellä se kattaa myös pääomakustannukset. Tuotantokoneiston rakenne ja kulutuksen ajalliset vaihtelut tekevät tämän mahdolliseksi. Kysynnän kasvaessa laitokset kuormittuvat marginaalikustannusten mukaisessa järjestyksessä ja tällöin marginaalikustannuksiltaan halvemmat laitokset keräävät katetta pääomakustannuksiin silloin kun hinnat ylittävät po. laitosten marginaali-kustannuksen.

Vastaavalla tavalla kysyntä (kulutus) sopeutuu hintatasoon investointipäätösten kautta. Pitkällä tähtäyksellä sähkön kysyntä joustaa hintojen mukaan aivan kuten minkä tahansa hyödykkeen kysyntä. Sitä vastoin lyhyellä tähtäyksellä hintajousto voi olla vähäistä. Esimerkiksi voidaan ottaa sähkölämmityskulutus. Sähkön pitkän tähtäyksen keskihinta vaikuttaa voimakkaasti sähkölämmitysmuodon valinta-päätöksiin, mutta lyhyellä tähtäyksellä kulutuksen jousto voi olla vähäinen.

Periaatteessa sähkömarkkinat voivat toimia siten, että ne johtavat optimaalisiin (tehokkaisiin) investointeja, tuotantoa ja kulutusta koskeviin päätöksiin. On käytännön kysymys, tapahtuuko näin myös todellisuudessa. Vaarana on, että mm. hintataso tulee hei-

lahtelemaan voimakkaasti, jolloin alalle ominainen riskipremio muodostuu korkeaksi eikä pitkäjänteisiin investointeihin voida markkinoiden varassa sitoutua. Jos sähkön kuluttajat tällöinkin tekevät tällaisia investointeja omaa kulutustaan varten, merkitsee tämä itse asiassa markkinoiden epäonnistumista ja markkinaratkaisun hylkäämistä. Lisäksi markkinoiden epätäydellisyydet (esim. Markkinavoiman käyttö, josta luvussa 3.2. lisää) voivat johtaa tehottomiin kapasiteetti-investointeihin)

Euroopan sähkömarkkinoiden perusvoiman marginaalinen tuotantomuoto ja tuotannon verotuksellinen kohtelu ovat pitemmällä tähtäyksellä avoimia kysymyksiä. Jos sopeutumisprosessi, jonka tuloksena markkinoiden keskihinta asettuisi marginaalikustannusten tasolle on hidaskäyttö ja jos olosuhteet muuttuvat jatkuvasti ei tätä tasapainoa koskaan käytännössä saavuteta.

Kapasiteetin riittävyys - Energia- ja tehotasapaino v. 2005

Pohjolan sähkömarkkinoiden hintatason kehityksen kannalta on markkinatasapainon kehitys ratkaisevaa. Sähkön kulutus kasvaa edelleen kaikissa maissa, keskimääräinen vuotuinen kasvu viiden viime vuoden aikana on Pohjoismaissa ollut 1,4 %, eli 6 TWh, mikä vastaa 800 MW:n peruskuormavoimalaitoksen tuotantoa. Investointeja uuteen kapasiteettiin ei kuitenkaan tehdä samassa tahdissa. Kapasiteettitilanne muodostuu kriittisemmäksi. Pohjoismaat olivat aikaisemmin sähkön nettoviejiä normaalissa vesitilanteessa ja vain harvoin esiintyvä kuiva vuosi johti nettotuontiin. Nyt Pohjolan riippuvuus tuonnista Keski-Euroopasta ja Venäjältä kasvaa, vaikka runsaina vesivuosina tuotantoa edelleenkin riittää myös vientiin.

Taulukossa 3 on esitetty keskeiset tulokset Pohjoismaiden järjestelmävastaavien yhteistyöelimen Nordelin laatimasta selvityksestä (Power and energy balances today and 3 years ahead, May 2002, Nordel), joka koskee energiantuotantokapasiteetin riittävyyttä Pohjoismaissa v.2005.

Taulukko 3. Pohjoismaiden energiatase TWh vuonna 2005.

Normaali vesivuosi	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Pohj.maat
Kysyntä	36	87	130	152	405
Tuotantokapasiteetti	53	84	120	149	406
Vientipotentiaali(+)/Tuontitarve(-)	17	-3	-10	-3	1
Kuiva vesivuosi	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Pohj.maat
Kysyntä	36	87	130	152	405
Tuotanto	53	83	108	139	383
Vienti (+)/Tuonti (-) muu Nordel	24	6	-22	-8	-
Vienti (+)/Tuonti (-) muut maat	-7	-10	0	-5	-22

Selvityksen keskeiset johtopäätökset energiatasapainon osalta ovat:

- Normaali vesivuotena systeemi on sähköenergian suhteen tasapainossa.
- Kuivana vesivuotena energiatasapaino saavutetaan tuonnin avulla edellyttäen, että sähkömarkkinat toimivat tehokkaasti sekä Nordpool-alueella, että sen ja naapurimaiden välillä.

- Poikkeuksellisen kuivana vesivuotena, tai jos kaksi kuivaa vuotta sattuu peräkkäin voi tuloksena olla vakava epätasapaino energian tarjonnan ja kysynnän välillä. On mahdollista, että markkinat eivät kykene ratkaisemaan epätasapainon tuomia ongelmia, vaan joudutaan säännöstelyyn, tai tarvitaan muita yhteiskunnan toimenpiteitä.

Samassa selvityksessä on tarkasteltu myös tuotantotehon riittävyyttä talven huippukuormituksen aikana talvella 2005/2006. Yhteenveto on taulukossa 4. Normaalitalvena Pohjoismaiden huippukysyntä olisi 72100 MW, tuonti Venäjältä tällöin 1400 MW ja vienti Keski-Eurooppaan 900 MW. Nettotuonti olisi 500 MW, alle 0,1 % kulutuksesta.

Taulukko 4. Pohjoismaiden tehotase MW huippukuorman aikaan talvella 2005/2006.

Normaali talvi	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Pohj.maat
Kysyntä	6800	14800	22900	27600	72100
Tuotanto	7600	13800	23300	26900	71600
Tuonti(+)/Vienti(-), Nordel-maat	-100	-400	-400	900	0
Tuonti(+)/Vienti(-), Keski-Eur. Venäjä	-700	1400	0	-200	500
Tehovajaus	0	0	0	0	0
Kylmä talvi	Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Pohj.maat
Kysyntä	7000	15100	24100	29000	75200
Tuotanto	7600	13800	23300	26900	71600
Tuonti(+)/Vienti(-), Nordel	-1600	-160	600	1160	0
Tuonti(+)/Vienti(-), Keski-Eur. Venäjä	1000	1460	30	800	3290
Tehovajaus(-)	0	0	-170	-140	-310

Kylmänä talvena, esiintymistodennäköisyydellä noin 7 %, nousisi huipun aikainen kysyntä tasolle 75200 MW ja tuonnin tarve määrään 3600 MW. Tästä voitaisiin tuonnilla kattaa parhaassa tapauksessa 3300 MW. Pohjoismaista vain Tanska olisi nettoviejä 600 MW:n teholla, muiden Pohjoismaiden nettotuontitarve huipun aikana olisi: Suomi 1300 MW, Ruotsi 2100 MW ja Norja 800 MW.

Nordelin johtopäätökset tehotasapainosta ovat:

- Normaalitalvena tuotantoteho riittää vaikeuksitta myös talven huippukysynnän aikana.
- Poikkeuksellisen kylmänä talvena, jollainen todennäköisesti sattuu jonkin verran harvemmin kuin kerran kymmenessä vuodessa tehon riittävyys muodostuu kriittiseksi. Tasapaino riippuu kasvavassa määrin tuonnista Pohjolan ulkopuolelta. Markkinat näyttelevät tärkeää osaa.
- Ei ole mahdotonta, että tietyillä alueilla joudutaan toteuttamaan poikkeuksellisia toimenpiteitä kulutuksen rajoittamiseksi. Kansallisten järjestelmävastaavien on varustauduttava etukäteen tällaisten tilanteiden varalta ja käytettävä pohjoismaisen yhteistyön mahdollisuudet hyväksi.

Energiatase keskipitkällä aikavälillä

Pohjoismaiden sähkönkulutuksen arvioidaan kasvavan edelleen noin 420 TWh:iin vuonna 2015. Voimakkainta kasvun arvioidaan olevan edelleenkin Suomessa. Suomen sähkönkäytön kasvuun vaikuttaa keskeisimmin teollisuuden tuotannon kasvu. Teollisuuden osuus sähkönkäytöstä on meillä muita pohjoismaita korkeampi. Myös kotitalouksien ja palveluiden sähkönkäytön kasvu on meillä jonkin verran nopeampaa kuin muissa Pohjoismaissa johtuen kaupungistumisesta, kotitalouksien yksikkökoon pieneemisestä ja elintason nousun jatkumisesta.

3 Kilpaillut Sähkömarkkinat

Sähkömarkkinoiden vapauttaminen kilpailulle

Sähkömarkkinoiden avautuminen kilpailulle on merkinnyt merkittävää muutosta alan toiminta-ympäristöön. Pohjoismaista Suomi, Norja ja Ruotsi ovat edenneet pisimmälle sähkömarkkinoiden avaamisessa kilpailulle. Myös Tanska on saanut päätöksen markkinauudistuksensa, jossa sähkön tuotanto ja myynti on vapautettu kilpailun piiriin. Pohjoismaita pidetäänkin (Englannin ja Walesin, Kalifornian, Uuden Seelannin ja Chilen ohella) edelläkävijöinä sähkömarkkinoiden vapauttamisessa koko maailmassa. Pohjoismaiden sähköpörssiä Nordpoolia pidetään toimivana ja hyvänä mallina toteuttaa kaupankäynti sähkön käyttötunneista.

EU:n sisällä sähkömarkkinoiden markkinauudistusta ohjaa sähkömarkkinadirektiivi, joka tuli voimaan 19.2.1997. Sähkömarkkinadirektiivi vapauttaa Euroopan sähkömarkkinat asteittain: viimeisin välivaihe helmikuussa 2003 johon mennessä kolmasosa EU markkinoista tuli kilpailun piiriin. Kehitys EU:n sisällä on kuitenkin hyvin heterogeenistä, johtuen mm. jäsenmaiden omaksumista erilaisista lähestymistavoista sähkömarkkinauudistuksen toteuttamiseksi (kuva 6). Sekä markkinauudistusten nopeus että sisältö vaihtelevat suuresti: osa jäsenmaista on liittännyt markkinoiden vapauttamiseen myös yksityistämishjelman. Nopeaa kilpailulle vapauttamista ja yksityistämistä ovat suosineet Englanti, Pohjois-Irlanti, Tsekin tasavalta, Puola ja Unkari. Pelkkää nopeaa kilpailulle vapauttamista (ilman yksityistämishjelmaa) ovat suosineet Pohjoismaat ja Hollanti. Pelkkää yksityistämistä ovat suosineet Espanja ja Skotlanti. Loput EU:n jäsenmaista ovat noudattaneet asteittaista tai hyvin hidasta (Ranska erityisesti) sähkömarkkina-uudistuksen toteuttamista.

Englannin & Walesin sähkömarkkinauudistus 1990 merkitsi monopolina toimineen sähkötuotantokeskuksen (CEGB) pilkkomista neljään yhtiöön: kahteen keskenään kilpailevaan tuotanto yhtiöön (National Power ja PowerGen), verkkoyhtiöön ja säänneltyyn ydinvoima yhtiöön. David Newbryn ja Richard Greenin mukaan kahden yhtiön välinen kilpailu, kun markkinavoima otetaan huomioon yhtiöiden päätöksenteossa, johtaa tasapainohintaan joka on melkein kaksi kertaa korkeampi kuin rajakustannushinnoittelua vastaava tasapainohinta. Kun markkinarakennetta muutettiin jakamalla em. kahden tuottajan tuotantokapasiteetti viiteen eri yhtiöön saatiin tasapainohinnaksi lähes sama kuin kilpailutasapaino (eli rajakustannushinnoittelu).

David Newberyn mukaan kilpailu Englannin ja Walesin sähkömarkkinoilla on tuonut mm. seuraavia tehokkuusetuja:

- Työn tuottavuuden kaksinkertaistuminen
- Ydinvoimalla tuotetun sähkön määrä kasvoi 28% ilman kapasiteetti-investointeja 1990-1997
- Markkinoille tulleesta uudesta kapasiteetista noin puolet olivat uusia yrittäjiä
- Polttoainekustannukset (hiili, ydinpolttoaine) tippuivat 40-60 % 1990-1997
- CO₂ päästöt per kWh tippuivat 28 prosenttia

Sähkötoimiala – monopoli vai kilpailutasapaino?

Sähkön erityispiirteistä johtuen alaa on traditionaalisesti pidetty ns. luonnollisena monopolina, eli toimialana missä yksi yritys tuottaa toimialan tuotoksen kustannustehokkaammin kuin useampi yritys. Luonnollista monopolia² karakterisoidaan usein toimialana jossa vallitsevat:

- Tuotannon mittakaava- ja yhteistuotannon edut (suuret yksiköt ja/tai vertikaalinen integraatio)
- Pääoma-intensiivinen tuotanto
- Tuotoksen varastoimattomuus sekä kysynnän ennakoimattomat muutokset
- Tuotteen on välttämättömyys
- Asiakkaan ja tuottajan välinen kiinteä (verkko)yhteys

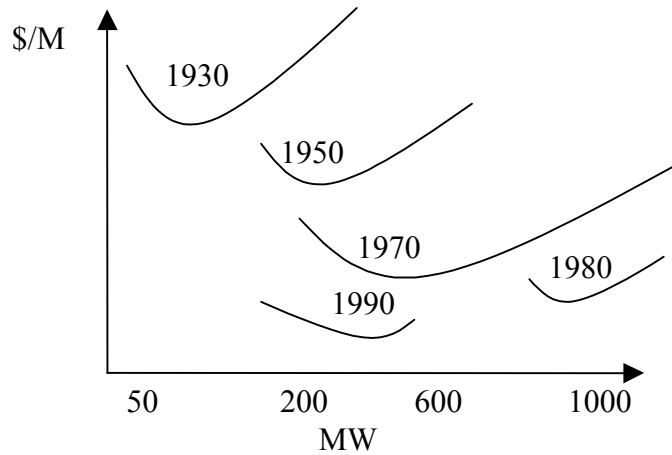
Mikäli sähkötoimialaa tarkastellaan yhtenä vertikaalisesti integroituneena tuotantoprosessina niin se epäilemättä edustaa hyvin näitä luonnollista monopolia kuvaavia ominaispiirteitä. Sähkötoimialaa ei kuitenkaan tule käsittää yhtenä integroituneena kokonaisuutena, koska sen eri toimintojen luonne ja tuotantoteknologia poikkeavat toisistaan varsin paljon. Sähkötoimiala jaetaan usein seuraaviin eri toimintoihin:

- Sähkön tuotanto
- Sähkön siirto (suurjännite 110-400 kV)
- Sähkön jakelu (pien- ja keskijännite alle 110 kV)
- Järjestelmävastuu (sähköjärjestelmän tekninen toimivuus, tasehallinta)
- Sähkön tukku- ja vähittäismyynti

Mittakaavaedut sähkön tuotannossa on ollut eräs keskeinen argumentti sille, että sähkötoimiala olisi luonnollinen monopoli ja siten myös keskeinen argumentti sen sääntelylle. Käsitys sähkön tuotannon monopoliluonteesta vakiintui 1960 ja 1970 luvuilla suurten ydin- ja hiilivoimaloiden yleistyessä. Kuvassa 6 esitetään lämpövoimalla tuotetun sähkön tuotantoyksiköiden kustannustehokkaan koon kasvu toisen maailmansodan jälkeen 1980-luvulle asti .

² Luonnollinen monopoli määritellään formaalisti kustannusten sub-additiivisuuden perusteella: monopoliyritys tuottaa pienemmillä kustannuksilla, C , saman tuotoksen, Y , kuin n erillistä yritystä eli: $C(Y) < C_1(Y_1) + C_2(Y_2) + \dots + C_n(Y_n)$.

Kuva 7. Lämpövoimalla tuotetun sähkön tuotantoyksiköiden keskiarvokustannukset.



Tehokkaampien generaattoreiden³ kehitys on edistänyt kilpailun synnyn mahdollisuutta sähkön tuotannossa. Markkinoille tulon hallinnollisia esteitä on poistettu sähkömarkkinoiden vapauduttua.

Sähkön siirto kanta- ja jakeluverkoissa täyttää ehkä kaikkein selvimmin luonnollisen monopolin tunnusmerkit. Rinnakkaisten verkkojen rakentaminen ei ole taloudellisesti tehokasta eikä ympäristön kannalta suotavaa. Sähköverkkojen rakentaminen vaatii huomattavia investointeja ja verkkojen rinnakkain rakentaminen on kallista ja tehotonta verrattuna yhden verkon kustannuksiin. Sähkön siirtotoiminta onkin tiettyyn maantieteelliseen paikkaan sidonnaista palvelua. Myös toiminnot jotka kuuluvat sähköjärjestelmän fyysisen toimivuuden takaavalle järjestelmävastaavalle (tavallisesti kansallinen kantaverkkoyhtiö) ovat luonteeltaan monopolitoimintoja.

Sähköverkkotoimintaa saa edelleenkin harjoittaa vain viranomaisen antamalla luvalla. Sähköverkko voidaan jakaa jännitteen suuruuden mukaan kantaverkkoon, jonka Suomessa omistaa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj, alueverkkoon ja jakeluverkkoon, jota hallinnoi n. 110 jakeluverkkoyhtiötä⁴. Sähköverkkoluvassa kullekin jakeluyhtiölle määritellään maantieteellinen vastuualue, jonka sisällä sähkönjakelu on paikallisen jakeluyhtiön monopolitoimintaa.

Vaikka sähkön siirtohävikit ovat pienentyneet, mikä on osaltaan mahdollistanut tuotantolaitosten keskinäisen tarjontakilpailun pitkienkin etäisyyksien päästä, ei sähkön siirtotai jakeluverkkotoiminnoissa ole tapahtunut mitään sellaisia merkittäviä teknologisia muutoksia, jotka olisivat muuttaneet sähköverkkojen monopoliluonnetta.

Suomen sähkömarkkinalain mukaan verkonhaltijan on myytävä sähkön siirtopalveluja kohtuullista korvausta vastaan niitä tarvitseville verkkonsa siirtokyvyn rajoissa. Lisäksi

³ Tuotantoteknologian kehityksen myötä (esim. combined cycle gas turbine) sähkön tuotannon skaalautuvat saavutetaan jo pienilläkin laitoksilla (200 MW).

⁴ Kanta- ja jakeluverkon lisäksi on ns. alueverkko, joka koostuu niistä 110 kV johdoista, jotka eivät kuulu kantaverkkoon, muodostavat joko alueverkon tai ovat kiinteästi liittyneet jakeluverkkoon. Alueverkon määrittely ei ole yksiselitteinen.

verkkopalveluiden myyntihintojen ja niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille.

Sääntelyn dilemma

Täydellisesti kilpailuilla markkinoilla saavutetaan samanaikaisesti sekä tehokas hinnoittelu (hinta heijastaa tuotannon rajakustannusta), että kustannukset minimoiva tuotannon taso (tuotannon kustannustehokkuus). Kilpailullinen markkinatasapaino takaa näiden kahden eri tavoitteen samanaikaisen saavuttamisen. Sääntelijän perusongelma onkin saavuttaa nämä kaksi tavoitetta käytettävissään olevilla (yleensä vain yhdellä) instrumenteilla (esimerkiksi hintakattoraja).

Pääoman tuottosääntelyssä (Rate of return regulation) pääoman tuotolle määritellään katto, jonka puitteissa säännelty yritys saa vapaasti hinnoitella tuotettaan. Samalla rajoitetaan yrityksen voittojen suuruutta. Tuottosääntelyn ongelmana on, että se ei välttämättä anna kannustinta tuotannon tehokkuuden saavuttamiseksi. Averch ja Johnson (1962)⁵ osoittavat, että pääoman tuottosääntelyssä yritykset kasvattavat pääomakantansa suuremmaksi kuin kustannusten minimointi edellyttäisi. Yritykset kasvattavat pääomakantansa suureksi, koska sallittua tuottoa saa koko pääomalle, ja siten suurempi pääomakanta takaa suuremman absoluuttisen tuoton.

Perinteisessä kustannusperusteisessa (cost of service regulation) sääntelyssä yrityksen sallittu tulo perustuu sääntelyperiodin sisällä toteutuneiden kustannusten suuruuteen (mukaanlukien laskettu pääomakustannus). Tässä sääntelymallissa hintataso pyritään pitämään lähellä pitkäaikavälin rajakustannustasoa (eli keskimäärin tulot ovat kustannusten suuruiset). Tässä mallissa yritys, joka esimerkiksi tekee kustannuksia säästävän innovaation, ei periaatteessa hyödy tästä koska sääntelyviranomaisen huomioi kustannusten laskun alempana sallittuna tulotasona ja näin *de facto* siirtää tehdyn kustannussäästön suoraan loppukäyttäjän hyväksi. Kustannusperusteinen sääntely johtaakin helposti tehottomaan tuotantopanosten käyttöön. Sähkömarkkinoilta tästä voidaan mainita esimerkkeinä Norjan ja Britannian markkinat ennen niiden sääntelyn purkamista. Näissä maissa kustannusperusteista sääntelymallia sovellettiin pääomatuottojen säätelyyn, mikä johti ylisuuriin investointeihin ja tehottomaan pääomakantaan.

Viimeaikainen sääntelyteoriaa koskeva kirjallisuus painottaa kannustinten vaikutusta tehokkaan tuotannon saavuttamiseksi (Laffont ja Tirole 1993)⁶. Tässä kehikossa päämies (sääntelijä) pyrkii luomaan agentin (säänneltävän yrityksen) kanssa sellaisen sopimuksen, joka antaa kannustimen tehokkaaseen toimintaan. Ongelmana sääntelijän ja säänneltävien yhtiöiden välisen sopimuksen toteutuksessa on kuitenkin informaation epätäydellisyys. Sääntelijän pääinformaation lähde on sääntelyn alaisena toimivat yhtiöt. Säänneltävillä yhtiöillä on periaatteessa monopoliasema omaa yritystään koskevan sääntelijälle annetun informaation suhteen, joten tämä informaatio saattaa olla 'valikoitua'⁷ etenkin kun yhtiöt pyrkivät maksimoimaan voittonsa sääntelyrajoitusten puitteissa. Sääntelijän on vaikea todeta kustannuksia ja kysyntää koskevan informaation oikeelli-

⁵ Averch H. ja Johnson L. (1962), Behaviour of the Firm Under Regulatory Constraint, American Economic Review, 52.

⁶ Laffont J-J. ja Tirole J. (1993), A Theory of Incentives in Procurement and Regulation, MIT Press.

⁷ Sääntelijälle annetun informaation hajontaa kuvaa Englannin ja Walesin sähkömarkkina-viranomaisen, OFFERin kysely⁷ jossa jakeluyhtiöiltä pyydettiin arviota alan tulevasta kustannus-kehityksestä vuoteen 2000 mennessä. Arviot vaihtelivat kustannusten odotetusta 17 prosenttiin laskusta kustannusten 33 prosenttiin nousuun.

suus ja toisaalta valvoa sitä, kuinka säännelty yritys pyrkii toimimaan niin että kustannuksia minimoitaisiin (Laffont ja Tirole, 1993). Edellistä kutsutaan piilotetun informaation ongelmaksi (the problem of hidden information) ja jälkimmäistä piilotetun toiminnan (the problem of hidden action) ongelmaksi.

Englannin ja Walesin sähkömarkkinoiden jakelusektorilla on käytetty ns. RPI-x⁸ sääntelyä jakeluyhtiöiden hintakehitys rajoitetaan yleisen hintakehityksen suuruiseksi (RPI = Retail Price Index) vähennettynä tuottavuuden potentiaalisella paranemisella (x). Yrityksillä on tässä sääntelymallissa kannustin parantaa tuotannon tehokkuuttaan, koska ne saavat ennakoitua suuremman tuottavuuden paranemisen luoman ylijäämän itselleen.

Myös Norjan jakeluverkkotoiminnan sääntely perustuu osaksi toiminnan tehokkuuden kannustimiin. Norjassa jakeluyhtiöiden sallittu tulotaso määritellään vuodeksi kerrallaan etukäteen viiden vuoden sääntelyperiodin sisällä. Tulotasoon vaikuttaa mm. verkkotoiminnan tehokkuus, joka lasketaan yhtiökohtaisesti. Norjassa siirtyminen tuottosääntelystä kannustinperusteiseen sääntelyyn onkin parantanut jakeluyhtiöiden toiminnan tehokkuutta⁹.

Suomessa sähkömarkkinoita on perinteisesti säännelty tapauskohtaisesti, ilman erillistä hinnoittelusääntöä. Sähkömarkkinoiden avauduttua sähkön siirtohinnoittelun ja verkkopalvelujen valvonta on kuulunut 1995 perustetulle energiamarkkina-virastolle¹⁰, joka valvoo sähköverkkotoimintaa ja verkkopalveluiden hinnoittelua. Virasto onkin aktiivisesti kehittänyt menetelmiä Suomessa tapahtuvan siirtohinnoittelun kohtuullisuuden analysoimiseksi.

Sähkön hinta kilpailuilla markkinoilla

Sähköenergian hinnanmuodostuksen pohjana pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on Nordpoolin Elspot markkina, jossa kaupankäynnin kohteena ovat seuraavan vuorokauden tuntienenergiat. Elspot markkinan systeemihinta, lasketaan kunkin tulevan vuorokauden tunteja koskevista myynti- ja ostotarjousten perusteella siten, että kokonaiskysynnän ja –tarjonnan tasapaino saavutetaan. Sähköpörssissä määräytyvä tukkusähköhintaa (spot-markkinahinta) vaikuttaa myös pienasiakaskauppaan jakeluyhtiöiden oman hinnoittelun kautta. Pohjoismaisessa sähköpörssissä määräytyvä sähkön spot-hinta toimii tärkeimpänä viitehintana kaikille muille sähkösopimuksille¹¹.

Kuvassa 8 tasapainohintaa kuvaa hinta P jota vastaa tuotannon taso Q. Nämä määräytyvät kysynnän D1 ja kokonaistarjonnan S tasapainoehdosta. Kysyntä on kuvattu vertikaalisena suorana, mikä heijastaa sen joustamattomuutta lyhyellä tähtäyksellä hinnan muutoksen suhteen. Kuvattu tarjontafunktio on yksinkertaistus tyypillisestä sähkömarkkinoilla vallitsevasta porrasmaisesta tarjontakäyrästä (katso kuva 5). Tarjontakäyrää nousee jyrkästi kapasiteettirajoituksen tullessa vastaan (kuvassa tuotannon taso Q*), mikä kuvastaa nopeasti nousevia raja-kustannuksia.

⁸ Tästä on myös RPI-x+Y versio, missä Y on kaasusta johtuva kustannuserä, joka siis hyväksytään sellaisenaan hinnoitteluun.

⁹ Norjan sääntelyjärjestelmä on kuvattu tarkemmin liitteessä 1.

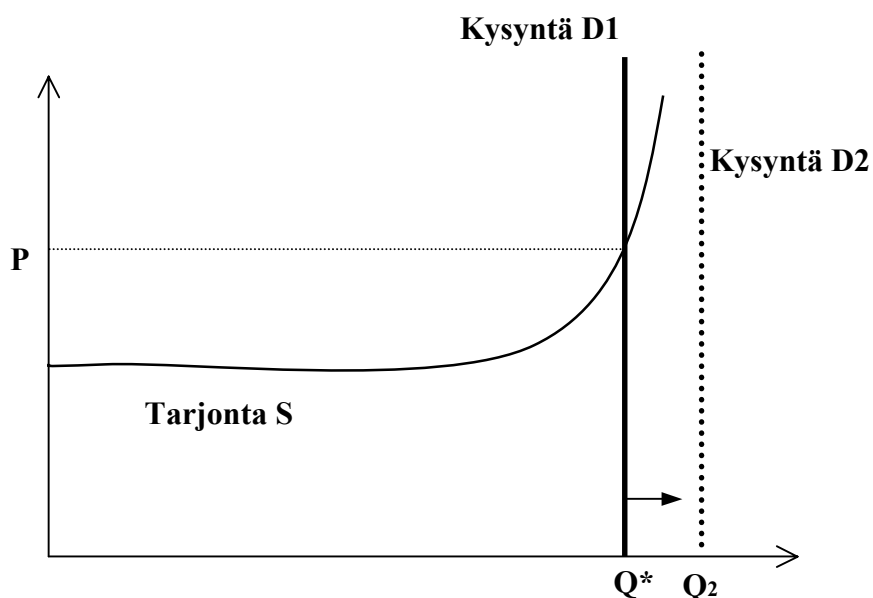
¹⁰ www.energiamarkkinavirasto.fi

¹¹ kahdenkeskiset myyntisopimukset seuraavat läheisesti pörssissä määräytyvää spot-hintaa.

Kun sähkön kulutus on lähellä kapasiteetin täysikäyttöä, kysynnän pienikin lisäkasvu (kuvassa kasvu D1:stä D2:een) saattaa johtaa tasapainohinnan hyvinkin suureen muutokseen. Toisaalta jos kapasiteettia on paljon suhteessa huippukysyntään, hinta on halvemman tuotanto rajakustannuksen suuruinen eikä kata kaikkia pääoma-kustannuksia. Säänneltyjen sähkömarkkinoiden aikana nämä pääomakustannukset voitiin sisällyttää sopimushintoihin. Esimerkiksi Englannin ja Walesin sekä Norjan sähkömarkkinoilla yritykset usein yli-investoivat kapasiteettiin koska riskit pääomakuluista voitiin sisällyttää lopputuotehinnoitteluun.

Kun sähkön hinta ajoittain nousee hyvinkin korkealle, merkitsee tämä suuria hetkellisiä toimintaylijäämiä sähkön myyjille. Toimivilla markkinoilla suuret toimintaylijäämät johtavat tuotannon kasvuun ja lisäkapasiteetin kasvuun niin kauan kun odotettu hintataso vastaa lisäkapasiteetin rajakustannusta.

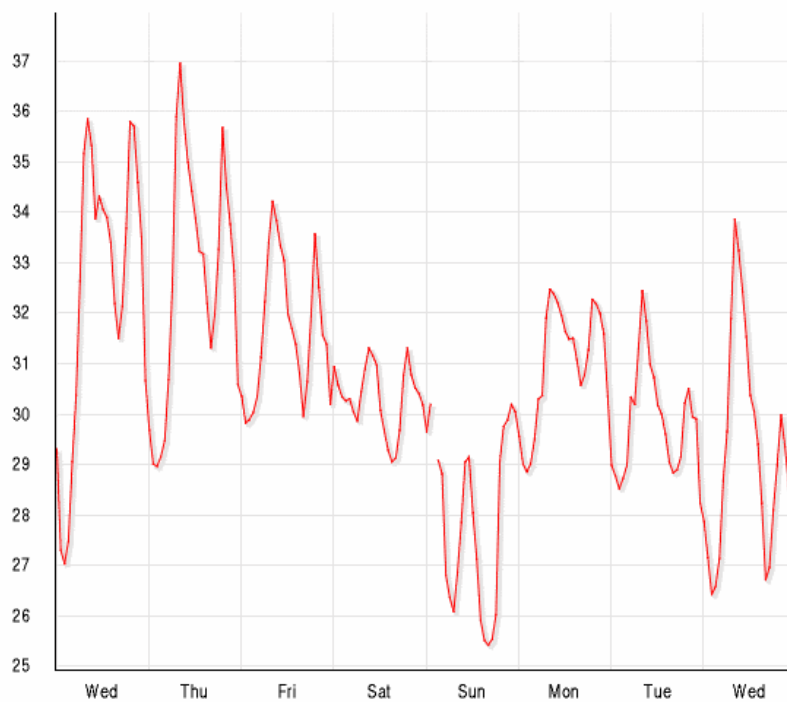
Kuva 8. Sähkön tasapainohinta



Sähkön hinnan vaihtelua kuvaa alla Nordpoolin ELSPOT keskiarvohinta ajalta 26.3.-3.4.2003.

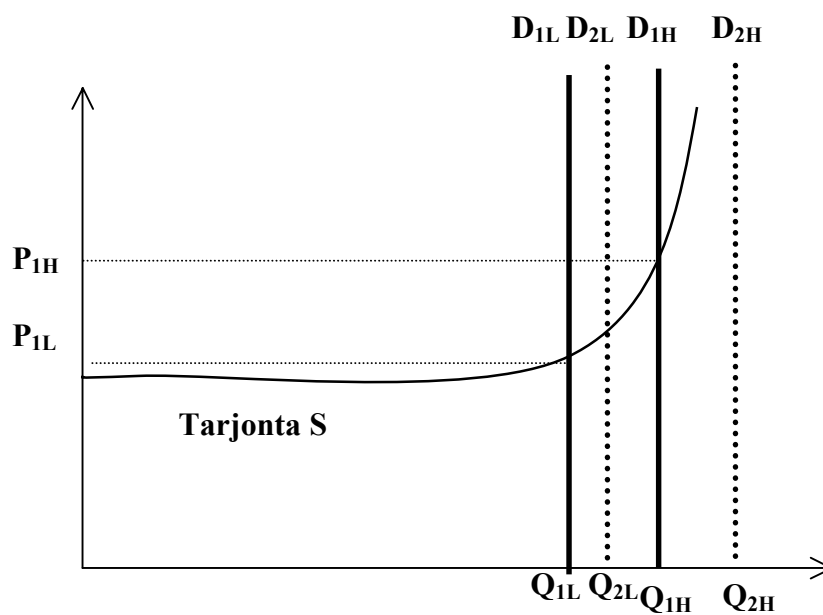
Kuvan 8 esitystä voidaan jatkaa olettamalla sähkön kysynnälle vaihteluväli, jossa kuukauden sisällä muuttuva sähkön kysyntä on esitetty välillä D_{1L} , D_{1H} . Jakaumaa vastaava sähkön hinta vaihtelee välillä P_{1H} ja P_{1L} . Jos osa kuukauden sisällä tapahtuneesta sähkönkäytöstä siirtyy halvemmista käyttötunneista kalliimpiin eli kysyntäjakauma siirtyy oikealle (D_{2L} , D_{2H}) nähdään, että pienikin jakauman siirtymä voi johtaa käyttötunneilla painotetun keskihinnan hyvinkin suureen muutokseen samalla tavalla kuin yhden kysyntä/tarjonta tasapainopisteen tapauksessa, kuvassa 8.

Kuva 9. Elspot systeemi hinta 26.3.-3.4.2003

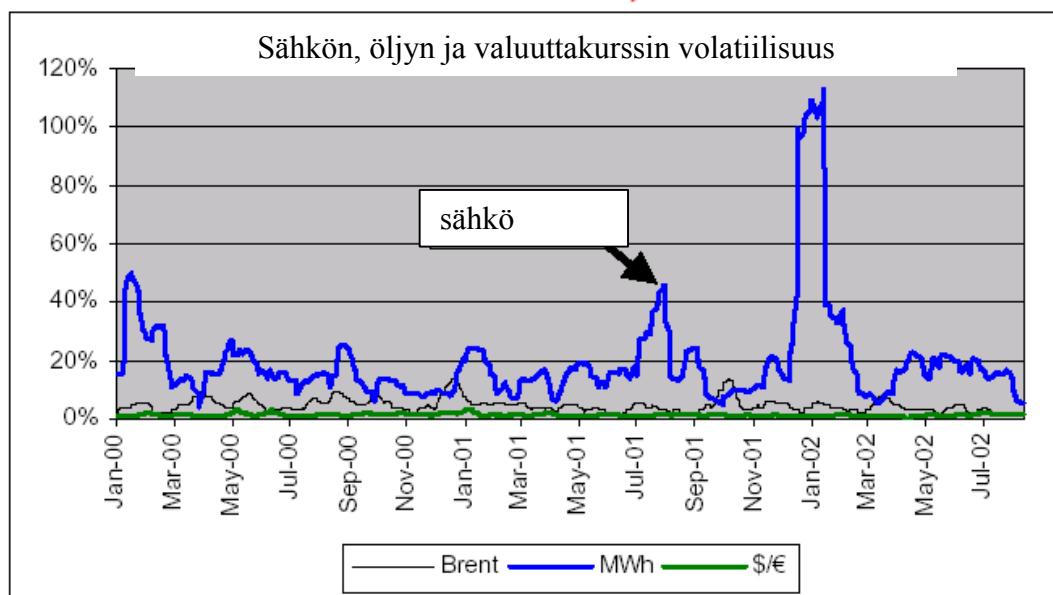


Lähde: Nordpool

Kuva 10. Sähkön tasapainointi kysyntäjakaumalla



Kuva 11. Sähkön hinnan, USD/€ valuuttakurssin ja öljyn hinnan vaihtelu.



Sähkön hinnan suurta vaihtelua havainnollistaa kuvan 11 hintavertailu, jossa Nordpool sähkön spot-hintaa on verrattu \$/€ valuuttakurssin ja öljyn hinnan vaihteluun. Öljyn hinnan alempi volatiilisuus sähkön hintaan verrattuna heijastaa osittain sitä, että öljy on varastoitava tuote. Tuotteen varastoitavuus mahdollistaa ostajien, tuottajien tai tukkupaikalle varautumisen tulevan huippukysyntätilanteen ennakoimisen kohtuukustannuksin (verrattuna sähköön), mikä mm. vähentää markkinavoiman käytön mahdollisuutta.

Perimmäinen syy sähkön hinnan korkeaan hinnanvaihteluun löytyy tuotteen erityispiirteistä: sähkön varastoimattomuus, kysynnän ja tarjonnan hinta-joustamattomuus sekä kysynnän ajoittain voimakas heilahtelu

Vaikka kilpailu olisi täydellistä, eikä markkinavoimaa olisi, nousee sähkön hinta huippukysyntätilanteessa hyvin korkeaksi kun kapasiteettirajoitus tulee vastaan. Kalifornian markkinoilla järjestelmävastaavan (ISO) varavoimamarkkinalla hinnat nousivat aiemmin säännellyltä USD 10 per 10MW tasolta USD:iin 9999 per 10MW. Pian tämän jälkeen systeemioperaattori pyysikin sääntelyviranomaiselta lupaa asettaa hintakatto USD 250 tasolle. Vaikka tällainen hintakattosäntely estääkin markkinavoiman käytön (hintakattotasoa ei saa ylittää) niin se myös luo keinotekoisesti 'niukkuusarvon' kapasiteetille. Mikäli hintakatto asetetaan liian korkeaksi saattaa seurauksena olla yli-investointi lisäkapasiteettiin ja jos se asetetaan liian alhaiseksi voi seurauksena olla kapasiteetin alasajo.

Markkinavoiman merkitys sähkömarkkinoilla

Markkinavoiman mahdollinen käyttö vapautuneilla sähkömarkkinoilla on ollut keskeisiä teemoja alaa koskevissa kansainvälisissä tutkimuksissa ja selvityksissä. On syytä aluksi määritellä markkinavoiman käyttö:

Yrityksen sanotaan käyttävän *markkinavoimaa* kun se joko vähentää tuotantoaan tai nostaa minimihintaa, jolla se on valmis myymään tuotteensa (tarjontahinta), *tarkoitukseensa* nostaa *markkinahintaa*.

Markkinavoiman käyttö voi olla horisontaalista, jolloin yritykset pyrkivät nostattamaan markkinahintaa tarjontaansa supistamalla tai myyntihintaansa nostamalla. Vertikaalista markkinavoimaa voidaan käyttää kun yritykset ottavat huomioon eri toimintojen väliset yhteydet markkinahinnan tasoon. Sähkömarkkinoilla vertikaalista markkinavoima voi ilmetä yhtiöiden tarjontapäätöksissä kun pyritään vaikuttamaan sähköverkon asettamiin rajoitusten voimassaoloon (esim. pullonkaulat siirrossa) mikä puolestaan vaikuttaa kyseisen hinta-alueen markkinahintaan. Esimerkkinä voidaan ajatella tilannetta, jossa kahden eri hinta-alueen välillä on suhteellisen pieni siirtokapasiteetti. Tällöin kalliimman rajakustannuksen omaava alueen tuottajan saattaa kannattaa omaksua strategia, jossa se antaa halvemman rajakustannuksen alueen tuottajan käyttää koko maksimisiirtokapasiteettimäärän vientiinsä, jolloin siirtokapasiteetti on täysikäytössä ja kalliimman rajakustannuksen tuottaja voi tyydyttää alueensa tuontisähköstä ylijääneen (residuaali) kysynnän.

Sähkömarkkinoiden erityispiirteistä johtuen markkinavoiman käytön mahdollisuus vaihtelee suuresti kysynnän ja tarjonnan tason suhteen. Muilla markkinoilla missä tuote on varastoitavissa ei tuotannon heilahtelut välttämättä näy markkinahinnassa koska varastot tasaavat tuotannon muutoksista aiheutuneet tarjonnan muutokset ja siten myös pienentävät markkinavoiman käytön mahdollisuutta. Sama pätee markkinoille joissa kysyntä sopeutuu nopeasti markkinahinnan muutoksiin, jolloin on markkinavoiman käyttöön pienemmät mahdollisuudet.

Yritystä jolla ei ole markkinavoimaa sanotaan hinnanottajaksi, jolloin yritys tekee hinnoittelu-/tuotantopäätöksensä ilman, että huomioisi oman tarjontansa vaikutuksen markkinahinnan tasoon (koska määritelmällisesti yritys on liian pieni, että sillä olisi vaikutusta markkinahinnan tasoon). Hinnanottaja yritys on valmis myymään tuotettaan niin kauan kun markkinahinnan taso ylittää tuotannon rajakustannukset. Sähkön tuotannossa rajakustannus pitää sisällään kaikki muuttuvat kustannukset (polttoaine, huolto, käyttö), eli kustannukset jotka muuttuvat tuotannon tason muuttuessa.

Sähkömarkkinoilla ei aina välttämättä päde se, että yritys jolla on suurin markkinaosuus on parhaassa asemassa käyttämään markkinavoimaa. Sähkön tuotannossa eri tuotantolaitostyyppien ajojärjestys määräytyy niiden kustannus-rakenteen mukaan. Esimerkiksi ydinvoima edustaa ns. peruskuormateknologiaa, jota karakterisoi suuret pääomakulut ja suhteellisen alhaiset tuotannon rajakustannukset. Tällainen peruskuormalaitos otetaan ensimmäisenä käyttöön suunniteltaessa eri laitostyyppien ajojärjestystä (minimoidessa kustannuksia) ja käytännössä esimerkiksi ylivoimalat ovatkin koko ajan toiminnassa lukuun ottamatta huoltokatkoksia. Kun sähkön kysyntä on korkealla tasolla, ovat käytössä myös korkean rajakustannuksen tuotantoteknologiat (kuten hiili- tai öljyturpiini-voimalat). Markkinahinnan määrää viimeksi käyttöönotetun laitoksen rajakustannustaso, joka ei välttämättä ole suurimman yhtiön laitos (joskin suuremmilla yrityksillä on yleensä myös eniten erilaisia tuotantoyksiköitä).

Sähkön tuotanto yleensä on erittäin pääomaintensiivistä liiketoimintaa. Täten pääomakustannus tyhjäkäynnistä on suuri, eikä sähköntuottajilla ole siten kannustinta ylläpitää kovin suurta varavoimareserviä. Tämä asettaa järjestelmävastaavalle haasteellisen teh-

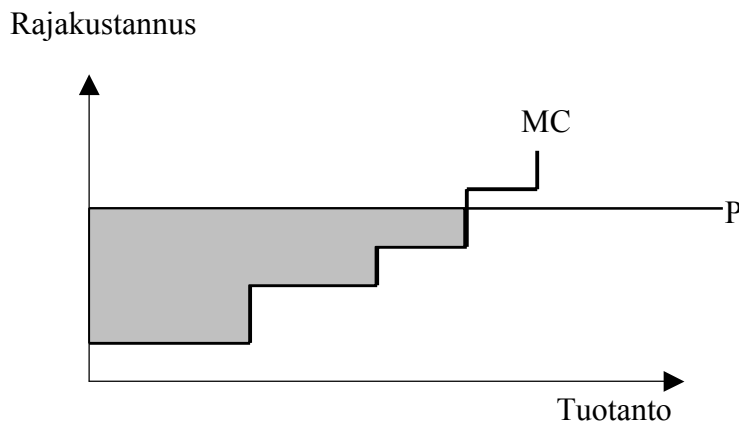
tävän luoda varavoimaa kysynnän ja tarjonnan tasapainottamisen varmistamiseksi. Tuottajista, joilla on ylimääräistä kapasiteettia käytössään huippukysyntätilanteessa, tulee ns. marginaalituottaja, jotka pystyvät nostamaan hintaa ilman kilpailijoiden vastatarjousten pelkoa.

Epätäydellisessä kilpailussa on sähkön hintavaihtelu siten suurempaa kuin täydellisesti kilpailuilla markkinoilla.

Epätäydellinen kilpailu ei kuitenkaan ole syy sähkömarkkinoilla vallitsevaan suureen hintavaihteluun vaan lähinnä vahvistaa tätä.

Argumentti, että täydellinen kilpailu ei ole oikea referenssi sähkömarkkinoiden tehokkuudelle koska rajakustannushinnoittelu ei kata sähkön tuotannossa vallitsevia suuria pääomakustannuksia, on virheellinen. Täydellisessä kilpailussa yritys ei myy tuotantonsa kullakin vallitsevalla rajakustannustasoa vastaavalla markkinahinnalla vaan markkinahinnalla, joka määräytyy kaikkien markkinoilla toimivien yritysten kokonaistarjonnan¹² ja kokonaiskysynnän tasapainona. Alla oleva kuva 12 havainnollistaa tätä.

Kuva 12. Toimintaylijäämä täydellisessä kilpailussa



Täydellisen kilpailun tasapainossakin (jolloin hinta on rajakustannuksen suuruinen) yritys saa korvauksen kattamaan kiinteitä kulujaan. Markkinahinnan ja tuotannon rajakustannuksen välinen ero on toimintaylijäämää (yllä kuvassa harmaa alue), jolla katetaan toiminnan kiinteät kustannukset. Kuvasta nähdään että tämä toimintaylijäämä on positiivinen myös rajakustannushinnoittelulla, koska markkinahintaa sovelletaan kaikille tuotantolaitoksille samansuuruisena. Mikäli toiminnan kiinteät kulut ovat suuremmat kuin saatu toimintaylijäämä johtaa tämä pitkällä aikavälillä tappioihin ja markkinoilta häviää kapasiteettia. Mikäli toimintaylijäämä on selkeästi suurempi kuin yrityksen kiinteät kulut tulee markkinoille (vapaan markkinoille tulon ollessa mahdollista) ajan myötä uutta kapasiteettia.

Täydellisessä kilpailussa *rajatulo* (liikevaihdon lisäys kun tuotantoa lisätään yhdellä yksiköllä) oli riippumaton yrityksen tuotannon tasosta eli täsmälleen markkinahinnan

¹² Joka on summa markkinoilla toimivien yritysten tarjontafunktioista (siis rajakustannuskäyristä).

suuruinen. Epätäydellisen kilpailun tapauksessa rajatulo muuttuu tuotannon (tarjonnan) muuttuessa. Mikäli yritys päättää tarjota vähemmän tuotettaan markkinoille seurauksena on markkinahinnan nouseminen. Yrityksen kannattaa nostattaa markkinahintaa vain jos markkinahinnan nousun tuoma tulojen kasvu on suurempi kuin hinnannoususta johtuva myynnin menetyksen arvo.

Markkinavoiman käytön mahdollisuuteen vaikuttavat keskeisesti kysynnän ja/tai tarjonnan herkkyys markkinahinnan muutoksille (eli kysynnän hintajoustavuus).

Jos kysyntä reagoi herkästi hinnan muutoksiin, eli on hyvin hintajoustavaa, ei tarjonnan vähentäminen tai hinnan nostaminen välttämättä kannata koska menetetty myyntitulo (vähentyneen kysynnän takia) on suurempi kuin saatu hyöty korkeammasta markkinahinnasta. Vastaavasti jos samalla markkinalla toimivien muiden yritysten tarjonta reagoi herkästi hinnannousuun, eli tarjonta on hyvin hintajoustavaa, ei markkinavoimaa omaavan yrityksen kannata vähentää tarjontaansa tai nostaa hintaa koska pienikin markkinahinnan korotus toisi lisätarjontaa muiden markkinoilla toimivien yritysten toimesta. Sähkömarkkinoilla huippukysyntätilanteissa markkinavoiman käyttö on siten mahdollista. Yritys jolla on varakapasiteettia voi tällaisessa tilanteessa nostattaa markkinahintaa ilman, että muut pystyisivät lisäämään tuotantoaan. Yhden yrityksen markkinavoiman käyttö hyödyntää myös muita markkinoilla toimivia sähkön tuottajia.

Sähkön kysynnän hintajoustopon estimoidut arvot vaihtelevat 0.15-0.5 välillä, eli kysyntä on hyvin hintajoustamatonta keskipitkälläkin aikavälillä. Lyhyellä aikavälillä sähkön kysyntä on lähes täysin hintajoustamatonta. Sähkön lisäkapasiteetin saaminen markkinoille riippuu lyhyellä tähtäyksellä paljolti siirtoyhteyksien kapasiteetista (sähkön tuonti muualta). Lisäksi sähkömarkkinoiden fyysiset ominaisuudet (kysynnän ja tarjonnan jatkuva tasapainottaminen siirtoverkossa) edesauttavat, että markkinavoiman käyttö on mahdollista jopa markkinaosuudella mitattuna pienelläkin yrityksellä.

Markkinavoiman käytön mahdollisuuteen voidaan myös vaikuttaa markkinainstrumenttien suunnittelulla. Jos tuottajan ja kuluttajan väliset sähköpörssin ulkopuoliset bilateraaliset sähkösovimukset ovat mahdollisia, niin yrityksellä ei välttämättä ole kannustinta vaikuttaa markkinahinnan (sähköpörssihinta) tasoon (kun bilateraalisojmustoimitusten osuus on merkittävä) koska tämä ei vaikuta sopimussähköstä saatuihin tuloihin. Mitä suurempi sopimuskaupan osuus on sitä vähemmän yrityksillä on kannustimia vaikuttaa markkinahintaan.

Sopimusmarkkinat vaikuttavat myös uusien yritysten markkinoille tulon kynnykseen. Markkinoille tulon kynnyksen pienenee mitä enemmän markkinoilla tapahtuva hinnoittelu perustuu pitkäaikaisiin kahden keskeisiin toimitussopimuksiin. Sopimusmarkkinat tekevät sähkön tuotantomarkkinoille tulon helpommaksi koska sopimukset vähentävät rahoitusriskiä ja verrattain pienetkin yhtiöt saattavat tulla markkinoille. Tästä on evidenssiä mm. Englannin ja Walesin sähkömarkkinoilta.

Suomen sähkömarkkinat ovat kansainvälisesti mitattuna olleet melko kilpailulliset rakenteeltaan. Vaikka valtion yhtiö Imatran Voima (IVO) omistikin kantaverkon ja vajaat 50 prosenttia tuotantokapasiteetista niin teollisuuden leiriin kuuluva Pohjolan Voima omisti kantaverkko-osuuden Länsi-Suomessa, jolla se takasi edullisen siirtohinnoittelun teollisuuden tarpeeseen. Tämän kaltainen järjestely kantaverkko-tasolla on ainutlaatui-

nen maailmassa ja oli omalta osaltaan vähentämässä IVO:n mahdollisuutta subventoida muita toimintojaan verkkotoiminnoillaan. Lisäksi Suomessa toimivien itsenäisten sähköyritysten määrä on ollut Euroopan mittapuun mukaan varsin suuri.

Pohjoismaissa suurimmat investoinnit sähköntuotantokapasiteettiin ja verkkoihin ovat perinteisesti suoritettu neuvottelukäytännöllä sähköyhtiöiden, julkisen vallan ja teollisuuden välillä. Tehokkuutta sähköntuotannossa lisäsi jo 1960-luvulla alkanut yhteispohjoismainen NORDEL-yhteistyö, jonka puitteissa pyrittiin optimoimaan koko pohjoismainen tuotantokapasiteetin yhteiskäyttö. Pohjoismaissa ehkä merkittävimmät tehokkuuden vaihtelut tulevat ilmi sähkön jakelussa. Jakeluyhtiötä on perinteisesti ollut paljon (Ruotsissa jopa yli 500 1970 luvulla) ja esimerkiksi siirtohinnoittelussa on edelleen suuria eroja jakelualueiden välillä (katso www.energiamarkkinakeskus.fi).

4 Energiapoliittisia teemoja

Sähkömarkkinoiden kehitys määräytyy lyhyellä ja pitkällä tähtäyksellä markkinoiden kysynnän, tarjonnan ja tuotanto- sekä investointikustannusten tason perusteella. Näiden konkreettisten perustekijöiden (kysyntä, tarjonta ja kustannukset) kehittymiseen taas vaikuttaa joukko taustatekijöitä, joiden dynamiikka vaikuttaa myös sähkömarkkinoiden kehitykseen. Ennakoitaessa sähkömarkkinoiden kehitystä pitemmällä tähtäyksellä on huomio kiinnitettävä näihin taustatekijöihin ja erityisesti sellaisiin, joiden kehitykseen vaikutetaan poliittisilla päätöksillä.

Ilmastopolitiikka ja sähkömarkkinat

Kioton ilmastokokouksessa EU-maat sitoutuivat vähentämään kasvihuonekaasujen päästöjä kahdeksan prosenttia vuoden 1990 päästötasosta tarkastelujaksoon 2008 - 2012 mennessä. EU:n jäsenmaiden välisessä taakanjaossa Suomen veloitteeksi tuli vähentää kasvihuonekaasut vuoden 1990 tasolle. Koska hiilidioksidia (CO₂) ei vielä voida taloudellisesti poistaa savukaasuista tai varastoida jää CO₂ päästöjen vähentämiskeinoiksi uusintainvestoinnit, nykyisten voimalaitosten polttoaineiden korvaus sekä tuotannon hyötysuhteen ja rakennusasteen tehostaminen.

Vuonna 1999 energiantuotannon hiilidioksidipäästöt olivat Suomessa 56 miljoonaa tonnia, josta sähköntuotannon osuus oli 21 prosenttia eli 12 miljoonaa tonnia. Osuus vaihtelee voimakkaasti vuosittain johtuen vesivoimatuotannon vaihtelusta sekä sähkön tuontimääristä.

Suomen päästöjä vähennystavoite on kansainvälisesti katsoen yksi vaativimpia. Vertailuvuoden 1990 poikkeuksellisen suuri sähkön nettotuonti ja suuri vesivoiman osuus (17 % koko sähkön tuotannosta) asettavat tiukan kriteerin CO₂ päästöjen suhteen. Suomessa on jo tehty monia niistä toimenpiteistä, joita monissa muissa maissa vasta suunnitellaan. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon osuus on meillä korkeimpia maailmassa samoin kuin puuhun ja muuhun bioenergiaan perustuva osuus.

Eurooppalainen kasvihuonekaasujen päästökauppa tuo kustannuslisän jokaisen fossiilisia polttoaineita käyttävän laitoksen välittömiin tuotantokustannuksiin. Kustannuslisä on verrannollinen voimalaitoksen ominaispäästöihin ja se määräytyy yksikäsitteisesti

voimalaitoksen hyötysuhteen, polttoaineen ja sen aiheuttamien ominaispäästöjen sekä päästöoikeuden hinnan perusteella. Monissa päästökauppaa koskevissa laskelmissa on käytetty päästöoikeuden hintaa 20 euro/tCO₂. Tällä hinnalla on päästöoikeuskaupan aiheuttama kustannuslisa kivihiiltä käyttävällä lauhdutusvoimalaitoksella 18 euro/MWh (sähköä) ja kivihiileen perustuvassa lämmön ja sähkön yhteistuotannossa 7 – 8 euroa/MWh (sähköä). Maakaasuvoiman vastaavat kustannuslisät ovat 8 euroa/MWh sähkön lauhdutustuotannossa ja 4 euroa/MWh sähkön yhteistuotannossa lämmön ohella.

Näiden kustannuslisien vaikutus sähkön markkinahintaan riippuu markkina-alueen tuotantokoneiston rakenteesta. VTT:llä on laskettu Pohjoismaiden markkinoiden tuotannon ja kulutuksen tasapainoa kuvaavan mallin avulla, että em. päästöoikeuden hinta nostaisi Nordpool-markkinoiden spot-hinnan vuosikeskiarvoa noin 5 – 7 euroa/MWh vuosina 2010-2015. Tällöin on oletettu markkina-alueen tuotantokapasiteetin kehittyvän Nordelin arvioimalla tavalla: Vesi-, tuuli-, bio-, maakaasu- ja ydinvoimakapasiteetti kasvaa, kivihiiivoima vähenee.

Maakaasun aseman kehittyminen Euroopan energiankäytössä

Maakaasulla on kasvava osuus sekä EU:n että eurooppalaisten valtioiden energiapolitiisissa ohjelmissa ja tulevaisuuden skenaarioissa, sekä energian kokonaiskäytössä että sähkön tuotannossa. Ydinvoiman tulevaisuus on monissa Euroopan maissa avoin kysymys ja kivihiilen käyttöä pyritään ohjelmallisesti vähentämään edelleen. Maakaasu on uusiutuvien energialähteiden lisäksi ainoa merkittävä energialähde, jonka käytön lisäämisen tiellä ei ole energia- ja ympäristöpoliittista vastustusta. Näistä tekijöistä johtuen maakaasun kulutus kasvaa voimakkaasti kaikissa Euroopan energiemarkkinoiden lähi vuosikymmenien kehitystä koskevissa arvioissa. Edelleen arviot ovat yksimielisiä siitä, että EU:n jäsenvaltioiden oma kaasun tuotanto saavuttaa maksiminsa vuosikymmenen 2000 – 2010 aikana ja kääntyy sitten hitaaseen laskuun. Kysynnän kasvu ja oman tuotannon taantuminen johtavat tuontikysynnän voimakkaaseen kasvuun.

Vain osa tuonnista on varmistettu pitkäaikaisin sopimuksin ja toistaiseksi "avoin tuonti" kasvaa Euroopan energiaskenaarioissa nopeasti vuoden 2010 jälkeen. Mahdollisia tuontilähteitä ovat: Norja, Venäjä ja entinen Neuvostoliitto, Pohjois-Afrikka ja Lähi-Itä. Voimakkaan kulutuksen kasvun tapauksessa Euroopan kaasuntarpeen tyydyttäminen edellyttäisi käytännössä tuonnin lisäämistä kaikista lähteistä. Moniin näistä liittyy vakavia poliittisia riskejä.

Tuotannon ja tuonnin lisääminen kasvavaa tarvetta vastaavasti vaatii myös hyvin suuria investointeja kaasun tuotantoon, usein erittäin vaikeissa olosuhteissa, sekä siirtolinjoihin. Investointien toteuttaminen edellyttää läheistä poliittista yhteistyötä kaikkien osapuolten (tuotanto, siirto, kulutus) kesken. Tällä hetkellä ei ole vielä nähtävissä, että laaditut suunnitelmat olisivat toteutumassa sellaisella aikataululla, että skenaarioiden mukainen tuonnin kasvu Eurooppaan toteutuisi.

Periaatteelliset seuraukset maakaasumarkkinoilla ja edelleen sähkömarkkinoilla ovat ilmeiset: Tuontia ei saataisi nostettua kysyntää ja energiataloudellisia skenaarioita vastaavasti, jolloin myös primäärienergiankäytön rakennemuutos jää toteutumatta.

Uusiutuvat energialähteet: tuulivoima ja bioenergia

Tuulivoimaan ja bioenergiaan perustuvan sähkön ja lämmön tuotannon edistäminen kuuluu kaikkien pohjoismaiden ja myös koko Euroopan Unionin virallisiin energiapolitiittisiin tavoitteisiin. Euroopan Unionin tavoite on nostaa uusiutuvan energian osuus primäärienergian kulutuksesta XX%:iin vuoteen YY mennessä (täytyy etsiä luvut, en muista varmasti). Tämä on vaativa tavoite, mutta vaikka sitä ei saavutettaisikaan, merkitsee tavoitteen asettaminen kuitenkin poliittista sitoutumista tuulivoiman ja bioenergian käyttöä edistävään energiapolitiikkaan. Käytännössä tämä tarkoittaa tuotanto- ja investointitukea, hallinnollista ohjausta ja tukea kehitystyölle.

Nykyisellä sähkömarkkinoiden hintatasolla uusiutuvien energialähteiden käytön edistämishjelmat toteutuvat siten osittain julkisen tuen turvin eikä markkinoiden ohjaamana. Tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat pienet ja siten kaikki käytettävissä oleva rakennettu tuulivoima tarjotaan aina markkinoille. Voidaan olettaa että myös bioenergiaan perustuva, yleensä lämmön tuotannon yhteyteen rakennettu sähkökapasiteetti tarjotaan aina markkinoille kun tuotanto on teknisesti ja raakaenergian saannin puolesta mahdollista.

Sähkömarkkinoille tulee siten, hetkellisestä markkinahinnasta (lähes) riippumatta, uusiutuviin energialähteisiin perustuvaa tuotantoa (tarjontaa) kasvava määrä, joka riippuu rakennetusta tuuli- ja bioenergiakapasiteetista sekä niiden käytettävyydestä, joka puolestaan riippuu tuulisuudesta, biopolttoaineen saatavuudesta ja yhteistuotannon osalta lämmön kysynnästä samoin kuin muussakin yhteistuotannossa.

Markkinoilla tämä muodostaa eräänlaisen pohjatuotannon, joka on aina mukana. Toisaalta erityisesti tuulivoiman lisääntyminen lisää myös reservitehon tarvetta, vaikka Pohjoismaiden järjestelmän runsas vesivoimakapasiteetti pystyykin absorboimaan tuulivoiman tuotantovaihteluita tiettyyn mittaani asti.

Ydinvoiman asema Euroopassa

Ainoa tällä hetkellä vireillä oleva uusi ydinvoimalaitos Länsi- ja Keski-Euroopassa on Suomen viides ydinvoimala. Tämän lisäksi on aikaisempiin päätöksiin perustuen Tsekinmaassa rakenteilla yksi uusi ydinvoimayksikkö ja Slovakiassa kaksi yksikköä.

Ruotsissa on edelleen voimassa kansanäänestyksen pohjalta tehty Valtiopäivien päätös vuodelta 1980 ydinvoimasta luopumisesta. Saksassa ydinvoimasta luopuminen kuuluu hallitusohjelmaan. Niissäkin maissa, missä julkisia, poliittisia päätöksiä luopua ydinvoimasta ei ole tehty, ei myöskään päinvastaisia, kapasiteetin lisäämis- tai uudistamis- päätöksiä ole tehty.

Eurooppa on kuitenkin varsin riippuvainen ydinvoimasta (taulukko 5).

Taulukko 5. Ydinvoiman osuus Nuclear Energy Agency:n jäsenmaissa vuonna 2001.

Maa	Verkkoon liittyneiden ydinlaitosten lkm.	Ydinvoima tuotanto (netto TWh)	Ydinvoiman osuus (%)
Austria	--	--	--
Belgium	7	44.2	58.2
Czech Republic	5	13.8	20.1
Denmark	--	--	--
Finland	4	21.7	30.3
France	59	401.3	76.1
Germany	19	162.3	30.5
Greece	--	--	--
Hungary	4	13.3	39.6
Iceland	--	--	--
Ireland	--	--	--
Italy	--	--	--
Luxembourg	--	--	--
Netherlands	1	3.7	4.2
Norway	--	--	--
Poland	--	--	--
Portugal	--	--	--
Slovak Republic	6	17.1	53.4
Spain	9	61.3	27.3
Sweden	11	69.2	43.9
Switzerland	5	24	37.5
Turkey	--	--	--
United Kingdom	33	83	23.7
OECD America	128	841.4	18.2
OECD Europe	163	914.9	29.5
OECD Pacific	69	429	30.2

Lähde: Nuclear Energy Agency.

Käytössä oleva ydinvoima vanhenee ja tulevina vuosikymmeninä joudutaan ottamaan kantaa sen korvaamiseen joko ydinvoima- tai jollain muulla kapasiteetilla. Ydinvoiman suuren osuuden vuoksi näillä korvauspäätöksillä tulee aikanaan olemaan perustavaa laatua oleva vaikutus Euroopan sähkömarkkinoiden kehitykseen.

Ydinvoima Suomessa

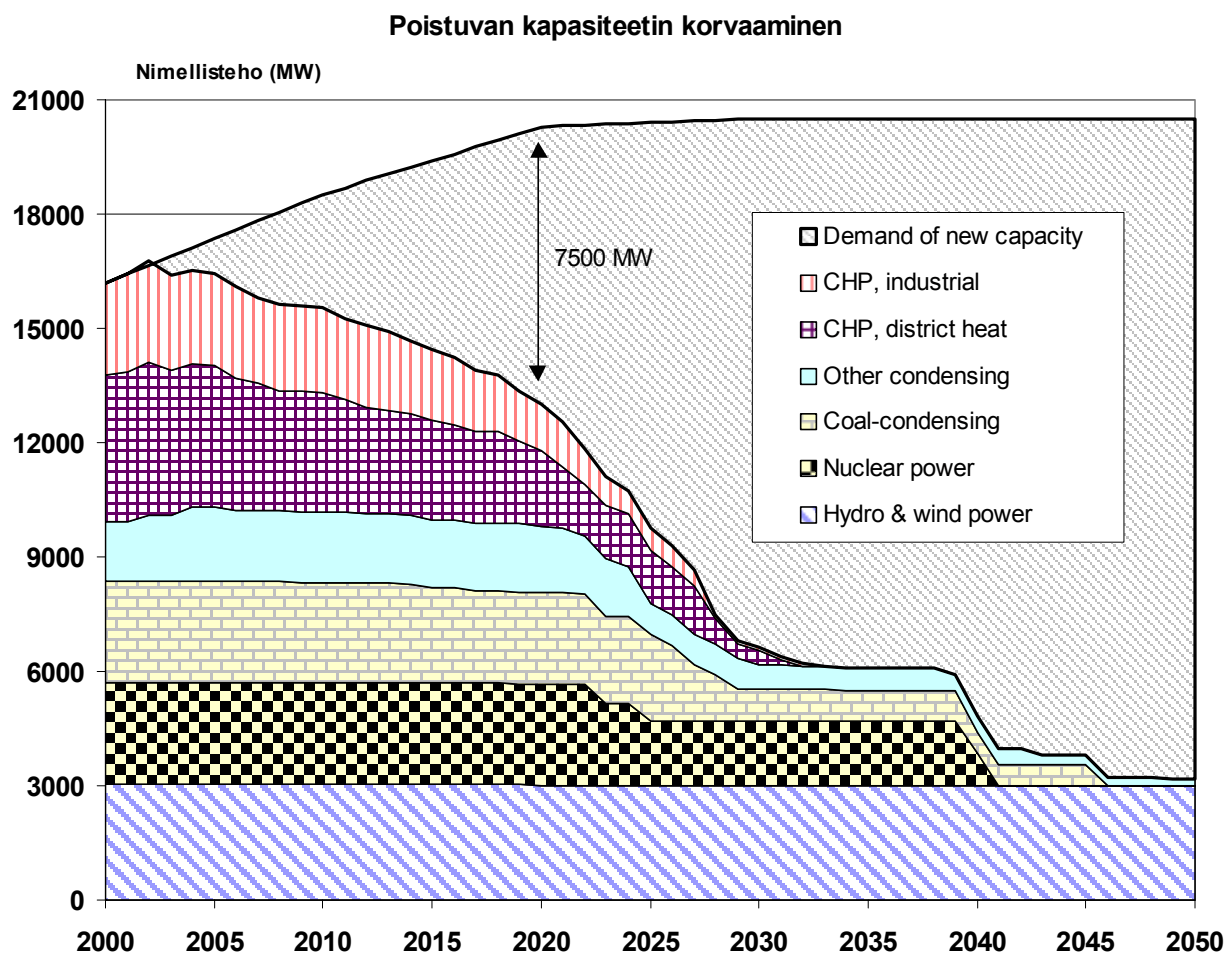
Eduskunta on tehnyt myönteisen periaatepäätöksen viidennestä ydinvoimalasta, jonka kapasiteetti tulee olemaan 1000 – 1500 MW. Tällä on merkittävä vaikutus Suomen säh-

köntuotannossa, mutta koko Nordpool-markkinoilla vaikutus jää suhteellisesti pienemmäksi. 1500 MW:n laitoksen tuotanto vastaa vajaan kahden vuoden kulutuksen kasvua Pohjoismaissa viimeisen viiden vuoden keskikasvulla. Viidennen ja mahdollisesti kuudennen suomalaisen ydinvoimalaitoksen tärkein kansantaloudellinen merkitys onkin siinä, että ne vähentävät riippuvuutta tuonnista ja sähkömarkkinoiden vaihteluista sekä niihin liittyvistä riskeistä ja tekevät mahdolliseksi kasvihuonekaasupäästöjen kansallisten tavoitteiden toteuttamisen.

Vanhenevan kapasiteetin korvaaminen

Vanhenevan kapasiteetin korvaaminen uudella ja tämän uuden kapasiteetin koostumus vaikuttavat voimakkaasti sähkömarkkinoiden tuotannon ja kysynnän tasapainoratkaisun rakenteeseen ja sitä kautta markkinahintoihin. Kuvassa 13 on esitetty Suomen nykyisen tuotantokapasiteetin ikääntyminen ja poistuminen. Kysynnän kasvu ja kapasiteetin poistuminen edellyttävät vuoteen 2020 mennessä noin 7500 MW:n uusinvestointeja tuotantokapasiteettiin. Suunnitteilla oleva uusi ydinvoimalaitos sisältyy kuitenkin tuohon lukuun, mutta senkin jälkeen on uuden, toistaiseksi avoimen kapasiteetin tarve runsaat 6000 MW lähimmän 15 vuoden aikana.

Kuva 13. Poistuvan kapasiteetin korvaaminen



ELINKEINOELÄMÄN TUTKIMUSLAITOS (ETLA)

THE RESEARCH INSTITUTE OF THE FINNISH ECONOMY

LÖNNROTINKATU 4 B, FIN-00120 HELSINKI

Puh./Tel. (09) 609 900

Telefax (09) 601753

Int. 358-9-609 900

Int. 358-9-601 753

<http://www.etla.fi>

KESKUSTELUAIHEITA - DISCUSSION PAPERS ISSN 0781-6847

Julkaisut ovat saatavissa elektronisessa muodossa internet-osoitteessa:

<http://www.etla.fi/finnish/research/publications/searchengine>

- No 847 HELI KOSKI – CAROLINA SIERIMO, Entry and Exit in the ICT Sector – New Markets, New Industrial Dynamics? 25.02.2003. 21 p.
- No 848 GREGORY S. AMACHER – ERKKI KOSKELA – MARKKU OLLIKAINEN, Environmental Quality Competition and Eco-Labeling. 10.03.2003. 28 p.
- No 849 TOMI HUSSU, Reconfiguring Knowledge Management. Combining Intellectual Capital, Intangible Assets and Knowledge Creation. 19.03.2003. 25 p.
- No 850 LOTTA VÄÄNÄNEN, Public Provision of Business Support Services in Finland. 22.04.2003. 59 p.
- No 851 GREGORY S. AMACHER – ERKKI KOSKELA – MARKKU OLLIKAINEN, Quality Competition and Social Welfare in Markets with Partial Coverage: New Results. 23.04.2003. 15 p.
- No 852 MIKA MALIRANTA – PETRI ROUVINEN, Productivity Effects of ICT in Finnish Business. 12.05.2003. 42 p.
- No 853 LOTTA VÄÄNÄNEN, Does Public Funding Have a Halo Effect? Evidence from Finnish SMEs. 14.05.2003. 19 p.
- No 854 PETRI BÖCKERMAN – MIKA MALIRANTA, The Micro-level Dynamics of Regional Productivity Growth: The source of divergence in Finland. 15.05.2003. 30 p.
- No 855 CHRISTOPHER PALMBERG – OLLI MARTIKAINEN, Overcoming a Technological Discontinuity – The Case of the Finnish Telecom Industry and the GSM. 23.05.2003. 55 p.
- No 856 RAINE HERMANS – ILKKA KAURANEN, Intellectual Capital and Anticipated Future Sales in Small and Medium-sized Biotechnology Companies. 28.05.2003. 30 p.
- No 857 ERKKI KOSKELA – MATTI VIREN, Government Size and Output Volatility: New International Evidence. 10.06.2003. 16 p.
- No 858 TOMI HUSSU, Intellectual Capital and Maintenance of Work Ability – The Wellbeing Perspective. 28.05.2003. 35 p.
- No 859 LOTTA VÄÄNÄNEN, Agency Costs and R&D: Evidence from Finnish SMEs. 23.06.2003. 54 p.
- No 860 PEKKA ILMAKUNNAS – MIKA MALIRANTA, Technology, Labor Characteristics and Wage-productivity gaps. 26.06.2003. 27 p.
- No 861 PEKKA ILMAKUNNAS – MIKA MALIRANTA, Worker inflow, outflow, and churning. 26.06.2003. 30 p.

- No 862 ERKKI KOSKELA – MARKKU OLLIKAINEN, A Behavioral and Welfare Analysis of Progressive Forest Taxation. 05.08.2003. 24 p.
- No 863 ERKKI KOSKELA – RUNE STENBACKA, Profit Sharing and Unemployment: An Approach with Bargaining and Efficiency Wage Effects. 06.08.2003. 28 p.
- No 864 ANTTI-JUSSI TAHVANAINEN, The Capital Structure of Finnish Biotechnology SMEs – An Empirical Analysis. 08.08.2003. 62 p.
- No 865 VILLE KAITILA, Convergence of Real GDP per Capita in the EU15 Area: How do the Accession Countries Fit in? 15.08.2003. 30 p.
- No 866 ANNI HEIKKILÄ, Yrityskohtainen palkanasetanta suomalaisessa työmarkkinoiden sopimusjärjestelmässä (Firm-level Wage Setting in the Finnish Wage Bargaining System). 15.08.2003. 87 s.
- No 867 ANNI HEIKKILÄ – HANNU PIEKKOLA, Economic Inequality and Household Production – The effects of specialization of genders. 21.08.2003. 29 p.
- No 868 HANNU PIEKKOLA – LIISA HARMOINEN, Time Use and Options for Retirement in Europe. 25.09.2003. 28 p.
- No 869 VILLE KAITILA, An Assessment of Russia's Growth Prospects in 2003-2010. 18.09.2003. 28 p.
- No 870 JUKKA JALAVA, Electrifying and Digitalizing the Finnish Manufacturing Industry: Historical Notes on Diffusion and Productivity. 26.09.2003. 16 p.
- No 871 ESSI EEROLA – NIKU MÄÄTTÄNEN, Strategic Alliances, Joint Investments, and Market Structure. 17.10.2003. 12 p.
- No 872 TERTTU LUUKKONEN, Variability in Forms of Organisation in Biotechnology Firms. 21.10.2003. 26 p.
- No 873 JENNI OKSANEN, Knowledge and Learning in The Determination of the Optimal form of Firm Organisation. 05.11.2003. 48 p.
- No 874 RITA ASPLUND – JENNI OKSANEN, Functional Flexibility Strategies: Evidence from companies in five small European economies. 05.11.2003. 54 p.
- No 876 OLAVI RANTALA, Yritysten T&K-panostusten määräytyminen ja julkisen T&K-rahoituksen vaikutus toimialatasolla. 07.11.2003. 15 s.
- No 877 RAINE HERMANS – ISMO LINNOSMAA, Price Markups and R&D Inputs: the Pharmaceutical Industry in Finland and the USA. 12.11.2003. 18 p.
- No 878 EDVARD JOHANSSON, A Note on the Impact of Hours Worked on Mortality in the OECD. 11.11.2003. 11 p.
- No 879 RITVA HIRVONEN – PEKKA SULAMAA – EERO TAMMINEN, Kilpailu sähkömarkkinoilla – Sähkömarkkinoiden keskeiset piirteet ja toiminta. 18.11.2003. 32 s.

Elinkeinoelämän Tutkimuslaitoksen julkaisemat "Keskusteluaiheet" ovat raportteja alustavista tutkimustuloksista ja väliraportteja tekeillä olevista tutkimuksista. Tässä sarjassa julkaistuja monisteita on mahdollista ostaa Taloustieto Oy:stä kopiointi- ja toimituskuluja vastaavaan hintaan.

Papers in this series are reports on preliminary research results and on studies in progress. They are sold by Taloustieto Oy for a nominal fee covering copying and postage costs.