



TEKNILLINEN KORKEAKOULU

Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta

Mikko Holmgren

Tuulivoiman tarvitsemat säätöresurssit ja niiden tekniset toteuttamismahdollisuudet Suomessa

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 15.10.2008.

Työn valvoja Professori Liisa Haarla

Työn ohjaaja DI Jussi Matilainen

Tekijä:	Mikko Holmgren	
Työn nimi:	Tuulivoiman tarvitsemat säätöresurssit ja niiden tekniset toteuttamismahdollisuudet Suomessa	
Päivämäärä:	15. lokakuuta 2008	Sivumäärä: 78
Laitos:	Sähkötekniikan laitos	
Professori:	S-18 Siirtotekniikka, suurjännitetekniikka ja sähköjärjestelmät	
Valvoja:	Professori Liisa Haarla	
Ohjaaja:	DI Jussi Matilainen	
<p>Tässä työssä tarkastellaan tuulivoiman tarvitsemia tehonsäätöresursseja sekä tuulivoiman tuotantomuutoksia eri aikatasoissa. Työssä esitellään erilaisten tuotanto- ja kuormaresurssien teknisiä säätöominaisuuksia, ja niiden perusteella arvioidaan Suomen säätöresurssien määrää. Lisäksi analysoidaan Suomen säätösähkömarkkinoita.</p> <p>Vesivoiman ja kaasuturbiinien tehonsäätönopeudet ovat vähintään 40 % laitoksen nimellistehosta minuutissa. Hiili- ja turvelauhteella päästään polttoainetehoa säättämällä 5 ja 3 % tehonsäätönopeuksiin minuutissa edellä mainitussa järjestyksessä. Yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotannon (CHP) tehonsäätöominaisuuksista ei voida sanoa mitään yleispätevää arvoa. Ydinvoiman painevesireaktoreilla pystytään 1-3 % tai jopa 5-10 % tehonsäätönopeuksiin minuutissa. Näiden lukujen ja Suomen voimalaitoskapasiteetin perusteella Suomen teoreettisen säätökapasiteetin arvioidaan olevan 2100–2200 MW.</p> <p>Vuosien 2005–2007 aikana Suomen noin 100 MW:n tuulivoimakapasiteetin mitatut tunnin keskiarvotehojen vaihtelut kahden peräkkäisen tunnin välillä ovat suurimmillaan olleet 16 % asennetusta kapasiteetista. Vaihteluiden keskihajonta on vastaavasti ollut 2,7 %. Työssä käytetyn laajamittaisen tuulivoimaskenaarion (2000 MW) suurin tuotantovaihtelu on vastaavasti noin 20 % ja keskihajonta 3,4 %.</p> <p>Työssä tutkitaan Suomen säätösähkömarkkinoiden säätötarjousten ja aktivoitujen säädön ajallista vaihtelua. Lisäksi tarkastelun kohteena on Suomen säätösähkömarkkinoiden hinnan ajallinen vaihtelu. Viime vuosien aikana säätösähkön hinnassa esiintyvien hintapiikkien määrä on lisääntynyt. Tämä kertoo osaltaan säätösähkön käytön kasvusta tai vastaavasti säätötarjouksien vähentymisestä.</p> <p>Tuulivoiman lisääntymisellä järjestelmässä ei todennäköisesti ole vaikutusta häiriöreservien määrään, mikäli kapasiteetti (2000 MW) on maantieteellisesti hajautunut. Vaikutuksista taajuusohjatun käyttöreservin määrään ei voida nykyisten mittaustietojen valossa vielä antaa tarkkoja vastauksia. Järjestelmän hitaan reservin toimintakunnosta ja säilymisestä verkossa tulee huolehtia. Suomen säätösähkömarkkinoiden riittävyyteen tuulivoiman tuotantomuutoksilla on selvä vaikutus. Energiavarmojen lauhde- ja CHP-tuotannon hyödyntämismahdollisuuksia säätöresursseina tulisikin kehittää vesivoiman energiariippuvuuden takia.</p>		
Avainsanat:	Reservi, tuulivoima, tehovaihtelu, tehonsäätö	

Author:	Mikko Holmgren	
Name of the Thesis:	Power regulation resources required by wind power in Finland and regulation characteristics of power plants	
Date:	15 October 2008	Number of pages: 78
Faculty:	Electronics, Communications and Automation	
Professorship:	S-18 Transmission, High Voltage Engineering and Power Systems	
Supervisor:	Professor Liisa Haarla	
Instructor:	Jussi Matilainen, MSc (Tech)	
<p>This paper presents different technical possibilities to balance the short term production and consumption of electricity in Finland. Based on different wind measurements in Finland, the amount of wind power variation is calculated for a scenario with 2000 MW wind power in Finland. Additionally, an estimate of the reserves needed for wind power and an analysis of the regulating power market in Finland is made.</p> <p>Hydro power can be regulated by at least 40 % of the capacity in one minute. Condensing power plants fuelled by coal (or peat) can be regulated by 5 % (or 3 %) of their capacity in one minute. The power regulation characteristics in Combined Heat and Power plants (CHP) vary from one plant to another. Therefore no general figures can be given. The one minute power regulation for pressurized water nuclear reactors can be from 1 to 3 % of the capacity. Based on these figures and on the electricity production capacity there is 2100-2200 MW of power reserve capacity in Finland.</p> <p>In this work hourly power variations in wind power production were calculated. The maximum variation from hour to hour is 16 % and the corresponding standard deviation is 2.7 % of the installed capacity. Based on these measurements a scenario with 2000 MW wind power in Finland was made. In this scenario the maximum hourly production variation would be 20 % and the standard deviation 3.4 %.</p> <p>This study also examines the changes in Finland's regulating power market in aggregated regulation bids, volume of regulating power and regulating power price. Both regulation bids and volume of regulating power vary in time. In recent years there have been an increased number of peaks in the regulating power price.</p> <p>If the wind power capacity (2000 MW) is geographically distributed it is unlikely to have an impact on the needs of the disturbance reserves. The influence on the needs of the frequency controlled normal operation reserve can not be specified with the current wind power measurements. Sufficient slow reserve capacity and working order must be ensured. The current capacity available to the Finnish regulating power market can be insufficient at times when changes in the power production increase.</p>		
Keywords:	Reserve, wind power, power variation, power regulation	

Alkulause

Diplomityö on tehty opinnäytteeksi Teknillisen Korkeakoulun Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunnalle Sähkötekniikan laitoksen siirtotekniikan tutkimusryhmässä. Diplomityö on osa TEKES rahoitettua ja VTT:n koordinoimaa WINTEG2 tutkimusprojektia tuulivoiman järjestelmävaikutuksien arvioinnista.

Haluan kiittää työni valvojaa professori Liisa Haarlaa mielenkiintoisen diplomityöaiheen järjestämisestä sekä koko työn aikaisesta tuesta ja hyvästä opastuksesta. Suuren kiitoksen ansaitsee myös työni ohjaaja Jussi Matilainen, jonka asiantuntevat neuvot ja ohjaus olivat työn tekemisen kannalta ensiarvoisen tärkeitä. Lisäksi haluan kiittää muita ohjausryhmäni jäseniä Hannele Holttista, Bettina Lemströmiä ja Jarno Sederlundia hyvistä neuvoista ja mielenkiinnosta työtäni kohtaan. Kiitokseni haluan ilmaista myös perheelleni ja ystäväilleni koko opiskeluajan jatkuneesta tuesta.

Espoossa 15. lokakuuta 2008.

Mikko Holmgren

1.	JOHDANTO.....	1
2.	SÄHKÖ SUOMESSA.....	3
2.1.	SÄHKÖN KULUTUS JA TUOTANTO.....	3
2.2.	SÄHKÖN TUOTANTOLAITOKSET SUOMESSA	4
3.	OLOSUHTEIDEN VAIKUTUS TUULIVOIMATUOTANTOON.....	7
3.1.	TUULIOLOSUHTEIDEN VAIKUTUS SIOJITUSPAIKKAAN	7
3.2.	TUOTANNON HAJAUTTAMINEN	8
4.	SÄHKÖVERKKO JA SIIRTOKAPASITEETTI.....	9
4.1.	YHTEISPOHJOISMAINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ.....	9
4.2.	KÄYTTÖVARMUUS	9
4.3.	TASEHALLINTA	11
5.	RESERVIT JA SÄÄTÖSÄHKÖ.....	13
5.1.	TUOTANTO- JA KUORMARESERVIT	13
5.2.	RESERVIEIN AKTIVOITUMINEN.....	13
5.3.	TAAJUUSOHJATTU KÄYTTÖRESERVI	14
5.4.	TAAJUUSOHJATTU HÄIRIÖRESERVI	16
5.5.	NOPEA HÄIRIÖRESERVI	18
5.6.	HIDAS RESERVI.....	19
5.7.	SÄÄTÖSÄHKÖ.....	20
6.	SÄÄTÖRESURSSIEIN TEKNIESET SÄÄTÖMAHDOLLISUUDET.....	22
6.1.	VESIVOIMA.....	22
6.2.	KAASUTURBIINI.....	24
6.3.	LÄMMÖN JA SÄHKÖN YHTEISTUOTANTO.....	25
6.4.	LAUHDEVOIMA	29
6.5.	YDINVOIMA	29
6.6.	TUULIVOIMA.....	31
6.7.	DIESELGENERAAATTORIT.....	34
6.8.	IRTIKYTKETTÄVÄT KUORMAT.....	34
6.9.	TASASÄHKÖYHTEYDET VENÄJÄLLE JA VIROON	36
7.	TUULIVOIMAN TUOTANTOVAIHTELUIDEN TARKASTELU ERI AIKATASOISSA ..	37
7.1.	TARKASTELUISSA KÄYTETTÄVÄT MENETELMÄT	37
7.2.	SUOMEN TUULIVOIMATUOTANNON TODELLIESET JA SKAALATUT TUNTIVAIHTELUT	39
7.3.	TODELLIESEN JA SKAALATUN TUNTIVAIHTELUN VERTAILU.....	47
7.4.	SUOMEN TUULIVOIMATUOTANNON TUNNIN SISÄIESET VAIHTELUT.....	48

7.5.	TUULIVOIMATUOTANNON SEKUNTITASON VAIHTELUT	49
7.6.	TUULIVOIMATUOTANNON ÄÄRIVAIHTELUITA POHJOIS-EUROOPASSA JA POHJOISMAISSA	50
8.	SUOMEN SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINOIDEN TARKASTELU	52
8.1.	SÄÄTÖSÄHKÖTARJOUKSIEN MÄÄRÄN AJALLINEN VAIHTELU	52
8.2.	AKTIVOIDUN SÄÄDÖN AJALLINEN VAIHTELU	54
8.3.	SÄÄTÖSÄHKÖN HINNAN AJALLINEN VAIHTELU	56
9.	SUOMEN SÄÄTÖRESURSSIEN ARVIOIMINEN.....	60
9.1.	SÄÄTÖRESURSSIEN TEHONSÄÄTÖNOPEUDET	60
9.2.	ARVIO SÄÄTÖRESURSSEISTA.....	63
10.	RESERVIEEN JA SÄÄTÖSÄHKÖN RIITTÄVYYDEN TARKASTELU.....	67
10.1.	RIITTÄVYYS TEHON JA ENERGIAN NÄKÖKULMASTA	67
10.2.	TAAJUUSOHJATTU KÄYTTÖRESERVI	67
10.3.	TAAJUUSOHJATTU JA NOPEA HÄIRIÖRESERVI.....	68
10.4.	HIDAS RESERVI.....	68
10.5.	SÄÄTÖSÄHKÖN TARVE JA RIITTÄVYYS.....	69
11.	POHDINTA JA JOHTOPÄÄTÖKSET.....	73
	LÄHDELUETTELO.....	75

Käytetyt lyhenteet ja merkinnät

P_i	tuotantoteho aikasarjoissa
p_i	tuotantoteho prosentteina asennetusta kapasiteetista
P_{tuuli}	tuulen tehotiheys
P_{TOT}	asennettu kapasiteetti
P_s	sähköteho
r	rakennusaste
v	tuulen nopeus
\bar{x}	keskiarvo
ρ	ilman tiheys
σ	keskihajonta
Φ_{kl}	lämpöteho
CHP	Combined Heat and Power, yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto
Capacity credit	Huippukulutuksen aikainen tietyllä todennäköisyydellä saatavissa oleva tuulivoimatuotanto

1. Johdanto

Lisääntyvän tuulivoimakapasiteetin myötä sähköjärjestelmän tuotantovaihtelut yleistyvät. Tuulivoiman tuotantovaihteluiden vaikutuksia voidaan tarkastella eri näkökulmista ja erilaisin menetelmin. Laajamittaisen tuulivoimatuotannon vaikutuksia pohjoismaiseen sähköjärjestelmään on tutkittu Hannele Holttisen väitöstyössä (Holtinen 2004) sekä voimajärjestelmän käytön että sähkömarkkinoiden kannalta. Eri maiden kokemuksia ja tutkimuksia laajamittaisen tuulivoiman vaikutuksista on kerätty yhteen VTT:n julkaisemassa State-of-the-art-raportissa (Holtinen et al. 2007). Raportissa esitetään muun muassa sähköverkon tehotasapainon ylläpitoon, tehon riittävyyteen sekä verkon vahvistamiseen liittyviä kokemuksia ja tutkimuksia.

Tuulivoiman tuotantovaihteluiden sähköverkon järjestelmävaikutuksia arvioitaessa tulisi verkon siirtokapasiteetti ottaa laskelmissa myös huomioon. Verkon siirtokapasiteetti kertoo, kuinka paljon kantaverkossa voidaan luotettavasti siirtää tehoa. Siirtokapasiteetin riittävyyden huomioiminen vaatii yksityiskohtaista verkon mallintamista, minkä takia siirtokapasiteettia ei tämän työn puitteissa käsitellä.

Tämän työn tarkoituksena on tutkia laajamittaisen tuulivoimatuotannon vaihteluita sähköjärjestelmän säätöresurssien kannalta. Selvityksen keskeisenä kohteena ovat eri voimalaitosten tekniset mahdollisuudet tehonsäätöön osallistumisesta. Lisäksi työssä tarkastellaan Suomen säätösähkömarkkinoita tarjousten, aktivoitun säädön sekä säätösähkön hinnan perusteella. Edellä mainittujen tarkastelujen perusteella työssä arvioidaan tekniseltä kannalta Suomen säätöresurssien kapasiteettia sekä reservien ja säätösähkön riittävyyttä laajamittaisen tuulivoiman tapauksessa.

Luvussa 2 käsitellään Suomen sähkön tuotantoa ja kulutusta. Luvussa käydään läpi tuotannon ja kulutuksen vaihtelua sekä eri tuotantolaitosten osuuksia Suomen sähkön tuotannosta. Luvun 3 tarkoituksena on tarkastella olosuhteiden vaikutusta tuulivoimatuotantoon sekä sijoituspaikan että tuotannon hajauttamisen kannalta. Luvussa 4 käsitellään sähköverkon siirtokapasiteettia ja käyttövarmuutta. Sähkönsiirrossa käytettävä toiminta-alue sekä taajuuden ylläpito ovat luvun keskeisiä asioita. Luvussa 5 keskitytään reserveihin ja säätösähköön. Suomessa käytettävät eri reservit sekä niiden määrät ja tekniset vaatimukset käsitellään luvussa. Lisäksi tutustutaan säätösähkömarkkinoiden toimintaperiaatteeseen.

Luku 6 esittelee eri säätöresurssien teknisiä säätömahdollisuuksia. Luvussa keskitytään ainoastaan teknisiin säätömahdollisuuksiin jättäen taloudelliset seikat huomioimatta. Luvussa 7 tarkastellaan tuulivoiman tuotantovaihteluita eri aikatasoissa. Tuulituotannon vaihteluita on arvioitu sekä tilastollisin menetelmin että suurimpien tuotantomuutosten avulla. Luku 8 tarkastelee Suomen säätösähkömarkkinoita säätötarjousten ja aktivoidun säädön ajallisen vaihtelun perusteella. Lisäksi tarkastelun kohteena on Suomen säätösähkön hinnan ajallinen vaihtelu.

Luvussa 9 esitetään arvio Suomen säätöresursseista perustuen voimalaitosten säätöominaisuuksiin ja kapasiteetteihin. Lisäksi luvussa mainitaan eri vuodenaikoina säätöresursseihin vaikuttavia tekijöitä. Luvussa 10 arvioidaan reservien ja säätösähkömarkkinoiden riittävyttä tuulivoimatuotannon lisääntyessä. Työn pohdinnat ja johtopäätökset esitellään luvussa 11.

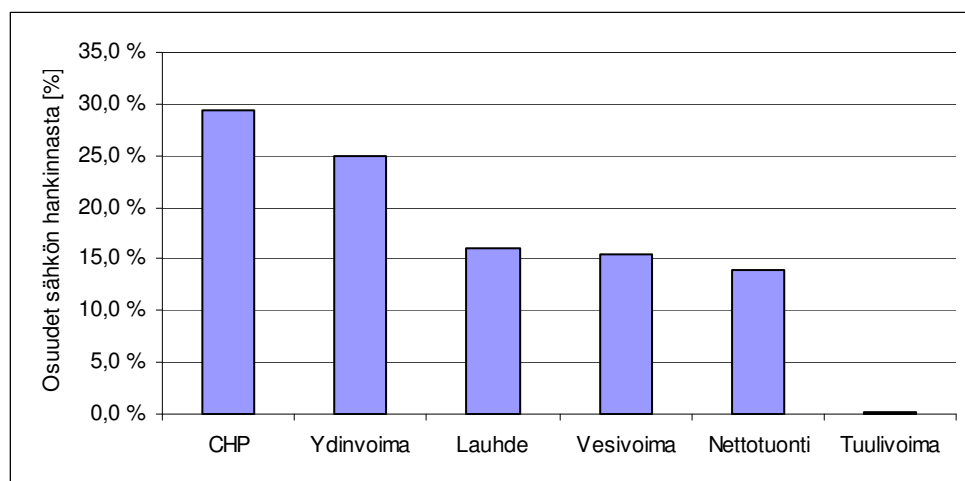
2. Sähkö Suomessa

2.1. Sähkön kulutus ja tuotanto

2.1.1. Sähkön hankinta

Suomen sähkön kulutus oli 90,3 TWh vuonna 2007. Edellisvuoteen verrattuna kasvua tapahtui 0,3 %. Kasvua hillitsi lämmitystarpeen vähentyminen lämpimän talven takia. Vuoden 2007 oma tuotanto Suomessa oli 77,7 TWh. Sähkön tuonti oli vastaavasti 12,6 TWh. (Energiateollisuus 2008a)

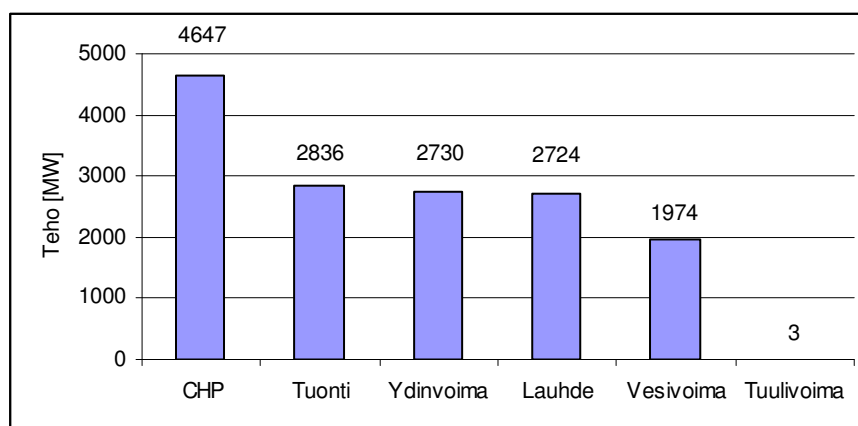
Merkittävimmät sähkön tuotantomuodot ovat Suomessa lämmön ja sähkön yhteistuotanto (CHP) ja ydinvoima. Vuonna 2007 niiden osuudet olivat 29,4 % ja 24,9 % sähkön hankinnasta edellä mainitussa järjestyksessä. Myös lauhdeella (16,1 %) ja vesivoimalla (15,5 %) on merkittävä rooli sähkön hankinnassa. Vastaavasti tuonnin osuus hankinnasta oli 13,9 % ja tuulivoiman 0,2 %. Kuvassa 2.1 esitetään tuotantomuotojen ja sähkön nettotuonnin osuudet Suomen sähkön hankinnasta vuodelta 2007. (Energiateollisuus 2008a)



Kuva 2.1 Suomen sähkön hankinnan osuudet tuotantomuodoittain sekä ulkomaan tuonti vuonna 2007.

2.1.2. Sähkön hankinta huippukulutuksen aikana

Vuonna 2007 mitattiin uusi huippukulutusennätys 14914 MW. Tällöin Suomen oma sähkön tuotanto oli 12078 MW ja tuontiteho 2836 MW. Kuvassa 2.2 on esitetty tarkemmin huippukulutusennätyksen aikainen tuotantorakenne. (Energiateollisuus 2008a)



Kuva 2.2 Vuoden 2007 huippukulutusennätyksen aikaisen verkossa olevien tuotantolaitosten kapasiteetit sekä ulkomaan tuontiteho.

2.2. Sähkön tuotantolaitokset Suomessa

2.2.1. Lämmön ja sähkön yhteistuotanto

Kaukolämpöön liittyvien lämmitysvoimalaitosten sähköntuotantoteho oli 4139 MW vuonna 2007. Kaukolämmön tuotantoon liittyvä sähkön tuotanto oli vastaavasti 14,4 TWh. Teollisuuden yhteistuotannolla tuotettiin sähköä 12,3 TWh vuonna 2007. (Energiateollisuus 2008a; Energiateollisuus 2008b)

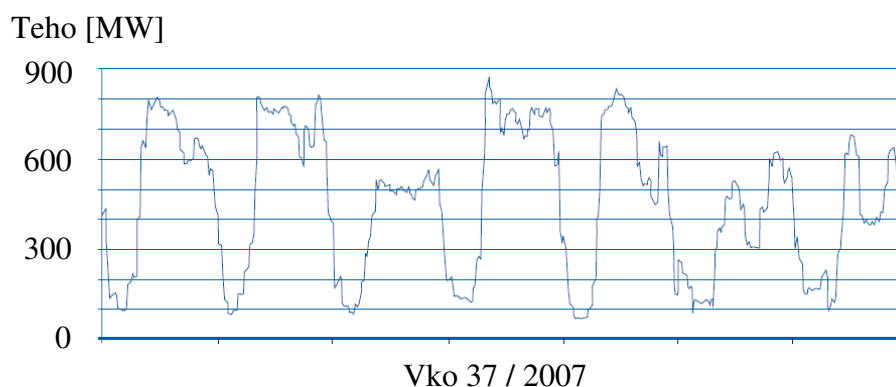
Suomen yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotannon sähköntuotantokapasiteetista suurin osa (2830 MW) perustuu vastapaineteknologiaan. Merkittävät osuudet ovat myös kaasukombi- ja väliottolaitoksilla. Kaiken kaikkiaan sähköntuotantotehoa lämmön ja sähkön yhteistuotannossa on hieman yli 5800 MW. (Vehviläinen et al. 2007)

Energiamarkkinaviraston tietojen perusteella vuoden 2007 lopussa väliottoturbiinikapasiteettia oli käytössä noin 1800 MW. Tästä valtaosa noin 80–90 % on CHP-tuotannossa. (Vapaalahti 2008)

2.2.2. Vesivoima

Suomen vesivoimakapasiteetti on noin 3000 MW, joka muodostuu yli 200 vesivoimalaitoksesta. Vesivoima voidaan jakaa nimellistehonsa perusteella suur- (yli 10 MW) ja pienvesivoimaan (1–10 MW). Suomen suurin vesivoimalaitos on Imatran voimalaitos 178 MW tehollaan. Vesivoiman tuottamalle vuosienergialle on tyypillistä suuret vaihtelut sateisen tai kuivan vesivuoden mukaan. (Energiateollisuus. 2008c)

Vesivoima on säädettävyydeltään erittäin hyvä tuotantomuoto. Vesivoimalaitoksen täyteen tehoon saamiseen kuluu aikaa yleisesti ottaen noin muutama minuutti. Kuvassa 2.3 onkin esitetty esimerkinomaisesti Kemijoki Oy tuotannon vaihtelu viikolla 37 vuonna 2007.



Kuva 2.3 Kemijoki Oy tuotannon vaihtelu viikolla 37 vuonna 2007 (Kemijoki Oy. 2007).

2.2.3. Ydinvoima

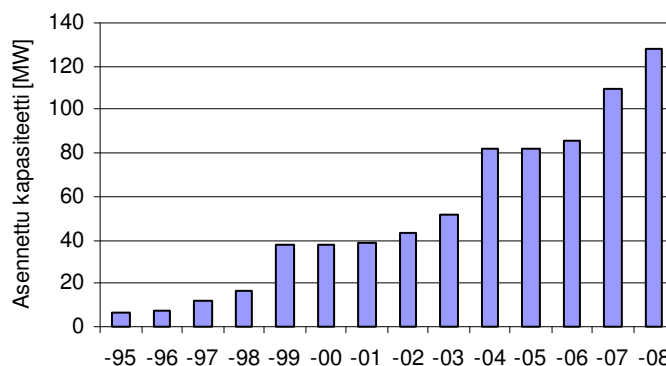
Suomen sähköntuotannossa on käytössä neljä ydinvoimalaitosyksikköä, joista kaksi sijaitsee Loviisassa ja kaksi Olkiluodossa. Loviisan yksiköt ovat painevesireaktoreita ja nettosähköteholtaan molemmat ovat 490 MW suuruisia. Olkiluodon yksiköt ovat vastaavasti kiehutusvesireaktoreita, joiden nettosähköteho on 840 MW yksikköä kohden. Olkiluotoon valmistuva Suomen viides ydinvoimalaitos on tyypiltään painevesireaktori. Nettosähköteholtaan Olkiluoto 3 on noin 1600 MW. (STUK 2008)

2.2.4. Lauhde

Lauhdevoimalaitosten käyttöaste vaihtelee vuosittain sekä vuoden aikana merkittävästi. Vähäsateisten vuosien aikana lauhdevoiman käyttö lisääntyy vesivoimatuotannon vähentyessä. Vastaavasti hyvinä vesivuosina lauhteen käyttötarve vähenee. Lauhteen käyttö kesäaikaan on erittäin vähäistä johtuen vähäisestä lämmitystarpeesta. Talviaikaan lämmitystarve on vastaavasti suuri ja lauhde on tällöin merkittävä sähköntuotantomuoto.

2.2.5. Tuulivoima

Suomessa uutta tuulivoimakapasiteettia otettiin vuonna 2007 käyttöön 24 MW, mikä merkitsi Suomen yhteenlasketun tuulivoimakapasiteetin nousemista 110 MW:iin. Alkuvuoden 2008 aikana on otettu käyttöön uutta tuulivoimakapasiteettia 18 MW. Tämä merkitsi kapasiteetin nousua 128 MW:iin vuoden 2008 puoliväliin mennessä. Kuvassa 2.4 on esitetty Suomen tuulivoimakapasiteetti vuosilta 1995–2008. Vuoden 2008 asennetuksi kapasiteetiksi on ilmoitettu tilanne 27. kesäkuuta 2008. (VTT 2008a)



Kuva 2.4 Suomen tuulivoimakapasiteetin kehittyminen vuosien 1995–2008 välisenä aikana. Vuoden 2008 kapasiteetti on tilanne 27. kesäkuuta. (VTT 2008a)

Vuonna 2007 tuulivoima tuotti noin 0,2 % Suomen sähkön kokonaiskulutuksesta eli yhteensä 190 GWh. Suomen tuulivoimatuotanto on sijoittunut lähes kokonaan läntisille rannikkoalueille muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta. (VTT 2008a)

3. Olosuhteiden vaikutus tuulivoimatuotantoon

Tuulivoimatuotannon kannalta on merkittävää voimaloiden sijoittaminen olosuhteiden kannalta mahdollisimman hyvälle paikalle. Jo pienetkin muutokset tuulennopeuksissa merkitsevät huomattavia muutoksia voimalan tuotannossa. Tuulituotannon hajauttamisella on suuri vaikutus tuulituotannon tehon vaihteluihin.

3.1. Tuuliolosuhteiden vaikutus sijoituspaikkaan

Tuulivoiman sijoittamista suunniteltaessa yksi tärkeimmistä huomioon otettavista seikoista on alueen tuuliolosuhteet. Tuuliolosuhteet vaikuttavat suoraan tuulivoimalan tehoon ja huipunkäyttöaikaan.

3.1.1. Tehotiheys

Tuulen sisältämä tehotiheys (P_{tuuli}) on suoraan verrannollinen tuulen nopeuden (v) kolmanteen potenssiin ja ilman tiheyteen (ρ) (Lund 2007). Tuulen tehotiheys on

$$P_{tuuli} = \frac{1}{2} \rho v^3. \quad (3.1)$$

Tuulen nopeuden kasvaessa 10 % suurenee tuulen sisältämä tehotiheys noin 33 %. Vastaavasti 10 % tuulen nopeuden heikkeneminen tarkoittaa noin 27 % pienempää tuulen tehotiheyttä.

3.1.2. Huipunkäyttöaika

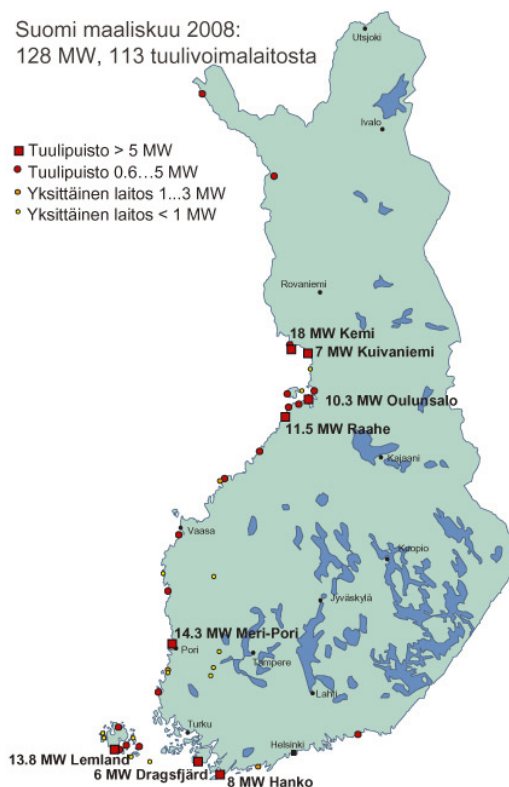
Paikan valinnalla on suuri merkitys voimaloiden huipunkäyttöaikaan, joka voidaan laskea jakamalla voimalan vuosituotanto voimalan nimellisteholla. Huipunkäyttöaika kertoo, kuinka monta maksimitehotuntia voimalan vaihteleva tehontuotanto on vastannut vuoden aikana. Huipunkäyttöaika kertoo sijoituspaikan olosuhteista lähinnä tuuliolosuhteiden keskimääräisestä tuulisuudesta eikä niinkään tuulen nopeuksien vaihtelusta.

Tyypillisesti parhaimpia sijoituspaikkoja tuuliolosuhteiden perusteella ovat avoimet meri- ja rannikkoalueet. Suomessa myös Lapin tunturit tarjoavat tuulisuuden kannalta hyvät olosuhteet.

3.2. Tuotannon hajauttaminen

Sähköjärjestelmän kannalta tuulivoimatuotannon hajauttaminen on ensiarvoisen tärkeää. Hajauttamalla tuotanto maantieteellisesti laajalle alueelle kompensoivat yksittäisten voimaloiden lyhyen ajan tehonvaihtelut toinen toisiaan. Tällöin laajamittaisen tuulituotannon vaihtelu ei ole yhtä riippuvainen hetkellisistä tuuliolosuhteiden muutoksista.

Suomen nykyinen tuulivoimatuotanto on keskittynyt läntisille rannikkoalueille, jonne on suunnitteilla myös lukuisia uusia hankkeita. Pohjois-etelä-suunnassa laitokset ovat levittäytyneet yli 800 kilometrin matkalle. Länsi-itä-suunnassa laitokset ovat levittäytyneet etelärannikolla (Kotkasta Ahvenanmaan Eckeröhön) noin 400 kilometrin ja länsirannikolla (Porista Ouluun) noin 200 kilometrin matkalle. Kuvassa 3.1 on esitetty Suomen tuulivoimalaitokset maaliskuussa 2008.



Kuva 3.1 Suomen tuulivoimalaitokset maaliskuussa 2008 (VTT 2008b).

4. Sähköverkko ja siirtokapasiteetti

4.1. Yhteispohjoismainen sähköjärjestelmä

Suomen sähköjärjestelmä toimii osana yhteispohjoismaista Nordel-sähköjärjestelmää. Järjestelmään kuuluvat Suomen lisäksi Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. Edellä mainittujen maiden ja Islannin kantaverkkoyhtiöt muodostavat yhdessä yhteistyöorganisaation nimeltään Nordel. Suomen kantaverkon käyttövarmuudesta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj.

4.2. Käyttövarmuus

Kantaverkon käyttövarmalla käytöllä tarkoitetaan verkon mitoituksen ja käytön suunnittelua tavalla, jolla minimoidaan häiriöiden aiheuttamat vaikutukset ja varaudutaan palauttamaan verkko normaalitilaan viidentoista minuutin aikana.

Kantaverkon tärkein mitoitusperiaate käyttövarmuuden kannalta on verkon kyky kestää (N-1)-vika. (N-1)-vialla tarkoitetaan verkon kykyä kestää mikä tahansa verkon yksittäinen vika ja komponentin irtoaminen vika-alueen laajentumatta tai aiheuttamatta koko siirtoverkon menetystä. Vian jälkeen verkon jännitteet ja taajuus ovat hyväksyttävällä tasolla ja verkko on lähes ehjä.

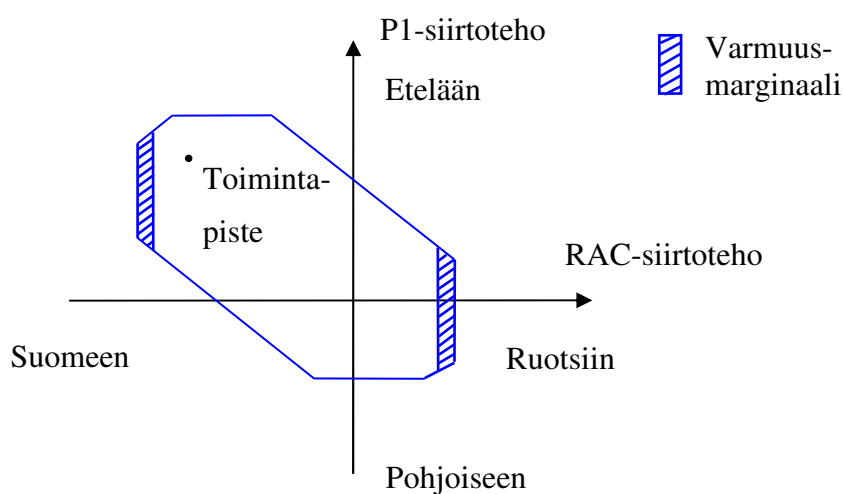
Käyttövarmuus vaihtelee mitoittavan vian mukaan eli käyttövarmuus ei välttämättä ole vakio kaikissa käyttötilanteissa. Nordel-säännön mukaan järjestelmä tulee palauttaa normaaliin käyttötilaan 15 minuutin kuluessa viasta. Verkon tulee siis kestää uusi mitoittava vika 15 minuutin kuluttua viasta. (Nordel 2008)

4.2.1. Toiminta-alue

Siirtoverkon sallittu toiminta-alue määritellään eri tehojakotilanteissa (N-1)-käyttövarmuuskriteerin avulla. Toiminta-alueen rajojen määräytymiseen vaikuttavat verkon termiset siirtorajat, jännitestabiilius sekä vaimentumattomat tehoheilahtelut. Sallitun toiminta-alueen rajat vaihtelevat aina käyttötilanteen mukaan. Vallitseva siirtotilanne RAC- ja P1-leikkauksien läpi määrittelee koordinaatistoon toimintapisteen, jonka täytyy olla joka hetki toiminta-alueen sisäpuolella. Mikäli toimintapiste on toiminta-alueen ulkopuolella, käyttövarmuus ei ole vaaditulla tasolla. Tällöin

toimintapiste on saatava toiminta-alueen sisäpuolelle 15 minuutin kuluessa tietyn käyttövarmuuden ylläpitämiseksi. Toiminta-alueen ulkopuolella ei (N-1)-kriteeri toteudu eli riski, että järjestelmä ei kestä mitoittavaa vikaa kasvaa huomattavasti. (Piipponen 2008)

Suomen sähkösiirrossa merkittävimmät leikkaukset ovat Suomen ja Ruotsin väliset vaihtovirtayhteydet (RAC-siirtoteho) sekä Suomen sisäinen pohjois-etelä-suuntainen siirtoyhteys (P1-siirtoteho). Näiden kahden siirtoleikkauksen avulla voidaan havainnollistaa siirtokapasiteetille toiminta-alue, josta on esitetty esimerkki kuvassa 4.1.



Kuva 4.1 Ruotsin ja Suomen välisen vaihtovirtayhteyksien (RAC) sekä P1-leikkauksen määrittämä toiminta-alue sallituille tehonsiirroille. Esitetyn toiminta-alueen x-akselin positiivinen puoli tarkoittaa siirtoa Suomesta Ruotsiin ja negatiivinen osa siirtoa Ruotsista Suomeen päin. Vastaavasti y-akselin positiivinen osa kuvaa siirtoa pohjoisesta etelään ja negatiivinen puoli siirtoa etelästä pohjoiseen P1-leikkauksen läpi. Kaupallinen siirtokapasiteetti Suomen ja Ruotsin välisillä siirtoyhteyksillä on varmuusmarginaalin (100 MW) verran pienempi kuin toiminta-alueen määrittämät rajat.

Ruotsin ja Suomen välisessä siirtokapasiteetissa oleva 100 MW varmuusmarginaalin ei voida ajatella tuovan ylimääräistä säätöresurssia järjestelmään. Mikäli Ruotsista Suomeen oleva tuonti on ylittänyt kaupallisen siirtokapasiteetin ja toimintapiste on varmuusmarginaalialueella, joudutaan Suomessa aktivoimaan manuaalisesti reservejä. Toimintapisteen sijainti varmuusmarginaalialueella ei ole hyväksyttävä verkon käyttötapa. Varmuusmarginaali teknisen ja kaupallisen kapasiteetin välillä käytetään

tasehallintaan eli taajuusohjattujen reservien siirtoon. Näin varmistetaan taajuusohjatun reservitehon siirtyminen osajärjestelmästä toiseen, vaikka kaupallinen siirtokapasiteetti olisikin jo kokonaan käytössä.

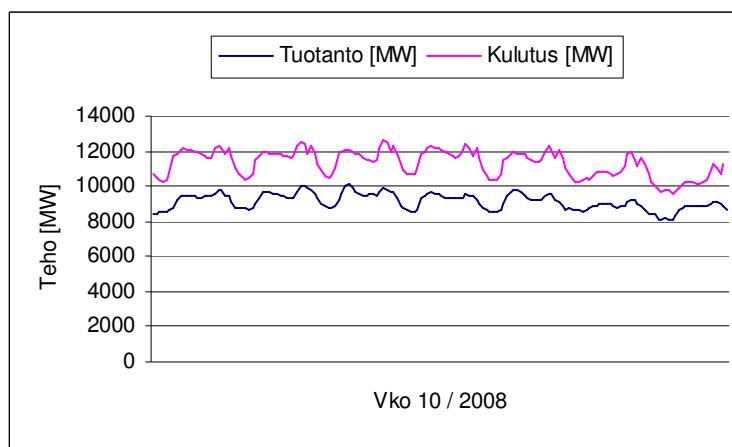
4.3. Tasehallinta

Tasehallinnalla tarkoitetaan tuotannon ja kulutuksen välisen tehotasapainon jatkuvaa ylläpitoa. Tasehallintaan kuuluu sekä normaali- että häiriötilanteiden hallinta. Toinen tasehallinnan tehtävä on ylläpitää aikapoikkeama vaihtelualueella ± 30 sekuntia. Aikapoikkeamalla tarkoitetaan sähköverkon taajuudella käyvän kellon ja siitä riippumattoman kellon välistä aikaeroa. (Lundberg 2002)

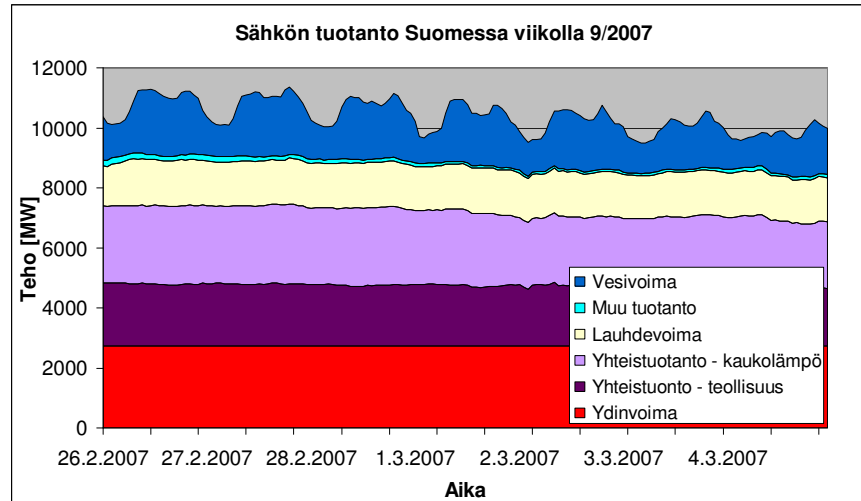
4.3.1. Kulutuksen ja tuotannon vaihtelun ennustaminen

Kantaverkkoyhtiö laatii tulevan vuorokauden kulutusennusteen toteutuneen kulutuksen sekä lämpötilaennusteen pohjalta. Vastaavasti tasevastaavat toimittavat tuntikohtaiset tuotantosuunnitelmansa kantaverkkoyhtiölle etukäteen. Mahdolliset ongelmat tehon riittävydessä tai siirtokapasiteetissa voidaan näin ollen havaita ennakkoon tuotantosuunnitelmien ja kulutusennusteen perusteella. (Lundberg 2002)

Kuvassa 4.2 on esitetty sekä tuotannon että kulutuksen vaihtelu viikolta kymmenen vuonna 2008. Kulutuksen ja tuotannon välinen ero katetaan ulkomaan tuonnilla tai viennillä Venäjältä, Virosta, Ruotsista ja Norjasta. Kuvassa 4.3 on esitetty sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolta yhdeksän vuonna 2007.



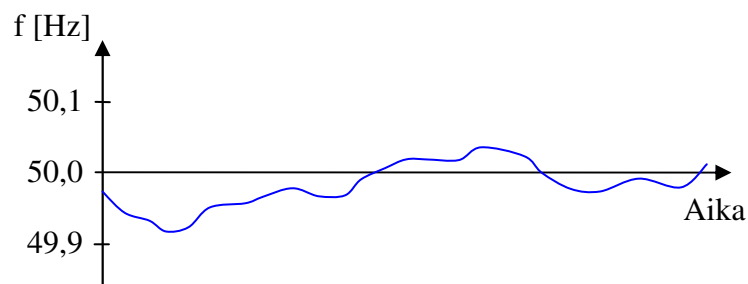
Kuva 4.2 Esimerkki tuotannon ja kulutuksen vaihtelusta viikolta kymmenen vuonna 2008. Kulutuksen ja tuotannon välinen osuus kertoo tuontisähkön osuuden kulutuksesta.



Kuva 4.3 Esimerkki sähkön tuotannosta tuotantomuodoittain sekä tuotannon vaihtelusta viikolta yhdeksän vuonna 2007. Huomionarvoista on lähes yksinomaan vesivoiman tekemä tehonsäätö tuotantomuodoista.

4.3.2. Taajuuden ylläpito

Taajuuden vaihtelu kertoo kulutuksen ja tuotannon välisen erotuksen vaihtelusta. Verkon nimellistaajuutta (50 Hz) korkeammat taajuudet kertovat verkossa olevasta tuotannon ylijäämästä. Nimellistaajuutta pienemmät taajuudet ovat taas seurausta tuotannon alijäämästä. Pitkällä aikavälillä taajuuden tulee olla keskimäärin 50 Hz, jotta aikapoikkeama ei kasva itseisarvoltaan liian suureksi. Kuvassa 4.4 on esitetty taajuuden vaihtelua ajan funktiona taajuusohjatun käyttöreservin toiminta-alueella.



Kuva 4.4 Tuotannon ja kuorman välinen ero ilmenee taajuuden vaihteluna.

5. Reservit ja säätösähkö

Sähköjärjestelmässä tehotasapainon ylläpitoon tarvitaan reservejä. Tässä luvussa käydään läpi reserveille asetettuja teknisiä vaatimuksia sekä Nordelissa sovittuja reservien määriä. Lisäksi luvussa käsitellään tehotasapainon ylläpitoon käytettäviä säätösähkömarkkinoita.

5.1. Tuotanto- ja kuormareservit

Sähkön siirrossa käytettävä sähköjärjestelmä pyritään pitämään joka hetki tasapainossa tuotannon ja kulutuksen suhteen. Vaikka tuotanto ja kulutus ovat lähes yhtä suuria, niiden välillä on usein pieni ero. Tämä jatkuvasti vaihteleva ero tehotasapainossa ilmenee taajuuden muutoksina. Koska kulutus vaihtelee ajan mukaan eikä sen vaihtelevuus ole täysin ennustettavissa, tarvitaan sähköverkossa tuotanto- ja kuormareservejä tehotasapainon ylläpitoon. Sähköjärjestelmän käytössä on kahdenlaisia reservejä, käyttö- ja häiriöreservejä, jotka molemmat voidaan edelleen jakaa taajuusohjattuihin ja manuaalisesti käynnistettäviin reserveihin.

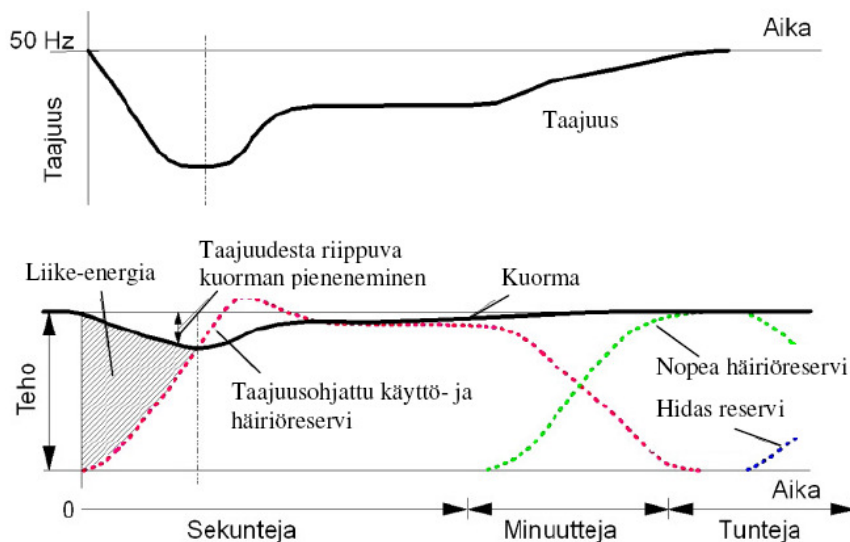
Reservit voidaan myös jaotella niiden käyttöönottoajan perusteella. Tällöin puhutaan primääri-, sekundaari- ja pitkän ajan reserveistä. Primäärireservit ovat nopeasti taajuudesta aktivoituvia reservejä. Sekundaarireserveihin voidaan lukea kuuluvaksi manuaalisesti käynnistettävät reservit kuten nopea häiriöreservi ja säätösähkömarkkinoilta aktivoitava säätö. Pitkän ajan reservit ovat vastaavasti hidasta reserviä.

Reservien ylläpitoon osallistuminen on sähkön tuottajille täysin vapaaehtoista toimintaa. Kantaverkkoyhtiö Fingrid on perustanut niin sanotun reservipankin, jonne säätökykyistä kapasiteettia omistavat sähkön tuottajat voivat ilmoittaa omat säätöresurssinsa. Resurssin haltijat ylläpitävät voimalaitoksiansa mitatut säätöominaisuudet Fingridin maksamaa korvausta vastaan sovitulla ehdoilla. (Sederlund 2008b)

5.2. Reservien aktivoituminen

Reservien aktivoitumisen ajallinen riippuvuus suuren generaattorin irrottua sähköverkosta on esitetty kuvassa 5.1. Kuvan tapauksessa taajuus alkaa laskea suuren tuotantoyksikön irrottua verkosta eli tällöin sähköverkossa on kulutusta enemmän kuin

tuotantoa. Näin ollen primäärireservit aktivoituvat automaattisesti. Primäärireservit korvataan myöhemmin käynnistämällä sekundaarireservejä, jotka lopulta korvataan pitkän ajan reservein. Näin voimajärjestelmä on palautettu jälleen normaalitilaan.



Kuva 5.1 Reservien aktivoituminen suuren tuotantoyksikön pudotessa sähköverkosta. (Hirvonen ja Matilainen 1997)

5.3. Taajuusohjattu käyttöreservi

Sähköverkon tehotasapainoa säädetään joka hetki taajuusohjatuin käyttöreservein. Taajuusohjatun käyttöreservin ylläpidosta huolehtii kantaverkkoyhtiö, joka on tehnyt asiaan kuuluvat sopimukset reservin haltijoiden kanssa. Taajuusohjattu käyttöreservi toimii primäärireservinä sekunti- ja minuuttitasolla ja sen aktivoituminen on sidottu sähköverkon taajuuden vaihteluun. Verkon taajuutta tarkkaillaan jatkuvasti, minkä mukaan reservitehoa säädetään automaattisesti.

5.3.1. Taajuusohjatun käyttöreservin määrä

Pohjoismaisessa yhteiskäyttöverkossa on vuonna 2008 taajuusohjattua käyttöreserviä yhteensä käytössä 600 MW, josta Suomen osuus on 143 MW. Taajuusohjatun käyttöreservin määrä jaetaan osajärjestelmien kesken edellisenä vuotena kulutettujen vuosien energioiden suhteessa. Osajärjestelmiä ovat Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. (Nordel 2008)

Suomen kantaverkkoyhtiö arvioi taajuusohjatun käyttöreservin ylläpitovelvoitteen nousevan Suomessa yhteensä 150–155 MW:iin vuoteen 2015 mennessä sähkön kulutuksen kasvun myötä. Sopimuskapasiteettia taajuusohjatusta käyttöreservistä on vuonna 2008 käytössä voimalaitostehona 144 MW. Tasavirtalinkeistä taajuusohjatuksi käyttöreserviksi on varattavissa enimmillään sopimuskapasiteettia 100 MW Viipurin ja 35 MW Viron linkistä. (Sederlund 2008b)

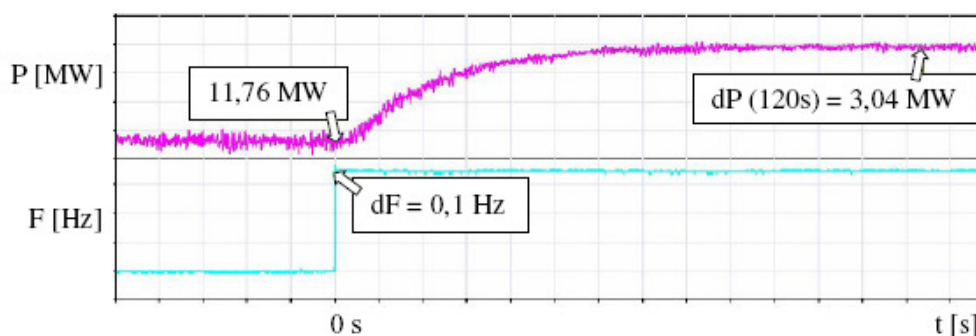
Käytettävissä olevan taajuusohjatun käyttöreservin määrä vaihtelee reservivoimalaitosten ajotehon sekä tasavirtayhteyksien tehon ja vapaan kapasiteetin mukaan. Vuonna 2007 taajuusohjattua käyttöreserviä oli keskimäärin käytettävissä noin 170 MW. (Sederlund 2008b)

5.3.2. Taajuusohjatun käyttöreservin tekniset vaatimukset

Taajuutta säädetään portaattomasti 49,9–50,1 Hz taajuusalueella kuolleen alueen ollessa enintään $\pm 0,05$ Hz. Taajuuden muuttuessa äkillisesti kuolleen alueen ulkopuolella tulee reserviksi kelpaavan säädön aktivoitua 2-3 minuutissa. (Nordel 2008)

Reservin ylläpitoon hyväksyttävälle taajuusohjatulle käyttöreserville suoritetaan Suomessa kolmessa toimintapisteessä askelvastekokeet, joiden perusteella määritetään laitoksen sopimuskapasiteetti reserviksi. Usein toimintapisteiksi valitaan normaali käyttöteho sekä minimi- ja maksimitehon lähellä olevat toimintapisteet. Kokeessa laitokselle annetaan 0,1 Hz suuruinen askelmainen taajuuspoikkeama, jonka kahden minuutin aikana aktivoima laitoksen tehonmuutos mitataan. Pienin tehonmuutos mitatuissa kolmessa toimintapisteessä määrittää laitoksen kapasiteetin taajuusohjatuksi käyttöreserviksi. (Kuusinen 2002)

Kuvassa 5.2 on esitetty esimerkkimittauksia taajuusohjatun käyttöreservin säätökokeesta, jossa -0,1 Hz taajuuspoikkeaman jälkeen laitoksen teho kasvaa kahden minuutin aikana 3,04 MW. Mikäli tämä olisi mitattujen kolmen toimintapisteen tehomuutoksista pienin, määritettäisiin laitoksen taajuusohjatuksi käyttöreservikapasiteetiksi kyseinen 3,04 MW.



Kuva 5.2 Esimerkki taajuusohjatulle käyttöreserville tehtävästä säätökokeesta, jossa herätteenä on $-0,1$ Hz suuruinen taajuusmuutos. Kokeessa mitataan teho. Kuvan kokeen tuloksena annetaan taajuusohjatulle käyttöreserville arvoksi $3,04$ MW. (Sederlund 2008a)

5.4. Taajuusohjattu häiriöreservi

Yhteispujoismaisen taajuusohjatun häiriöreservin tarve määritellään suurimman mitoittavan vian ja sähköverkon luontaisen säätökyvyn erotuksen perusteella. Mitoittavalla vialla tarkoitetaan pahinta yksittäistä vikaa, joka voi tapahtua sähköverkossa. Sähköverkon luontainen säätökyky (200 MW) taas kuvastaa taajuuden muutoksen aiheuttamaa kuorman muutosta tarkoittaen käytännössä kuormien pientymistä taajuuden laskiessa. (Nordel 2008)

Osajärjestelmän mitoittavan vian suhde mitoittavien vikojen summaan määrittelee jokaisen maan osuuden taajuusohjatusta häiriöreservistä yhteispujoismissa sähköverkossa. Jokaiselle maalle määritetään viikoittain velvoite taajuusohjatun häiriöreservin määrälle. (Nordel 2008)

5.4.1. Taajuusohjatun häiriöreservin määrä

Suomen osuus taajuusohjatusta häiriöreservistä vaihtelee 220 MW ja 240 MW välillä. Ylläpidettävä reservi koostuu sopimuksellisesti sovituista voimalaitoksista ja irtikytkettävistä kuormista. Taajuusohjattu häiriöreservi toimii ajallisesti primäärisäätönä mutta sitä ei käytetä sähköverkon normaalitilanteen tasehallintaan, vaan se aktivoituu vain häiriötilanteissa. Fingridin arvion mukaan taajuusohjatun häiriöreservin velvoitemäärä tulee nousemaan Suomen kohdalla yhteensä 350 – 370 MW:iin vuoteen 2015 mennessä. (Sederlund 2008b)

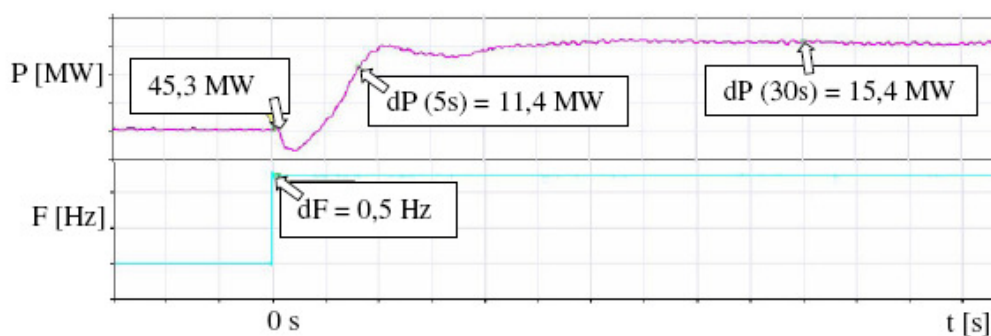
Taajuusohjatuksi häiriöreserviksi Suomella on sopimuskapasiteettia voimalaitoksista enimmillään 520 MW ja irtikytkettävistä kuormista 90 MW. Käytettävissä oleva taajuusohjatun häiriöreservin määrä vaihtelee reservivoimalaitosten ajotehon sekä käytettävissä olevien irtikytkettävien kuormien mukaan. Vuonna 2007 taajuusohjattua häiriöreserviä oli keskimäärin käytettävissä noin 380 MW. (Sederlund 2008b)

5.4.2. Taajuusohjatun häiriöreservin tekniset vaatimukset

Taajuuden laskettua alle 49,9 Hz alkaa häiriöreservin aktivoituminen. Taajuuden pysyessä alle 49,5 Hz yli 30 sekunnin ajan reservin täytyy olla täysin aktivoitunut. Mikäli tapahtuu porrasmainen muutos nimellistaajuudesta 49,5 Hz taajuuteen, reservin täyteen aktivoitumiseen saa aikaa kulua enintään 30 sekuntia ja puolet reservistä täytyy olla käytössä viidessä sekunnissa. Taajuusohjattu häiriöreservi on siis huomattavasti nopeammin aktivoituvaa kapasiteettia kuin normaaliin taajuuden ylläpitoon käytettävä taajuusohjattu käyttöreservi. (Nordel 2008)

Taajuusohjatun häiriöreservin voimalaitoksille suoritetaan askelvastekoe, jonka perusteella laitoksen sopimuskapasiteetti reserviksi määritetään. Kokeet suoritetaan Suomessa kolmessa toimintapisteessä ja niiden tehomuutoksista pienin määrittää laitoksen kapasiteetin taajuusohjatuksi reserviksi. Säätokokeessa laitokselle annetaan -0,5 Hz taajuusvaste, johon laitos reagoi kasvattamalla tehoaan. Tehon nousu mitataan viiden sekä kolmenkymmenen sekunnin kuluttua. Kolmenkymmenen sekunnin arvoa verrataan kahdella kerrottuun viiden sekunnin arvoon, ja näistä pienempi määrittää laitoksen kapasiteetin reserviksi. Viiden sekunnin arvo täytyy kertoa kahdella, koska taajuusohjatun häiriöreservin vaatimuksiin kuuluu aktivoituminen vähintään puoleen tehoon viidessä sekunnissa. (Kuusinen 2002)

Kuvassa 5.3 on esitetty mittauksia taajuusohjatun häiriöreservin säätökokeesta. Kokeessa laitokselle on annettu -0,5 Hz suuruinen taajuuspoikkeama ja mitattu tehomuutos viiden ja 30 sekunnin kohdalla. Mikäli muiden toimintapisteiden tehomuutokset ovat suurempia kuin kuvan 5.3 muutokset, määritetään laitoksen reserviksi soveltuva kapasiteetti kuvan säätökokeen mukaan. Tällöin laitos soveltuu taajuusohjatuksi häiriöreserviksi 15,4 MW kapasiteetilla, koska 30 sekunnin tehomuutos on rajoittavampi tekijä kuin viiden sekunnin muutos.



Kuva 5.3 Esimerkki taajuusohjatulle häiriöreserville tehtävästä säätökokeesta, jossa herätteenä on -0,5 Hz suuruinen taajuusmuutos. Kokeessa mitataan teho. Kuvan kokeen tuloksena annetaan taajuusohjatulle häiriöreserville arvoksi 15,4 MW. (Sederlund 2008a)

5.5. Nopea häiriöreservi

Nopea häiriöreservi on manuaalisesti aktivoitavaa tehoa, jota saadaan tällä hetkellä kaasuturbiinilaitoksista sekä irrotettavien kuormien avulla. Reservi saadaan käyttöön 15 minuutissa, minkä jälkeen sähköjärjestelmä kestää taas uuden häiriön. (Nordel 2008)

5.5.1. Nopean häiriöreservin määrä

Nordel ei ole asettanut vaatimusta nopean häiriöreservin määrälle. Jokainen osajärjestelmä määrittelee itse sen tarvittavan nopean häiriöreservin määrän, jolla järjestelmä pystytään palauttamaan normaalitilaan häiriön jälkeen. Vuonna 2008 Suomen kantaverkkoyhtiön ylläpitämä nopean häiriöreservin määrä on normaalisti 865 MW, joka vastaa Suomen sähköverkon mitoittavaa vikaa. Määrä vaihtelee kuitenkin eri käyttötilanteiden mukaan. Nopean häiriöreservin tarve tulee nousemaan Olkiluoto 3 koekäytön alkaessa yli 400 MW:lla, joten nopean häiriöreservin tarve nousee jopa 1300 MW:iin. (Sederlund 2008b)

Sopimuskapasiteettia Suomella on vuonna 2008 nopeasta häiriöreservistä yhteensä 1204 MW. Tästä 615 MW on Fingridin omistamissa varavoimalaitoksissa, 164 MW varavoimana toimivissa käyttöoikeussopimuslaitoksissa ja 425 MW irtikytkettävissä kuormissa. (Sederlund 2008a)

5.5.2. Hetkellinen reservi

Olkiluoto 3:n yhteydessä tullaan käyttämään järjestelmäsuojaa, joka laukaisee viiveettä irrotettavia kuormia Olkiluoto 3 irrotessa verkosta. Kuormat laukaistaan Olkiluodosta saatavalla signaalilla. Viestiyhteydet irtoaviin kuormiin ovat kahdennettuja sekä fyysisesti erillään toisistaan. Tätä järjestelmäsuojaa kutsutaan myös hetkelliseksi reserviksi ja se tulee olemaan suuruudeltaan 300 MW. Tämän vuoksi Olkiluoto 3:n verkkovaikutus häiriössä on 1600 MW:n sijasta 1300 MW. Hetkellisen reservin ansiosta mahdollinen taajuuskuoppa häiriötilanteessa jää pienemmäksi kuormien nopean reagoinnin vuoksi. (Sederlund 2008a)

5.6. Hidas reservi

Sähköjärjestelmässä hitaiksi reserveiksi kutsutaan niitä reservejä, jotka vapauttavat nopeat reservit jälleen järjestelmän käyttöön. Hitaana reservinä voivat toimia lauhdevoimalaitokset, joiden tuotantotehon lisäämiseen kuluu yli viisitoista minuuttia aikaa. Hitaan reservin ylläpidolle ei ole määritelty vastuussa olevaa tahoa. (Kuusinen 2002)

5.6.1. Huippuvoima

Vuoden 2006 joulukuussa astui voimaan vuoden 2011 helmikuun loppuun asti ulottuva laki tehoreservien käytettävyyden varmistamisesta. Lain tarkoituksena on turvata sähkön toimitusvarmuus huippukulutuksen aikana ylläpitämällä poistumisuhanalainen lauhdevoimakapasiteetti käyttövalmiina ja toimintakuntoisena.

5.6.2. Huippuvoimakapasiteetin vaatimukset

Huippuvoimaksi hyväksyttävien lauhdevoimalaitosten tulee täyttää seuraavat vaatimukset: (Finlex 2008)

- Laitoksen käyttöaika on ollut keskimäärin enintään 200 tuntia vuodessa 1.6.2004–31.5.2006 välisenä aikana.
- Talvikuukausien, joului- tammi- ja helmikuun, välisenä aikana lauhdevoimalaitosten tulee olla enintään 12 tunnin käynnistysvalmiudessa. Muuna aikana voimalaitoksen käynnistysajan tulee olla enintään yksi kuukausi.

- Käynnissä olevan voimalaitoksen tulee pystyä lisäämään tehoaan kymmenessä minuutissa vähintään kymmenellä megawatilla kehotuksen saatuaan.
- Ympäristöluvut eivät estä laitoksen täydellä teholla käyttämistä vähintään 200 tunnin verran 1.12–28.2 välisenä aikana.

Suomessa on tällä hetkellä 600 MW voimalaitostehoa huippuvoiman ylläpitämiseen. (Fingrid 2008b)

5.7. Säätösähkö

Sähköjärjestelmän tehotasapainoa ylläpidetään taajuusohjattujen reservien ja nopean häiriöreservin lisäksi yhteispohjoismaisten säätösähkömarkkinoiden avulla. Säätösähkömarkkinoille osallistumisesta tehdään säätösähkömarkkinasopimus Fingridin ja asiakkaan välillä.

Säätösähkökapasiteetti koostuu käytössä olevista vesi- ja lämpövoimaloista, nopeasti käynnistyvistä kaasuturbiinilaitoksista sekä irrotettavista kuormista. Säätösähkömarkkinoilta aktivoitava ylösäättö korvaa käytössä olevat taajuusohjatut reservit, jotka ovat näin ollen jälleen järjestelmän käytettävissä. Alassäädöllä vastaavasti vähennetään verkossa olevaa tuotantotehoa.

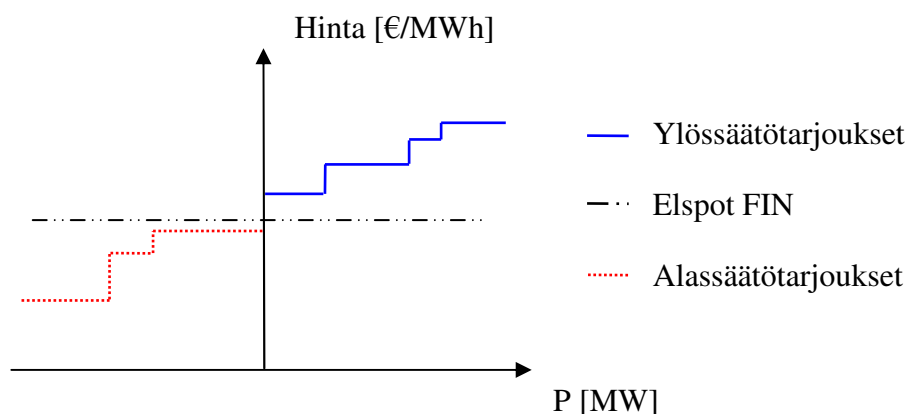
5.7.1. Säätösähkömarkkinoille tarjotun säädön vaatimukset

Säätösähkömarkkinoille jätettyjen tarjouksien tulee olla vähintään 10 MW suuruisia ja vuoden 2009 alusta lähtien ne täytyy pystyä toimittamaan täysimääräisinä 15 minuutin kuluessa tilauksesta aiemman 10 minuutin sijasta (Lehikoinen 2008). Säädön lopetukseen käytettävä toimenpideaika on 15 minuuttia. Säätösähkö tulee pystyä toimittamaan koko käyttötunnin ajan. (Fingrid 2008a)

Käyttötuntia edeltävän vuorokauden alusta alkaen säätösähkötarjouksia voidaan jättää markkinoille. Tarjouksien muuttamiseen ja peruttamiseen on mahdollisuus vuoden 2009 alusta lähtien vielä 45 minuuttia ennen käyttötuntia (Lehikoinen 2008). Tämän jälkeen tarjoukset ovat sitovia. Säätö päättyy käyttötunnin loputtua, mikäli säädön lopettamisesta ei ole annettu ilmoitusta jo aiemmin kantaverkkoyhtiön toimesta. (Fingrid 2008a)

5.7.2. Ylössäätö- ja alassäätötarjoukset

Säätösähkömarkkinoille voidaan jättää sekä ylös- että alassäätötarjouksia. Kunkin tunnin säätötarjouskäyrä saadaan järjestämällä säätötarjoukset halvimmasta kalleimpaan. Ylössäätö toteutetaan alkaen edullisimmasta ja alassäätö vastaavasti kalleimmasta tarjouksesta alkaen. Säätösähkön hinta muodostuu ylössäädölle kalleimman ja alassäädölle halvimman aktivoituneen tarjouksen mukaan. Alassäädön hinta on kuitenkin enintään Nord Pool Spotin Suomen aluehinta (Elspot FIN). Vastaavasti ylössäädön hinta on vähintään Suomen Spot-aluehinta ja maksimissaan 5000 €/MWh. Mikäli siirtokapasiteetti ei riitä säätösähkömarkkinoille pohjoismaisella tasolla, eriytyvät eri maiden markkinat omiksi hinta-alueikseen. Kuvassa 5.4 on esitetty ylös- ja alassäätötarjousten perusteella muodostunut säätötarjouskäyrä. (Fingrid 2008a)



Kuva 5.4 Ylös- ja alassäätötarjousten mukainen säätökäyrä. (Lundberg 2002)

6. Säätöresurssien tekniset säätömahdollisuudet

Eri tuotantomuotojen mahdollisuudet toimia reserveinä poikkeavat toisistaan hyvin paljon. Säätöresurssien teknisiä ominaisuuksia tutkittaessa eräs merkittävä asia on säädön aktivoitumisnopeus. Säätömahdollisuuksia mietittäessä on myös otettava huomioon resurssien erilainen teho- ja energiakapasiteetti.

6.1. Vesivoima

Vesivoima on yksi merkittävimmistä reservimuodoista taajuuden säädössä. Vesivoima muodostaakin molempien taajuusohjattujen reservien perustan. Vesivoima on säätöteknisiltä ominaisuuksiltaan nopeaa ja laajan säätöalueen omaavaa reserviä.

6.1.1. Vesivoimapotentiaali Suomessa

Vuonna 2005 Kauppa- ja teollisuusministeriön teettämän tutkimuksen mukaan vesivoimapotentiaalia Suomessa on kaiken kaikkiaan noin 5100 MW, josta rakennettua kapasiteettia on noin 3000 MW. Oy Vesirakentajan tekemän selvityksen mukaan nopeaan säätöön pystyvää kapasiteettia on mahdollista lisätä vuoteen 2020 mennessä 470 MW. Tästä pääkoneistojen korjauksina olisi mahdollista toteuttaa noin 260 MW. (Oy Vesirakentaja 2008)

6.1.2. Vesivoiman osuus reserveistä

Suomessa taajuusohjatusta käyttöreservistä on 85 % vesivoimaa. Voimalaitoksilla hoidettava osuus taajuusohjatun häiriöreservin määrästä on noin 65–80 %. Tästä voimalaitoskapasiteetista 90 % on vesivoimaa. (Oy Vesirakentaja 2008; Takala 2006)

6.1.3. Vesivoiman tekniset säätöominaisuudet

Suomessa valtaosa vesivoimaloista on jokivoimalaitoksia, joiden juoksutuksen säätely on rajallista pienten patoaltaiden vuoksi. Näin ollen jokivoimalaitokset pystyvät suureen tehonsäätöön enimmillään vain muutamia tunteja kerrallaan. (Sederlund 2002)

Vesivoimalaitosten kuten myös reservikaasuturbiinien tulee pystyä minuutissa vähintään ± 40 % tehonmuutokseen nimellistehostaan 40–100 % tehoalueella. Laitoksen

tehon ollessa alle 40 % voidaan tehonmuutosnopeus rajoittaa turbiinien suurimpaan sallittuun tehonmuutosnopeuteen. (Fingrid. 2008c)

Koska vesivoiman tehosäätely tapahtuu aina nollasta nimellistehoon ulottuvalla alueella, on tärkeää, että voimalan hyötysuhde pysyy hyvänä koko säätöalueella. Suomen vesivoimaloissa yleisesti käytössä olevat Kaplan-turbiinit soveltuvat tähän erittäin hyvin. Kaplan-turbiini säilyttää hyvän hyötysuhteensa pienilläkin osatehoilla, koska turbiinin juoksupyörän siipiä voidaan säätää. Näin ollen säädöstä aiheutuva koneiston kuluminen sekä hukkaenergia ovat vähäisiä. Kaplan-turbiinia vastaavan mutta edullisemmän potkuriturbiinin hyötysuhde sen sijaan heikkenee huomattavasti pienillä osatehoilla. (Partanen 2007)

6.1.4. Vesivoiman erityispiirteitä Suomessa

Suomessa vesivoiman putouskorkeudet ovat pieniä, minkä takia vesitiet pyritään porrastamaan harvakseltaan. Ruoppausten ja patoamisten avulla saadaan pudotuskorkeuksia kasvatettua. Tällöin vesivoimavarojen hyödyntäminen on mahdollisimman tehokasta. Suuri veden virtaaman vuosittain vaihtelu on tyypillistä jokivoimaloille. Näin ollen haluttaessa kontrolloida vesivoimalan sähköntuotantoa kulutuksen mukaan, tarvitsee voimalaitos riittävän suuren säännöstelyaltaan veden varastointiin. (Partanen 2007)

Vesivoimalan säännöstelymahdollisuuksia rajoittaa vesioikeuden lupa. Lupa määrittää voimalaitoksen vedenpinnan minimi- ja maksimikorkeudet sekä mahdollisesti myös vähimmäisjuoksutuksen määrän. Vuoden aikana Suomessa esiintyy normaalisti kaksi huippua tulovirtaamalle, toinen syksyllä toinen keväällä. Kevään tulovirtaama on näistä usein suurempi. (Sederlund 2002)

6.1.5. Vesivoiman reservikäyttöön vaikuttavat seikat

Suomen vesivoiman säätökapasiteettia tulee miettiä sekä tehon että energian näkökulmasta. Suomen taajuusohjatusta käyttöreservistä on 85 % vesivoimaa ja tästä valtaosa on jokivoimaa. Jokivoimalle tyypillistä on eräänlainen energiarajoitteisuus eli usein jokivoimala pystyy tehonsäätöön vain pari tuntia kerrallaan. Tämä johtuu jokivoimalan rajallisista allasvarannoista. Pitkän yhtämittaisen säädön päätteeksi

joudutaan odottamaan jokialtaiden täyttymistä, jonka jälkeen laitos on jälleen kykenevä säätöön.

6.2. Kaasuturbiini

Kaasuturbiinilaitoksien rakentamiskustannukset ovat pieniä ja polttoainekustannukset korkeita muihin voimalaitoksiin verrattuna. Tämän vuoksi kaasuturbiineja, joiden hukkalämpöä ei hyödynnetä, käytetäänkin lähinnä vain reserveinä ja huippuvoimana.

6.2.1. Kaasuturbiinin hyötysuhde

Kaasuturbiinilaitoksissa polttokammion palokaasut johdetaan suoraan erikoisrakenteiseen turbiiniin. Tällöin laitos ei tarvitse lainkaan höyrykattilaa. Kaasuturbiinilaitoksen hyötysuhde on varsin heikko, vain noin 20–35 % (Partanen 2007; Pirilä 2003). Tämä johtuu suurelta osin kaasuturbiinilaitoksen kompressorin kulutuksesta sekä kuumien palokaasujen myötä hukkaan menevästä lämpöenergiasta. (Partanen 2007)

6.2.2. Kaasuturbiinikapasiteetti Suomessa

Fingridin omistuksessa olevaa kaasuturbiinikapasiteettia on 615 MW ja lisäksi käyttöoikeussopimuksilla vuokrattua kapasiteettia 164 MW vuonna 2008. Yhteensä Fingridillä on hallinnassaan siis 779 MW kaasuturbiinikapasiteettia, joista valtaosa on kevytöljykäyttöisiä lentokonekaasuturbiineja. (Fingrid 2008f)

6.2.3. Kaasuturbiinin tekniset säätöominaisuudet

Kaasuturbiinilaitoksen käynnistämiseen ja verkkoon tahdistamiseen kuluu aikaa nopeimmillaan vain noin kolme minuuttia, mikä osaltaan mahdollistaa kaasuturbiinien käytön reservinä (Partanen 2007). Yleisemmin voidaan sanoa käynnistysnopeuden täyteen tehoon olevan lentokonekaasuturbiineille olevan noin viisi minuuttia ja teollisuuskaasuturbiineilla noin kymmenen minuuttia. Käynnistyvyysvaatimus kaasuturbiineille on yli 90 %. (Fingrid 2007)

Lisäksi kaasuturbiini pystyy nopeisiin ja varmoihin tehonmuutoksiin. Kaasuturbiinien tulee pystyä 40 % tehonmuutosnopeuteen minuutissa laitoksen nimellistehosta (Fingrid. 2008c). Nopeat tehonmuutokset saadaan aikaan säätämällä laitoksen

polttoaineventtiiliä. Avaamalla säätöventtiiliä laitoksen teho kasvaa ja vastaavasti kuristamalla polttoaineen syöttöä teho laskee. On kuitenkin huomioitava, että liian korkea lämpötila lisää turbiinin raskautta ja täten myös huoltotarvetta. (Kaarlonen, Pikkupeura 1999)

6.2.4. Kaasukombilaitokset

Kaasuturbiinivoimalassa voi olla myös erilliset kaasu- ja höyrypiirit, jolloin voimalasta käytetään nimitystä kaasukombi. Tällöin sähköntuotannossa syntyvää lämpöenergiaa voidaan hyödyntää esimerkiksi kaukolämpönä. Kaasukombin etuna voidaan pitää korkeaa rakennussuhdetta, minkä vuoksi merkittävä osa CHP-laitoksista saatavasta sähköstä tuotetaan kaasukombilaitoksilla. (Koskelainen et al. 2006)

6.3. Lämmön ja sähkön yhteistuotanto

Lämmön ja sähkön yhteistuotannolle (CHP) on tyypillistä sähkön tuotannon riippuvaisuus lämmön tarpeesta. CHP-tuotanto voidaan jakaa teollisuuden vastapainevoimaan sekä asutuskeskusten kaukolämmitykseen. Kaukolämmityksen lämmöntarve vaihtelee luonnollisesti vuoden ajan ja ulkoilman lämpötilan mukaan. Esimerkiksi kesän pienillä lämpökuormilla CHP-laitosten sähkön tuotanto vähentyy. Teollisuuden prosessilämmön tarve puolestaan määrittelee sähkön tuotannon teollisuuslaitoksissa. (Koskelainen et al. 2006)

6.3.1. CHP-tuotannon hyöty- ja rakennussuhde

CHP-tuotannossa käytetään hyväksi turbiinista poistuvan höyryn lämpöenergiaa. Lämpöenergia voidaan hyödyntää joko kaukolämpönä tai teollisuuden prosessilämpönä. Yhdistämällä lämmön ja sähkön tuotanto päästään huomattavan hyvään noin 85–90 % kokonaishyötysuhteeseen. (Koskelainen et al. 2006)

CHP-tuotannossa sähkö- (P_s) ja lämpötehon (Φ_{kl}) välinen suhde kertoo laitoksen rakennussuhteen (r), joka voidaan laskea seuraavasti:

$$r = \frac{P_s}{\Phi_{kl}}. \quad (6.1)$$

Tyypillisesti kaukolämpölaitoksilla rakennussuhde on noin 0,45–0,55 ja vastaavasti teollisuuden vastapainevoimalla yleensä hieman pienempi noin puolet kaukolämpölaitoksen rakennussuhteesta. (Koskelainen et al. 2006)

6.3.2. Höyryturbiinin säätöventtiilien säätäminen

Höyryvoimalaitoksia ajetaan usein tuorehöyryn osalta vakiopaineella riippumatta kuormasta. Höyrynvakiopaine ylläpidetään turbiinien säätöventtiilien avulla. Säätämällä venttiilejä pystytään nopeisiin tehonmuutoksiin, jotka perustuvat kattilan vesihöyrypiirin energian varastointikykyyn. Tällöin kattilan höyrynpaine muuttuu, johon täytyy reagoida polttoaineen syötön säätämällä. (Kaarlonen, Pikkupeura 1999)

Liukuvan paineen laitoksilla säätöventtiilit eivät normaalisti osallistu säätöön vaan ovat täysin auki. Tällöin tehon säätö tapahtuu ainoastaan kattilan polttoainetehoa muuttamalla, jolloin myös tuorehöyryn paine vaihtelee säädön mukaan. (Kaarlonen, Pikkupeura 1999)

6.3.3. Apujäähdytin

Lisättäessä vastapainevoimalaan apujäähdytin voidaan sähkötehoa ajaa lämmöntarpeesta riippumatta. Tätä lisätehoa kutsutaan vastapainevoiman priimatehoksi. Vastapainevoima toimii lisävoiman osalta kuten normaali laudevoima ajaen ylimääräisen lämpöenergian järveen tai mereen. Lisäkuorman osalta laitos tosin toimii huomattavasti suuremmalla polttoaineen kulutuksella, eli vain noin 20–25 % hyötysuhteella, verrattuna tavalliseen lauhdevoimaan. (Koskelainen et al. 2006; Partanen 2007)

6.3.4. Väliottolaitos

Kaukolämpövettä lämmitetään vastapainelaitoksissa turbiinin ulostulohöyryllä kun taas väliottolauhdutuslaitoksissa kaukolämpö lämmitetään väliottohöyryllä. Väliottoon asti laitos toimii normaalisti sähkön ja lämmön tuottajana. Tällöin turbiinin loppupään matalapaineista höyryä käytetään ainoastaan sähköntuotantoon lauhdelaitoksen tavoin. (Koskelainen et al. 2006)

Väliottolaitoksella on mahdollisuus nopeaan tehon lisäykseen ohittamalla kaukolämmönvaihdin ja ohjaamalla kaikki höyry väliotosta eteenpäin. Tällöin

sähkötehon lisäys on usein luokkaa 10–15 % kaukolämpötehosta. Säädön aiheuttama häiriö kaukolämpöverkkoon voidaan kompensoida joko nostamalla kattilan tehoa, purkamalla kaukolämpöakkuja tai tuottamalla lämpö toisaalla esimerkiksi öljykäyttöisellä vesikattilalla. Säädön aiheuttama hetkellinen muutos kaukolämpötehoon on noin 6-10-kertainen sähkötehonmuutokseen verrattuna. (Kaarlonen, Pikkupeura 1999)

6.3.5. Korkeapaine-esilämmittimien ohittaminen

Höyryvoimalaitoksen hyötysuhdetta voidaan parantaa esilämmittämällä kattilaan menevä syöttövesi. Korkeapaine-esilämmittimien ohittaminen laitoksella mahdollistaa tyypillisesti noin 5-10 % tehon lisäyksen. Tämä kuitenkin rasittaa kattilan lämpöpintoja sekä esilämmitintä, koska syöttöveden lämpötilan voi alentua nopeasti jopa 100 °C. (Kaarlonen, Pikkupeura 1999)

6.3.6. Kaukolämmön lämpötila

Kaukolämmön lauhtumispaine ja -lämpötila vaikuttavat saatavaan sähkötehoon tavallisessa vastapainelaitoksessa. Kaukolämpöveden lämpötilat määrittävät lauhtumispaineen, joka puolestaan määrittää turbiinissa vallitsevan entalpiaeron. Alhaiset kaukolämmön lämpötilat merkitsevät lauhtumispaineen alentumista. Tällöin entalpiaero turbiinissa kasvaa ja sähkötuotanto lisääntyy. (Koskelainen et al. 2006)

Yleisesti voidaan sanoa, että yhden asteen nousu kaukolämmön menolämpötilassa laskee sähköntuotantoa yhden prosentin verran. Syötettäessä kuumempaa kaukolämpövettä on myös vastapaine korkeampi, jolloin turbiinissa sähkötehoa tuottava höyrynpaisunta on lyhyempi. Lisäksi paluulämpötilan nousu yhdellä asteella vähentää sähköntuotantoa 0,2 % verran. (Koskelainen et al. 2006)

Kaukolämmön menolämpötilan säätönopeutta on rajoitettu laitoskohtaisin ohjearvoin, jotta kaukolämpöverkon lämpörasituksia eivät olisi liian suuria. Normaalitylanteessa muutosnopeus on rajoitettu 1–2 °C / 6 min. Samaa kaukolämpöverkkoa syöttävien laitosten menolämpötilojen välinen ero ei saa ylittää 10 °C. (Koskelainen et al. 2006)

Kaukolämmön muutosnopeus minuutissa on siis rajoitettu 0,17–0,33 °C. Lisäksi yhden asteen muutos kaukolämmön menolämpötilassa aiheuttaa sähkötehoon noin yhden

prosentin suuruisen muutoksen. Näin ollen sähkötehon muutosnopeus voi maksimissaan minuutin aikana olla noin 0,17–0,33 % kaukolämmön sähköntuotantokapasiteetista.

6.3.7. Lämmön varastointi

Varastoimalla CHP-tuotannossa syntyvää lämpöenergiaa pystytään sähköntuotannon ja kaukolämmön välistä riippuvuutta pienentämään. Tällöin sähkön tarpeen lisääntyessä voidaan lämpövarastoa käyttää keinotekoisena kuluttajana ylimääräiselle lämmöntuotannolle. Lämpövarasto voidaan myöhemmin luonnollisesti purkaa käytettäväksi. (Koskelainen et al. 2006)

Lämmön varastointi voidaan suorittaa joko pitkäaikaisena tai lyhytaikaisena varastointina. Pitkäaikaisvarastointi voi perustua joko kemialliseen reaktioon tai faasimuutokseen. Kemiallisten reaktioiden ongelmana ovat niiden hankala toistettavuus ja faasimuutokseen perustuvien ratkaisujen osittainen palautumattomuus. Lyhytaikaiseen varastointiin käytetään usein kaukolämpöverkkoa tai säiliöitä, joissa varaavana aineena toimii pääasiassa vesi. Lyhytaikaisia lämpövarastoja on käytössä Suomessa useita ja lyhytaikaisessa käytössä niiden energiahyötysuhde on yli 90 %. (Koskelainen et al. 2006)

6.3.8. CHP-tuotannon soveltuvuus säätöön

Lämmön ja sähkön yhteistuotannon soveltuvuus tehoreserviksi on teknisessä mielessä vartenotettava mahdollisuus. Hetkelliseen tehonmuutokseen sähkötehosta on useita eri vaihtoehtoja CHP-laitoksissa. Yleispäteviä tehonmuutosnopeuksia CHP-laitoksille on kuitenkin hyvin vaikea ilmoittaa laitospöytätaulun vaihtelevien ominaisuuksien takia.

Sähkötehon muutokset kaukolämpölaitoksissa näkyvät luonnollisesti päinvastaisina kaukolämpötehosta. Tämä asettaa osaltaan haasteita CHP-tuotannon reservikäytölle. Muutoksia kaukolämpötehosta voidaan kompensoida lämminvesivarastoin sekä mahdollisesti myös erillisillä kattilalaitoksilla. Lisäksi kaukolämpöverkolla itsellään on luontainen kyky tasoittaa kaukolämpötehosta tapahtuvia tehomuutoksia.

CHP-tuotannon suuri etu toimia tehoreservinä on sen suuri energiapotentiaali. Pitkä ja yhtämittainen tehonsäätökään ei aiheuta laitoksissa energiavajetta, joka muodostuisi säätöä rajoittavaksi tekijäksi.

6.4. Lauhdevoima

Lauhdevoimalle on tyypillistä alle 40 % hyötysuhde. Näin heikko hyötysuhde on seurausta lauhteena mereen tai järveen menevästä lämpöenergiasta. Lauhdevoimasta hyödynnetään ainoastaan saatu sähköenergia. (Sederlund 2002)

6.4.1. Lauhteen tekniset säätöominaisuudet

Lauhdevoimalaitoksien käynnistysajat vaihtelevat paljon laitoksen edellisestä käytöstä kuluneen ajan mukaan eli ovatko laitokset niin sanotusti kylmiä vai lämpimiä. Lämpimän laitoksen käynnistys onnistuu usein parissa tunnissa kun taas seisovien laitosten käynnistysajat ovat huomattavasti pidempiä ollen yli kymmenen tuntia. Mikäli laitoksen käynnistysvalmiuden ylläpidosta ei ole huolehdittu, voi laitoksen tuotantoon saanti kestää kuukausia. (Kuusinen 2002; Sederlund 2002)

Tehonsäätönopeus hiililauhteelle on noin 5 % ja turvelauhteelle noin 3 % laitoksen nimellistehosta minuutissa, kun säätö tehdään polttoainetehoa säätämällä. Molempien laitosten edellä mainittuja tehonsäätönopeuksia voidaan pitää laitoksille tyypillisinä ja kohtuullisina. (Manninen 2008)

Vuoden 2007 alussa turvelauhdekapasiteettia oli Suomessa 244 MW ja hiililauhdekapasiteettia 2165 MW (Hirvonen 2008). Jatkuva tehonsäätö voi aiheuttaa lämpövoimalaitoksissa prosessiongelmia. Lisäksi lämpövoimalaitosten säätäjät ja koneistot ovat vesivoimaa alttiimpia häiriöille. (Sederlund 2002)

6.5. Ydinvoima

Ydinvoima on periaatteeltaan lauhdevoimalaitos, jossa lämpöenergian ja höyryn muodostuminen perustuu reaktorissa tapahtuvaan ydinreaktioon. Suomessa on käytössä kaksi painevesireaktoria Loviisassa ja kaksi kiehutusvesireaktoria Olkiluodossa. Kiehutusvesireaktorissa on yhteinen reaktori- ja turbiinipiiri. Tämän takia veden höyrystyminen tapahtuu jo reaktorin sisällä. Painevesireaktorissa käytetään sen sijaan erillisiä reaktori- ja turbiinipiirejä veden höyrystämiseen. Tämän vuoksi kiehutusvesireaktori on painevesireaktoria yksinkertaisempi rakenteeltaan. (Sederlund 2002)

6.5.1. Ydinvoiman tekniset säätöominaisuudet

Kiehtusvesireaktoreilla mahdollinen tehonsäätönopeus on erittäin nopea noin 1 % sekunnissa laitoksen maksimitehosta tehon ollessa 70–100 % kapasiteetista. Alemmalla tehoalueella, noin 30 % laitoksen tehosta ja siitä ylöspäin, tehonsäätönopeus minuutissa voi olla jopa 3–5 % kapasiteetista. (IAEA 1999)

Painevesireaktoreilla tehonsäätönopeus pysyy hyvänä suurella tehoalueella, joka ulottuu 15–30 prosentista aina 100 prosenttiin laitoksen nimellistehosta. Painevesireaktoreilla voidaan säätää tehoa 1–3 % laitoksen nimellistehosta minuutissa mutta myös suuremmat nopeudet, 5–10 % minuutissa, ovat mahdollisia. Tehonmuutosnopeutta alassäädölle ei ole rajoitettu. (IAEA 1999)

Ydinvoimalaitosten tehoa voidaan säätää alaspäin ajamalla säätösauvoja reaktorin sydämeen. Tehon nosto tapahtuu puolestaan vetämällä säätösauvoja ylöspäin. Lisäksi Loviisan painevesireaktoreiden tehoon voidaan vaikuttaa muuttamalla reaktoripiirin boorihappoisuutta ja lämpötilaa. Tehonmuutokset kuitenkin rasittavat laitosta sekä polttoainetta, minkä vuoksi tarpeettomia tehonmuutoksia on rajoitettu varovaisuusperiaatteen mukaan. Loviisan reaktoreilla on lupa kymmeneen viikonloppusäätöön vuosittain. (Antila 2008)

6.5.2. Suomen ydinvoimalaitosten tehonsäätö

Olkiluodon ydinvoimalaitoksella suoritetaan tarvittaessa pientä tehonsäätöä yleensä nopeudella 10 MW/min, vaikka myös huomattavasti suuremmat tehonsäätönopeudetkin olisivat mahdollisia. (Höglund 2008)

Loviisan ydinvoimalaitoksilla tehonsäätönopeutena käytetään 5 MW/min lyhyiden häiriöseisokkien jälkeen. Mikäli kyseessä on pidempiaikainen seisokki, tehon nosto suoritetaan hitaammin. (Antila 2008)

Ydinvoiman polttoainekustannukset ovat hyvin pieniä kun taas investointikustannukset ovat erittäin suuria. Tämän vuoksi ydinvoimaa ajetaan usein peruskuormana vakio teholla käyttöjakson alusta loppuun. Näin tehdään myös Suomessa, vaikka joskus aiemmin onkin harrastettu kevättulva- tai juhannussäätöä. (Antila 2008)

6.6. Tuulivoima

Uusien verkkoon liittymisehtojen myötä uusilta tuulipuistoilta vaaditaan monissa maissa entistä parempia säätöominaisuuksia ja jännitekuoppakestoisuutta. Nykyiset tuulivoimalat pystyvät aktiiviseen pätö- ja loistehon säätöön puiston käytönvalvontajärjestelmän avulla.

6.6.1. Tuulivoiman tekniset säätöominaisuudet

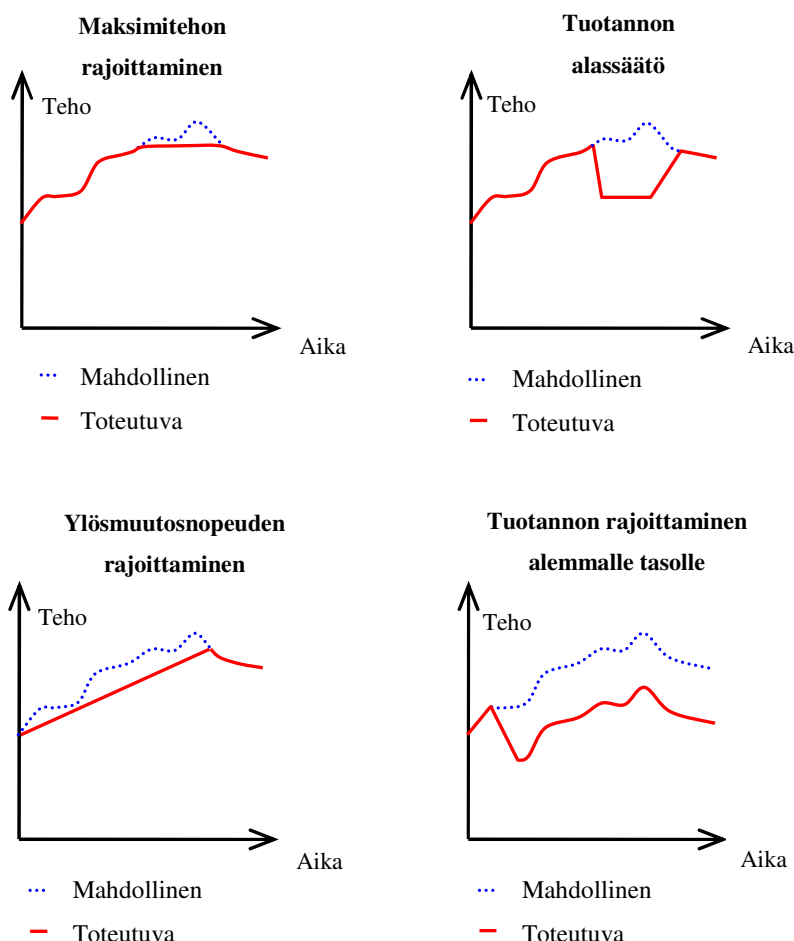
Nordelin liittymissäntöjen mukaan tuulivoiman tehon (pätötehon) on oltava säädettävissä ja seuraavassa esitettävät säätömahdollisuudet tulee olla käytettävissä (Nordic Grid Code 2007):

- Tuulipuiston tehon ylärajan tulee olla säädettävissä $\pm 5 \%$ tarkkuudella puiston nimellistehosta tehoalueella 20–100 %.
- Tuulivoimalan tuotantomuutos ylöspäin on voitava rajoittaa 10 % laitoksen nimellistehosta minuutissa. Alaspäin tapahtuvien tuotantomuutosten nopeudelle ei ole rajoitusta.
- Tuulivoimalan tehon alassäätö 100 prosentin tehosta 20 prosentin tehoon laitoksen nimellistehosta on pystyttävä tekemään alle viidessä sekunnissa. Tehon palauttaminen nopeasti takaisin alassäädön jälkeen on oltava mahdollista, minkä takia alassäätövaatimusta ei voida toteuttaa tuulipuistossa yksittäisiä tuulivoimaloita irtikytkemällä.
- Tuulivoimalan on kyettävä säätämään tehontuotantoaan automaattisesti järjestelmän taajuuden mukaan.

Edellä kuvatut vaatimukset tai mahdollisuus ottaa ne käyttöön vaaditaan nykyisiltä tuulivoimaloilta verkkoliittymän edellytyksenä. Nykyvoimaloissa voidaan toteuttaa tehonsäätöä esimerkiksi lapakulmia säätämällä. Alassäätämisen lisäksi myös ylössäätäminen on jossain määrin mahdollista, mikäli voimaloita on ajettu rajoitetulla tehontuotannolla. Lisäksi mahdollinen ylössäätäminen vaatii hyvät ja vakaat tuuliolosuhteet, jotta reservikapasiteetti olisi käytettävissä. Järjestelmävastaavan käytössä voi olla tulevaisuudessa liittymissäntöjen vaatimien säätömahdollisuuksien lisäksi esimerkiksi seuraavanlaisia tuulipuiston pätötehon hallinnointimenetelmiä (Holtinen et al. 2007):

- Tuulipuiston pätöteholle voidaan asettaa maksimiarvo, jonka yli puiston tehontuotanto ei nouse missään tilanteessa.
- Tuulipuiston tuotannon alassäätömahdollisuus tehotasapainon ylläpitämiseksi.
- Tuulipuiston pätötehon ylösmuutosnopeuden rajoittaminen, jolla estetään liian suuri tuotannon kasvu aikayksikköä kohden.
- Tuulipuiston tuotannon rajoittaminen alemmalle tasolle kuin mitä laitoksen sen hetkinen tuotanto voisi olla. Tällöin rajoitettu osuus voisi periaatteessa toimia käyttöreservinä.

Yllämainitut menetelmät, jotka ovat esitetty myös kuvassa 6.1, ovat käytössä Tanskan järjestelmävastaavalla Horns Rev -merituulipuistossa.



Kuva 6.1 Tanskan kantaverkkoyhtiön Energinet.dk käyttämiä tehon rajoitus menetelmiä Horns Rev merituulipuistossa. (Holtinen et al. 2007)

Tuulivoiman säätöominaisuuksia ajateltaessa on kuitenkin huomioitava tuulituotannon riippuvuus vallitsevista olosuhteista. Tämän vuoksi tuulivoima pystyy tarjoamaan säätökapasiteettia järjestelmän käyttöön vain tuuliolosuhteiden niin salliessa.

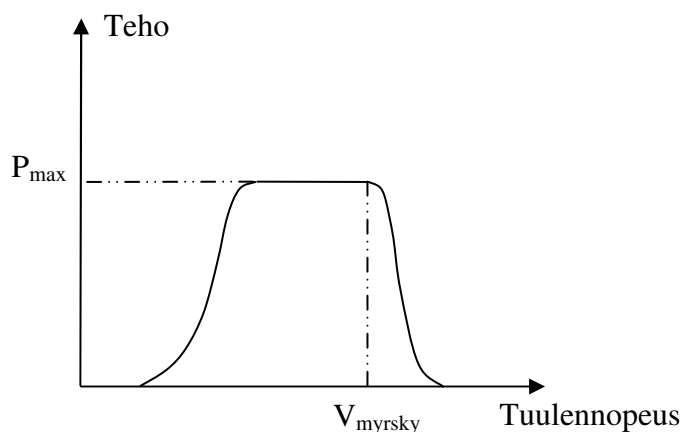
Toinen mahdollisuus ylössäädön toteuttamiseen on käyttää hetkellisesti hyväksi laitoksien roottoreiden pyörimisenergiaa. Roottoreiden inertiaa hyödyntämällä voimalat voivat osallistua hetkellisesti taajuuden tukemiseen. (Morren et al. 2006)

6.6.2. Myrskyn aiheuttama tuulivoiman verkosta irtoaminen

Tuulivoimaloille on määritelty maksimituulennopeus (cut-off speed), jonka ylittyessä voimala pysäytetään ja se irtoaa verkosta. Mikäli suuri joukko voimaloita irtoaa samanaikaisesti verkosta, voi tuotanto pienentyä huomattavasti hyvin lyhyessä ajassa. Yleinen voimaloissa käytetty cut-off-tuulennopeus on 25 m/s, jonka ylittyessä voimala irtoaa verkosta vaurioiden välttämiseksi. Voimalan käynnistyminen ja verkkoon takaisin liittyminen tapahtuu monesti cut-off-tuulennopeutta pienemmillä nopeuksilla. Takaisin kytkeytyminen voi tapahtua esimerkiksi tuulennopeudella 20 m/s.

Myrskytilanteissa tehon muutosnopeutta alaspäin voidaan hidastaa asettamalla yksittäisille voimaloille erisuuruiset nopeudet, joilla laitokset irtoavat verkosta. Lisäksi voimalan tehontuotantoa on mahdollista pienentää hiljalleen voimalan cut-off-tuulennopeuden ylittyessä. Tehontuotannon pienentäminen voi tapahtua esimerkiksi tuulennopeuden ollessa 28–32 m/s. Tehon rajoittaminen tapahtuu tällöin voimalan lapakulmia muuttamalla, jolloin sekä voimalan tuottama teho että siihen kohdistuvat aerodynaamiset voimat pienenevät. Kuvassa 6.2 on esitetty Enerconin käyttämä tuulivoimalan hallitun alassäädön tehokäyrä myrskytilanteissa. Kuvan 6.2 P_{\max} tarkoittaa laitoksen maksimitehoa ja V_{myrsky} on tuulennopeus, jonka jälkeen voimala rupeaa pienentämään tehoaan lapakulmia säätämällä. Tämä edellä kuvattu tehon alassäätäminen tuulennopeuden mukaan ei nykyisissä voimaloissa ole vielä käytäntönä.

Lisäksi myrskytilanteissa voidaan suorittaa tuulivoiman ennakoitua tehonrajoittamista. Tällöin tuotantoa rajoitetaan alemmalle tasolle myrskyrintaman lähestyessä, jolloin cut-off-tuulennopeuden ylittyessä menetettävä tuulituotanto on pienempää kuin ilman rajoitusta.



Kuva 6.2 Tuulivoiman hallittu alassäätö myrskytuulennopeuden ylittyessä. (Enercon 2008)

6.7. Dieselgeneraattorit

Sähköntuotannossa dieselvoimalan hyötysuhde on 37–40 %. Mikäli voimalan hukkalämpö käytetään hyväksi yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa, voidaan saavuttaa jopa 85 % kokonaishyötysuhde. Dieselvoimala käynnistyy noin kymmenessä sekunnissa ja sen saaminen täyteen tehoon kestää noin puoli tuntia. Näihin käynnistysaikoihin päästään vain, mikäli dieselgeneraattorin jäähdytysveden kierto ylläpidetään koko ajan. Lisäksi jäähdytysveden tulee olla esilämmitetty. (Partanen 2007)

6.8. Irtikytkettävät kuormat

Irtikytkettävien kuormien toimimisesta reservinä sovitaan Suomessa aina kuorman haltijan ja Fingridin välisellä sopimuksella. Sopimukset ovat monivuotisia ja ennen sopimusajan päättymistä niiden jatkamisesta sovitaan hyvissä ajoin. Irtikytkettäviä kuormia käytetään taajuusohjattuna ja nopeana häiriöreservinä.

6.8.1. Irtikytkettävien kuormien sopimukset

Reserveinä toimivien irtikytkettävien kuormien haltijoiden kanssa tehdään monivuotisia sopimuksia käyttövarmuuden takaamiseksi. Tällä hetkellä Fingrid on neuvotellut sopimukset kahdeksan metsä-, metalli- ja kemianteollisuuden osapuolen kanssa.

Sopimukset ulottuvat vuodesta 2005 aina vuoteen 2015. Tämä sopimuskausi jaetaan kahteen ylläpitojaksoon, joiden vaihtumisajankohtana toimii arviolta vuosi 2011 eli viidennen ydinvoimalan valmistuminen ja kasvava reservitarve. Olkiluoto 3:n valmistuttua otetaan käyttöön myös uusi järjestelmäsuoja. Järjestelmäsuoja irtikytkkee välittömästi 300 MW edestä kuormia Olkiluoto 3 irrotessa verkosta. (Sederlund 2008a)

6.8.2. Irtikytkettävien kuormien tekniset säätöominaisuudet

Irtikytkettäviksi reserveiksi soveltuvilta kuormilta vaaditaan vähintään 7000 tunnin arvioitua käytettävyyttä vuoden aikana. Kuorman nettovaikutuksen tulee olla pääsääntöisesti yli 15 MW ja sen tulee voida olla irtikytkettynä kolme tuntia. Lisäksi Fingridillä täytyy olla suunnitelmatieto ja reaaliaikainen mittaustieto kuormasta. (Fingrid 2008d)

Irtikytkettävien kuormien toimiessa taajuusohjattuna häiriöreservinä tulee kuorman irtikytkettyä viimeistään kun taajuus laskee 49,5 Hz. Irtikytketymisaika saa olla enintään viisi sekuntia. Nopeaksi häiriöreserviksi luokiteltujen kuormien irtikytketymisajat saavat olla enintään 15 minuuttia. (Sederlund 2008)

6.8.3. Irtikytkettävien kuormien reservikäyttöön vaikuttavat seikat

Kuormien irtikytkentä tapahtuu sopimuksessa määritetyillä taajuuksilla tai manuaalisesti. Irtikytkettävät kuormat soveltuvat taajuuden säätöön häiriöreserveinä erinomaisesti, koska tehon muutos on käytettävissä nopeasti. Taajuusohjattuna käyttöreservinä irtikytkettäviä kuormia ei tällä hetkellä ole, koska irtikytkemisillä ei pystytä helposti tekemään portaatonta tehonsäätöä. Lisäksi taajuusohjatun käyttöreservin molempiin suuntiin tapahtuva tehonsäätö on ongelmallista toteuttaa irtikytkettävien kuormien avulla.

Irtikytkettävät kuormat ovat merkittävä osa eri reservilajien kapasiteettia. Tämän vuoksi onkin erittäin tärkeää huolehtia irtikytkettävien kuormien sopimuksista hyvin. Irtikytkettäviksi kuormiksi soveltuvien teollisuuden tuotantolaitosten säilyminen järjestelmässämme vaikuttaa saatavilla oleviin reserveihin. Mikäli suuret tuotantoyksiköt teollisuudessa lopettavat tai oleellisesti supistavat toimintaansa Suomessa, merkitsee se samalla myös potentiaalisten kuormien vähentymistä mahdollisina reserveinä.

Tulevaisuus mahdollistaa myös erilaisten kulutusryhmien käytön eräänlaisena irtikytettävänä kuormana. Jotta tämä olisi mahdollista, tulee kuorman olla jossain määrin joustavaa. Tästä esimerkkinä mainitaan usein pienkulutuksen joustomahdollisuudet sekä hybridi- ja sähköautot, joiden lataustarve yhdessä muodostaa suuren kulutusryhmän.

6.9. Tasasähköyhteydet Venäjälle ja Viroon

Suomella on tällä hetkellä taajuuden säätöön käytössä tasasähköyhteydet Venäjälle ja Viroon. Yhteydet ovat merkittävä osa taajuusohjattua käyttöreserviä. Venäjän ja Suomen välisestä Viipurin tasasähköyhteydestä on varattu maksimissaan 100 MW taajuusohjatun käyttöreservin tarpeisiin. Vastaavasti Viron ja Suomen välisen yhteyden kapasiteetista on maksimissaan 35 MW varaus taajuusohjatulle käyttöreserville. (Fingrid 2008b)

7. Tuulivoiman tuotantovaihteluiden tarkastelu eri aikatasoissa

Tämän luvun tarkoituksena on selvittää Suomen tuulivoimatuotannon vaihteluita eri aikatasoissa sekä kartoittaa muiden maiden kokemia ääritilanteita tuotannon vaihtelusta. Muiden maiden kokemuksia kartoitettaessa on luontevaa keskittyä maihin, joiden tuuliolosuhteet muistuttavat Suomea. Tuulivoiman tuotannon muutokset täytyy ottaa huomioon sähköjärjestelmän käyttövarmuuden turvaamiseksi.

7.1. Tarkasteluissa käytettävät menetelmät

Tuulivoimatuotannon vaihteluiden tarkasteluissa on huomioitava sekä tuotannon yleinen vaihtelu että tuotannon harvinaislaatusemmät muutokset. Sähköverkon käyttövarmuuden kannalta on hyvin tärkeää tarkastella myös mahdollisia ääritilanteita tuotannon muutoksissa.

7.1.1. Keskiarvo ja -hajonta

Tuulivoimatuotannon vaihteluiden arviointiin käytetään yhtenä tunnuslukuna keskihajontaa

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})^2}, \quad (7.1)$$

joka voidaan laskea tuotannon keskiarvon

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n x_k \quad (7.2)$$

avulla. (Mellin 2003)

Tuotannosta laskettavat keskiarvot ja -hajonnat kuvaavat tuotannon keskimääräisyyttä eivätkä näin kerro totuutta tuotannon ääri vaihteluista. Suurimpien tuotantovaihteluiden tarkastelussa voidaan toki käyttää hyväksi laskettua keskihajontaa, mikäli ääritilanteita tarkastellaan riittävän suuren luottamusvälin avulla.

7.1.2. Luottamusväli

Luottamusväli voidaan määrittää normaalijakautuneelle käyrälle käyttäen hyväksi vaihtelualuetta. Vaihtelualue on vastaavasti keskihajonnan monikerta. Luottamusväli kertoo, kuinka suuren osan kertymäfunktioista vaihtelualue kattaa tietyllä todennäköisyydellä. Taulukossa 7.1 on esitetty luottamusvälit eri vaihtelualueilla. Vaihtelualueena on keskihajonnan monikerrat yhdestä viiteen.

Taulukko 7.1 Normaalijakauman luottamusvälejä eri vaihtelualueilla (Mathworld 2008).

Vaihtelualue	Luottamusväli
σ	0.6826895
2σ	0.9544997
3σ	0.9973002
4σ	0.9999366
5σ	0.9999994

Keskihajonnan monikertojen käyttäminen arvioitaessa suurimpia tuotantomuutoksia antaa suuntaa-antavia tuloksia mahdollisista muutoksista. On kuitenkin huomioitava, että vaikka tuotantomuutoksista muodostuva jakauma muistuttaa normaalijakaumaa, voi suurempiakin muutoksia esiintyä. Näin ollen on erittäin tärkeää etsiä myös todelliset suurimmat tuotantovaihtelut, joita on tapahtunut käytettävän tarkastelujakson aikana.

7.1.3. Suhteellinen osuus asennetusta kapasiteetista

Tässä luvussa esitettävät kaikki tuotannon ja tuotantovaihteluiden tehoarvot (P_i) ovat ilmoitettu prosenttilukuina (p_i) suhteessa asennettuun kapasiteettiin (P_{TOT}). Näin ollen voidaan kirjoittaa yhtälö suhteelliselle tuotantovaihtelulle

$$p_i = \frac{P_i}{P_{TOT}} \cdot 100. \quad (7.3)$$

Tässä työssä käytettyjen aikasarjojen tuntituotannon arvot ovat tunninaikaisia keskiarvotehoja. Vastaavasti tuotantovaihtelut ovat kahden peräkkäisen tunnin keskiarvotehojen erotuksia.

7.1.4. Suurimmat tuotantomuutokset

Myös harvemmin tapahtuvien suurten muutosten arviointi on järjestelmän käyttövarmuuden kannalta erittäin tärkeää. Tarkasteluissa keskitytään tämän vuoksi myös suurimpiin tapahtuneisiin tuotantomuutoksiin ajanjakson aikana.

Suurimpia tuotantomuutoksia tarkastellaan sekä yksittäisten tuntien että pidemmän aikavälin osalta. Suurimpia muutoksia etsittäessä on huomioitu niin tuotannon laskut kuin kasvutkin ajanjaksojen ollessa yhdestä tunnista aina kahteentoista tuntiin.

7.2. Suomen tuulivoimatuotannon todelliset ja skaalatut tuntivaihtelut

Tuntivaihteluiden tarkastelussa käytetään hyväksi kolmea eri aikasarjaa. Näistä yksi perustuu todellisiin mitattuihin tuulivoiman keskiarvoisiin tuntivaihteluihin Suomen tuulivoimakapasiteetista vuosilta 2005–2007 (data 1). Toinen aikasarja perustuu edellä mainittuihin mittauksiin, jotka ovat vuosien 2005 ja 2006 osalta skaalattu vastaamaan laajamittaista tuulivoimatuotantoa Suomessa (data 2). Lisäksi käsitellään vuosien 2000–2002 välisen ajan tuulivoimatuotannon keskiarvoisia tuntivaihteluita (data 3), jotka ovat esitetty Hannele Holttisen väitöskirjassa (Holttinen 2004).

7.2.1. Suomen tuulivoimatuotannon tuntivaihtelut vuosilta 2005–2007

Vuosien 2005–2007 tuntivaihteluiden tarkasteluissa on käytetty hyväksi Adaton toimittamia todellisia mitattuja tuntikeskiarvoa lähes koko Suomen installoidusta tuulivoimakapasiteetista. Tässä työssä näistä mittauksista käytetään nimitystä data 1. Mitatut aikasarjat ovat suhteutettu asennettuun kapasiteettiin, minkä ansiosta myös kesken vuotta käyttöönotettujen voimaloiden tuotanto voidaan huomioida.

Vuosien 2005 ja 2006 alussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli noin 82 MW. Vuoden 2007 aikana kapasiteetti kasvoi 86 MW:sta noin 110 MW:iin. Kapasiteetti koostuu vanhemmista alle yhden megawatin suuruista voimaloista sekä uudemmista yli megawatin kokoisista voimaloista.

Tuulituotannon maksimituotannot vuosilta 2005–2007 ovat vaihdelleet noin 80 ja 86 % välillä asennetusta kapasiteetista. Kaikkina kolmena vuotena koko tuotanto on ollut pienimmillään liki nolla. Tuulituotannon keskiarvot ovat vaihdelleet 20,8–23,4 % ja

keskihajonnat 16,6–18,4 % välillä asennetusta kapasiteetista. Taulukossa 7.2 on esitetty tuulituotannon ääriarvot sekä keskiarvot ja -hajonnat vuosien 2005–2007 väliseltä ajalta.

Taulukko 7.2 Todellisen mitatun tuntituotannon maksimi- ja minimiarvot sekä keskiarvot ja -hajonnat vuosilta 2005–2007 (data 1) prosentteina asennetusta kapasiteetista.

	2005	2006	2007
Maksimi [%]	81,9	80,6	85,8
Minimi [%]	0,0	0,1	0,1
Keskiarvo [%]	23,4	20,8	23,4
Keskihajonta [%]	18,4	16,6	17,5

Peräkkäisten tuntien välisten tuotantomuutosten keskihajonnat ovat vaihdelleet vuosien 2005 ja 2007 välisenä aikana 2,6 ja 2,7 % välillä. Tuotantovaihteluiden keskiarvot ovat olleet nolliä, koska tuotantovaihteluita tapahtuu käytännössä yhtä paljon sekä ylös- että alaspäin. Tuotantovaihteluiden keskiarvot ovat näin ollen kuvaavampia, kun ne esitetään itseisarvoisesta tuotantovaihtelusta. Tällöin tuotantovaihteluiden keskiarvot ovat vaihdelleet välillä 1,8–2,0 %. Tuotantomuutosten keskihajonnat ja itseisarvoiset keskiarvot vuosilta 2005–2007 ovat esitetty taulukossa 7.3.

Taulukko 7.3 Todellisen mitatun tuotantovaihtelun keskihajonnat ja itseisarvoiset keskiarvot vuosilta 2005–2007 (data 1) prosentteina asennetusta kapasiteetista.

	2005	2006	2007
Keskiarvo [%]	1,9	1,8	2,0
Keskihajonta [%]	2,6	2,6	2,7

Todellisen mitatun tuotantovaihtelun viisinkertainen keskihajonta on 13,5 %. Tämän itseisarvoltaan ylittäviä tuotantomuutoksia tapahtui yhteensä 16 kappaletta vuosien 2005–2007 aikana. Tämä on noin 0,06 % kaikista ajanjakson tunneista.

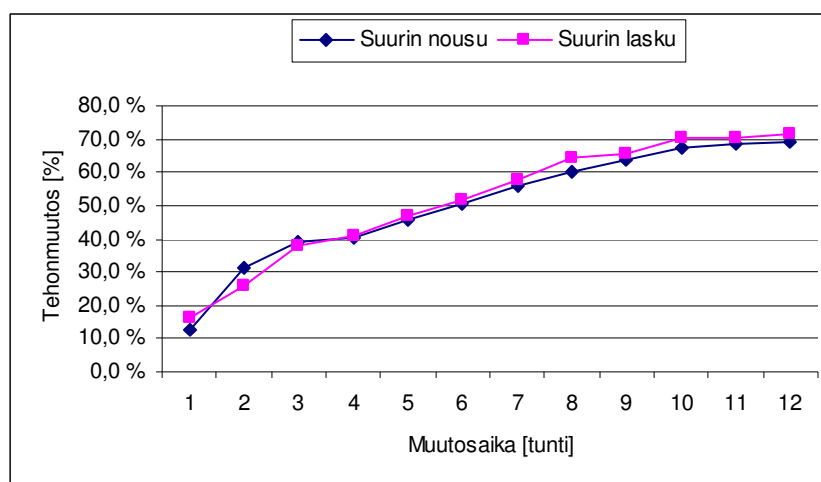
Tarkasteltaessa yhden tunnin aikana tapahtuneita isoimpia tuotantovaihteluita suurin tuotannon lisäys vuosien 2005–2007 aikana on 15,8 % vuonna 2006. Vuonna 2005 suurin tuotannon kasvu on 14,0 % ja vastaavasti 12,9 % vuonna 2007. Suurin tuotannon

vähentyminen vuonna 2005 on 14,5 % ja vuonna 2006 hieman enemmän eli 15,2 %. Ajanjakson suurin tuotannon vähentyminen 16,2 % löytyy kuitenkin vuodelta 2007. Tuntituotannon suurimmat vaihtelut vuosien 2005 ja 2007 väliseltä ajalta ovat esitetty taulukossa 7.4.

Taulukko 7.4 Todellisen mitatun tuotantovaihtelun suurimmat tuntivaihtelut vuosilta 2005–2007 (data 1) prosentteina asennetusta kapasiteetista.

	2005	2006	2007
Tuotannon kasvu [%]	14,0	15,8	12,9
Tuotannon lasku [%]	14,5	15,2	16,2

Tuotantomuutosten suuruus kasvaa luonnollisesti ajanjakson pidentyessä. Suomen tuulivoimakapasiteetin tuotantomuutos on ollut suurimmillaan hieman yli 70 % asennetusta kapasiteetista kahdentoista tunnin aikana vuosien 2005–2007 välisenä aikana. Kuvassa 7.1 on esitetty Suomen tuulivoimakapasiteetin suurimmat tuotantomuutokset prosentteina asennetusta kapasiteetista vuosilta 2005–2007 aikavälin vaihdellessa yhdestä tunnista kahteentoista tuntiin.



Kuva 7.1 Suomen tuulivoimakapasiteetin suurimmat tuotantomuutokset prosentteina asennetusta kapasiteetista ajanjakson vaihdellessa yhdestä tunnista kahteentoista tuntiin vuosilta 2005–2007 (data 1).

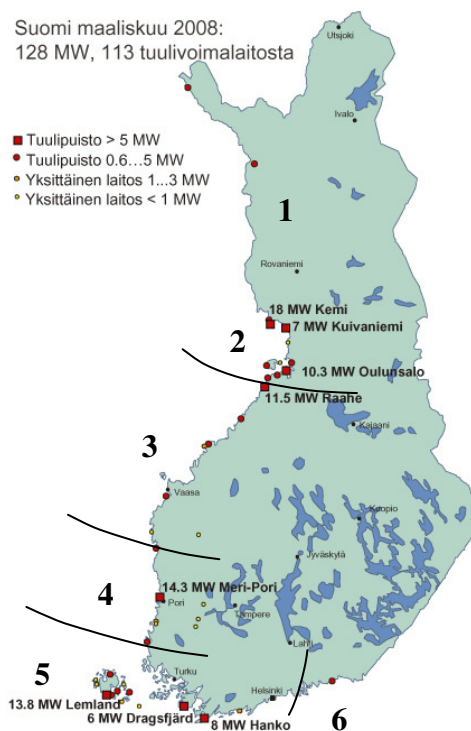
7.2.2. Suomen tuulivoimatuotannon skaalatut tuntivaihtelut vuosilta 2005 ja 2006

Tarkasteluissa käytetään hyväksi todellista mitattua tuulivoiman tuotantodataa, joista on laskettu myös kappaleen 7.2.1 tuotantoarvot. Mittaukset ovat peräisin Adaton ja Lumituulen tuotanto- sekä Loviisan ja Olkiluodon tuulimittausten perusteella. VTT on prosessoinut nämä mittaustiedot yhteen ja tehnyt niistä laajamittaisen tuulivoimaskenaarion painottaen eri alueiden tuulivoimatuotantoa eri tavoin (Lemström et al. 2008).

Vuoden 2005–2006 aikasarjat ovat ensin skaalattu ylöspäin vastaamaan saman tuulivoimakapasiteetin parempaa huipunkäyttöaika. Tämä on tehty, jotta data kuvaisi paremmin tulevaisuuden tuulivoimakapasiteettia, joka sijaitsee paremmissa tuuliolosuhteissa merellä. Tämän jälkeen nykyinen noin 100 MW:n data on skaalattu 2000 MW:n skenaarioksi. Tässä työssä tästä skenaariosta käytetään nimitystä data 2. Tilastot ovat ryhmitelty kuuteen tuotantoalueeseen, joiden prosenttiosuudet koko kapasiteetista käyvät ilmi taulukosta 7.5. Kuvasta 7.2 ilmenee vastaavasti skenaariossa käytetty aluejako.

Taulukko 7.5 Alueiden kapasiteettiosuudet prosentteina koko kapasiteetista (data 2).

	Alueen kapasiteetti koko kapasiteetista [%]
Alue 1	5
Alue 2	45
Alue 3	20
Alue 4	15
Alue 5	10
Alue 6	5



Kuva 7.2 Suomen tuulivoimalaitokset maaliskuussa 2008 (VTT 2008b) sekä laajamittaisen tuulivoimaskenaarion aluejako: Alue 1: Lappi, alue 2: Raahen pohjoispuoli, alue 3: Kristiinankaupunki-Raahe, alue 4: Uusikaupunki-Kristiinankaupunki, alue 5: Uusikaupunki-Porvoo, alue 6: Porvoon itäpuoli. (data 2)

Taulukossa 7.6 on esitetty vuosien 2005 ja 2006 tuotantotilastojen pohjalta tehdyn skenaarion maksimi- ja minimiarvot sekä keskiarvot ja -hajonnat eri alueilta ja koko tuotannosta. Kaikki taulukon arvot ovat ilmoitettu prosentteina asennetusta kapasiteetista.

Taulukko 7.6 Alueellisten tuntituotantojen ja niiden yhteenlasketun tuotannon minimi ja maksimi arvot sekä keskiarvot ja -hajonnat prosentteina asennetusta kapasiteetista vuosien 2005–2006 skaalatuista tuotantotilastoista (data 2).

	Alue 1	Alue 2	Alue 3	Alue 4	Alue 5	Alue 6	Koko tuotanto
Maksimi [%]	99,7	99,8	99,9	99,7	98,8	99,7	92,5
Minimi [%]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Keskiarvo [%]	30,9	29,1	29,1	29,5	29,9	28,0	29,3
Keskihajonta [%]	23,2	25,4	26,3	25,9	20,6	26,2	20,9

Koko tuotannon maksimiarvossa voidaan huomata lievää pientymistä alueellisiin tuotantomaksimeihin verrattuna. Alueiden tuotantomaksimit vaihtelevat 98,8 ja 99,9 % välillä kun vastaavasti maksimiarvo koko tuotannolle on 92,5 %. Kaikkien alueiden tuotanto sekä myös niiden yhteenlaskettu tuotanto on pienimmillään käytännössä nolla.

Vuosien 2005 ja 2006 tuntituotantotilastoissa alueiden ja koko tuotannon tuotantokeskiarvot ovat suuruudeltaan samaa luokkaa. Skaalatut tuotantokeskiarvot eri alueilla vaihtelevat välillä 28,0 – 30,9 % kun taas koko tuotannon vastaava arvo on 29,3 %. Tuotannon keskihajonnat alueilta ovat 23,2 ja 26,3 % luokkaa poikkeuksena yhden alueen 20,6 % keskihajonta. Koko tuotannolle keskihajonta on vastaavasti 20,9 %.

Tuotantomuutoksia tarkasteltaessa alueiden keskiarvot tuntien välisille itseisarvoisille tuotantomuutoksille ovat vaihdelleet välillä 3,0–4,7 % ja vastaava koko tuotannon arvo on 2,4 %. Tuotantomuutoksien keskihajonnat alueilla ovat 4,1 ja 6,7 % välillä. Yhteenlasketun tuotannon tuotantomuutoksien keskihajonta on vastaavasti 3,4 %.

Taulukossa 7.7 on esitetty edellä mainitut skaalatut keskiarvot ja -hajonnat tuntien välisille tuotantomuutoksille koko tuotannolle sekä eri alueille. Luvut ovat prosentteina asennetusta kapasiteetista.

Taulukko 7.7 Alueiden ja niiden yhteenlasketun tuotannon tuotantomuutoksien keskiarvot ja keskihajonnat prosentteina asennetusta kapasiteetista vuosien 2005–2006 skaalatuista tuotantotilastoista (data 2).

	Alue 1	Alue 2	Alue 3	Alue 4	Alue 5	Alue 6	Koko tuotanto
Keskiarvo [%]	4,7	4,0	3,6	3,5	3,0	4,4	2,4
Keskihajonta [%]	6,6	5,8	5,3	5,1	4,1	6,7	3,4

Kun tuotantomuutoksien keskihajonta on 3,4 %, tarkoittaa se keskihajonnan viidennellä monikerralla 17 % vaihteluväliä. Tällöin siis suurimmatkin tuotantomuutokset pitäisivät olla hyvin suurella todennäköisyydellä noin 17 % asennetusta kapasiteetista, mikäli tuotantomuutokset ovat normaalijakautuneet.

Tarkasteltaessa suurimpia tuotantomuutoksia suurin tapahtunut tuotannon lisäys tunnista toiseen on 19 % asennetusta kapasiteetista vuoden 2005 skaalatussa tuntituotantotilastossa. Tuotantomuutoksen lisäys alkoi 30,9 % tasosta ja loppui 49,9 %

tasoon suhteessa asennettuun kapasiteettiin. Vastaavasti suurin skaalattu tuotannon pudotus on myös vuonna 2005. Tällöin tuotanto laski tunnista toiseen 20,3 %. Muutos tapahtui 54,8 % alkutasosta ja loppui 34,5 % tasoon asennetusta kapasiteetista. Vuonna 2006 vastaavat luvut ovat tuotannon kasvulle sekä laskulle 18,8 %. Taulukkoon 7.8 on koottu edellä mainitut suurimmat tuntien väliset tuotantomuutokset. Luvut ovat ilmoitettu prosentteina asennetusta kapasiteetista.

Taulukko 7.8 Suurimmat skaalatut tuotantomuutokset kahden peräkkäisen tunnin välillä vuosilta 2005 ja 2006 (data 2) prosentteina asennetusta kapasiteetista.

	2005	2006
Tuotannon kasvu [%]	19,0	18,8
Tuotannon lasku [%]	20,3	18,8

Verrattaessa aiemmin tässä kappaleessa laskettuun keskihajonnan viidenteen monikertaan huomataan, että tarkasteltavalla ajanjaksolla suurimmat tapahtuneet tuotantomuutokset ovat suurempia kuin keskihajonnan kautta arvioitu vaihteluväli. Suurin tunnin aikana toteutunut tuotantomuutos on noin 20 %, kun taas keskihajonnan viidennellä monikerralla (5σ) saatu vaihtelualue on 17 %. Vuosien 2005 ja 2006 aikana tapahtui itseisarvoltaan kaksitoista yli 17 prosentin tuotantomuutoksia. Tämä tarkoittaa noin 0,07 % kaikista ajanjakson tunneista.

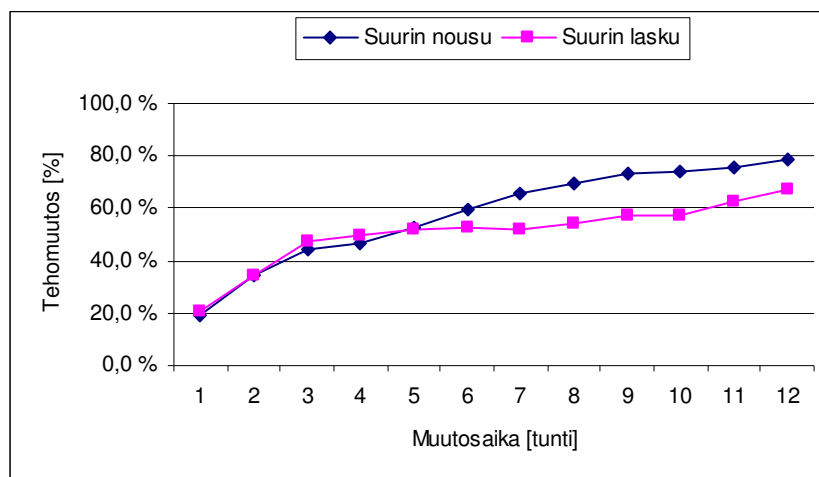
Edellä mainittu ero eri lähestymistavoin saaduissa tuotantomuutoksissa osaltaan myös osoittaa yksittäisten tuntien välisten tuotantomuutosten tarkastelun tärkeyden. Tällöin saadaan todellinen kuva, kuinka suuria tuotantomuutoksia oikeasti tuotannossa voi tapahtua ja kuinka hyvin luottamusvälillä 5σ arvioitu tuotannonvaihtelu kuvaa todellisuutta.

Suuria tuotannon vaihteluita on havaittavissa myös pidemmällä aikavälillä. Etsittäessä suurimpia tuotantomuutoksia useamman tunnin ajalta on keskitytty etsimään peräkkäisiä tunteja, joissa tuotannon muutosnopeus on huomattavan suuri. Taulukossa 7.9 on esitetty suurimmat kahden, kolmen ja neljän tunnin aikaiset skaalatut tuotantomuutokset prosentteina asennetusta kapasiteetista.

Taulukko 7.9 Suurimmat skaalatut tuotannon muutokset kahden, kolmen ja neljän tunnin aikana prosentteina asennetusta kapasiteetista vuosien 2005–2006 väliseltä ajalta (data 2).

	2 tuntia	3 tuntia	4 tuntia
Suurin nousu	34,1	44,6	46,7
Suurin lasku	34,7	47,7	49,6

Kolmen tunnin aikana suurin tuotantomuutos on siis 47,7 % asennetusta kapasiteetista, mikä tarkoittaa keskimäärin lähes 16 % tuotantomuutosta tunnin aikana. Vastaavasti neljän tunnin aikana suurin tuotantomuutos on 49,6 % eli keskimäärin 12,4 % tunnissa. Nämä keskimääräiset tunnin tuotantomuutokset ovat lähellä suurimpia tunnin aikaisia tuotantomuutoksia, mikä osoittaa, että suuriakin tuotantomuutoksia voi esiintyä peräkkäisinä tunteina. Tällöin muutokset ovat myös erittäin merkittäviä sähköjärjestelmän kannalta. Kuvassa 7.3 on esitetty suurimmat tuotantomuutokset aikavälillä 1-12 tuntia prosentteina asennetusta kapasiteetista.



Kuva 7.3 Suurimmat skaalatut tuotannon muutokset prosentteina asennetusta kapasiteetista ajanjakson vaihdella yhdestä tunnista kahteentoista tuntiin vuosien 2005–2006 väliseltä ajalta (data 2).

7.2.3. Suomen tuulivoimatuotannon tuntivaihtelut vuosilta 2000–2002

Hannele Holttisen tekemässä väitöstyötutkimuksessa käytettävissä ollut tuntidata oli vuosilta 2000–2002. Tuotantotilastot kattoivat 55 tuulivoimalan tiedot 21 eri alueelta sekä kahden korkean maston tuulimittaustiedot. Tässä työssä näistä mittauksista käytetään nimitystä data 3.

Taulukossa 7.10 on esitetty tuulituotannon minimi- ja maksimiarvot vuosilta 2000–2002. Tuotannon maksimiarvo ajanjakson aikana on 91,1 % ja minimi nolla. Keskiarvo vuosien 2000–2002 tuulituotannolle on vastaavasti 22,3 % ja keskihajonta 17,6 %, jotka ovat esitetty myös taulukossa 7.10.

Taulukko 7.10 Vuosien 2000–2002 tuulituotannon (data 3) maksimi- ja minimiarvot prosentteina asennetusta kapasiteetista (Holtinen 2004).

	2000–2002
Maksimi [%]	91,1
Minimi [%]	0,0
Keskiarvo [%]	22,3
Keskihajonta [%]	17,6

Suurimmat yhden tunnin aikana tapahtuneet tuotantomuutokset vuosien 2000–2002 väliseltä ajalta ovat esitetty taulukossa 7.11. Suurin tuotannon kasvu on 16,2 % ja lasku 15,7 %.

Taulukko 7.11 Suurimmat tuotantomuutokset vuosilta 2000–2002 prosentteina asennetusta kapasiteetista (data 3). (Holtinen 2004)

	2000–2002
Tuotannon kasvu [%]	16,2
Tuotannon lasku [%]	15,7

7.3. Todellisen ja skaalatun tuntivaihtelun vertailu

Kappaleissa 7.2.1 ja 7.2.2 on esitetty Suomen tuulivoimatuotannon todelliset mitatut tuotantoarvot sekä niiden pohjalta tehdyt skaalatut tuotantoarvot. Tässä kappaleessa vertaillaan kyseisten kappaleiden tuloksia.

Todellisen mitatun tuntituotannon maksimiarvot vaihtelevat vuosien 2005–2007 aikana välillä 80–86 %. Vastaavasti skaalatun tuntituotannon maksimi on vuosien 2005 ja 2006 aikana noin 93 %. Molempien sekä todellisen että skaalatun tuntituotannon minimi ovat liki nollia.

Keskiarvot todelliselle mitatulle tuntituotannolle ovat välillä 20,8–23,4 % ja keskihajonnat 16,6 ja 18,4 % välillä vuosien 2005–2007 aikana. Vastaavat skaalatun tuntituotannon arvot ovat keskiarvolle 29,3 % ja keskihajonnalle 20,9 % vuosilta 2005–2006.

Vuosien 2005 ja 2007 välisenä aikana todellisen mitatun tuotantovaihtelun keskihajonta on 2,6 % ja 2,7 % välillä. Vastaava skaalatun tuntituotannon arvo on 3,4 % vuosien 2005 ja 2006 aikana.

Todellisen mitatun tuulituotannon suurin yhdessä tunnissa tapahtunut tuotantomuutos on vuosien 2005–2007 aikana 16,2 %. Vastaavasti suurin skaalatun tuotannon muutos yhdessä tunnissa on 20,3 %.

Edellä esitettyjen vertailujen pohjalta voidaan todeta skaalattujen tuotantoarvojen olevan hieman suurempia kuin todellisten mitattujen tuotantoarvojen. Lisäksi skaalatun aikasarjan vaihtelut ovat suurempia kuin todellisen mitatun vaihtelun. On otettava huomioon skaalatun skenaarion painottuminen 45 % osuudella alueelle kaksi (taulukko 7.5 ja kuva 7.2). Näin suuri yhden alueen painoarvo kasvattaa vaihteluita verrattuna tilanteeseen, jossa tuotantokapasiteetti on jakautunut tasaisemmin.

Skaalattua tuntituotantoaikasarjaa voidaan pitää laajamittaista tuulivoimatuotantoa edustavana tuntituotantomallina. Skaalattu aikasarja antaa konservatiivisen arvion hajautetun tuulivoimakapasiteetin vaihteluista Suomessa tilanteessa, jossa lähes puolet koko kapasiteetista on keskittynyt Perämeren pohjukkaan.

7.4. Suomen tuulivoimatuotannon tunnin sisäiset vaihtelut

Suomen tuulivoiman tunnin sisäisiä vaihteluita on tarkasteltu kymmenen minuutin keskitehoisten tuotantomittausten perusteella. Suurimman tunnin sisäisen tuotantomuutoksen on arvioitu olevan noin 25 % asennetusta kapasiteetista (Matilainen 2008). Arvoa ei voida suoraan verrata edellä esitettyihin keskitehoisesta tuntidatasta tehtyihin arvioihin, koska käytetty data ei ole sama. Mittaukset kattavat kuusi yksittäistä

voimalaa, joiden suurin etäisyys on noin 500 kilometriä. Yhteisteholtaan laitokset ovat kymmenen megawattia. Tarkasteluissa on huomioitu vain ne ajanjaksot, jolloin kaikki kuusi voimalaa ovat olleet tuotannossa. Kymmenen minuutin aikasarjasta laskettiin myös peräkkäisten tuntien tuotantovaihtelun keskihajonta, joka on 5,9 % asennetusta kapasiteetista (Matilainen 2008).

7.5. Tuulivoimatuotannon sekuntitason vaihtelut

Tehtäessä sekuntitason tarkasteluja on erittäin tärkeää käyttää laaja-alaisen tuotannon tilastoja. Tällöin yksittäisten voimaloiden tuotantomuutokset kompensoituvat osin toisten voimaloiden vaihtelulla, jolloin myös koko hajautetun kapasiteetin sekuntitason tuotantomuutokset osittain tasaantuvat. Lisäksi vaihteluiden tasaantumiseen vaikuttaa tuulivoimaloiden roottorien inertia, joka tasaa osaltaan vaihteluita. Sekuntitason vaihtelut ovat näin ollen vähemmän riippuvaisia paikasta ja vallitsevista olosuhteista kuin pidemmän aikavälin vaihtelut. Koska Suomen tuulivoimatuotannosta ei ole tällä hetkellä saatavilla riittäviä mittaustietoja sekuntitason vaihteluista, tarkastellaan asiaa muissa maissa tehtyjen tutkimuksien pohjalta.

7.5.1. Tuulituotannon korrelaatio sekuntitasolla

Yhdysvalloissa julkaistussa raportissa on käsitelty tuulivoiman sekuntitason tuotantovaihteluita. Sekuntitasolla tuulivoimaloiden tehovaihteluiden välillä ei esiinny korrelaatiota. Korrelaatiokerroin on vierekkäisille voimaloille jo hyvin heikko ja etäisyyden kasvaessa muutamaan kilometriin korrelaatiokerroin on liki nolla. (Wan 2005)

7.5.2. Tuulituotannon muutokset sekuntitasolla

Taulukossa 7.12 on esitetty neljälle erisuuruiselle tuulipuistolle yhden sekunnin aikaisten tuotantomuutoksien itseisarvojen keskiarvot ja -hajonnat, jotka ovat ilmoitettu prosentteina tuulipuistoon asennetusta kapasiteetista. Tarkasteluissa tuulipuistot koostuvat 14, 61, 138 ja yli 250 tuulivoimalasta.

Taulukko 7.12 Yhden sekunnin aikaiset tehonmuutoksien keskiarvot ja -hajonnat prosentteina tuulipuiston kapasiteetista. Luvut kuvaavat yhden tuulipuiston tuotantoa. (Wan 2005)

	14 voimalaa	61 voimalaa	138 voimalaa	250+ voimalaa
Keskiarvo [%]	0,4	0,2	0,1	0,1
Keskihajonta [%]	0,5	0,3	0,2	0,1

Kuten taulukon 7.12 arvoista huomataan, ovat tuotantovaihtelut sekuntitasolla pieniä suhteessa asennettuun kapasiteettiin. Lisäksi huomataan vaihteluiden suhteellisen suuruuden asennetusta kapasiteetista pienentyvän tuulivoimaloiden lukumäärän kasvaessa.

Arvioitaessa sekuntitason ääri vaihteluita keskihajonnan monikerran avulla ovat vaihtelut yhdellä suurella tuulipuistolla suurimmillaan noin yhden prosentin asennetusta kapasiteetista. Hajautetulla tuotannolla sekuntivaihtelut jäävät todennäköisesti tätäkin pienemmiksi. Suuruudeltaan sekuntitason tuotantomuutokset eivät ole yhtä merkittäviä kuin pidemmän aikavälin tuotantomuutokset. On kuitenkin otettava huomioon muutoksen lyhyt yhden sekunnin aikaväli mietittäessä sekuntitason vaihteluiden vaikutuksia taajuusohjatun käyttöreservin määrään.

7.6. Tuulivoimatuotannon ääri vaihteluita Pohjois-Euroopassa ja Pohjoismaissa

Suurimpia mahdollisia tuotantomuutoksia tutkittaessa voidaan saada tärkeää tietoa muiden maiden ääri vaihteluita tarkastelemalla. Tuotantomuutoksien tarkastelussa tulee kuitenkin keskittyä maihin, jotka kohtaavat samoja säärintamia kuin Suomi. Lisäksi vertailumaissa tulee olla laajamittaista tuulivoimakapasiteettia. Tässä kappaleessa vertailumaiksi on valittu Tanska ja Saksa. Tarkastelussa tulee kuitenkin muistaa Suomen ja vertailumaiden maantieteelliset eroavaisuudet, jotka vaikuttavat myös maiden tuoliolosuhteisiin. Lisäksi on huomioitava Suomen tuulivoimakapasiteetin hajautuneen laajemmalle alueelle kuin Tanskassa ja Saksassa. Seuraavassa on esitetty kaksi suurta tuotantomuutosta viime vuosilta Tanskasta ja Pohjois-Saksasta (Holtinen et al. 2007).

Tanskassa 8. tammikuuta 2005:

- Tuotannon lasku 83 % asennetusta kapasiteetista kuuden tunnin ajanjaksolla. Tämä tarkoitti noin 2000 MW tuotantomuutosta.
- Suurin tunninaikainen muutos oli 24 % asennetusta kapasiteetista eli 600 MW.
- Suurimmat tuotannon muutosnopeudet minuutissa olivat 0,5 % asennetusta kapasiteetista eli 12 MW minuutissa.

Pohjois-Saksassa 24. joulukuuta 2004:

- Tuotanto pienentyi 58 % asennetusta kapasiteetista eli yli 4000 MW kymmenen tunnin aikana.
- Suurimmat muutosnopeudet tuotannossa olivat minuutin aikana 0,2 % asennetusta kapasiteetista eli 16 MW minuutissa.

8. Suomen säätösähkömarkkinoiden tarkastelu

Suomen säätösähkömarkkinoille jätettävien säätötarjousten määrä vaihtelee ajan mukaan. Vastaavasti myös aktivoitavan säädön määrä vaihtelee tunnista toiseen. Tällöin säätöelektrien hintakin vaihtelee ja toisinaan voi esiintyä erittäin korkeita hintapiikkejä. Kappaleessa 8.1 on käytetty hyväksi Fingridin (Fingrid 2008e) internetsivustolta saatavia tilastoja säätöelektrien tarjouksista. Kappaleissa 8.2 ja 8.3 lähteinä toimi Nordpoolista (Nordpool 2008) saadut tilastot käytetyn säätöelektrien määrästä sekä hinnasta.

8.1. Säätöelektrien tarjouksien määrän ajallinen vaihtelu

Säätöelektrien markkinoille tarjottavan säädön määrä ei ole vakiintunut jollekin tietylle tasolle vaan säädön määrä vaihtelee käyttötilanteen mukaan tunnista toiseen. Säätötarjousten ajallinen vaihtelu on huomattavan suurta ja vaikeasti ennustettavissa. Tämän vuoksi Suomen säätöelektrien markkinoiden kapasiteetille on mahdotonta määrittellä yksiselitteistä lukuarvoa.

Suomen säätöelektrien markkinoille 1.8.2006–1.3.2008 jätettyjen ylössäätötarjousten keskiarvo on 343 MW ja alassäätötarjousten 396 MW. Vastaavasti keskihajonnat ovat sekä ylös- että alassäädölle 158 MW. Taulukossa 8.1 on esitetty kyseiset säätötarjousten keskiarvot ja -hajonnat.

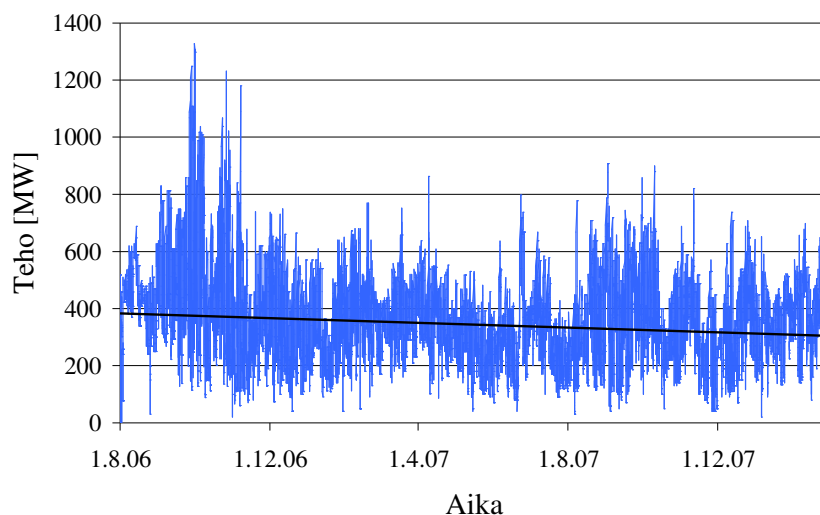
Taulukko 8.1 Säätötarjousten tuntikeskiarvot Suomen säätöelektrien markkinoilta 1.8.2006–1.3.2008 väliseltä ajalta.

	Ylössäätötarjoukset	Alassäätötarjoukset
Keskiarvo	343 MW	396 MW
Keskihajonta	158 MW	158 MW

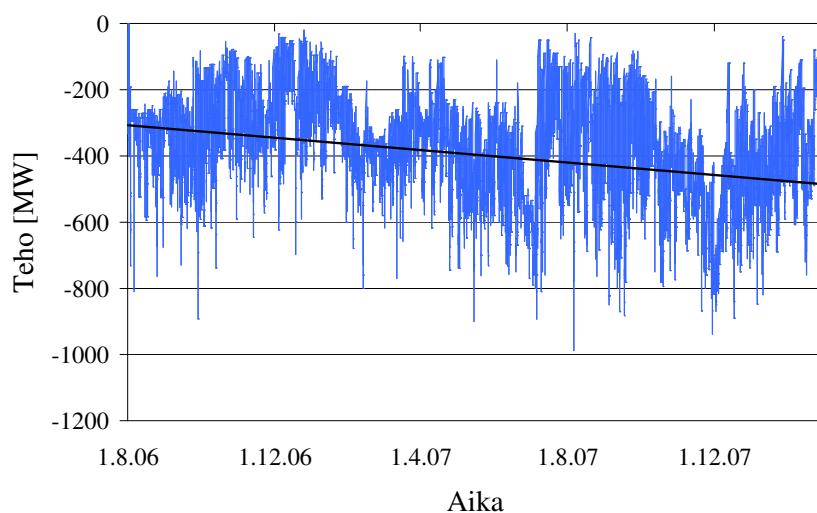
Säätöelektrien markkinoille tarjottavaan säätömäärän vaihteluun vaikuttaa edellisinä tunteina aktivoitavan säädön määrä. Mikäli edellisinä tunteina on aktivoitu paljon säätöelektrien markkinoille tarjottua tehoa, on sillä selkeä pienentävä vaikutus tarjottuihin ylössäätöömääriin. Tämä on seurausta jokivaltaisen vesivoiman hallitsevasta osuudesta

säätösähkömarkkinoilla. Näin ollen yhtämittäinen ylössäätötarjojusten aktivoiminen näkyy seuraavien tuntien ylössäätötarjojusten määrässä.

Ylössäätötarjojusten ajallista vaihtelevuutta Suomen säätösähkömarkkinoilla on havainnollistettu kuvassa 8.1 ajanjaksolta 1.8.2006–1.3.2008. Kuvassa 8.2 on vastaavasti esitetty alassäätötarjojusten vaihtelevuutta samalta aikaväliltä.



Kuva 8.1 Ylössäätötarjojusten määrä Suomen säätösähkömarkkinoilla 1.8.2006–27.2.2008 väliseltä ajalta. Kuvaan on piirretty mustalla tarjouksien muutostrendi.



Kuva 8.2 Alassäätötarjojusten määrä Suomen säätösähkömarkkinoilla 1.8.2006–27.2.2008 väliseltä ajalta. Kuvaan on piirretty mustalla tarjouksien muutostrendi.

Kun tarkastellaan Suomen säätösähkömarkkinoille jätettyjen säätötarjousten määrää vuoden 2006 elokuusta alkaen, voidaan nähdä ylössäätötarjousten vähentymistä ja toisaalta alassäätötarjousten lisääntymistä. Yhtenä syynä voidaan pitää kohonnutta sähkön markkinahintaa ja optimoitua laitosten käyttöä, minkä seurauksena säätösähkömarkkinoiden houkuttelevuus on pienentynyt.

Suomen säätösähkömarkkinat ovat osa yhteispohjoismaisia säätösähkömarkkinoita, joilla suurin osa tarjottavasta säädöstä muodostuu Norjan ja Ruotsin vesivoimasta. Valtaosa Suomenkin säädöstä toteutetaan yhteisten säätösähkömarkkinoiden edullisella vesivoimalla, mikäli Ruotsin ja Suomen välinen siirtokapasiteetti ei aseta säädölle siirtorajoituksia.

8.2. Aktivoidun säädön ajallinen vaihtelu

Kun tarkastelujaksona on 1.8.2006–1.3.2008, Suomen säätösähkömarkkinoilla aktivoitujen säätötuntien osuus kaikista tunneista on ylössäädön osalta noin 21 % ja alassäädöllä noin 25 %. Ylössäätötunneista suurin aktivoitu tehomäärä on 640 MW ja alassäädössä vastaavasti 423 MW.

Taulukkoon 8.2 on koottu edellä esitetyt säädön suurimmat aktivoidut määrät Suomen säätösähkömarkkinoilta sekä säätötuntien osuus ajanjaksolla.

Taulukko 8.2 Suomen säätösähkömarkkinoilta aktivoidun säädön maksimiarvo ja säätötuntien osuus 1.8.2006–1.3.2008 väliseltä ajalta.

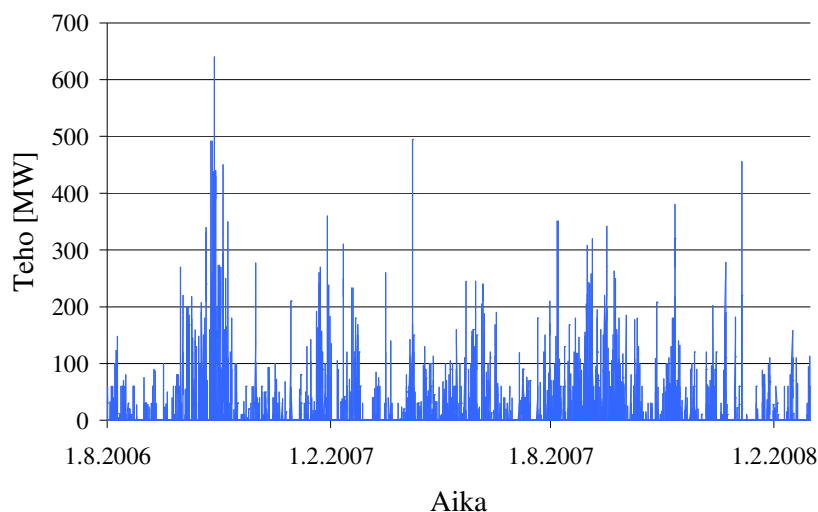
	Ylössäätö	Alassäätö
Maksimi	640 MW	423 MW
Säädettyjen tuntien osuus	21,3 %	25,4 %

Ylössäädön keskiarvo on 13 MW, kun keskiarvo lasketaan kaikista tunneista. Jos keskiarvo lasketaan vain ylössäädetyiltä tunneilta, saadaan keskiarvoksi 61 MW. Alassäädölle kaikkien tuntien keskiarvo on 17 MW ja alassäädettyjen tuntien kesken keskiarvo on 67 MW. Ylös- ja alassäädön keskiarvotehot säätötuntien ja kaikkien tuntien osalta ovat esitetty taulukossa 8.3.

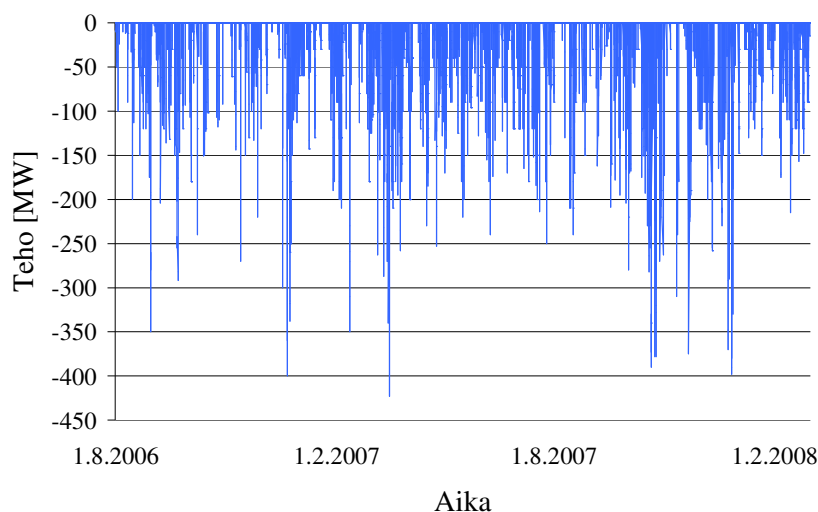
Taulukko 8.3 Suomen säätösähkömarkkinoilta aktivoidun ylös- ja alassäädön keskiarvot laskettuna kaikilta tunneilta ja vain säätötunneilta 1.8.2006–1.3.2008 väliseltä ajalta.

	Ylössäätö	Alassäätö
Keskiarvo kaikilta tunneilta	13 MW	17 MW
Keskiarvo säädetyiltä tunneilta	61 MW	67 MW

Aktivoidun säädön ajallista vaihtelevuutta on havainnollistettu kuvissa 8.3 ja 8.4. Kuvassa 8.3 on esitetty Suomen säätösähkömarkkinoilta 1.8.2006–1.3.2008 välisenä aikana aktivoidun ylössäädön määrä. Saman ajanjakson aktivoidun alassäädön määrä on vastaavasti esitetty kuvassa 8.4.



Kuva 8.3 Suomen säätösähkömarkkinoilta aktivoidun ylössäädön määrä 1.8.2006–1.3.2008 väliseltä ajalta.



Kuva 8.4 Suomen säätösähkömarkkinoilta aktivoidun alassäädön määrä 1.8.2006–1.3.2008 väliseltä ajalta.

Käyttämättömät säätösähkötarjoukset voidaan periaatteessa laskea säätösähkötarjousten ja aktivoidun säädön erotuksen perusteella. Tämä laskenta on kuitenkin harhaan johtavaa säätötarjousten ja aktivoidun säädön keskinäisestä riippuvuudesta johtuen. Laskenta toki kertoo käyttämättömien säätötarjousten määrän mutta se ei kuitenkaan anna todellista kuvaa jäljellä olevasta säätökapasiteetista.

Säädettyjen tuntien osuus ylössäädön osalta on reilut 20 % kaikista tunneista (taulukko 8.2). Tämä tarkoittaa noin 80 % säädöttömiä tunteja. Tällöin suuri osa säätötarjouksista säilyy tunnista toiseen tehden vaikutuksen todellisuutta suuremmasta käyttämättömästä säätökapasiteetista. Aktivoitavan säädön lisääntyessä kasvavien tuotantovaihteluiden myötä supistuu vastaavasti seuraavien tuntien säätötarjousten määrä. Tämän vuoksi säätösähkömarkkinoiden todellinen kapasiteetti on vaikea määrittää jollekin tietylle vaihtelutasolle.

8.3. Säätösähkön hinnan ajallinen vaihtelu

Aktivoidun ylössäädön hinta vaihtelee tarjousten ja aktivoitavan säädön mukaan. Mitä enemmän säätöä joudutaan aktivoimaan tai mitä niukemmin ylössäätötarjouksia on käytettävissä, sitä korkeammalle ylössäädön hinta nousee. Ylössäädön hintapiikki muodostuu usein useamman käyttötunnin jatkuneesta säädöstä, minkä seurauksena ylössäätötarjouksien määrä vähenee säätösähkömarkkinoilla. Mikäli ylössäätöä täytyy

edelleen jatkaa, joudutaan aktivoimaan aina vain kalliimpia tarjouksia. Näin ylössäädön hintapiikkejä voi muodostua aika ajoin.

Ylössäädössä esiintyvät korkeat hinnat, jopa 2000 €/MWh, viestivät joko suuresta säätötarpeesta tai tarjouksien vähäisyydestä säätösähkömarkkinoilla. Näin ollen tarkastelemalla ylössäädössä esiintyviä hintapiikkejä voidaan saada viitteitä säätösähkömarkkinoiden kapasiteetin riittävydestä. Taulukossa 8.4 on esitetty ylössäädön sekä Helsingin aluehinnan keskiarvohinnat vuosilta 2000–2007.

Taulukko 8.4 Suomen säätösähkömarkkinoiden vuosittaiset tuntikeskiarvohinnat ylössäädölle sekä Helsingin aluehinnan keskiarvot.

	Ylössäädön keskiarvohinta [€/MWh]	Helsingin aluehinnan keskiarvo [€/MWh]
2000	16,15	14,88
2001	24,22	22,83
2002	28,92	27,28
2003	37,19	35,30
2004	28,79	27,68
2005	33,32	30,53
2006	51,58	48,57
2007	33,15	30,01

Taulukossa 8.5 on esitetty ylössäädössä esiintyvien hintapiikkien lukumäärä verrattuna ylössäädön keskiarvohintaan sekä Helsingin aluehintaan. Ylössäädön ja Helsingin aluehinnan välisessä vertailussa on molemmille käytetty tarkasteltavan tunnin hintaa. Hintapiikeiksi ovat luokiteltu yli kymmenkertaiset arvot vertailukohtaan nähden.

Taulukko 8.5 Ylössäädössä esiintyvien hintapiikkien lukumäärä verrattuna sekä ylössäädön keskiarvohintaan että Helsingin aluehintaan.

	Hintapiikit ylössäädön keskiarvohintaan verrattuna	Hintapiikit Helsingin aluehintaan verrattuna
2000	10	1
2001	0	0
2002	0	0
2003	0	0
2004	0	7
2005	6	9
2006	7	2
2007	11	9

Kuten taulukosta 8.5 voidaan huomata, on hintapiikkien esiintyvyys kasvanut viime vuosina. Tämä osaltaan viittaa Suomen säätösähkömarkkinoiden kapasiteetin olleen aika ajoin lähes kokonaan käytettynä. Hintapiikkien tarkastelu osoittaa myös säätösähkömarkkinakapasiteetin riittävyyden heikentyneen viime aikoina.

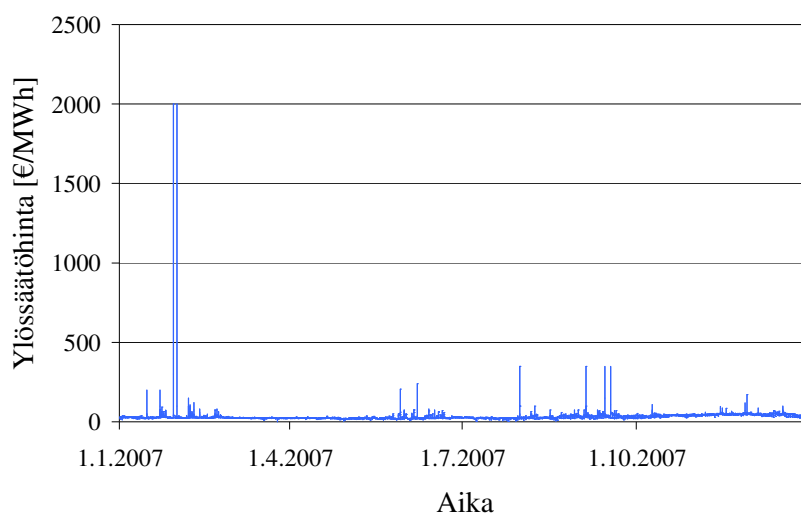
Taulukossa 8.6 on esitetty hintapiikkien lukumäärä pullonkaulatilanteissa. Hintapiikki on siis esiintynyt samaan aikaan kuin Suomessa ja Ruotsissa on ollut toisistaan poikkeavat aluehinnat.

Taulukko 8.6 Ylössäädössä esiintyvien hintapiikkien lukumäärä verrattuna sekä ylössäädön keskiarvohintaan että Helsingin aluehintaan pullonkaulatilanteissa.

	Hintapiikit ylössäädön keskiarvohintaan verrattuna pullonkaulatilanteissa	Hintapiikit Helsingin aluehintaan verrattuna pullonkaulatilanteissa
2000	0	1
2001	0	0
2002	0	0
2003	0	0
2004	0	0
2005	2	1
2006	3	0
2007	0	1

Vertailtaessa taulukoiden 8.5 ja 8.6 hintapiikkien lukumääriä huomataan vain harvojen hintapiikkien muodostuneen samanaikaisesti Ruotsin ja Suomen välisen pullonkaulatilanteen kanssa. Suomen säätösähkömarkkinoiden hintapiikkejä ei voida täten selittää riittämättömällä rajasiirtokapasiteetilla Ruotsin ja Suomen välillä.

Kuvassa 8.5 on esitetty vuoden 2007 ylössäätohinnan vaihtelu ajan funktiona. Kuvasta voidaan selkeästi huomata hintapiikkien erottuvuus. Lisäksi huomiota kiinnittää tammikuun lopussa olevat erittäin korkeat hinnat ylössäädölle. Hinta kohosi tällöin hetkittäin 2000 €/MWh.



Kuva 8.5 Suomen säätösähkömarkkinoiden tuntihinnat ylössäädölle vuodelta 2007.

9. Suomen säätöresurssien arvioiminen

Säätöresurssien arvioiminen tarkasti on erittäin haastava tehtävä. Sen vuoksi tässä luvussa esitetään sekä yhteenveto säätöresurssien tehonsäätönopeuksista että teoreettinen arvio Suomen nykyisistä säätöresursseista perustuen tehonsäätönopeuksiin ja käytössä olevaan voimalaitoskapasiteettiin.

9.1. Säätöresurssien tehonsäätönopeudet

9.1.1. Vesivoima

Suomessa on rakennettua vesivoimakapasiteettia noin 3000 MW. Vuoteen 2020 mennessä uutta nopeaan säätöön kykenevää vesivoimakapasiteettia on mahdollista rakentaa 470 MW lisää (Oy Vesirakentaja 2008). Reservikäyttöön tarjottava vesivoimakapasiteetti riippuu vesivoimatuottajien omista tuotantosuunnitelmista sekä vesitilanteen vuosittaisesta ja vuodenaikaisesta vaihtelusta.

Taulukossa 9.1 on esitetty nykyisen sekä vuoteen 2020 mennessä rakennettavissa olevan uuden vesivoiman kapasiteetit sekä tehonsäätönopeudet minuutissa prosentteina asennetusta kapasiteetista sekä megawatteina. Ilman Vuotoksen (37 MW) ja Kollajan (35 MW) kapasiteetteja vastaava uusi tehonsäätönopeus on noin 160 MW:a minuutissa 188 MW:n sijaan.

Taulukko 9.1 Nykyisen ja vuoteen 2020 mennessä rakennettavissa olevan uuden vesivoiman kapasiteetit ja suurimmat tekniset tehonsäätönopeudet.

	Kapasiteetti [MW]	Tehonsäätönopeus [%/min]	[MW/min]
Nykyinen	3000	40	1200
Uusi	470	40	188

Vesivoiman kohdalla on huomioitava erittäin nopea tehonsäätönopeus (40 % minuutissa). Tämä tarkoittaa reservikäyttöön saatavan kapasiteetin olevan kokonaisuudessaan käytettävissä muutamassa minuutissa. Vesivoiman säätökapasiteetti on kuitenkin riippuvainen vuosittain ja vuodenaikojittain vaihtelevasta vesitilanteesta.

Jatkuva yhtämittainen säätö voi myös aiheuttaa ongelmia vesivoiman energiariittävyydelle jokivoimaloiden rajallisten säännöstelyaltaiden takia.

9.1.2. Ydinvoima

Suomen painevesireaktoreiden yhden minuutin tehonsäätönopeudet vaihtelevat 1-3 % laitosten nimellistehosta mutta jopa 5-10 % minuutissa on mahdollista. Vastaavasti kiehutusvesireaktoreiden tehonsäätönopeus sekunnissa voi olla jopa 1 % laitoksen nimellistehosta. Tehonsäätönopeudet perustuvat IAEA:n (International Atomic Energy Agency) tekniseen raporttiin numero 387. Taulukossa 9.2 on esitetty Suomen painevesireaktoreiden kapasiteetit sekä tehonsäätönopeudet. Vastaavat arvot kiehutusvesireaktoreille on esitetty taulukossa 9.3.

Taulukko 9.2 Suomen painevesireaktoreiden kapasiteetit ja mahdolliset tekniset tehonsäätönopeudet.

	Kapasiteetti [MW]	Tehonsäätönopeus	
		[%/min]	[MW/min]
Loviisa 1	490	1-3	5-15
Loviisa 2	490	1-3	5-15
Olkiluoto 3	1600	1-3	16-48

Taulukko 9.3 Suomen kiehutusvesireaktoreiden kapasiteetit ja mahdolliset tekniset tehonsäätönopeudet.

	Kapasiteetti [MW]	Tehonsäätönopeus	
		[%/s]	[MW/s]
Olkiluoto 1	840	1	8
Olkiluoto 2	840	1	8

Edellä mainittujen säätönopeuksien perusteella huomataan, että ydinvoimalaitoksissa on huomattavaa teknistä potentiaalia säätöresurssiksi. Suomessa ydinvoimalaitoksia ajetaan kuitenkin täydellä teholla ja niiden tarpeettomia tehonmuutoksia on rajoitettu. Tämän takia ydinvoimatehoa ei ole saatavilla reservikäyttöön.

9.1.3. Lauhde

Lauhdekapasiteetti Suomessa tarjoaa verkossa ollessaan merkittävän määrän säätökapasiteettia. Taulukossa 9.4 on esitetty hiili- ja turvelauhteen kapasiteetit Suomessa sekä niiden tehonmuutosnopeudet, jotka saavutetaan polttoainetehoa säätämällä.

Taulukko 9.4 Suomen hiili- ja turvelauhteen kapasiteetit sekä tekniset tehonsäätönopeudet polttoainetehoa säätämällä. Kapasiteetit vuoden 2007 alussa.

	Kapasiteetti		Tehonsäätönopeus	
	[MW]		[%/min]	[MW/min]
Hiililauhde	2165		5	108
Turvelauhe	244		3	7

Suomen lauhdekapasiteetti voi tulevien vuosien aikana kääntyä laskuun, mikäli poistuvan kapasiteetin tilalle ei rakenneta uusia lauhdevoimaloita. Erilaisia tulevaisuuden skenaarioita Suomen sähköntuotantokapasiteetista on esitetty tarkemmin Pöyry Energy Oy tekemässä Sähköntuotantoskenaariot vuoteen 2030 -selvityksessä.

9.1.4. Lämmön ja sähkön yhteistuotanto

Koska CHP-laitokset toimivat lämpönielunsa asettamin rajoituksin, ovat laitokset tapauskohtaisesti räätälöityjä eikä yksiselitteisiä tehonsäätönopeuksia voida näin ollen määritellä. Laitosten tehonsäätöön on kuitenkin useita eri mahdollisuuksia kuten esimerkiksi apujäähdyttimen käyttö tai kaukolämmönvaihtimen ohittaminen. Vaikka tarkkoja tehonsäätönopeuksia ei CHP-laitosten eri tehonsäätötavoille voidakaan sanoa, on CHP-tuotannon tarjoama säätöpotentiaali teknisessä mielessä erittäin merkittävää. Merkittäväksi CHP-laitosten säätöpotentiaalin tekee säätöenergian riittävyys sekä CHP-laitosten suuri sähköntuotantokapasiteetti Suomessa.

9.1.5. Kaasuturbiinit

Kaasuturbiinien tehonsäätönopeus on samaa luokkaa kuin vesivoiman. Kaasuturbiinit voivat säätää minuutissa 40 % nopeudella nimellistehostaan. Suomen kaasuturbiinit ovat pääosin lentokonekaasuturbiineita, joiden käynnistysaika täyteen tehoon on noin

viisi minuuttia. Taulukossa 9.5 on esitetty Fingridin käytettävissä oleva kaasuturbiinikapasiteetti sekä sen tehonsäätönopeudet.

Taulukko 9.5 Fingridin käytettävissä oleva kaasuturbiinikapasiteetti sekä sen suurimmat tekniset tehonsäätönopeudet.

	Kapasiteetti		Tehonsäätönopeus	
	[MW]	[%/min]	[MW/min]	
Nykyinen	779	40	312	

9.1.6. Voimalaitosten yhteenlaskettu tehonsäätönopeus

Suomen voimalaitoskapasiteetin yhteenlaskettu tekninen tehonsäätönopeus taulukoiden 9.1–9.5 perusteella on suurimmillaan noin 1600–1700 MW minuutissa ilman Olkiluodon kahta kiehutusvesireaktoria, joiden yhteenlaskettu tekninen tehonsäätönopeus on erinomainen 16 MW sekunnissa. Lisäksi edellä mainittuun lukuun ei sisälly yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotannon tarjoamaa kapasiteettia. Vastaavasti uuden kapasiteetin yhteenlaskettu tehonsäätönopeus on noin 200–230 MW minuutissa.

9.2. Arvio säätöresursseista

Säätöresurssien arvioiminen ilman taloudellista näkökulmaa on erittäin haastavaa. Laitosten käyttö suunnitellaan taloudelliselta pohjalta, minkä vuoksi niiden säätökapasiteettia ei voida määrittellä pelkästään teknisessä mielessä.

Jokainen käyttötilanne asettaa omanlaisensa reunaehdot säätöresurssien saatavuudelle. Voimalaitoksen sen hetkinen ajoteho vaikuttaa, kuinka paljon säätökapasiteettia on tarjolla reservikäyttöön. Vesivoiman kohdalla säätökapasiteetti riippuu vuosittain, vuodenajoittain ja vuorokauden mukaan vaihtelevasta vesitilanteesta. Mikäli säätöresursseista halutaan esittää tarkka arvio, joudutaan tarkastelemaan jokaista käyttötilannetta ja voimalaitosta erikseen. Kuvassa 9.1 on esitetty voimalaitoksen periaatteellinen tehonmyynti eri markkinoille ja reservikäyttöön. Laitoksen omistaja voi vapaasti optimoida laitoksen käyttöä, minkä vuoksi tarkkaa käytettävissä olevaa reservikapasiteettia on vaikea ennakoida. Käytännössä laitoksen ajotehoa optimoidaan

normaalisti Elspot-markkinoiden mukaan. Ylimääräiseksi jäävä kapasiteetti tarjotaan Elbas-markkinoille ja muuhun säätöön kuten säätösähkömarkkinoille ja reserveiksi.

Laitoksen maksimiteho



Kuva 9.1 Voimalaitoksen periaatteellinen tehonmyynti eri markkinoille ja reservikäyttöön. Elspot on vuorokautta ennen sähkön toimitusta toimiva markkina ja Elbas vuorokauden sisällä toimiva markkina.

Alle viidentoista minuutin käynnistysaikaan pystyvät tuotantomuodoista vain vesivoima ja kaasuturbiinit. Ydinvoimaa ajetaan Suomessa täydellä teholla, minkä vuoksi sen kapasiteetti säätöresurssiksi on nolla. Lauhdetuotannon käynnistysaika on yli viisitoista minuuttia, minkä vuoksi vain verkossa ollessaan se voi tarjota säätökapasiteettia. Lauhteen tarjoamaa säätökapasiteettia ei arvioida työssä, koska verkossa oleva kapasiteetti ja sen ajoteho vaihtelevat käyttötilanteiden mukaan. Lämmön ja sähkön yhteistuotannon laitoskohtaisten tehonsäätöominaisuuksien vuoksi arviossa ei huomioida myöskään CHP-tuotantoa, vaikka sen kapasiteettia voidaankin käyttää hyväksi säätöresurssina.

Vesivoiman säätökapasiteettia arvioidaan olemassa olevan kapasiteetin ja vuoden 2007 keskimääräisen tuotantotehon erotuksen avulla. Liitteen 1 taulukossa 1 on esitetty Nordelin tilastot sähkön tuotannosta ja kapasiteeteista vuodelta 2007 sekä lasketut keskimääräiset tuotantotehot. Keskimäärin lyhytaikaisesti vesivoiman teoreettisesti käytettävissä oleva vapaa kapasiteetti on noin 1400 MW, mikäli allaskapasiteetit ovat

säätöön kykenevällä tasolla. Taulukossa 9.6 on esitetty arviot 15 minuutissa käyttöön saatavasta säätökapasiteetista Suomessa.

Taulukko 9.6 Arviot 15 minuutissa enimmillään käyttöön saatavasta säätökapasiteetista tuotantomuodoittain Suomessa vuoden 2007 tilanteen perusteella.

Säätöresurssien kapasiteetit	
	[MW]
Vesivoima	1400
Kaasuturbiini	779
Lauhde	Ei arvioida
CHP	Ei arvioida
Ydinvoima	0

Arvio 15 minuutissa käyttöön saatavasta yhteenlasketusta teoreettisesta säätökapasiteetista ilman lauhde- ja CHP-tuotantoa taulukon 9.6 perusteella on Suomessa noin 2100–2200 MW. Vesivoiman kohdalla on muistettava ajankohdittain vaihteleva vesitilanne, minkä seurauksena myös säätökapasiteetti vaihtelee koko ajan. Lisäksi on huomioitava vesivoiman energiarajoitteisuus jokivoimaloiden rajoitetun allaskapasiteetin vuoksi. Tästä johtuen vesivoima ei voi ajaa pitkiä yhtämittaisia ajanjaksoja täydellä teholla. On myös huomioitava vesivoiman tekevän nykypäivänä jo lähes kaiken voimalaitosten tekemästä tehonsäädöstä (kuva 4.3), minkä seurauksena edellä mainittu teoreettinen säätökapasiteetti vaihtelee huomattavasti käyttötilanteen mukaan.

Vuonna 2008 ylläpidettävien taajuusohjatun käyttöreservin sekä häiriöreservien yhteenlaskettu kapasiteetti on noin 1250 MW. Vuoteen 2015 mennessä edellä mainittujen reservien tarpeen arvioidaan nousevan noin 1800 MW:iin. Vertailemalla teoreettista arviota säätökapasiteetista (2100–2200 MW) ja arvioitua käyttö- ja häiriöreservien yhteenlaskettua vaatimusta vuonna 2015 (1800 MW) huomataan, ettei arvioiden välillä ole kovin suurta eroa. On myös huomioitava vesivoiman säätökapasiteetin suuri vaihtelevuus vesitilanteiden mukaan. Näin ollen voidaan todeta, että irtikytkettävien kuormien sekä lauhde- ja CHP-kapasiteettien tarjoamat säätöresurssit ovat tulevaisuudessakin välttämättömiä reservikapasiteetin riittävyyden kannalta.

9.2.1. Vuodenaikojen vaikutus säästöresursseihin

Säästöresurssien arvioimisessa tulee ottaa huomioon kulutuksen ja sen myötä myös tuotannon vaihtelu vuoden aikana. Liitteessä 2 on esitetty Energiategollisuuden sähkön pikatilastot perusteella lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain vuoden 2007 tammi-, touko-, heinä- ja lokakuulta. Keskimääräisten tuotantotehojen perusteella saadaan suuntaa-antava käsitys eri vuodenaikojen tuotantotilanteista. Seuraavassa on esitetty eri vuodenaikoina säästöresursseihin vaikuttavia tekijöitä.

Talvitilanteessa Suomen sähköjärjestelmässä on paljon kulutusta ja tuotantokoneistoa kytkettynä verkkoon. Suuri osa järjestelmän tuotantolaitoksista on verkossa, milloin myös säästöresurssikapasiteetti on suurimmillaan. Vesivoiman lisäksi verkossa oleva lämpövoimatuotanto ja suuren kulutuksen aikaiset irtikytkettävät kuormat tai mahdolliset kulutusjoustot tarjoavat monia mahdollisuuksia reservien hallintaan.

Keväällä säästöresurssien kannalta on tuotantokoneiston lisäksi huomioitava mahdolliset kevättulvat. Pahimmillaan kevättulvat vähentävät säätökapasiteetin vesivoiman osalta sopimusten mukaiseen minimiin. Tällä on suuri merkitys reservikapasiteettiin, koska tällöin ajossa oleva CHP- ja lauhdetuotanto on jo vähäistä. Kevätaika voikin olla säätökapasiteetin riittävyyden kannalta vaikeinta aikaa.

Kesäaikana kuorma ja tuotanto ovat pienimmillään vähäisen lämmitystarpeen vuoksi. Tällöin säästöresurssikapasiteetissa onkin huomioitava lämpövoimakoneiden vähäisyys järjestelmässä. Laajamittainen tuulivoimatuotanto vähentää osaltaan verkossa olevaa lämpövoimakapasiteettia. Näin ollen kesäisin verkossa oleva kapasiteetti voi muodostua lähes pelkästään ydin-, vesi- ja tuulivoimasta. Tällöin verkossa olevat säästöresurssit koostuvat suurelta osin vesivoimasta ja kaasuturbiineista.

10. Reservien ja säätösähkön riittävyyden tarkastelu

Tuulivoimakapasiteetin kasvun myötä myös sähköjärjestelmän säätötarve lisääntyy. Tässä luvussa tarkastellaan tuulivoiman vaikutusta eri aikaskaaloilla toimivien reservien ja säätöresurssien riittävyyteen.

10.1. Riittävyys tehon ja energian näkökulmasta

Tarkasteltaessa reservien riittävyyttä sähköjärjestelmän käyttövarmuuden kannalta tulee tarkasteluissa keskittyä tuotannon ja kulutuksen ääri vaihteluihin. Tällöin päästään käsiksi ääri vaihtelun aiheuttamaan tehon säätötarpeeseen. Sähköjärjestelmässä tehonmuutokset on pystyttävä kompensoimaan olemassa olevin tuotanto- ja kuormareservein. Käyttövarmuuden kannalta myös harvoin tapahtuvat tilanteet ovat merkityksellisiä. Kaikki verkossa tapahtuvat ennakoimattomat kuorman ja tuotannon muutokset pitää pystyä tasapainottamaan olemassa olevien vaatimusten mukaan. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid on varautunut reservi- ja verkkoinvestoinneissaan liittämään 2000 MW maantieteellisesti hajautettua tuulivoimakapasiteettia Suomen voimajärjestelmään (Fingrid 2008g).

Lisäksi on tarpeen muistaa energian riittävyys arvioitaessa säätöresurssien riittävyyttä. Esimerkiksi jokivesivoimalla säätömahdollisuuksia rajoittaa rajallinen allaskapasiteetti, minkä takia useamman peräkkäisen säätötunnin seurauksena käytettävissä oleva säätökapasiteetti voi merkittävästi heiketä.

10.2. Taajuusohjattu käyttöreservi

Laajamittaisen tuulituotannon vaikutuksia taajuusohjatun käyttöreservin määrään on nykyisen mittaustiedon valossa vaikea arvioida. Koko Suomen kattavan tuulivoimatuotannon keskitehoinen tuntiaikasarja ei mahdollista lyhytaikaisten vaihteluiden arvioimista. Kymmenen minuutin keskitehoisella aikasarjalla päästään jo parempaan arvioon taajuusohjatun käyttöreservin määrästä. Tällä hetkellä Suomen tuulivoimakapasiteetista saatavavilla olevat lyhyen ajan mittaustiedot kattavat vain osan installoidusta tuulivoimakapasiteetista. Käytössä olevien mittaustietojen perusteella on

kuitenkin huomioitava mahdollisuus, että tunnin sisäiset vaihtelut saattavat olla tuntikeskitehon vaihteluita suurempia.

Normaalitilanteessa taajuutta ylläpidetään automaattisesti aktivoituvalla käyttöreservillä ja manuaalisesti aktivoitavilla säätösähkömarkkinatarjouksilla. Häiriötilanne ja taajuusohjatun häiriöreservin käyttö alkaa, kun taajuus laskee alle 49,9 Hz. Aina häiriön sattuessa pyritään taajuusohjatut reservit vapauttamaan ja tasapainottamaan tehotilanne aktivoimalla tarjouksia säätösähkömarkkinoilta sekä käynnistämällä nopeaa häiriöreserviä. Rinnastamalla suurimmat ja harvoin tapahtuvat tuulivoiman tuotantomuutokset häiriöihin (Fingrid 2008h), voidaan suurimmat tuulivoiman tehonmuutokset hoitaa häiriöreservein, eikä niiden kompensoimiseen tarvitse varata taajuusohjattua käyttöreserviä. Vaikka suuret ja harvoin tapahtuvat tuulivoiman tehonmuutokset voidaan hoitaa häiriöreservein, tarvitaan lisäksi säätösähkömarkkinoiden säätökapasiteettia sekä mahdollisesti nopeaa häiriöreserviä normaalitilanteen palauttamiseksi.

10.3. Taajuusohjattu ja nopea häiriöreservi

Fingridin mukaan tuulivoimatuotannon ääri vaihtelut voidaan rinnastaa verkossa tapahtuviin häiriöihin. Tuulivoimakapasiteetin lisääntymisellä ei ole merkitystä taajuusohjatun tai nopean häiriöreservin määrään, mikäli vian tai myrskyn seurauksena ei katsota menetettävän tuulivoimatuotannon olevan suurempi kuin kyseisen osajärjestelmän mitoittavan vian. Suomen tapauksessa tämä tarkoittaa 1300 MW:a eli Olkiluoto 3 verkkovaikutusta vikatilanteessa.

Ainoastaan Olkiluoto 3 verkkovaikutusta suuremmalla tuulivoimatuotannon verkosta menettämällä on vaikutus Suomen taajuusohjatun ja nopean häiriöreservin määrään. Tuulivoimakapasiteetin ollessa noin 2000 MW:a ja maantieteellisesti hajautunutta ei ole todennäköistä, että menetettävä tuulivoimatuotanto olisi yli 1300 MW:a yksittäisen vian tai myrskyn seurauksena. Näin ollen sillä ei ole vaikutusta taajuusohjatun tai nopean häiriöreservin määrään.

10.4. Hidas reservi

Tuulivoiman suurimmat tuotantomuutokset voivat olla noin 50 % asennetusta kapasiteetista neljässä tunnissa, joten riittävän suuresta hitaan reservin kapasiteetista ja

toimintakunnosta on pidettävä huolta. Suurimmillaan tuulivoiman tuotantomuutokset voivat olla jopa 80 % asennetusta kapasiteetista 12 tunnin aikana.

Sähkömarkkinoilta saatavilla olevan hitaan reservin määrä vaihtelee vuodenajoin. Esimerkiksi talviaikaan kapasiteettia on runsaasti verkossa, kun taas kesällä hidasta reserviä on vain vähän tuotannossa. Tuotantovaihteluiden lisääntyessä on huolehdittava kaikkien käyttötilanteiden aikaisesta riittävästä hitaan reservin kapasiteetista sähkömarkkinoilla, koska hitaan reservin toiminnalle on ominaista useamman tunnin käynnistysvalmius. Tyypillinen hitaan reservin voimalaitos on lauhdelaitos, jonka osuus sähköntuotannosta saattaa vähentyä tuulivoiman lisääntyessä merkittävästi. Tämä ei kuitenkaan tarkoita, ettei lauhdelaitoksia enää tarvita sähköntuotannossa vaan lauhteen lyhytaikainen käyttö voi jopa lisääntyä. Seurauksena voi siis olla hitaan reservin tarpeen lisääntyminen tuulivoiman käytön lisääntyessä.

Kulutushuipun aikainen voimalaitoskapasiteetin riittävyys on pyritty turvaamaan lailla, joka pyrkii pitämään poistumisuhanalaista lauhdevoimakapasiteettia käyttövalmiina. Huippukulutuksen aikaista tietyllä todennäköisyydellä saatavissa olevaa tuulivoimatuotantoa kutsutaan capacity credit -termillä. Tämän työn osalta capacity credit -tarkastelut eivät kuulu työssä tarkasteltaviin asioihin.

10.5. Säätösähkön tarve ja riittävyys

10.5.1. Arvio Suomen säätösähkötarpeen lisäyksestä

Nykyisen tuulivoimakapasiteetin tuotantovaihtelut ovat olleet suurimmillaan vuosien 2005–2007 aikana 16 % (data 1) ja vastaavasti Perämerelle keskittyneessä skenaariossa 20 % (data 2) asennetusta kapasiteetista. Tämä tarkoittaa 2000 MW tuulivoimakapasiteetilla vaihteluiden olevan noin 320–400 MW.

Vuonna 2004 säätötarpeen lisäyksen 2000 MW:n tuulivoimakapasiteetille arvioitiin olevan Suomessa noin 80 MW (Holttinen 2004), joka tarkoittaa neljää prosenttia asennettavasta tuulivoimakapasiteetista. Vuonna 2008 arviota tarkennettiin lisäämällä tuulivoiman ennusvirheiden vaikutus säätötarpeeseen. Näin ollen arvio säätötarpeen lisäyksestä 2000 MW:n tuulivoimakapasiteetille on noin 240–320 MW, joka tarkoittaa 12–16 % asennettavasta tuulivoimakapasiteetista (VTT 2008c). Fingridin arvion

perusteella 2000 MW tuulivoimakapasiteettia lisää Suomen säätösähkön tarvetta noin 300 MW:lla (Fingrid 2008g), joka on 15 % asennettavasta tuulivoimakapasiteetista.

10.5.2. Muiden maiden arviot säätötarpeen lisäyksestä

VTT:n julkaisemassa IEA (International Energy Agency) -raportissa on koottu yhteen arvioita eri maiden tuulivoiman aiheuttamasta säätötarpeen lisäyksestä. Raportissa arviot vaihtelevat yhdestä yhdeksään prosenttia asennettavasta tuulivoimakapasiteetista tuulivoimapenetraation ollessa välillä 5-25 % (Holtinen et al. 2007). Taulukossa 10.1 on esitetty eri maissa tehtyjen tuulivoiman reservitarvetutkimusten aikaskaalat sekä alkuperäislähteet, joissa on kuvattu tarkemmin käytettyjä menetelmiä, tarkempaa mielenkiintoa varten. Taulukossa 10.1 esitettyjen tutkimusten reservitarpeen lisäykset vaihtelevat alle yhdestä prosentista noin kahteenkymmeneenviiteen prosenttiin. Tutkimuksissa käytetty aikaskaala, tuulivoimapenetraatio ja käytetyt menetelmät sekä muut tutkimuskohteiden eroavaisuudet aiheuttavat arvioiden suuren vaihtelevuuden.

On kuitenkin muistettava, että reservitarve on arvioitava järjestelmäkohtaisesti muun muassa erilaisten tuotanto- ja kuormarakenteiden vuoksi. Näin ollen muiden voimajärjestelmien reservitarpeen lisäyksistä ei voida tehdä johtopäätöksiä Suomen reservitarpeisiin.

Taulukko 10.1 Eri maiden reservitarvetutkimusten aikaskaaloja sekä alkuperäislähteet tarkempaa tutustumista varten.

Maa	Tutkittu aikaskaala	Lähde
Ruotsi	1 tunti / 4 tuntia	(Axelsson et al. 2005)
Ruotsi	1-5 tuntia	(Söder 1993)
Saksa	Päivä etukäteen	(DENA 2005)
Iso-Britannia	4 tuntia	(Strbac et al. 2007)

10.5.3. Suomen säätösähkömarkkinoiden riittävyys

Laajamittaisen tuulivoimakapasiteetin säätötarpeen lisäksi on oleellista tarkastella myös itse säätösähkömarkkinoiden kapasiteettia. Säätösähkömarkkinoille tarjottavaan säätökapasiteettiin vaikuttavat monet asiat, minkä seurauksena tarjottava säätökapasiteetti markkinoilla vaihtelee huomattavasti. Tarjottava säätökapasiteetti Suomen säätösähkömarkkinoilla koostuu paljolti vesivoimasta. Suomessa merkittävä osa vesivoimakapasiteettia sijaitsee rajalliset säännöstelymahdollisuudet omaavissa jokivoimalaitoksissa. Tämän vuoksi vuosittain ja vuodenajoittain vaihteleva vesitilanne vaikuttaa osaltaan tarjottavaan säätökapasiteettiin. Esimerkiksi keväisin on usein huomattavissa vesivoiman tarjoaman reservikapasiteetin pieneneminen johtuen tulva-ajan säännöstelymahdollisuuksien puutteesta. Lisäksi markkinoilta aktivoitava säätö vaihtelee sekä kulutusennusteiden että tuotantosunnitelmien tarkkuuden mukaan. Nämä seikat yhdessä tekevät riittävän kapasiteetin määrittämisen säätösähkömarkkinoiden toiminnalle erittäin hankalaksi.

Ongelmia säätösähkömarkkinoiden riittävydessä voi aiheutua myös usean yhtämittaisen säätötunnin takia. Tällöin tarjottavaan säätökapasiteettiin on mahdollista muodostua merkittävä vaje. Mikäli säätötarve edelleen jatkuu, voi seurauksena olla säätösähköhinnan nouseminen erittäin korkeaksi. Viime vuosien aikana hintapiikit säätösähköhinnassa ovat yleistyneet, mikä merkitsee tarjottavan säätökapasiteetin heikkenen suhteessa olemassa olleeseen kysyntään.

Säätösähkömarkkinoiden käyttö ja sieltä hankittava säädön määrä tulee kasvamaan lisääntyvän tuulivoimakapasiteetin myötä. Viime aikoina (1.8.2006–1.3.2008) säätösähkömarkkinoilla säädettyjen tuntien osuus kaikista tunneista oli ylössäädön osalta 21 % ja vastaavasti alassäädön kohdalla 25 %. Tästä johtuen valtaosa säätösähkömarkkinoiden tarjouskapasiteetista on säilynyt tunnista toiseen antaen vaikutuksen todellisuutta suuremmasta säätökapasiteetista. Tuulivoiman lisääntyessä sähköjärjestelmässä heikentyy tuotantoennusteiden tarkkuus tuulivoiman vaikeamman ennustettavuuden vuoksi. Tästä johtuen säätösähkömarkkinoille tarjottavaa säätökapasiteettia tullaan myös enenevässä määrin käyttämään. Tämän seurauksena kalliimmat säätösähkötunnit tulevat varmasti yleistymään.

Säätösähkömarkkinoiden riittävyydelle on hyvin vaikea esittää tarkkaa kapasiteettimäärää tuotantovaihteluiden lisääntyessä järjestelmässä. Työssä tehtyjen säätösähkömarkkina- sekä tuulivoiman tuotantovaihtelutarkastelujen myötä voidaan tämän hetkisen säätösähkömarkkinakapasiteetin riittävyys kuitenkin kyseenalaistaa. Säätösähkömarkkinoiden kapasiteettia voi olla mahdollista tulevaisuudessa kehittää esimerkiksi erilaisten kuormien mukaantulolla markkinoille. On kuitenkin muistettava, että säätösähkömarkkinoille osallistumisesta ei ole kenelläkään velvoitetta. Näin ollen markkinatoimijat voivat itse päättää osallistumisestaan säätösähkömarkkinoille.

11. Pohdinta ja johtopäätökset

Tuulivoimakapasiteetin lisääntyessä on tärkeää huolehtia entistä tarkempien mittaustietojen saamisesta voimaloista. Minuutti- tai jopa sekuntitason mittaustiedot tuulivoimatuotannosta ovat sähköverkon järjestelmävaikutusten arvioinnin kannalta tarpeellisia. Tuulivoiman tuotantomuutosten ääri vaihteluiden ja keskihajontojen keskinäinen tarkastelu osoitti tuotantovaihtelun olevan lähes normaalijakautunutta.

Fingridin periaatteen mukaan laajamittaisen tuulivoiman tuotannon ääri vaihteluiden rinnastaminen häiriöihin mahdollistaa taajuusohjatun häiriöreservin käytön harvemmin tapahtuvien suurten tuotantomuutosten hallitsemiseen. Tällöin taajuusohjatun käyttöreservin ei tarvitse pystyä kompensoimaan suurimpia tuulivoiman tuotantomuutoksia vaan myös taajuusohjattu häiriöreservi voi tasapainottaa tehotilannetta. Taajuusohjatun käyttöreservin tarpeen tarkka määrittäminen vaatii tarkempia ja kattavampia mittaustietoja Suomen tuulivoimakapasiteetista kuin nykyisin on saatavilla. Laajamittaisella tuulivoimalla ei ole merkittävää vaikutusta häiriöreservien määrään, mikäli vian tai myrskyn aiheuttama tuotannonmenetykset ei ole Suomen mitoittavaa vikaa suurempi.

Tuulivoiman ja tehotasapainon vaihteluiden lisääntyessä sähköverkossa Suomen säätösähkömarkkinoiden riittävyys kyseenalaistuu. Säättösähkön erittäin korkeat hinnat yleistyvät edelleen, ellei markkinoille tarjottava säädön määrä lisäänty. Säättösähkömarkkinoiden houkuttelevuutta tulisikin lisätä riittävän säätökapasiteetin turvaamiseksi.

Irtikytkettävät kuormat ja mahdollinen joustava kulutus ovat erittäin tärkeitä säätöresursseja tehotasapainon ylläpidossa. Teollisuuden irtikytkettävien kuormien säilymisestä järjestelmässä tulee huolehtia sekä uusia joustavia kulutusryhmiä on pyrittävä muodostamaan. Tuulivoiman lisääntyessä on lisäksi huolehdittava hitaan reservin toimintakunnosta ja säilymisestä verkossa. Vaikka lauhteen osuus sähköntuotannossa saattaa pienentyä lisääntyvän tuulivoimakapasiteetin myötä, voi sen lyhytaikainen käyttö kuitenkin yleistyä.

Vesivoima on tehokapasiteettinsa puolesta erittäin merkittävä säätöresurssi. Vaihtelevien vesitilanteiden ja lisääntyvien tuotantomuutosten myötä on säätöenergian riittävydestä pidettävä myös huolta. Energiavarmojen lauhde- ja CHP-kapasiteettien

hyödyntämismahdollisuuksia säätöresursseina tulisi kehittää. Yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotantolaitosten laitoskohtaisten tehonsäätömahdollisuuksien hyödyntämistä tulisi kartoittaa tämän hetkisen säätökapasiteetin energiariippuvuuden vähentämiseksi. Tulevaisuudessa Suomen käyttö- ja häiriöreservien velvoitteiden kasvun myötä on ensiarvoisen tärkeää huolehtia sekä irtikytkettävien kuormien että lämpövoimakoneiden tarjoamien säätöresurssien säilymisestä verkossa.

Lähdeluettelo

Antila M. 2008. Fortum. Asiantuntijakeskustelu.

Axelsson U. et al. 2005. 4000 MW wind power in Sweden. Impact on regulation and reserve requirements. Elforsk rapport 05:19.

DENA. 2005. Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020 (dena grid study). Deutsche Energie-Agentur GmbH.

Enercon. 2008. Enercon storm control. <http://www.enercon.de>, viitattu 6.6.2008.

Energiateollisuus. 2008. Sähkön tuotanto ja ulkomaankauppa. <http://www.energia.fi>, viitattu 2.4.2008.

Energiateollisuus. 2008b. Kaukolämpötilasto 2007. <http://www.energia.fi>, viitattu 21.7.2008.

Energiateollisuus. 2008c. Vesivoima. <http://www.energia.fi>, viitattu 11.8.2008.

Fingrid. 2007. Voimajärjestelmätoimikunnan kokous 11.09.2007. FG varavoimalaitokset, yleisesittely.

Fingrid. 2008a. Säättö sähkömarkkinasopimus. <http://www.fingrid.fi>, viitattu 12.2.2008

Fingrid. 2008b. Huippuvoiman ylläpito. <http://www.fingrid.fi>, viitattu 13.3.2008.

Fingrid. 2008c. Voimalaitosten järjestelmätekniiset säätöominaisuudet (VJV 2007). <http://www.fingrid.fi>, viitattu 1.9.2008.

Fingrid. 2008d. Hetkellisen reservin, taajuusohjatun ja nopean häiriöreservin ylläpitosopimus. <http://www.fingrid.fi>, viitattu 12.2.2008.

Fingrid. 2008e. Säättö sähkömäärä. www.fingrid.fi, 15.4.2008.

Fingrid. 2008f. Varavoimalaitokset. www.fingrid.fi, 24.9.2008.

Fingrid. 2008g. Verkkopäivä 9.9.2008. Tuulivoimaa lisätään Suomessa - kuinka Fingrid varautuu? www.fingrid.fi, viitattu 9.10.2008.

Fingrid. 2008h. Verkkopäivä tiedote 9.9.2008. Fingrid varautuu liittämään 2000 MW tuulivoimaa Suomen kantaverkkoon. www.fingrid.fi, viitattu 9.10.2008.

-
- Finlex. 2008. Laki sähköntuotannon eräiden tehoreservien käytettävyyden varmistamisesta. <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2006/20061082>, viitattu 13.3.2008.
- Hirvonen R. 2008. Energiamarkkinavirasto. Asiantuntija keskustelu.
- Hirvonen R. ja Matilainen J. 1997. Pätötehoreservit voimajärjestelmässä. Sähkö & Tele 70 (1997) 4.
- Holtttinen H. 2004. The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. PhD Thesis. VTT Publications 554.
- Holtttinen H. et al. 2007. Design and operation of power systems with large amounts of wind power – State-of-the-art report. VTT.
- Höglund R. 2008. TVO. Asiantuntijakeskustelu.
- IAEA. 1999. Wien. Modern instrumentation and control for nuclear power plants. Technical reports series No. 387.
- Kaarlonen K; Pikkupeura J. 1999. Fingrid System Oy. Taajuudensäädön aiheuttamat lisäkustannukset voimalaitoksissa -selvitys. Powertechnics.
- Kemijoki Oy. 2007. Vuosikertomus 2007.
- Koskelainen L. et al. 2006. Kaukolämmön käsikirja. Energiateollisuus.
- Kuusinen K. 2002. Kantaverkon peruskoulutus. Luku 4.2 – Taajuuden ja jännitteen hallinta.
- Lehikoinen P. 2008. Fingrid. Asiantuntijakeskustelu 26.8.2008.
- Lemström B. et al. 2008. Analysing wind power influence on power transfer between areas. EWEC Conference. www.ewec2008.info.
- Lund P. 2007. Luento TKK. Tfy-56.174 Ydin- ja energiatekniikan erikoiskurssi. Tuulivoimateknologia.
- Lundberg A. 2002. Kantaverkon peruskoulutus. Luku 5.3.3 - Tasepalvelut.
- Manninen R. 2008. ÅF-consult. Asiantuntijakeskustelu.
- Mathworld. 2008. Standard deviation. <http://mathworld.wolfram.com>, viitattu 4.6.2008.
- Matilainen J. 2008. Fingrid. Asiantuntija keskustelu 18.9.2008.

-
- Mellin I. 2003. Mat-2.091 Sovellettu todennäköisyyslasku. Systemianalyysin laboratorio. TKK.
- Morren J. et al. 2006. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control.
- Nordel. 2008. System operation agreement.
- Nordic Grid Code. 2007. Nordic collection of rules. www.nordel.org, viitattu 25.9.2008.
- Nordpool. 2008. Operating data Finland. Nordpool FTP-server.
- Oy Vesirakentaja. 2008. Voimaa vedestä 2007 - Selvitys vesivoiman lisäämismahdollisuuksista. <http://www.energia.fi>, viitattu 13.3.2008.
- Partanen J. 2007. Sähköenergiatekniikan perusteet – Luku 3. <https://www.ee.lut.fi>, viitattu 12.3.2008.
- Piipponen J. 2008. Fingrid - valvomo. Asiantuntijakeskustelu.
- Pirilä P. 2003. TKK. Ene-59.003. Yleinen energiatalous.
- Sederlund J. 2002. Kantaverkon peruskoulutus. Luku 5.2.1 – Sähkön tuotantomuodot ja niiden käyttöominaisuudet.
- Sederlund J. 2008a. Yleistä reserveistä. Fingrid.
- Sederlund J. 2008b. Voimajärjestelmätoimikunnan kokous 5.6.2008 – Reservien ylläpito tulevaisuudessa. Fingrid.
- Strbac et al. 2007. Impact of wind generation on the operation and development of the UK electricity systems. Electric Power Systems Research.
- STUK. 2008. Säteilyturvakeskus. Suomen ydinvoimalaitokset. <http://www.stuk.fi>, viitattu 16.7.2008.
- Söder. 1993. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. IEEE transactions on power systems, vol. 8, No. 2, May 1993.
- Takala A. 2006. Vesivoiman rakentamismahdollisuudet Suomessa. <http://www.veko.fi>, viitattu 23.4.2008
- Vapaalahti T. 2008. Energiamarkkinavirasto. Asiantuntijakeskustelu.

Vehviläinen I. et al. 2007. Lämmön ja sähkön yhteistuotannon potentiaali sekä kaukolämmityksen ja -jäähdytyksen tulevaisuus Suomessa. Gaia group.

VTT. 2008a. Suomen tuulivoimatilastot. <http://www.vtt.fi>, viitattu 11.8.2008

VTT. 2008b. Tuulivoimalaitokset Suomessa 2008. <http://www.vtt.fi>, viitattu 20.8.2008.

VTT. 2008c. Tuulivoiman säätö ja varavoimatarpeesta Suomessa. www.vtt.fi, viitattu 9.10.2008.

Wan Y. 2005. A primer on wind power for utility applications. National renewable energy laboratory. Colorado.

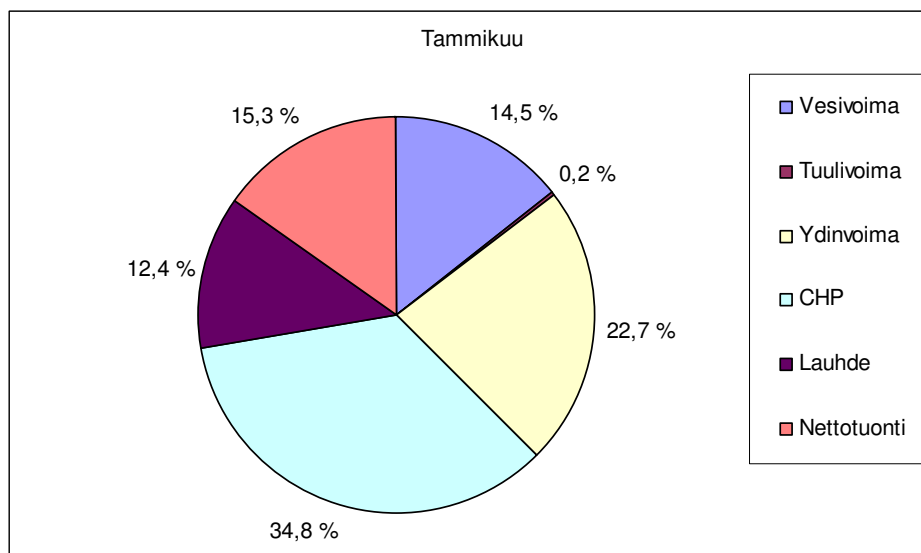
Liite 1: Vuoden 2007 sähköntuotanto Suomessa (Nordel)

Taulukko 1. Vuoden 2007 Nordelin ilmoittama Suomen vuosituotanto tuotantomuodoittain, tuotantomuotojen kapasiteetit sekä vuosituotannon perusteella lasketut keskiarvoiset tuotantotehot.

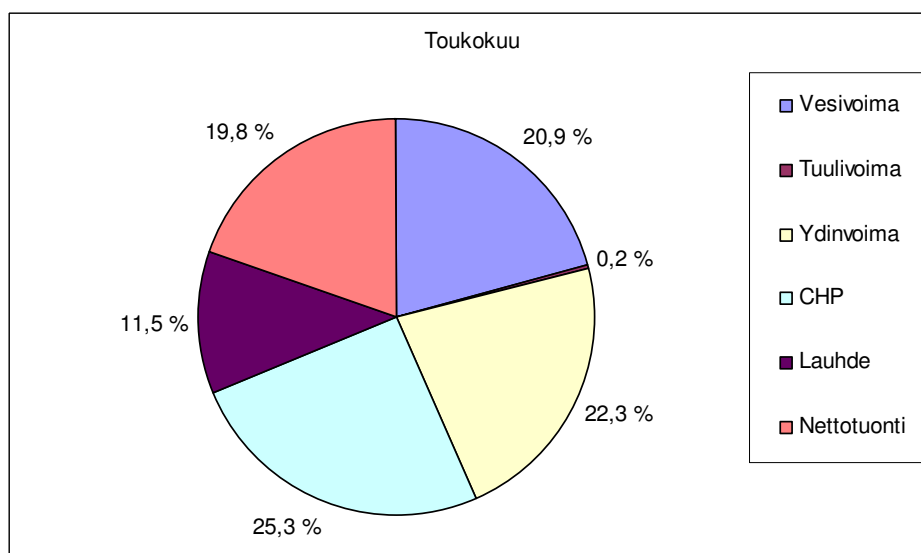
	Vuosituotanto [GWh]	Kapasiteetti [MW]	Keskiarvoinen tuotantoteho [MW]
Vesivoima	13971	3031	1595
Lauhde	14507	2988	1656
CHP	26596	7344	3036
Kaasuturbiini	8	805	1
Ydinvoima	22496	2651	2568

Liite 2: Vuoden 2007 sähköntuotanto vuodenajoittain (Energiateollisuus)

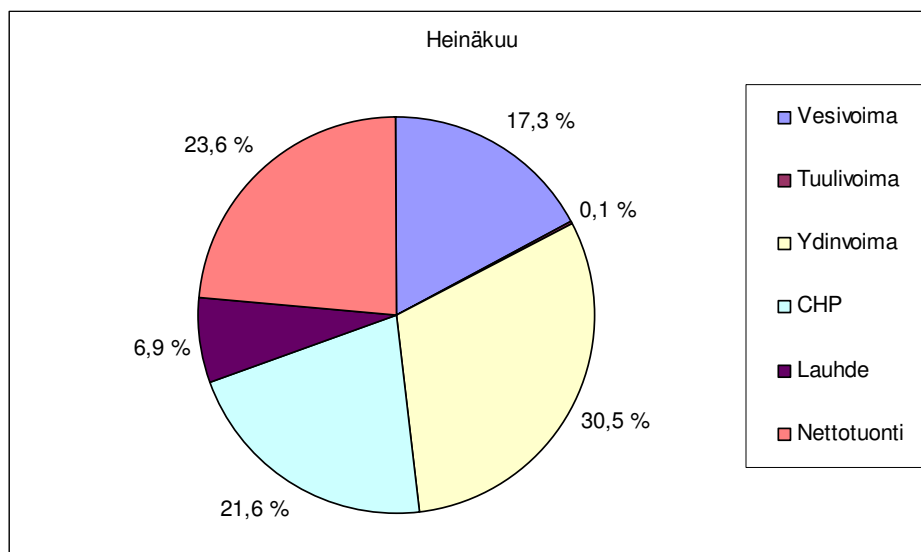
Kuvissa 1-4 on esitetty vuoden 2007 Energiateollisuuden pikatilastoista lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain tammi-, touko-, heinä- ja lokakuulta.



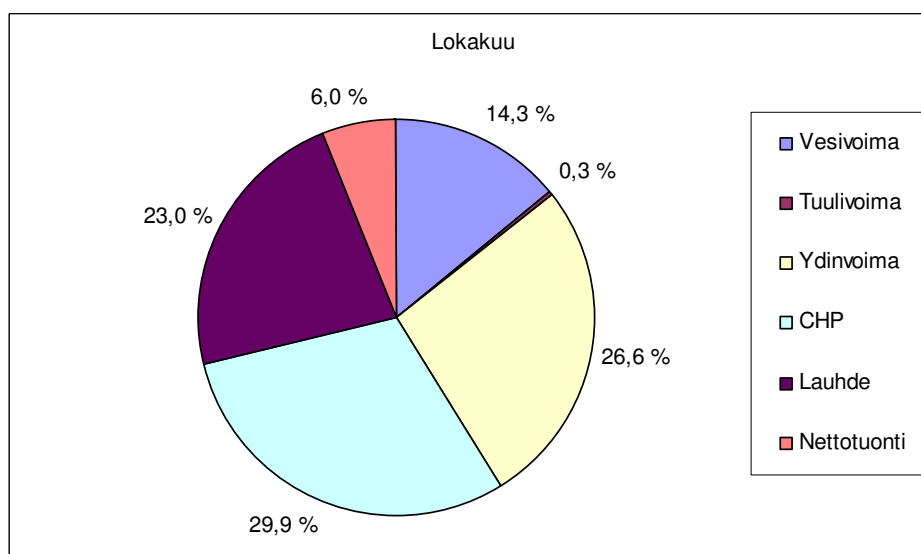
Kuva 1. Vuoden 2007 tammikuun Energiateollisuuden pikatilastoista lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain.



Kuva 2. Vuoden 2007 toukokuun Energiateollisuuden pikatilastoista lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain.



Kuva 3. Vuoden 2007 heinäkuun Energiateollisuuden pikatilastoista lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain.



Kuva 4. Vuoden 2007 lokakuun Energiateollisuuden pikatilastoista lasketut keskimääräiset tuotantotehot tuotantomuodoittain.