

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Laura Laitinen

TUNNINSISÄINEN TEHOTASAPAINO SUOMESSA 2020 JA 2030

Työn tarkastajat:

Professori Satu Viljainen

Professori Jarmo Partanen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikka

Laura Laitinen

Tunninsisäinen tehotasapaino Suomessa 2020 ja 2030

Diplomityö

2013

129 sivua, 48 kuvaa, 2 taulukkoa ja 3 liitettä

Tarkastajat: Professori Satu Viljainen ja Professori Jarmo Partanen

Ohjaaja: Diplomi-insinööri Minna Laasonen

Avainsanat: tunninsisäinen tehotasapaino, alueellinen tehotasapainon hallinta, säätötarve, säätövaje

Sähkön tuotannon ja kulutuksen välillä tulee vallita tasapaino joka hetki. Tunninsisäinen tehotasapainon hallinta on kantaverkkoyhtiön vastuulla, ja se tehdään säätöresurssein. Tässä työssä tarkastellaan tunninsisäistä tehotasapainon hallintaa Suomessa 2020-luvun alussa ja loppupuolella. Työn tarkoituksena on arvioida, riittävätkö nykytilanteen mukaiset säätöresurssit kattamaan tulevat säätötarpeet ja kuinka suuria säätövajeita, eli erotuksia markkinaehtoisen säätökyvyn ja säätötarpeen välillä, mahdollisesti esiintyy.

Tehotasapainon hallintaa tarkastellaan tarkemmin kuudessa esimerkki-markkinatilanteessa. Tilanteet ajoittuvat tällä hetkellä tehotasapainon hallinnan kannalta hankaliin ajankohtiin, kevään tulva-ajalle, kesän lomakaudelle ja talven huippukuormitustilanteeseen. Tarkastelutilanteiden avulla pyritäänkin selvittämään hankalimmat tilanteet, joita tehotasapainon hallinnassa 2020-luvulla voidaan kohdata. Työn tarkastelutilanteiden perusteella säätövaje voi olla suurimmillaan 200 - 1100 MW Suomessa 2020-luvulla. Tämä työ vastaa myös siihen, mitä tulisi tehdä, jotta selvittäisiin tehotasapainon hallinnasta kaikissa tilanteissa tulevalla vuosikymmenellä.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology

Faculty of Technology

Electrical Engineering

Laura Laitinen

Intra-hour power balance in Finland in 2020 and 2030

Master's thesis

2013

129 pages, 48 pictures, 2 tables and 3 appendixes

Examiners: Professor Satu Viljainen and Professor Jarmo Partanen

Supervisor: Master of Science Minna Laasonen

Keywords: intra-hour power balance, regional power balance management, regulating need, deficit between regulating need and resources

A balance between electricity production and consumption is needed continuously in the power system. Transmission system operator is responsible for the intra-hour power balance. The power balance is maintained with regulating resources. This thesis studies the intra-hour power balance in Finland at the beginning and at the end of the 2020's. The objective of this thesis is to evaluate if the present regulating resources meet the future regulating needs and how large deficit possibly exists between regulating needs and resources.

Detailed assessment of the power balance is performed in six market cases. The cases represent spring flood season, summer holiday season and winter peak consumption time. These are at the moment the most challenging times from the power balance point of view. The purpose of the case study is to discover the most challenging situations that can occur in the 2020's. As a result of the case studies the maximum deficit between regulating need and resources can be between 200 MW and 1100 MW in Finland in the 2020's. This thesis also answers the question what should be done in order to maintain the power balance continuously in the next decade.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:lle. Aluksi haluan kiittää mahdollisuudesta saada tehdä diplomityö mielenkiintoisesta aiheesta hyvässä työympäristössä.

Suuret kiitokset koko työn aikaisesta tuesta kuuluu Fingridin ohjausryhmälleni, Minna Laasoselle, Jani Piipposelle ja Risto Kuuselle sekä muille fingridiläisille, jotka ovat vieneet työtäni eteenpäin. Haluan kiittää myös ohjaajani Satu Viljaista Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta mielenkiinnosta työtäni kohtaan sekä muita asiantuntijatahoja, joilta olen saanut arvokasta tietoa työtäni varten.

Omistan tämän opinnäytetyöni läheisilleni, jotka ovat motivoineet minua. Erikoismaininnan ansaitsevat Emma ja Petra, joiden ansiosta opiskeluajat ovat tulvillaan kultaisia muistoja. Ja Jukka, jonka ansiosta elämä tästä eteenpäinkin tulee olemaan täynnä muistamisen arvoisia hetkiä.

Helsingissä 21.5.2013

Laura Laitinen

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä	1
Abstract.....	2
Alkusanat	3
Sisällysluettelo	4
Lyhenteet	6
1. Johdanto.....	7
1.1 Työn tavoite ja rajaukset.....	7
1.2 Suomen sähkövoimajärjestelmä	9
1.3 Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj.....	10
1.4 Työn sisältö ja rakenne	10
2. Tehotasapainon hallinnan periaatteet	12
2.1 Yhteispohjoismainen tehotasapainon hallinta	13
2.2 Alueellinen tehotasapainon hallinta.....	14
2.3 Järjestelmäreservit	16
2.3.1 Taajuuden vakautusreservit (FCR).....	17
2.3.2 Taajuuden palautusreservit (FRR)	18
2.3.3 Korvaavat reservit (RR)	20
2.4 Tehoreservit.....	21
3. Sähkömarkkinakehitys	23
3.1 Yleinen sähkömarkkinoiden kehitys	23
3.2 Tuotantokapasiteetin kehitys	25
3.2.1 Ydinvoima.....	28
3.2.2 Vesivoima	29
3.2.3 Lauhdevoima.....	29
3.2.4 Lämmön ja sähkön yhteistuotanto.....	30
3.2.5 Tuulivoima	31
3.2.6 Aurinkovoima	31
3.3 Kulutuksen kehitys	32
3.4 Suomen lähialueiden sähkömarkkinakehitys.....	37
4. Voimajärjestelmän säätötarve	40
4.1 Suomen tasepoikkeama	42
4.2 Kulutuksen tunninsisäiset muutokset	46
4.3 Tuotannon tunninsisäiset muutokset	49
4.3.1 Tuulivoima	49
4.3.2 Aurinkovoima	51

4.4	Tuulivoiman ääritilanne.....	54
5.	Voimajärjestelmän säätömahdollisuudet.....	58
5.1	Tuotanto.....	58
5.1.1	Vesivoima	59
5.1.2	Lämmön ja sähkön yhteistuotanto.....	60
5.1.3	Lauhdevoima.....	62
5.1.4	Ydinvoima.....	62
5.1.5	Kaasuturbiinit ja moottorivoimalaitokset	63
5.1.6	Tuulivoima	63
5.1.7	Aurinkovoima	65
5.2	Kulutuksen säätömahdollisuudet	65
5.3	Ulkomaiset säätöresurssit	68
6.	Tehotasapainon hallinta kevään tulva-aikaan.....	70
6.1	Viikonloppuyö vuonna 2020	72
6.2	Arkiaamu vuonna 2020	78
7.	Tehotasapainon hallinta kesällä.....	83
7.1	Viikonloppuyö vuonna 2020	85
7.2	Sunnuntaipäivä vuonna 2030.....	89
8.	Tehotasapainon hallinta talven huippukulutuspäivinä	96
8.1	Aamulle sijoittuva kulutushuippu vuonna 2020.....	98
8.2	Illalle sijoittuva kulutushuippu vuonna 2020	102
9.	Ratkaisuvaihtoehtoja säätövarjojen pienentämiseksi	107
9.1	Säätökykyisen kapasiteetin lisääminen ja varmistaminen	108
9.2	Säätötarpeen pienentäminen ja ennakointi	110
9.3	Muut ratkaisuvaihtoehdot	112
10.	Yhteenveto	114
	Lähteet	115

Liitteet

I Sähkötuotantoteholtaan vähintään 50 MW lämpövoimalaitokset Suomessa

II Aurinkosähkökapasiteetti Suomessa vuonna 2030

III Tarkastelutilanteissa säätötarpeen laskennassa käytetyt lukuarvot

LYHENTEET

AC	Alternating Current
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AMR	Automatic Meter Reading
BAT	Best Available Technology
BEMIP	Baltic Energy Market Integration Plan
BRP	Balance Responsible Party
CHP	Combined Heat and Power
DK 1	Länsi-Tanskan alue
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
Elbas	Toimituspäivän sisäiset sähkömarkkinat Pohjoismaissa
Elsport	Toimitusta edeltävänä päivänä käytävät sähkömarkkinat Pohjoismaissa
EMV	Energimarkkinavirasto
EU	Euroopan unioni
FCR	Frequency Containment Reserves
FRR	Frequency Restoration Reserves
HVDC	High Voltage Direct Current
IE	Industrial Emissions
IEA	International Energy Agency
LCP	Large Combustion Plants
LFRR	Load Frequency Control and Reserves
MAE	Mean Absolute Error
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error
NTC	Net Transfer Capacity
RAC	Pohjois-Ruotsin ja Suomen välinen vaihtosähköyhteys
RfG	Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators
RMSE	Root Mean Square Error
RR	Replacement Reserves
STUK	Säteilyturvakeskus
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TRM	Transmission Reliability Margin
TTC	Total Transfer Capacity
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
VTT	Valtion teknillinen tutkimuslaitos

1. JOHDANTO

Tässä diplomityössä tarkastellaan tunninsisäisen tehotasapainon hallintaa Suomessa 2020-luvun alussa ja loppupuolella. Tunninsisäisellä tehotasapainolla tarkoitetaan sitä, että sähkön kulutuksen ja tuotannon tulee olla joka hetki yhtä suuria. Tehotasapainoa hallitaan tekemällä säätöjä jatkuvasti siten, että tuotannon ja kulutuksen muutoksista ja ennustevirheistä aiheutuva epätasapaino saadaan korjattua.

Tehotasapainon hallinnan haasteet tulevat kasvamaan tulevaisuudessa. Luonnon olosuhteista riippuvien tuuli- ja aurinkovoiman osuuden kasvaessa tuotannon tunninsisäiset vaihtelut kasvavat ja ennustettavuus huononee. Samalla kyky hallita tehotasapainoa heikkenee, koska uusiutuva energia ja ydinvoima syrjäyttävät joustavaa tuotantoa verkosta. Lisäksi tulevaisuudessa ulkomaisia säätöresursseja pystytään hyödyntämään rajatummin. Sähkömarkkinaintegraatio ja tuotantorakenteen muuttuminen myös lähialueilla johtavat rajasiirtojen kasvamiseen, jolloin rajasiirtokapasiteetti on yhä useammin täysin sähkömarkkinoiden käytössä, eikä säätöresursseja voida siirtää alueiden välillä. Ulkomaisia säätöresursseja voi olla myös ylipäänsä niukemmin saatavilla, koska säätötarpeet kasvavat ja joustava tuotanto vähenee myös muilla alueilla. Kuitenkin tehotasapaino tulee hallita tulevaisuudessakin kaikissa tilanteissa, jotta verkon käyttövarmuus saadaan ylläpidettyä ja sähkön toimitusvarmuus taattua.

1.1 Työn tavoite ja rajaukset

Tunninsisäisen tehotasapainon kehitysnäkymiä on toistaiseksi tarkasteltu vähän. Tehotasapainotutkimusta on tehty tuntitasolla, lähinnä huippukulutuksen ja käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin suhdetta tulevaisuudessa on arvioitu. Kuitenkin tunninsisäisen tehotasapainon hallinnassa tullaan kohtamaan merkittäviä haasteita erityisesti tuotantorakenteen muuttuessa. Lisäksi aiemmissa tutkimuksissa säätötarpeita ja säätökykyä on käsitelty usein erillään ja säätötarvetta on arvioitu lähinnä ääritilanteissa. Tehotasapainon hallinnan kannalta on käytännössä kuitenkin merkittävää vain, kuinka tietyn suuruinen säätötarve pystytään täyttämään tarkasteluhetkellä käytettävissä olevilla resursseilla.

Tämän työn tarkoituksena on selvittää, onko 2020-luvulla käytössä oleva kotimainen säätökapasiteetti riittävä tunninsisäisen tehotasapainon ylläpidon kannalta. Tässä työssä arvioidaan kokonaiskuvaa tehotasapainon hallinnasta. Selvitetään esimerkkitalanteissa, kuinka suuri on markkinaehtoisen säätökapasiteetin ja mahdollisen säätötarpeen erotus, eli säätövaje. Vain siirtotilanteen kannalta hankalampi tilanne, ylös- tai alassäätötarve, käsitellään kussakin tarkastelutilanteessa. Mahdollisella säätötarpeella pyritään kuvaamaan normaaliolosuhteissa hankalinta tilannetta, tuulivoimasta käsitellään tosin erikseen harvinaisia ääritilanteita. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti arvioidaan nykytilassa säätöön osallistuvan kapasiteetin perusteella. Näin ollen tulokset kuvaavat sitä, miten tilanteen tulisi kehittyä nykyiseen nähden, jotta tehotasapainon hallinnasta selvittäisiin markkinaehtoisesti tulevaisuudessa. Työn lopussa käydään vielä läpi ratkaisuvaihtoehtoja tehotasapainon hallitsemiseksi tulevaisuudessa, myös muita kuin markkinaehtoisia vaihtoehtoja esitetään.

Työn tarkastelu tehdään alueellisen tehotasapainon hallinnan näkökulmasta. Tarkastellaan siis tilanteita, joissa tarvittavia säätöresursseja ei ole saatavilla muilta pohjoismaisen voimajärjestelmän alueilta rajasiirtoyhteyksien pullonkaulojen takia. Koska Baltiasta ja Venäjältä ei välttämättä ole saatavilla säätöresursseja Suomeen, tarkastellaan tässä työssä lähinnä kotimaisten säätöressurssien riittävyyttä.

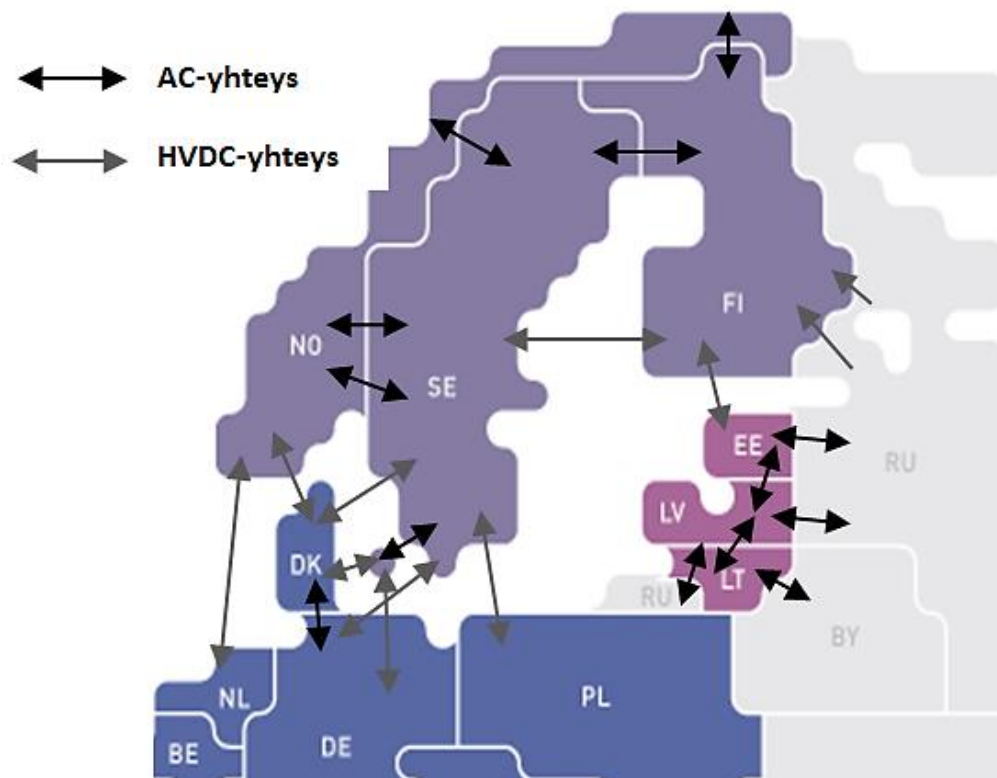
Tarkastelutilanteissa keskitytään manuaalisesti säätösähkömarkkinoilta aktivoitavaan säätöön. Tulevaisuudessa manuaalisesti aktivoitavien säätötarjousten ohella alueelliseen tehotasapainon hallintaan pyritään käyttämään uutta reservituotetta, automaattista taajuudenhallintareserviä. Se pystytään aktivoimaan automaattisesti halutulla alueella, ja aktivointi on nopeaa ja varmempaa kuin manuaalisten säätötarjousten aktivointi. (Franken 2011, s. 17-18; Nilssen 2011, s. 8) Käytännössä kyse on kuitenkin samasta säätävästä kapasiteetista. Näin ollen tämän työn tarkastelu säätöressurssien niukkuudesta pätee, vaikka alueelliseen tehotasapainon hallintaan käytettävät työkalut muuttuisivat tulevaisuudessa.

Työ on rajattu siten, että Suomen sisäisiä siirtorajoituksia ei huomioida. Merkittäviä häiriötilanteita ei tarkastella. Tuulivoimasta käsitellään myös ääritilanteet, joissa säätötarve on erittäin suuri. Työssä on käytetty lähtötietoina Fingrid Oyj:n

käytönvalvontajärjestelmän mittaustietoja sekä Saksan ja Tanskan tuuli- ja aurinkovoimakokemuksia. Käytönvalvontajärjestelmän mittauksia on tarkasteltu pääosin vuosilta 2010 - 2012. Käytönvalvontajärjestelmän mittaukset eivät ole energiamittauksia tarkkuudeltaan.

1.2 Suomen sähkövoimajärjestelmä

Suomen sähkövoimajärjestelmä koostuu voimalaitoksista ja sähkönkuluttajista sekä niitä yhdistävistä kanta-, alue ja jakeluverkoista. Se muodostaa yhdessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan sähkövoimajärjestelmien kanssa pohjoismaisen voimajärjestelmän. Alueiden välillä on vaihtovirtayhteyksiä, eli sähköverkot on kytketty toisiinsa synkronisesti ja koko järjestelmässä on yhteinen taajuus. Pohjoismainen synkronialue ja muut Itämeren alueen synkronialueet sekä alueiden väliset nykyiset rajasiirtoyhteydet on esitetty kuvassa 1.1. Vaihtovirtayhteydet (AC, Alternating Current) ja suurjännitteiset tasavirtayhteydet (HVDC, High Voltage Direct Current) on eroteltu kuvaan.



Kuva 1.1. Pohjoismainen synkronialue, sen sisäiset rajasiirtoyhteydet sekä liittynät naapurialueisiin. (Muokattu lähteistä: ENTSO-E 2012a; ENTSO-E 2012b, s. 49)

Kuvan 1.1 mukaisesti pohjoismaisesta voimajärjestelmästä on tasasähköyhteydet Keski-Eurooppaan, Venäjälle ja Baltiaan. Näiden liityntöjen kautta eri voimajärjestelmien välillä voidaan käydä sähkökauppaa. (Fingrid Oyj 2013a)

1.3 Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj

Energiamarkkinavirasto (EMV) on Suomessa sähkömarkkinoita ja sähköverkkoliiketoimintaa valvova viranomainen. Se on myöntänyt vuonna 1997 sähkömarkkinalain § 16 mukaisen järjestelmävastuun Suomen sähkövoimajärjestelmästä kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:lle, jatkossa Fingrid. Fingridin tehtäviin järjestelmävastaavana kuuluu ylläpitää kantaverkon käyttövarmuutta ja taajuutta sekä huolehtia valtakunnallisesta tehotasapainosta kunkin tunnin aikana. Lisäksi Fingrid toimii valtakunnallisena tasevastaavana ja vastaa kantaverkon ja rajajohtojen osalta siirtojen hallinnasta, verkon normaalitilan toiminnasta ja käytönvalvonnasta sekä huolehtii vakavien häiriöiden selvittämisestä ja sähköjärjestelmän normaalitilan palauttamisesta. Järjestelmävastaavan tehtäviin kuuluu myös sähkömarkkinoiden toiminnan edistäminen. (Energiamarkkinaviraston päätös 133/411/98, Liite 1)

Fingrid, kuten muut Euroopan alueen kantaverkkoyhtiöt, kuuluu kantaverkkoyhtiöiden ENTSO-E-yhteistyöjärjestöön (European Network of Transmission System Operators of Electricity). Lisäksi sähkömarkkinoita ja sähköverkkoliiketoimintaa valvovilla viranomaisilla on EU-tasolla oma yhteistyöjärjestö, ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). (Elovaara & Haarla 2011, s. 69-70)

1.4 Työn sisältö ja rakenne

Tämän työn tarkastelutilanteet ajoittuvat tällä hetkellä tehotasapainon hallinnan kannalta ongelmallisiin ajankohtiin, kevään tulva-ajalle, kesän matalan kulutuksen aikaan ja talven huippukuormitustilanteeseen. Tausta-ajatuksena tarkastelutavassa on, että jos selvittää tulevaisuudessa tehotasapainon hallinnasta näinä hankalimpina ajankohtina, selvittää muutenkin. Tarkastelutilanteet käsittävät muutaman tunnin jakson aamulta, yöltä, päivältä tai alkuillalta sen mukaan, mikä ajankohta on hankalin kyseisessä

tilanteessa. Illan säätötarpeita ei tarkastella tässä työssä, koska klo 22 kulutuspiikki johtuu yötariffin alkamisesta, eikä ole näin ollen luonnollinen säätötarve.

Tarkastelutilanteiden ajankohtina käytetään esimerkkivuosia 2020 ja 2030. Vuoden 2020 tarkastelulla pyritään kuvaamaan pidemminkin 2020-luvun alkua kuin tarkalleen vuotta 2020. Vuoden 2030 tarkastelulla kuvataan vastaavasti 2020-luvun loppupuolta. 2030 tarkastelu kuvaa tilannetta, jossa hajautettu aurinkosähkön tuotanto on yleistynyt Suomessa. Tarkastelutilanteista vain yksi koskee vuotta 2030, koska tarkoituksena oli, ettei samoja tarkastelutilanteita toistettaisi sekä vuonna 2020 että 2030. Yleistynyt aurinkosähkö vuonna 2030 ei muuttaisi vuoden 2020 tunninsisäisiä tilanteita ratkaisevasti. Aurinkosähkön tuotantoa ei olisi tarkasteluhetkillä verkossa ajankohdista tai vuodenaikasta johtuen, vaikka kapasiteettia olisi huomattavasti. Lähinnä aurinkosähkökapasiteetin kasvulla olisi vaikutusta muuhun tuotantokapasiteettiin, mistä johtuen säätötarpeet ja säätökyky eroaisivat. Kokonaiskuva pysyisi kuitenkin samankaltaisina.

Luvussa 2 käsitellään tehotasapainon hallinnan periaatteita. Luvuissa 6 - 8 tarkastellaan tunninsisäisen tehotasapainon hallintaa esimerkkitalanteissa keväällä, kesällä ja talvella. Tarkastelutilanteiden markkinatilanteet eli kulutustaso, verkossa oleva tuotanto ja rajasiirrot on muodostettu käyttäen luvussa 3 esitettyjä oletuksia sähkömarkkinakehityksestä. Oletukset perustuvat Euroopan unionin (EU) tavoitteisiin uusiutuvan energian osuuden kasvattamisesta sekä Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) kansalliseen energia- ja ilmastostrategiaan. Mahdollinen säätötarve on laskettu luvussa 4 kuvatulla tavalla ja säätökykyä on arvioitu luvussa 5 esitettyjen reunaehtojen perusteella kussakin tarkastelutilanteessa. Luvussa 9 on esitetty tuloksia tarkastelutilanteista ja kehitysehdotuksia. Luvussa 10 on yhteenveto työstä.

2. TEHOTASAPAINON HALLINNAN PERIAATTEET

Tehotasapainolla tarkoitetaan sitä, että kokonaistuotannon tulee olla joka hetki yhtä suuri kuin kokonaiskulutuksen, eli kulutuksen ja häviöiden, koska sähköä ei voida tällä hetkellä varastoida laajamittaisesti järjestelmässä. Kulutuksen ja tuotannon hetkellinen tasapaino ilmenee sähköverkon taajuudesta. Mikäli kulutus on tuotantoa pienempi, verkon taajuus nousee yli 50 Hz nimellisarvon. Vastaavasti kulutuksen ollessa tuotantoa suurempi, taajuus on alle 50 Hz nimellisarvon. Näin ollen tehotasapainon hallinta on yhtä kuin taajuuden ylläpito. Mikäli tehotasapaino ei ole hallinnassa, on vaarana stabiiliuden menettäminen ja verkon romahdus. Taajuuden laskiessa alle 49 Hz kuormaa alkaa irtikytkettyä verkosta, ja alle 48 Hz taajuudessa turbogeneraattoreita joudutaan irrottamaan verkosta turbiinisiipien vaurioitumisriskin takia. Myöskään yli 50 Hz taajuus ei ole verkon stabiiliuden kannalta hyvä, koska voimalaitoksia alkaa kytkeytyä irti verkosta. (Elovaara & Haarla 2011, s. 347-348)

Tuntikohtainen kulutuksen ja tuotannon täsmääminen on markkinatoimijoiden (BRP, Balance Responsible Party) vastuulla. Markkinatoimijan tulee edellisenä päivänä suunnitella tuntikohtaisesti kulutuksensa tai tuotantonsa sähkökauppojen kanssa tasapainoon. Muutoksia sähkökauppoihin voidaan tehdä vielä päivän sisäisillä markkinoilla. Markkinatoimijoille koituu kustannuksia tasevirheestä eli, jos suunniteltu tuotanto tai kulutus ei vastaa todellista. Tuntitason energiavirheestä johtuvat kustannukset selvitetään jälkikäteen tehtävässä taseselvityksessä. (Fingrid Oyj 2013b; Nordel 2008, s. 4-5) Tässä työssä tarkastellaan tunninsisäistä, eli käyttötunnilla reaaliaikaisesti toteutettavaa, tehotasapainon hallintaa. Se on kantaverkkoyhtiöiden vastuulla. Tunninsisäisestä tehotasapainon hallinnasta syntyvät kustannukset katetaan muilla tasepalvelun maksuilla siltä osin, kuin ne ylittävät tasesähkön määrään kohdistuvilla maksuilla saadut tulot. Näin ollen kaikki kustannukset tehotasapainon hallinnasta jäävät viime kädessä markkinatoimijoiden maksettaviksi. (Uusitalo 2013)

Käyttötunnilla tehotasapainon hallinta toteutetaan pätötehoreserveillä säätämällä tuotantoa ja kulutusta jatkuvasti siten, että ne ovat yhtä suuret. Reservillä tarkoitetaan voimalaitoksen tai kulutuksen säätökykyistä vapaata pätötehokapasiteettia. Tehotasapainon hallintaan käytetään taajuusohjattuja ja manuaalisella ohjauksella

aktivoitavia reservejä. Taajuusohjatut reservit reagoivat automaattisesti verkon taajuuden muutoksiin. Mikäli taajuus poikkeaa nimellisarvostaan vielä niiden aktivoitumisen jälkeen, käytetään manuaalisia reservejä taajuuden palauttamiseen. (Elovaara & Haarla 2011, 356; Nordel 2008, s. 8)

Kappaleissa 2.1 ja 2.2 tarkastellaan yhteispohjoismaista ja alueellista tehotasapainon hallintaa. Kappaleessa 2.3 on kuvattu tehotasapainon hallintaan käytettävät järjestelmäreservit jaoteltuina ENTSO-E:n uuden LFCR-verkkosäännön (LFCR, Load Frequency Control and Reserves) mukaisesti. LFCR-verkkosäännöllä määritetään tehotasapainon hallinnan periaatteet ja siihen käytettävät järjestelmäreservit Euroopan alueella. Jatkuvan taajuuden ylläpitoäkökulman lisäksi tehotasapainoa voidaan arvioida kansallisesti toimitusvarmuudellisesta näkökulmasta. Tällöin tarkastellaan sitä, riittääkö käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti kattamaan huippukulutuksen. Suomessa sähkön toimitusvarmuuden turvaamiseen käytettävää tehoreservijärjestelmää on kuvattu kappaleessa 2.4.

2.1 Yhteispohjoismainen tehotasapainon hallinta

Pohjoismainen käyttösopimus määrittää tehotasapainon hallinnan periaatteet ja reservitarpeet pohjoismaisella syknronialueella. Normaalityllassa tehotasapainon hallinta tehdään taajuuden laatuksiteerien mukaisesti. Systeemitajuus pyritään pitämään 49,9 - 50,1 Hz taajuusvälillä. Taajuuden laatua kuvaa myös aikapoikkeama, eli sähköverkon taajuudella käyvän kellon ja siitä riippumattoman kellon aikaero, jonka tulee olla normaalityllassa alle ± 30 sekuntia. Häiriön sattuessa pyritään puolestaan estämään taajuuden lasku alle 49,5 Hz ja häiriötilanteiden jälkeen palauttamaan taajuus normaalitylalueelle. (Elovaara & Haarla 2011, s. 356; Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 3, s. 1-2)

Koska taajuus on yhteinen suure koko järjestelmässä, reagoivat taajuusohjatut reservit kaikkialla voimajärjestelmässä yhtäläisesti taajuusmuutoksiin. Kaikki pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt vastaavat näin ollen automaattisten reservien ylläpidosta. Lisäksi on sovittu, että Ruotsin ja Norjan kantaverkkoyhtiöt Svenska Kraftnät ja Ståttnet huolehtivat ensisijaisesti manuaalisista säädöistä. Fingrid ja Tanskan kantaverkkoyhtiö

Energinet.dk aktivoivat säätöä Svenska Kraftnätin pyynnöstä. Kuitenkin jokainen kantaverkkoyhtiö on itsenäisesti vastuussa oman alueensa tehotasapainosta ja käyttövarmuuden ylläpitämisestä. (Nordel 2008, s. 4-5) Tehotasapainon hallinta pyritään tekemään mahdollisimman kustannustehokkaasti. Manuaalisten säätöjen tapauksessa tämä tarkoittaa, että pohjoismaissa käytetään aina edullisinta mahdollista säätöä kaikkien alueiden resurssit huomioiden. (Nordel 2008, s. 7; Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 3, s. 1) Kun pohjoismaiden välisten rajasiirtoyhteyksien tai maiden sisäinen siirtokapasiteetti rajoittaa säätöresurssien siirtymistä alueiden välillä, siirrytään alueelliseen tehotasapainon hallintaan. (Nordel 2008, s. 9-10)

2.2 Alueellinen tehotasapainon hallinta

Tehotasapaino tulee hallinta siten, että siirtokapasiteetti ei ylitä (Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 3, s. 1). Tasavirtayhteyksien tekninen siirtokapasiteetti (TTC, Total Transfer Capacity) määritetään johtojen termisen kuormitettavuuden perusteella. Vaihtovirtayhteyksien tekninen siirtokapasiteetti määritetään puolestaan käyttövarmuuden perusteella, ja se vaihtelee näin ollen verkon käyttötilanteesta riippuen. Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä käytössä olevan N-1-käyttövarmuusperiaatteen mukaan siirtoverkon tulee aina kestää minkä tahansa yksittäisen komponentin vikaantumisen tai verkosta irtoaminen ilman, että muut komponentit ylikuormittuvat tai häiriö leviää. Vaihtovirtayhteyksien teknisellä siirtokapasiteetilla tarkoitetaan siis suurinta tehoa, joka pystytään siirtämään niin, että verkon käyttövarmuus säilyy mitoittavan vian tapahtuessa. (Fingrid Oyj 2009)

Järjestelmävastaavan tulee varmistaa, että siirrot pysyvät käyttötunnin sisällä siirtokapasiteetin sallimissa rajoissa. Pohjoismaisen käyttö sopimuksen mukaan rajasiirrot tulee palauttaa 15 minuutin kuluessa siirtorajojen sisälle. (Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 2, s. 1) Tasavirtayhteyksillä siirtyvä teho voidaan säätää tiettyyn arvoon, mutta vaihtovirtayhteyksillä siirtyvä teho määräytyy itsestään verkon kunkin hetken käyttötilanteen, kytkentätilanteen ja johtojen ominaisuuksien perusteella. Kulutuksen ja tuotannon epätasapainotilanteessa tehoa siirtyy täten vaihtovirtayhteyksillä luonnostaan ylituotantoalueelta alituotantoalueelle. (Elovaara &

Haarla 2011, s. 297-298) Kulutuksen ja tuotannon välille aiheutuu epätasapainoa ennustevirheistä ja tunninsisäisistä muutoksista johtuen. Kun vaihtovirtayhteyksillä siirtyvä teho on lähellä teknistä siirtorajaa, tulee alueiden välistä siirtoa pienentää, jotta mahdollinen epätasapainosta johtuva teho voi siirtyä alueiden välissä siirtorajojen sisällä. Käytännössä tämä tarkoittaa, että alituotantoalueella tulee tehdä ennakoiden ylössäätöä, jotta tuonti sinne ei nouse yli teknisen siirtorajan edes kulutuksen ollessa hetkellisesti tuotantoa suurempi. Tällä hetkellä pohjoismaisessa järjestelmässä käyttötunnsisäiseen siirtojen hallintaan käytetään manuaalisesti aktivoitavia tarjouksia säätösähkömarkkinoilta. (Elovaara & Haarla 2011, s. 364; Fingrid Oyj 2013c; Fingrid Oyj 2009) Automaattisesti aktivoituvat reservit eivät sovellu siirtojen hallintaan, koska ne reagoivat koko systeemitajuuden muutoksiin, eivätkä siten välttämättä edistä alueellista tehotasapainoa.

Tässä työssä tarkastellaan alueellista tehotasapainon hallintaa, eli tilanteita, joissa siirtoverkon pullonkauloista johtuen ei voida hyödyntää muita pohjoismaisia säätöresursseja. Suomen kannalta merkittävät siirtorajat ovat Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen väliset vaihtovirtayhteydet (RAC-yhteys) sekä Suomen kantaverkon sisäinen leikkaus Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä (Fingrid Oyj 2009). Tässä työssä ei huomioida Suomen sisäisiä siirtorajoja.

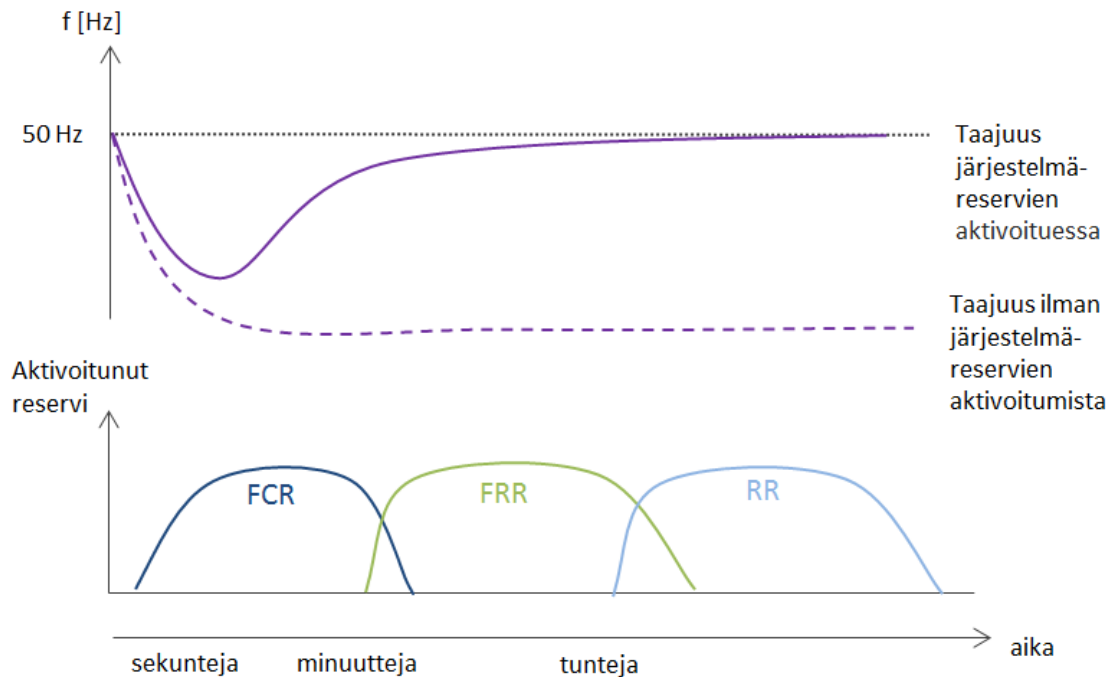
Vaihtovirtayhteyksien siirrot vaihtelevat tunnin sisällä myös taajuusohjattujen reservien aktivoinnin seurauksena. Nämä vaihtelut on pyritty huomioimaan teknisestä siirtokapasiteetista varatulla käyttövarmuusmarginaalilla (TRM, Transmission Reliability Margin). Markkinoiden käyttöön annettava kaupallinen siirtokapasiteetti (NTC, Net Transfer Capacity) saadaan vähentämällä teknisestä siirtokapasiteetista käyttövarmuusmarginaali. (ACER 2012, s. 22) RAC-yhteydellä käyttövarmuusmarginaali on tällä hetkellä 100 MW (Fingrid Oyj 2009). Tässä työssä tarkastellaan alueelliseen tehotasapainon hallintaa siten, että siirtoyhteyksien kaupallinen siirtokapasiteetti ei ylittyisi. Automaattisten reservien aktivoituminen voi helpottaa tai hankaloittaa alueellista tehotasapainon hallintaa, niiden vaikutusta ei huomioida tässä työssä lainkaan.

2.3 Järjestelmäreservit

Taajuuden ylläpitoon käytettävät järjestelmäreservit voidaan jakaa niiden aktivoitumisaikojen ja käyttötarkoituksen perusteella kolmeen ryhmään:

- Taajuuden vakautusreservit (FCR, Frequency Containment Reserves)
- Taajuuden palautusreservit (FRR, Frequency Restoration Reserves)
- Korvaavat reservit (RR, Replacement Reserves)

(Lundberg 2012). Kuvassa 2.1 on esitetty eri reservityyppien aktivoitumisperiaatteet.



Kuva 2.1. Eri reservityyppien aktivoitumisperiaatteet taajuuden laskiessa.

Kuvan 2.1 mukaisesti taajuuden vakautusreservit aktivoituvat ensimmäisenä ja pysyvät aktivoituneena, kunnes taajuuden palautusreservit aktivoituvat. Tämän jälkeen ne vapautuvat uudelleen käyttöön. Taajuuden palautusreservit pidetään puolestaan aktivoituneena, kunnes korvaavat reservit aktivoituvat tai markkinatoimijat kompensoivat tasevirheensä päivänsisäisillä sähkökaupoilla. (ENTSO-E 2012c, s. 7-8) Seuraavissa kappaleissa on käsitelty tarkemmin näitä reservityyppejä ja käyty läpi niihin

nykyisin kuuluvat pohjoismaiset reservituotteet. Pohjoismaissa käytössä olevat tuotteet voivat tulevaisuudessa muuttua eurooppalaisen harmonisoinnin myötä.

2.3.1 Taajuuden vakautusreservit (FCR)

Taajuuden vakautusreservien tarkoituksena on pitää taajuus sallitulla vaihteluvälillä normaalitilassa ja ylläpitää taajuutta häiriön sattuessa. Taajuuden vakautusreservejä käytetään jatkuvaan systeemitajuuden hallintaan, ja ne aktivoituvatkin yleensä automaattisesti. Aktivoitumisen aiheuttamasta tapahtumasta kestää tyypillisesti kymmenistä sekunneista minuutteihin siihen, kunnes kaikki reservit ovat aktivoituneet täysimääräisesti. Aktivoimisaika vaihtelee eri synkronialueilla. (ENTSO-E 2012c, s. 11-16)

Pohjoismaisessa järjestelmässä taajuuden vakautusreservejä edustavat taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (Lundberg 2012). Taajuusohjatut reservit ovat pyörivää reserviä, eli ne ovat käytössä vain voimalaitoksen tai kuorman ollessa kytkettynä verkossa. Lisäksi taajuusohjattuna reservinä voidaan käyttää kahden eri synkronialuiden välillä olevaa tasasähköyhteyttä. Fingrid hankkii taajuusohjattuja reservejä markkinaehtoisesti kotimaisilta ja ulkomaisilta toimijoilta. Velvoitteet taajuusohjattujen reservien ylläpidosta täytetään tänä päivänä lähinnä vesivoimalaitoksilla sekä Viron ja Venäjän tasasähköyhteyksiltä varatulla säätömahdollisuudella. Lisäksi taajuusohjattuna häiriöreservinä toimii irtikytkettävää kuormaa. (Elovaara & Haarla 2011, s. 329-330, 356; Fingrid Oyj 2013d)

Taajuusohjattu käyttöreservi

Taajuuden normaalisäätöä hoidetaan taajuusohjatulla käyttöreservillä. Taajuusohjattu käyttöreservi aktivoituu heti taajuuden poiketessa 50 Hz nimellisarvosta ja on kokonaan käytössä taajuuspoikkeaman ollessa 0,1 Hz. Sen aktivoitumisaika on 3 minuuttia (ENTSO-E 2012c, s. 15). Pohjoismaissa ylläpidetään yhteensä 600 MW taajuusohjattua käyttöreserviä perustuen 0,1 Hz taajuusmuutoksen hallintaan. Osapuolille on jaettu velvoitteet ylläpidosta maiden edellisvuonna käyttämien energioiden suhteessa. (Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 2, s. 3) Suomen velvoite taajuusohjatun käyttöreservin ylläpidosta vuodelle 2013 on noin 140 MW (Fingrid Oyj 2013d).

Taajuusohjattu häiriöreservi

Taajuusohjatun häiriöreservin tarkoitus on ylläpitää verkon taajuutta häiriötilanteen sattuessa. Se aktivoituu taajuuden laskiessa alle 49,9 Hz, ja kaikki reservi on käytössä taajuuden ollessa 49,5 Hz. Taajuusohjatun häiriöreservin aktivoitumisaika on 30 sekuntia (ENTSO-E 2012c, s. 15). Yhteensä reserviä ylläpidetään sykronialueen kunkin hetken mitoittavan vian, eli suurimman merkittävän komponentin menetyksen, verran vähennettynä verkon luontainen säätökyky. Verkon luontaisella säätökyvyllä tarkoitetaan sitä, kuinka paljon kulutus pienenee automaattisesti taajuuden laskiessa. Alenema tapahtuu, koska joidenkin kuormien suuruus riippuu verkon taajuudesta. Pohjoismaisessa järjestelmässä aleneman oletetaan olevan noin 200 MW. Velvoite taajuusohjatun häiriöreservin ylläpidosta on jaettu maille niiden suurimpien yksittäisten vikojen suhteessa. (Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 2, s. 4-5 & Appendix 1, s. 2) Suomen ylläpitovelvoite vuodelle 2013 on noin 260 MW (Fingrid Oyj 2013d).

2.3.2 Taajuuden palautusreservit (FRR)

Taajuuden palautusreservien tarkoituksena on palauttaa taajuus normaalialueelle ja vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit takaisin käyttöön. Taajuuden palautusreservejä käytetään häiriötilanteiden lisäksi toimijoiden tasevirheiden sekä kulutuksen ja tuotannon tunninsisäisten muutosten kattamiseen. Taajuuden palautusreservien tulee aktivoitua kokonaan siinä ajassa, joka on järjestelmässä sallittu normaalitilan palauttamiseksi. Tyypillisesti sallittu aika on 15 minuuttia. Aktivointi voi tapahtua automaattisesti tai manuaalisesti. Taajuuden palautusreservejä tulee kullakin kantaverkkoyhtiöllä olla niin paljon hallussaan, että se kykenee selviämään oman alueensa tehotasapainon ylläpidosta. (ENTSO-E 2012c, s. 21-23) Pohjoismaisessa järjestelmässä taajuuden vakautusreservejä edustavat nopea häiriöreservi, säätösähkömarkkinat ja uusi reservilaji, automaattinen taajuuden hallintareservi (Lundberg 2012).

Nopea häiriöreservi

Nopean häiriöreservin aktivoiminen vapauttaa taajuusohjatut reservit takaisin käyttöön häiriötilanteiden jälkeen. Nopea häiriöreservi aktivoidaan manuaalisesti ja aktivointi saa

kestää enintään 15 minuuttia pohjoismaisessa järjestelmässä. Nopean häiriöreservin tarve on määritetty maakohtaisesti siten, että jokaisella maalla tulee olla sitä vähintään oman mitoittavan vikansa verran. (Nordic System Operation Agreement 2008, Appendix 2, s. 5-6)

Vuoden 2013 velvoite Suomelle nopean häiriöreservin ylläpidosta on noin 880 MW. Nopeana häiriöreservinä toimii Fingridin omia kaasuturbiinivaravoimalaitoksia, käyttösopimuslaitoksia ja irtikytkettävää kuormaa. (Elovaara & Haarla 2011, s. 357; Fingrid Oyj 2013d) Olkiluoto 3 käyttöönoton jälkeen Suomen mitoittava viaksi tulee 1300 MW. Mitoittavasta viasta ei tule ydinvoimalaitoksen nettotehon, 1600 MW, suuruinen järjestelmäsuojan ansiosta. Järjestelmäsuoja koostuu teollisuuden kuormasta, joka kytkeytyy irti keskitetyllä ohjauksella Olkiluoto 3 irrotessa verkosta vian seurauksena. Suomeen suunniteltu tuhansien megawattien tuulivoimakapasiteetti ei muodosta mitoittavaa vikaa, koska laajalla alueella kaikkien tuulivoimaloiden tuotanto ei romahda yhtä aikaa alas vika- tai myrskytilanteessa. (Fingrid Oyj 2013d; Päivinen 2009)

Automaattinen taajuudenhallintareservi

Taajuuden laadun parantamiseksi pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat päättäneet ottaa käyttöön uuden reservilajin, automaattisen taajuudenhallintareservin. Se aktivoituu taajuuspoikkeamasta automaattisesti hieman taajuusohjattua käyttöreserviä hitaammin, mutta selvästi manuaalisia säätöjä nopeammin. Aktivointi tapahtuu kantaverkkoyhtiön lähettämän tehonmuutossignaalin mukaan, joten automaattisella taajuudenhallintareservillä voidaan tehdä myös säätöä vain tietyllä alueella. Tätä reservilajia otettiin koekäyttöön pohjoismaisessa voimajärjestelmässä vuoden 2013 alussa yhteensä 100 MW, josta Suomen osuus oli noin 23 MW. (Lundberg 2012)

Säätösähkömarkkinat

Koko ajan säätävien taajuusohjattujen reservien lisäksi tehotasapainon hallintaan normaalitilassa käytetään säätösähkömarkkinoita. Säätösähkömarkkinoita tarvitaan noin 75 % vuoden tunneista. (Lundberg 2013) Toimijat voivat tarjota säätösähkömarkkinoille vapaata tuotanto- ja kulutuskapasiteettia, joka täyttää seuraavat tekniset reunaehdot.

Tarjottavan kapasiteetin tulee kyetä vähintään 10 MW tehonmuutokseen koko käyttötunnin ajan ja säädön aktivointiaika saa olla enintään 15 minuuttia. Lisäksi säätö tulee olla todennettavissa reaaliaikaisella tehomittauksella tai muuten reaaliaikaisesti. Tarjottava säätö jaotellaan ylös- ja alassäätötarjouksiksi. Ylössäätötarjouksella tarkoitetaan tuotannon lisäystä tai kulutuksen vähentämistä, eli toimija myy sähköä järjestelmävastaavalle. Alassäätötarjouksella tarkoitetaan vastaavasti tuotannon vähennystä tai kulutuksen lisäystä, eli toimija ostaa sähköä järjestelmävastaavalta. Säätosähkömarkkinoiden tarjouksia käytetään järjestelmätajuuden ylläpidon lisäksi myös muihin tunninsisäisiin tehokauppoihin. Erikoissäätö on kyseessä, kun tilataan säätöä muusta syystä kuin valtakunnallisen tehotasapainon hallinnan tarpeista. Erikoissäädöksi lasketaan esimerkiksi Suomen sisäisien siirtojen hallintaan käytettävät säädöt. Tunninvaihdessäätö puolestaan tarkoittaa säätöä, jolla tuntien välistä erotusta tasataan siirtämällä suunniteltua tuotantoa 15 minuuttia suunniteltua alkamisajankohtaa myöhemmäksi tai aikaisemmaksi. (Tasepalvelun sovellusohje 2012, Liite I, s. 8-10)

Pohjoismaissa on yhteiset säätosähkömarkkinat, jotka koostuvat kantaverkkoyhtiöiden ylläpitämistä kansallisista markkinoista. Kaikki säätötarjoukset laitetaan hintajärjestykseen ja edullisin tarvittava säätö aktivoidaan. Siirtorajoitustilanteissa huomioidaan vain tietyn alueen säätötarjoukset. Tuntikohtainen säätöhinta muodostuu kalleimman tarvittavan säätötarjouksen mukaan ja on yhteinen kaikelle tehdyille säädölle. Kun säätosähkömarkkinat eriytyvät ja siirrytään alueellisen tehotasapainon hallintaa, säätöhinnat muodostetaan alueittain käytettyjen säätöjen perusteella. Suomen säätö hinnasta on määrätty, että ylössäätöhinta on aina vähintään ja alassäätöhinta enintään kyseisen tunnin Nord Pool Spotin Suomen aluehinta ja säätösähkölle on asetettu 5000 €/MWh hintakatto. (Tasepalvelun sovellusohje 2012, Liite I, s. 9)

2.3.3 Korvaavat reservit (RR)

Korvaavilla reserveilla valmistaudutaan häiriötilanteiden jälkeisiin mahdollisiin uusiin vikatilanteisiin palauttamalla aiemmin aktivoituneet taajuuden palautusreservit takaisin valmiuteen. Korvaavat reservit aktivoidaan manuaalisesti. Niiden aktivoituminen kestää kauiten, 15 minuutista tunteihin. Järjestelmävastaavalla tulee olla käytössä korvaavia reserveja, jos on luultavaa, että markkinatoimijat eivät kykene kompensoimaan omia

tasevirheitään päivänsisäisillä sähkökaupoilla. (ENTSO-E 2012c, s. 8-9) Pohjoismaisessa voimajärjestelmässä ei ole käytössä korvaaviin reserviin kuuluvia tuotteita (Lundberg 2012).

2.4 Tehoreservit

Suomessa ja Ruotsissa on käytössä kansalliset tehoreservijärjestelmät, joilla pyritään turvaamaan sähkön toimitusvarmuus talven huippukuormituskaudella (Nordel 2008, s. 3). Tehoreservillä tarkoitetaan kapasiteettia, jolla pyritään varmistamaan, että tasapaino kulutuksen ja tuotannon välillä muodostuu kulutushuipputilanteissa eikä ajaututtaisi tehopulaan (Laki 2011/117, § 1). Fingridillä on käytössä kolmiportainen menettely tehopulan uhatessa. Kiristyneellä tehotilanteella tarkoitetaan tilannetta, jossa käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti ei välttämättä riitä kattamaan kulutusta lähitunteina. Mikäli säätöä ei ole markkinaehtoisesti saatavilla, ajaudutaan tehopulaan. Tällöin joudutaan aktivoimaan nopeaa häiriöreserviä, jolloin verkon kyky selvitä vika- ja häiriötilanteista heikkenee. Vakavassa tehopulassa kaikki reservit ovat käytössä ja järjestelmävastaava joutuu rajoittamaan kulutusta ennalta tehtyjen suunnitelmien mukaisesti. (Fingrid Oyj 2012)

Suomessa energiamarkkinavirasto määrittää tehoreservitarpeen vähintään neljän vuoden välein ja valitsee yksiköt järjestelmään kilpailutuksen perusteella. Tehoreservijärjestelmään voi hakea voimalaitoksia ja vuoden 2013 lopusta myös joustoon kykenevää kulutusta. (Laki 2011/117, § 5-9, 23) Kaudella 1.10.2011 - 30.6.2013 EMV oli määrittänyt tehoreservitarpeeksi 600 MW ja järjestelmään kuului kolme aktiivikäytöstä poistunutta lauhdelaitosta. EMV määritti vuoden 2013 alussa, että tehoreservin määrä pienenee seuraavalla kaksi vuotta kestäväällä kaudella. Järjestelmään otetaan tuotantoa noin 400 MW ja kulutusta noin 40 MW. (Energiamarkkinavirasto 2013a)

Tehoreservivoimalaitoksia pidetään enintään 12 tunnin käynnistysvalmiudessa joulukuun alusta helmikuun loppuun. Muuna aikana käynnistysaika saa olla enintään kuukauden. (Laki 2011/117, § 2) Tehoreservi käynnistetään ensisijaisesti, kun Elspot-markkinoilla seuraavan päivän tarjonta ei riitä kattamaan kysyntää. Tehoreserviä

voidaan käynnistää myös Fingridin pyynnöstä. Tehoreserviä on lisäksi aina tarjottava säätösähkömarkkinoille siltä osin, kun soveltuvaa kapasiteettia on. Tuotantotehoreserviä voidaan hyödyntää säätösähkömarkkinoilla käynnistyksen hitaudesta johtuen vain, jos laitoksia on valmiiksi käynnissä ja niillä on vapaata kapasiteettia. (Fingrid Oyj 2011) Tehoreservijärjestelmän kulutustarjousten tulee olla käytettävissä koko valmiuskauden ajan ja vapaata kapasiteettia tulee aina tarjota säätösähkömarkkinoille. Tehoreserviä voidaan käyttää säätömarkkinoilla vasta markkinaehtoisten tarjousten jälkeen, kuitenkin ennen nopeaa häiriöreserviä. (Jäppinen 2013)

3. SÄHKÖMARKKINAKEHITYS

Suomen ja lähialueiden maiden sähkömarkkinakehitykseen vaikuttaa Euroopan unionin energia- ja ilmastostrategia sekä kansalliset tavoitteet. Suomen vuoden 2008 energia- ja ilmastostrategiassa asetettiin EU-tason energiatehokkuus-, päästöjen vähennys- ja uusiutuvan energian hyödyntämistavoitteiden lisäksi kansallinen tavoite sähkönhankinnan omavaraisuudesta (Työ- ja elinkeinoministeriö 2008, s. 30-44). Vuoden 2013 strategian päivityksellä pyrittiin varmistamaan näiden tavoitteiden toteutuminen (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a, s. 3). Tämän työn tarkastelutilanteissa käytetyt sähkömarkkinatilanteet pohjautuvat päivitetyn energia- ja ilmastostrategian strategisiin linjauksiin ja oletukselle kysynnän kasvusta. Pidemmän aikavälin kehitykseen liittyy kuitenkin paljon epävarmuutta. Tällä hetkellä riskitekijöitä energiantuotannon investointeja suunniteltaessa ovat energia- ja ilmastopoliittisen ohjauksen päällekkäisyys, taantumasta johtuva matala kulutus ja alhainen sähkön hinta sekä rahoituskriisi (Leskelä 2013).

Tässä luvussa tarkastellaan sähkömarkkinakehitystä 2020-luvulla. Kappaleessa 3.1 käydään lyhyesti läpi fyysiseen sähkön toimitukseen johtavien sähkömarkkinoiden toimintaperiaate ja sähkömarkkinaintegraatio pohjoismaisesta näkökulmasta. Kappaleessa 3.2 arvioidaan Suomen tuotantokapasiteetin kehitystä ja kappaleessa 3.3 Suomen kulutuksen kehitystä. Kappaleessa 3.4 arvioidaan Suomen rajasiirtoyhteyksiä 2020-luvulla sekä tarkastellaan lähialueiden sähkömarkkinakehitystä.

3.1 Yleinen sähkömarkkinoiden kehitys

Voimalaitosten ajojärjestys, eli mitkä voimalaitokset tuottavat sähköä ja kuinka paljon kunakin tuntina, määräytyvät sähkömarkkinoiden perusteella. Avoimet eli kilpaillut sähkömarkkinat perustuvat yleensä marginaalihinnoitteluun, jossa sähkön markkinahinta määräytyy kalliimman tarvittavan tuotannon, eli marginaalituotannon, perusteella. Sähkön tuntihinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteeseen, ja se on sama kaikelle tuotannolle ja kulutukselle. Tuotantotarjoukset pohjautuvat muuttuviin tuotantokustannuksiin, jotka koostuvat lähinnä polttoainekustannuksesta ja

mahdollisista päästöoikeuksista. Kulutustarjoukset kuvaavat puolestaan kuluttajien halua maksaa sähköstä. (Elovaara & Haarla 2011, s. 30; Viljainen et al. 2010, s. 17-18)

Pohjoismaissa on avoimet marginaalihinnoitteluun perustuvat sähkömarkkinat. Pohjoismaissa on yhteinen Nord Pool Spot -sähköpörssi, jossa fyysistä sähkökauppaa käydään Elspot-markkinoilla ja Elbas-markkinoilla. Elspot-markkinoilla muodostetaan tuntihinta toimitusta edeltävänä päivänä jokaiselle seuraavan päivän tunnille. Elbas-markkinoilla voidaan puolestaan käydä kauppaa toimituspäivän sisällä aina toimitustuntia edeltävän tunnin alkuun asti. (Energiateollisuus ry 2013a) Baltian maat ovat yhdentymässä osaksi pohjoismaista sähköpörssiä. Viro liittyi omaksi hinta-alueeseen Nord Pool Spot -sähköpörssiin vuonna 2011 ja Liettua vuonna 2012. Latvia on liittymässä omaksi hinta-alueeseen kesällä 2013. (Nord Pool Spot 2013a; Nord Pool Spot 2013b) Pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat edelleen yhdentymässä muun Euroopan suuntaan. Euroopan komissio asetti vuonna 2012 tavoitteen, jonka mukaan Euroopassa olisi yhteiset sähkön sisämarkkinat vuonna 2014 (European Commission 2012, s. 2).

Euroopan sähkömarkkinaintegraation lisäksi on suunnitteilla Suomen ja Venäjän välisen yhteyden muuttaminen kaksisuuntaiseksi, eli viennin mahdollistaminen Venäjälle. Venäjän sähkömarkkinat eroavat pohjoismaisista selvästi. Nykyisin Venäjällä on käytössä kapasiteettimarkkinamalli, jossa tuotantokapasiteetin riittävyys pyritään varmistamaan erillisillä kapasiteettimarkkinoilla. Ideana on, että päivän huippukulutustuntien aikaan Venäjällä käytetystä sähköstä ja Venäjältä viedystä sähköstä kerätään kapasiteettimaksuja, jotka maksetaan tuottajille korvaukseksi kapasiteetin ylläpidosta tai rakentamisesta. (VTT 2009b, s. 69-73) Nykymallin mukaisesti tuontisähkö ei saa kapasiteettikorvausta, jollei sitä ole tietty määrä koko ajan saatavilla (Viljainen et al. 2013). Luoteis-Venäjän kapasiteettimaksulliset huippukulutustunnit ajoittuvat Suomen aikaa aamulle ja illalle, ajoitus vaihtelee kuukausittain (System Operator of the United Power System 2012). Lisäksi sähkö hinnoitellaan Venäjällä solmupistemallin mukaisesti, eli sähkön hinta riippuu fyysisestä sijainnista verkossa eikä ole sama koko järjestelmässä (Viljainen et al. 2011, s. 7).

Tuonti Venäjältä tai mahdollinen vienti sinne riippuu lähinnä pohjoismaisen ja venäläisen sähkön hintakehityksestä. Pohjoismaisen sähkön hintaan tulevaisuudessa vaikuttaa vahvasti EU:n ilmastopoliittisen ohjauksen eteneminen. Sähkön hinnan Luoteis-Venäjällä määrää puolestaan pitkälti maakaasun sisämarkkinoiden hintakehitys. Tulevaisuudessa venäläisen sähkön hintaan voi tosin vaikuttaa myös mahdolliset ilmastopoliittiset toimenpiteet Venäjällä. Mikäli tulevaisuudessakaan tuontisähköstä ei saada kapasiteettihyvitystä Venäjällä, vienti Venäjälle olisi oletettavasti vähäistä päivätunneilla (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012, s. 12). Pohjoismaisen sähkö voi kuitenkin olla edullisempaa Venäjän omaan tuotantoon nähden pohjoismaisen vesitilanteen ollessa runsas. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012, s. 18; VTT 2009b, s. 72-73)

Sähkömarkkinoiden laajentuminen muuttanee kotimaisen tuotannon kilpailukykyä. Markkinaintegraation lisäksi erityisesti uusiutuvan energian tuotanto ja ydinvoiman kehitys tulevat vaikuttamaan ajojärjestykseen sähkömarkkinoilla. Muuttuvilta kustannuksiltaan edullinen tuuli- ja aurinkovoima tuotetaan lähtökohtaisesti aina verkkoon siltä osin, kun niitä on saatavilla. Myös muuttuvilta kustannuksiltaan alhainen ydinvoima pyritään aina tuottamaan maksimiteholla verkkoon. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2010, s. 8, 32-34) Korkea tuuli- tai aurinkovoimatuotanto yhdistettynä muuhun joustamattomaan tuotantoon ja matalaan kulutukseen voi johtaa ajoittain alhaisiin ja jopa negatiivisiin sähkön hintoihin pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Toisaalta tyyninä ja pilvisinä päivinä voidaan kokea aiempaa suurempia hintapiikkejä. Näin ollen sähkömarkkinoilla on odotettavissa tulevaisuudessa suurempia hintavaihteluita.

3.2 Tuotantokapasiteetin kehitys

Tällä hetkellä Suomen merkittävimmät sähköntuotantomuodot vuosittain tuotetun sähköenergian perusteella ovat ydinvoima, vesivoima, kaukolämmön ja teollisuuden yhteistuotanto sekä lauhdevoima (Energiateollisuus ry 2013b). Tuulivoiman ja aurinkovoiman merkittävyys sähköntuotantomuotona kasvaa tulevaisuudessa. Nykyinen sähköntuotantokapasiteetti Energiamarkkinaviraston voimalaitosrekisterin nimellistehojen perusteella on esitetty taulukossa 3.1. Koska toteutunut huipputeho

kuvaa paremmin käytössä olevaa todellista maksimituotantokapasiteettia, on taulukossa esitetty myös vuosina 2010 - 2012 toteutuneet tuotantomuotokohtaiset huipputuntehot. Lisäksi mahdollisiin huipputehoihin vaikuttaa joillakin tuotantomuodoilla merkittävästi vuodenaika. Taulukossa 3.1 on esitetty näin ollen myös vuosien 2010 - 2012 kulutushuippupäivinä toteutuneet tuotantomuotokohtaiset huipputehot kuvaamaan mahdollista huipputuotantotehoa talven pakkahuipun aikaan.

Taulukko 3.1. Nykyinen Suomen sähköntuotantokapasiteetti ja vuosina 2010 - 2012 toteutuneet tuotantomuotokohtaiset huipputehot. Huipputehot on esitetty keskituntitehoina ja kaikki lukemat on pyöristetty 10 MW:n tarkkuudella. (Datan lähteet: Energiamarkkinavirasto 2013; Fingrid mittaukset)

Tuotantomuoto	Sähkön tuotanto-kapasiteetti [MW]	Vuosina 2010 - 2012 toteutunut huipputeho [MW]	Vuosien 2010 - 2012 kulutushuippupäivinä toteutunut huipputeho [MW]
Vesivoima	3000	2720	2370
Ydinvoima	2750	2800	2770
Erillistuotanto	3240	3130	2230
CHP, kaukolämpö	4480	3220	2980
CHP, teollisuus	2820	2200	2100
Tuulivoima	250	-	-

Tuulivoimasta ei ole esitetty toteutuneita huipputehoja taulukossa 3.1, koska Fingridin käytönvalvontajärjestelmässä ei ole mittaustietoja kaikista Suomen tuulivoimaloista. Liitteessä I on lisäksi esitetty perustiedot Suomen merkittävimmistä lämpövoimaloista.

Seuraavissa kappaleissa on käsitelty tulevaa kehitystä tuotantomuodoittain. Tuulivoima käsitellään syöttötariffin piiriin kuuluvien tuulivoimapuistojen osalta, eli generaattorien yhteenlasketun nimellistehon tulee olla vähintään 500 kVA (Laki 1396/2010, § 9). Aurinkovoimaa tarkastellaan puolestaan hajautettuna pientuotantona. Huippu- ja varavoimana toimivia kaasuturbiineja ja moottorivoimalaitoksia ei käsitellä tässä kappaleessa, koska niitä käytetään lähinnä tehontuottamiseen erikoistilanteissa, eivätkä ne ole näin ollen merkittävä sähkön tuotantomuoto.

Merkittävimmät tuotantokapasiteetin kehitykseen vaikuttavat tekijät ovat kulutuksen kehityksen lisäksi päästökauppa, tiukentuvat päästörajat, uusiutuvan energian tukijärjestelmät sekä tehoreservijärjestelmän kehitys. Päästökauppa aiheuttaa

lisäkustannuksia hiilidioksidipäästöjä aiheuttaville sähköntuotantomuodoille, eli polttolaitoksille. Päästökauppa ei koske alle 20 MW polttolaitoksia, biomassaa polttoaineena hyödyntäviä laitoksia eikä jätteenpolttolaitoksia. Lämmöntuotanto on ollut oikeutettu ilmaisiin päästöoikeuksiin. Vaikka toistaiseksi päästöoikeuksien hinnat ovat jääneet mataliksi, voivat päästökaupan kustannusvaikutukset kasvaa tulevaisuudessa. Vuodesta 2013 eteenpäin ilmaisia päästöoikeuksia ei jaeta lainkaan sähköntuotannolle ja lämmöntuotannon saamia ilmaisia päästöoikeuksia vähennetään. (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2003/87/EY; Komission päätös 2011/278/EU) Päästökaupan kustannuksien kasvu heikentäisi lauhde- ja yhteistuotantolaitosten kilpailukykyä suhteessa muuhun tuotantoon.

Myös polttolaitosten rikki-, typpi-, hiilimonoksidi- ja hiukkaspäästöjä rajoitetaan EU-tasolla. IE-direktiivi (IE, Industrial Emissions) tulee asettamaan tiukemmat päästörajat aiempien kansallisten LCP-asetuksen (LCP, Large Combustion Plants) mukaisten päästörajojen tilalle. IE-direktiivi edellyttää kaikilta vähintään 50 MW polttolaitoksilta parhaan käyttökelpoisen tekniikan (BAT, Best Available Technology) mukaisia päästöarvoja vuoden 2016 alusta, tai vaihtoehtoisesti laitokset voivat jatkaa vuoteen 2023 asti rajoitetuin käyttötunnein. (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2010/75/EU) IE-direktiivin mukaisten päästörajojen saavuttamiseksi polttovoimalaitoksissa tulee investoida päästöjen vähennyslaitteistoihin. Vaihtoehtoisesti laitoksen tuotantoa voidaan rajoittaa tai toiminta lopettaa kokonaan. (ÅF-Consult Oy 2012, s. 23, 72)

Euroopan unioni on asettanut tavoitteen, jonka mukaan EU-alueella keskimäärin 20 % energiasta tuotettaisiin uusiutuvilla energian lähteillä vuonna 2020. Suomen osalta tavoite on 38 %. (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/28/EY) Jotta tavoitteisiin päästään, on tehty kansallisia tukijärjestelmiä uusiutuvan energian käytön edistämiseksi. Syöttötariffijärjestelmässä tuotannolle maksetaan määrätyn ajan tukea tuotetusta sähköenergiasta. Tuella taataan kiinteä tavoitehinta tuottajalle. Suomessa uusiutuvan energian syöttötariffijärjestelmä on vuoden 2011 alusta kattanut tuuli-, biokaasu-, metsähake ja puupolttoainevoimalat. (Laki 1396/2010, § 6, 61) Pientuotantoa tuetaan tällä hetkellä Suomessa investointituin ja verohelpotuksin. Nykytilanteessa pientuotanto on kuitenkin pääosin kannattamatonta investointien takaisinmaksuaikojen

perusteella. (Karppanen 2012, s. 33) Tukimuotojen lisäksi pientuotannon yleistymistä voidaan edistää säädöksin. Lähitulevaisuudessa rakennusmääräykset edellyttänevät, että uusista rakennuksista tehdään lähes nollaenergiarakennuksia, eli niillä tulee olla omaa energiantuotantoa (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2010/31/EU). Tukijärjestelmät vähentävät markkinaehtoisia investointeja energiantuotantoon.

Suomen tehoreservijärjestelmän viimeaikainen kehitys mukailee Ruotsin vastaavan tehoreservijärjestelmän kehitystä. Ruotsissa säädettiin vuonna 2010 tehoreservilakiin vuoteen 2020 asti ulottuva asetus, jonka mukaan tehoreservijärjestelmään kuuluva sallittu enimmäiskapasiteetti pienenee nykyisestä 1750 MW asteittain päättyen 750 MW viimeisellä kaudella. Lisäksi asetuksessa säädettiin joustavan kulutuksen osuuden lisäyksestä kapasiteetista asteittain siten, että viimeisellä kaudella koko kapasiteetti koostuu joustavasta kulutuksesta. (Asetus 2010:2004, § 2-3) Mahdollisena seurauksena tällaisesta kehityksestä on, että joustoon kykenevästä kulutuksesta on enemmän kilpailua ja lauhdevoimakapasiteettia poistetaan pysyvästi käytöstä.

3.2.1 *Ydinvoima*

Tällä hetkellä Suomessa on sähköntuotannossa neljä ydinvoimalayksikköä, kaksi Loviisassa ja kaksi Olkiluodossa. Laitosten tiedot löytyvät liitteen I taulukosta A. Olkiluotoon on lisäksi valmistumassa uusi nettosähköteholtaan 1650 MW ydinvoimayksikkö, Olkiluoto 3 (Teollisuuden Voima Oyj 2013). Lisäksi Fortum Power & Heat on ilmoittanut Loviisan yksiköiden yhteensä noin 24 MW tehonnostoista vuoteen 2017 mennessä (Fortum Oyj 2012). Nykyisten käyttö lupien mukaan Loviisan yksiköt poistuvat käytöstä vuosina 2027 ja 2030 (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012, s. 10). Sähkönhankinnan omavaraisuuden parantamiseksi valtioneuvosto hyväksyi vuonna 2010 periaatepäätöshakemukset Teollisuuden Voiman ja Fennovoiman uusien ydinvoimalaitosyksikön rakentamisluvista. Energiamarkkinavirasto arvioi vuoden 2012 Sähkön toimitusvarmuusraportissa Teollisuuden Voiman laitoksen sähkötehoksi 1000 - 1800 MW ja Fennovoiman laitoksen kooksi noin 1600 - 1800 MW. (Energiamarkkinavirasto 2012, s. 23-24) Fingrid on kuitenkin rajoittanut käyttövarmuuden takia suurimman sallitun Suomen verkkoon liitettävän voimalaitoksen yksikkökooksi 1650 MW (YLE 2013, s. 4).

Tämän työn tarkastelutilanteissa oletetaan, että nykyiset ydinvoimalat ja Olkiluoto 3 ovat käytössä vuonna 2020 ja nykyisiin on tehty pienehköjä tehonnostoja siten, että ydinvoimalaitosten yhteenlaskettu nimellisteho on noin 4350 MW. Vuoteen 2030 mennessä ydinvoimakapasiteetin oletetaan kasvavan. Kappaleen 7.2 kesää 2030 kuvaavassa tarkastelutilanteessa käytetään ydinvoiman tuotantotehona 5000 MW. Uusia ydinvoimaloita mahdollisesti rakennetaan ja vanhoja poistunee käytöstä. Toisaalta, mikäli Suomessa on suuri ydinvoimakapasiteetti 2030, ajoittuu jonkin laitoksen revisio todennäköisesti kesälle.

3.2.2 Vesivoima

Oy Vesirakentaja arvioi vuonna 2008 raportissaan "Voimaa vedestä", että rakentamatonta vesivoimaa olisi Suomessa 934 MW, josta 365 MW on suojelematonta (Oy Vesirakentaja 2008, s. 178 & 184-185). Konsulttiyhtiö ÅF esitti vuonna 2012 Energiateollisuus ry:n ja Fingridin teettämässä selvityksessä "Mistä lisäjousto sähköjärjestelmään?", että olemassa olevien laitosten tehonnostoilla ja suojelematonta vesivoimaa rakentamalla vesivoimakapasiteetti kasvaa noin 200 MW vuoteen 2030 mennessä (ÅF-Consult Oy 2012, s. 71). Energiateollisuus ry:n johtaja Jukka Leskelä arvioi 7.12.2012 ilmestyneessä Tekniikka & Talous -lehdessä, että noin 75 MW tehonkorotukset vesivoimassa toteutuvat ennen vuotta 2020 (Heikkilä 2012). Tämän työn tarkastelutilanteissa oletetaan vesivoimakapasiteetin kasvavan vuoden 2012 lopun kapasiteetista noin 75 MW vuoteen 2020 mennessä ja noin 100 MW 2020-luvulla ÅF:n ja Energiateollisuuden arvioiden mukaisesti.

3.2.3 Lauhdevoima

Sähkön erillistuotantolaitoksia ei ole rakennettu Suomessa 2000-luvulla lukuun ottamatta kahta väliottolauhdelaitosta (Pöyry Management Consulting Oyj 2010, s. 6). Väliottolauhdelaitoksessa osa turbiinin läpi kulkevasta höyrystä käytetään lämmöntuotantoon tai prosessihöyrynä ja loppuun paisunut höyry tuotetaan sähköksi kuten perinteisissä erillistuotantolaitoksissa (Honkapuro et al. 2009, s. 106). Kuten liitteen I taulukosta B on havaittavissa, suuri osa Suomen lauhdevoimalaitoksista on rakennettu 70- ja 80-luvuilla, joten kapasiteetti alkaa olla jo ikääntynyttä. Osa laitoksista

on pitkäaikaissäilöttyjä eli poissa aktiivikäytöstä, mutta ne saadaan verkkoon tarvittaessa, tosin pitkällä käynnistysajalla. Kapasiteettia on myös poistumassa kokonaan käytöstä. Tähän mennessä on ilmoitettu, että nykyisistä laitoksista Mussalon pitkäaikaissäilöttyt laitokset puretaan vuonna 2013 (Pohjolan Voima Oy 2013a). 2020-luvulla käytössä olevaan lauhdekapasiteettiin vaikuttaa erityisesti IE-direktiivin voimaantulo, lisäydinvoiman rakentamispäätökset, tuuli- ja aurinkovoiman yleistymistähti sekä tehoreservijärjestelmän kehitys. Tässä työssä on oletettu, että lauhdekapasiteettia on vuoden 2020 kulutushuipputilanteissa ainakin 1500 MW käytössä.

3.2.4 Lämmön ja sähkön yhteistuotanto

Lämmön ja sähkön yhteistuotanto (CHP, Combined Heat and Power) on ollut Suomessa suosittu ja energiatehokas sähköntuotantomuoto kylmästä ilmastosta johtuvasta suuresta lämmöntarpeesta sekä paljon lämpöä tarvitsevasta prosessiteollisuudesta johtuen. Nykyiset yhteistuotantolaitokset on esitetty liitteen I taulukoissa C ja D. 2000-luvulla on valmistunut useita uusia biopolttoaineita, turvetta ja jätettä hyödyntäviä yhteistuotantolaitoksia. Pääosin uudet laitokset ovat korvausinvestointeja. Uusinvestointien osuus vuosina 2000 - 2009 rakennetuista laitoksista oli noin neljännes. (Pöyry Management Consulting Oyj 2010, s. 6-11) Uudet laitokset ovat sähköteholtaan tyypillisesti alle 50 MW, ja pienten laitosten osuuden uskotaan edelleen kasvavan (Gaia Consulting Oy 2007, s. 39-41).

Suomen energia- ja ilmastostrategiassa yhteistuotanto nähdään tulevaisuudessakin energiatehokkaana tuotantomuotona (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a, s. 35). Kuitenkin sekä laitosten ikääntymisestä että IE-direktiivistä johtuen useisiin laitoksiin vaaditaan lähitulevaisuudessa merkittäviä investointeja. Ratkaisevassa asemassa yhteistuotannon tulevaisuuden kannalta ovat lisäksi lämmöntarpeen ja mahdollisesti jäähdystarpeen kehittyminen sekä kaukolämmön tapauksessa myös kilpailevat lämmöntuotantomuodot. Tässä työssä yhteistuotantokapasiteetissa ei oleteta tapahtuvan merkittäviä muutoksia vuoteen 2020 mennessä eikä 2020-luvulla.

3.2.5 Tuulivoima

Päivitetyn energia- ja ilmastostrategian mukaan valtio tavoittelee 6 TWh vuotuista sähköntuotantoa tuulivoimalla vuoteen 2020 mennessä (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a, s. 28). Tämä on pyritty mahdollistamaan syöttötariffijärjestelmällä, joka tuli Suomessa voimaan tuulivoiman osalta vuoden 2011 alussa. Uusia tuulivoimaloita hyväksytään järjestelmään vuoteen 2020 asti tai, kunnes järjestelmässä olevien tuuligeneraattoreiden nimellisteho on yhteensä 2500 MVA. (Laki 1396/2010 § 6, 9, 61) Päivitetystä energia- ja ilmastostrategiasta asetetaan tuulivoiman vuoden 2025 tuotantotavoitteeksi 9 TWh (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a, s. 28). Tämä tavoite vaatinee toteutuakseen merituulivoiman hyödyntämistä ja syöttötariffijärjestelmän jatkamista koskemaan vuoden 2020 jälkeen käynnistettäviä laitoksia (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 73, 105).

Energiatekniikassa huipunkäyttöajalla tarkoitetaan voimalaitoksen vuosienenergian ja nimellistehon suhdetta, eli se kertoo voimalaitoksen käytettävyydestä (Holmgren 2008, s. 7). Vuotuinen 6 TWh energiantuotanto 2500 MW:n kapasiteetilla vastaa 2400 tunnin huipunkäyttöaikaa. 9 TWh vuosituotanto saavutetaan 3750 MW asennetulla kapasiteetilla, kun huipunkäyttöaika on sama 2400 h/a. Tarkastelutilanteissa käytetään Suomen asennettuna tuulivoimakapasiteettina 2500 MW vuonna 2020. Vuonna 2030 kapasiteetin oletetaan olevan 4000 MW, eli sen oletetaan kasvavan hieman vuoden 2025 tavoitearvosta.

3.2.6 Aurinkovoima

Saksassa aurinkovoima on ollut viime vuosina nopeimmin kasvava sähköntuotantomuoto. Kesällä 2012 aurinkosähkö nousi kapasiteetilla mitattuna suurimmaksi tuotantomuodoksi, ja vuoden 2012 lopussa asennettu kapasiteetti ylitti jo 32 GW. (Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology 2012; Wirth 2013, s. 5) Laajamittainen aurinkosähkötuotanto on mahdollista myös Suomessa, eteläisessä Suomessa vuotuiset säteilymäärät ovat samaa suuruusluokkaa kuin Pohjois-Saksassa (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 108). Näin ollen voidaan olettaa, että aurinkosähkön tuotanto tulee yleistymään Suomessa, kun itse aurinkopaneelilla tuotettu

sähkö on kilpailukykyistä ostettuun sähköön nähden. Kehityksen nopeuteen Suomessa vaikuttaa lähinnä aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys, markkinasähkön hintakehitys, sähkön kokonaiskuluttajahinnan kehitys (sisältäen verot ja siirto) sekä mahdolliset pientuotannon tuet. Fortumin aurinkoenergiateknologia-asiantuntija Eero Vartiainen mukaan aurinkosähkökapasiteetti tulee olemaan Suomessa noin 100 MW vuonna 2020 ja 1000 - 3000 MW vuonna 2030 ilman valtion tukea. Mikäli valtio päättää tukea aurinkosähkötuotantoa, tulee kehitys olemaan nopeampaa. (Vartiainen 2013) Tässä työssä vuoden 2030 tarkastelussa oletetaan Suomen aurinkosähkökapasiteetiksi 1500 MW, ja sen oletetaan olevan hajautettua pientuotantoa. Liitteessä II on esitetty yksinkertaistettu esimerkki siitä, mitä 1500 MW kapasiteetti tarkoittaisi käytännössä. Vuoden 2020 tarkastelussa aurinkosähköä ei ole oletettu merkittäväksi tekijäksi.

3.3 Kulutuksen kehitys

Sähkön kulutuksen suuruuteen vaikuttaa muun muassa talouden rakenne, yleinen talouden tila, väestön kasvu, kotitalouksien lukumäärä, elintaso ja energiatehokkuustoimet. Sää aiheuttaa eroa vuosien välillä, Suomen olosuhteissa erityisesti keskimääräistä kylmempi tai lämpimämpi talvi näkyy vuosittaisissa sähkön kulutuksessa. Lisäksi ilmastonmuutoksen arvioidaan vaikuttavan sähkön kulutukseen tulevaisuudessa. (Elinkeinoelämän keskusliitto & Energiateollisuus ry 2009, s. 7-9)

Suomen sähkön kulutus kasvoi 1900-luvun loppupuolella yhtäjaksoisesti, jopa 20 TWh vuosikymmenessä, mutta viime aikoina kasvu on hidastunut. 2000-luvulla koettiin kaksi selvää laskua kulutuksessa vuoden 2005 suurten metsäteollisuuden työtaisteluiden ja vuonna 2008 alkaneen taantuman seurauksena. Taulukossa 3.2 on esitetty sähkön kulutus vuosina 2007 - 2012 sekä vastaavina talvina toteutuneet kulutushuipputunnit. Lisäksi taulukossa on esitetty vuosittainen huipputehokerroin, eli huipputehon ja vuoden keskikulutuksen suhde. Vuoden keskikulutus on laskettu jakamalla vuotuinen sähkön kulutus vuoden tuntien lukumäärällä, eli 8760 tunnilla. (VTT 2009b, 12)

Taulukko 3.2. Sähkön kulutus vuosina 2007 - 2012, talvina 2007 - 2012 esiintyneet kulutushuipputunnit ja vastaavat huipputehokertoimet. (Datan lähteet: Energiamarkkinavirasto 2012, s. 8, 15, 21; Energiamarkkinavirasto 2009, s. 6, 14; Energiateollisuus ry 2013b; Fingrid mittaukset)

Vuosi	Sähkön kulutus [TWh]	Keskikulutus [MWh/h]	Talven kulutushuipun pvm & tunti	Kulutushuippu [MWh/h]	Huipputehokerroin
2007	90,4	10320	8.2.2007 klo 7-8	14914	1,45
2008	87,0	9932	4.1.2008 klo 17-18	13288	1,34
2009	80,8	9224	16.1.2009 klo 8-9	13045	1,41
2010	87,7	10011	28.1.2010 klo 8-9	14320	1,43
2011	84,4	9635	18.2.2011 klo 9-10	14804	1,54
2012	85,2	9726	3.2.2012 klo 18-19	14304	1,47

Kuten taulukosta 3.2 käy ilmi, toistaiseksi ei ole saavutettu taantuman edeltävän ajan kulutustasoa. Sähkön kulutus on ollut samaa suuruusluokkaa, noin 85 TWh, vuosina 2010 - 2012. Taulukon 3.2 mukaisesti kulutushuiput ovat kasvaneet suhteessa enemmän kuin vuosittainen sähkön kulutus viime vuosina. Tulee tosin huomioida, että huipputehontarpeen suuruus riippuu vuosikulutuksen lisäksi merkittävästi vallitsevasta lämpötilasta, pakkasjakson pituudesta, maantieteellisestä laajuudesta ja ajankohdasta (Energiateollisuus ry 2006, s. 4-7).

Työ- ja elinkeinoministeriön päivitetessä energia- ja ilmastostrategiassa linjataan, että sähkön kulutus tulee kasvamaan tulevina vuosikymmeninä. Oletus perustuu väestön kasvuun, talouden suotuiseseen kehitykseen, yhteiskunnan sähköistymiseen ja energiatehokkuustoimenpiteisiin. Sähkönkokonaiskulutus on päivitetyn energia- ja ilmastostrategian taustaraportin perusskenaarion mukaan vuonna 2020 94 TWh ja vuonna 2030 102 TWh (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 14-30, 36). Nykyisestä 85 TWh kulutuksesta nämä arviot tarkoittavat +10 % vuoteen 2020 mennessä ja +20 % vuoteen 2030 mennessä.

Vuoden 2013 päivitetessä energia- ja ilmastostrategiassa ei esitetä arviota tulevien kulutushuippujen suuruudesta. Vuoden 2008 strategiassa arvioitiin perusuran mukaiseksi kulutushuipun suuruudeksi 17200 MW vuonna 2020 ja 18000 MW vuonna 2030 (Työ- ja elinkeinoministeriö 2008, s. 48). Muitakin arvioita huippukulutuksen suuruudesta on viime vuosina esitetty tulevasta. EMV:n tuoreessa Sähkön toimitusvarmuusraportissa arvioitiin talven 2015 - 2016 kulutushuipun suuruudeksi

15500 MW ja noin 17100 MW talvella 2025 - 2026 (Energiamarkkinavirasto 2012, s. 19-20). Elinkeinoelämän keskusliiton ja Energiateollisuuden vuoden 2009 arvion mukaan sähkön kulutushuippu on noin 17000 MW vuonna 2020 ja vuonna 2030 16500 - 18500 MW (Elinkeinoelämän keskusliitto & Energiateollisuus ry 2009, s. 21).

Suomen sähkön kulutuksen kannalta teollisuus on merkittävin yksittäinen tekijä, koska se kattaa lähes puolet maamme sähkön kulutuksesta (Energiateollisuus ry 2013b). Teollisuuden sähkön kulutukseen vaikuttaa lyhyellä aikavälillä suhdannevaihtelut. Pysyvän, hitaasti etenevän muutoksen kulutukseen aiheuttaa puolestaan teollisuuden rakennemuutos ja energiankäytön tehostaminen. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009, s. 10) Päivitetyt energia- ja ilmastostrategian perusskenaariossa sähkön kulutuksen arvioidaan kasvavan kaikilla teollisuuden aloilla vuosille 2020 ja 2030. Teollisuuskulutuksen kasvu selittääkin pääosin kokonaiskulutuksen kasvun. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 31, 36)

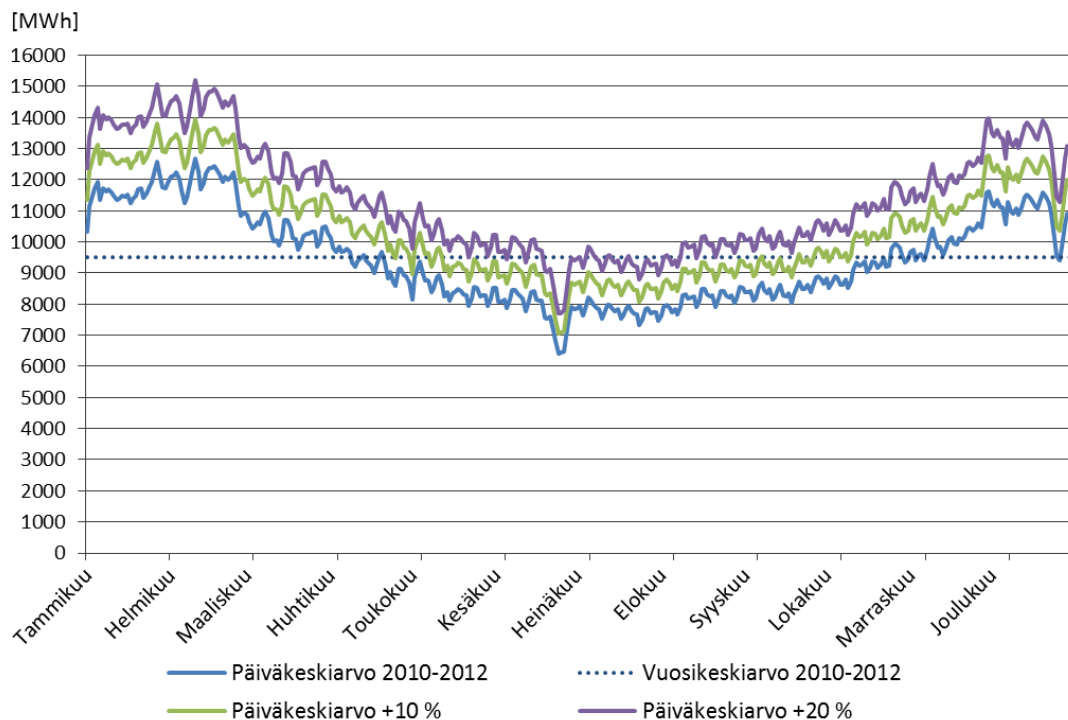
Kotitaloudet, palvelut ja rakentaminen kattavat yhdessä toisen puolen maamme sähkön kulutuksesta siten, että kotitalouksien osuus on kokonaiskulutuksesta reilu neljännes (Energiateollisuus ry 2013b). Jo viime vuosina kotitalouksien sähkön käytössä on ollut nähtävillä kehityssuunta, jossa laitesähkön käyttö vähenee ja lämmityssähkön osuus kasvaa. Laitteiden energiatehokkuuden parantuminen on kumonnut laitemäärän kasvun. Toisaalta lämmityssähkön kulutus on lisääntynyt lämpöpumpuista, laitteiden hukkalämmön pienentymisestä ja märkätilojen mukavuuslämmityksestä johtuen (Adato Energia Oy 2013, s. 18-21). Päivitetyssä energia- ja ilmastostrategiassa laitesähkön kulutuksen on arvioitu laskevan nykyisestä vuodelle 2020 ja edelleen vuodelle 2030 ja lämmityssähkön kulutuksen puolestaan kasvavan edelleen. Kotitalouksien sähkön kokonaiskulutuksen on näin ollen arvioitu olevan vuonna 2030 lähes nykyisellä tasollaan (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 36).

Lämpöpumppujen suosio on edelleen kasvamassa rakentamisen energiatehokkuusvaatimusten ja öljyn kulutuksen vähentämissuunnitelmien myötä (Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a, s. 18-20). Lämpöpumppujen yleistymisen vaikutus sähkön kulutukseen riippuu siitä, mitä lämmitysmuotoa lämpöpumpulla korvataan. Kun lämpöpumpuilla korvataan sähkölämmitystä, sähkön kulutus vähenee. Jos korvattava

lämmitysmuoto on muu kuin sähkölämmitys, sähkön kulutus vuorostaan kasvaa. Myös lämpöpumppujen valinnat uudisrakennusten ja aiemmin lämmittämättömien vapaa-ajan asuntojen lämmitysmuodoksi kasvattavat sähkön kulutusta. (VTT 2009a, s. 75; VTT 2011, s. 63) Sähkön kulutushuiput kasvavat suhteessa muuta kulutusta enemmän osateholle mitoitettujen maalämpöpumppujen ja ilmalämpöpumppujen myötä. Maalämpöpumppuja mitoitetaan kustannussyistä osateholle, eli valitaan huippulämmitystarpeeseen nähden liian pieni lämpöpumppu. Tällöin huippulämmöntarvetta katetaan enenevässä määrin sähköllä. Ilmalämpöpumppujen käyttö ei puolestaan kannata kovilla pakkasilla, koska lämmön tuottamiseen lämpöpumpulla kuluu enemmän energiaa kuin sähkön käyttöön lämmityksessä. Huippukuormituskaudella lämpö tuotetaan tyypillisesti ilmalämpöpumppukohteissa rinnakkaisella suoralla sähkölämmityksellä. (Motiva Oy 2011; Motiva Oy 2012)

Kokonaan uusi sähkön kulutusta kasvattava tekijä on sähköinen liikenne. Jos kaikki Suomen henkilöautoliikenne tehtäisiin sähköautoilla, kasvaisi vuotuinen sähkön kulutus noin 7 TWh. 7 TWh vastaa vain noin 8 % nykyisestä sähkön kokonaiskulutuksesta, eli sähköautojen yleistyminen tulee kasvattamaan sähkön kulutusta verrattain vähän. Muutenkin sähköautojen arvioidaan yleistyvän laajemmin vasta 2020-luvulta alkaen, eli vielä 2020-luvulla niillä ei ole merkittävää vaikutusta sähkön kulutukseen. (Honkapuro et al. 2009, s. 84, 93) Sähköautojen kuorman jakautuminen vuorokauden tunneilla riippuu lataustavasta. Optimoimaton lataus sijoittuisi työpäivälle ja illoille kasvattaen kulutusta nykyisillä päivän huippukulutustunneilla (Honkapuro et al. 2009, s. 97-98). Myös talven kulutushuiput kasvaisivat optimoimattomasta latauksesta johtuen.

Kuvassa 3.1 on esitetty sähkön kulutuksen keskiarvot vuosien 2010 - 2012 päivä- ja vuosikulutuksesta. Lisäksi kuvaan on merkitty päiväkeskiarvot 10 % ja 20 % ylöspäin skaalattuna.



Kuva 3.1. Vuoden päivien keskikulutus nykytilassa sekä 10 % ja 20 % ylöspäin skaalattuna. Katkoviiva kuvaa koko vuoden keskiarvoa nykytilassa. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuten kuvasta 3.1 nähdään, kulutus on alle vuosikeskiarvon huhtikuun alkupuolelta lokakuun loppupuolelle asti. Selvästi eniten sähköä kulutetaan talvella. Sähkön vuosikulutuksen kasvu ei välttämättä myöskään jakaudu tasaisesti koko vuodelle. Kulutus huippukuormituskaudella kasvaneen suhteessa enemmän kuin kulutus muina aikoina muun muassa lämpöpumpuista johtuen. Toisaalta viilennyksen yleistyessä kulutus kasvaisi erityisesti helteisinä kesinä.

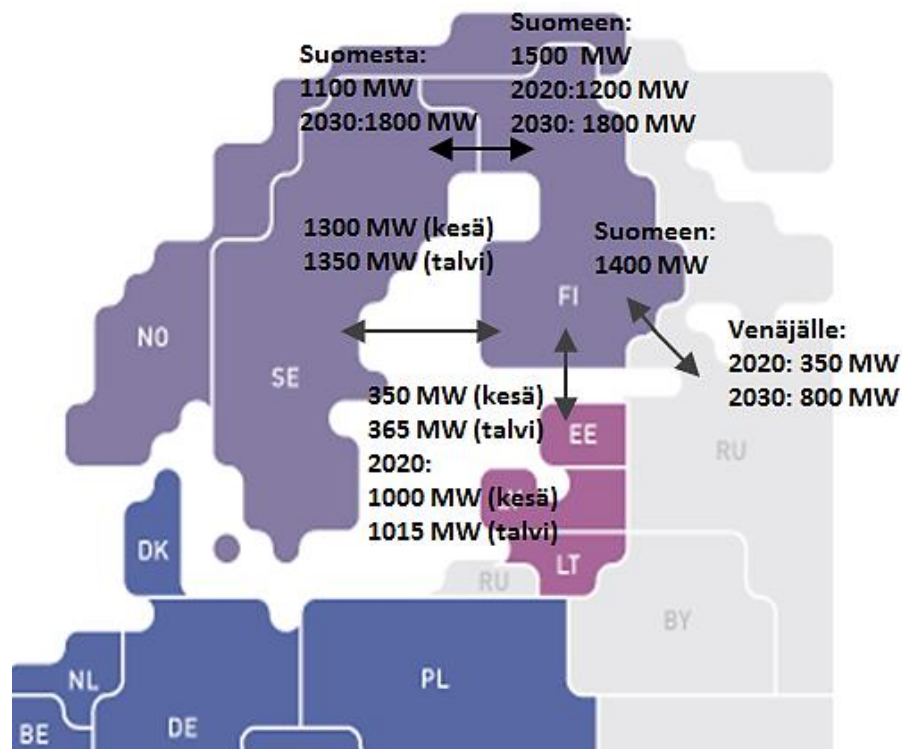
Kaikissa tämän työn vuotta 2020 kuvaavissa tarkastelutilanteissa käytetään TEM:n päivitetyn strategian mukaista 10 % sähkön kulutuksen kasvua. Huippukulutuksen kasvu oletetaan tässä työssä siis yhtä suureksi kuin kulutuksen kasvu muina vuoden 2020 tarkasteluajankohtina. Vuoden 2030 kesäpäivätalanteessa käytetään puolestaan vain 15 % lisäystä, koska 20 % kasvu perustuen lähinnä teollisuuskulutuksen kasvuun on optimistinen.

Tulee kuitenkin huomioida, että myös tulevaisuudessa esiintyy matalamman ja korkeamman kulutuksen päiviä. Kulutuksen suuruus yksittäisenä päivänä riippuu merkittävästi lämpötilasta ja siitä, mikä päivä on kyseessä. Tämän työn esimerkeissä on

tarkasteltu tilanteita, joissa on käytössä vain vähän joustavaa kapasiteettia. Kevät- ja kesätilanteissa kulutus on valittu näin ollen pieneksi, talvella taas suureksi. Tämän työn tarkastelu pätee pääosin myös erisuuruisilla tulevaisuuden kulutusarvoilla. Jos kulutus kasvaa käytettyjä arvoja vähemmän, saavutetaan kevät- ja kesätilanteissa käytetyt kulutusarvot useammin ja talvitilanteessa harvemmin. Vastaavasti, jos kulutus kasvaa käytettyjä arvoja enemmän, on luvuissa 6 - 8 kuvatut kevät- ja kesätilanteet epätodennäköisempiä ja talvitilanne todennäköisempi.

3.4 Suomen lähialueiden sähkömarkkinakehitys

Kansainväliseen sähkömarkkinakehitykseen vaikuttaa merkittävästi siirtoyhteyksien kehitys. Suomen nykyiset rajasiirtoyhteydet ja niiden kaupallinen, eli markkinoiden käytössä oleva, maksimisiirtokapasiteetti on esitetty kuvassa 3.2. Kuvaan on lisätty myös tiedossa ja suunnitteilla olevat muutokset rajasiirtokapasiteetissa, joiden mukaisiksi Suomen rajasiirtokapasiteetit oletetaan lukujen 6 - 8 tarkastelutilanteissa.



Kuva 3.2. Nykyiset Suomen rajasiirtoyhteydet kaupalliselta siirtokapasiteetiltaan sekä arvioitu kaupallinen rajasiirtokapasiteetti vuosina 2020 ja 2030. (Muokattu lähteistä: ENTSO-E 2012a; ENTSO-E 2012b, s. 49)

Kuten kuvasta 3.2 on nähtävillä, Suomen rajasiirtokapasiteetti tulee kasvamaan. Ruotsin ja Suomen välisen vaihtosähköyhteyden, RAC-yhteyden, siirtokapasiteetti Suomeen pienenee Olkiluoto 3 käyttöönoton myötä ennen vuotta 2020. Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välille on suunniteltu rakennettavan uusi yhteys 2020-luvulla, mutta siirtokapasiteetin suuruuteen sen myötä liittyy epävarmuutta tuotannon ja verkon kehityksestä johtuen. Vuoden 2030 tarkastelussa RAC-yhteyden siirtokapasiteetin arvioidaan tässä työssä olevan 1800 MW molempiin suuntiin. Lisäksi työn tarkastelutilanteissa on huomioitu, että tasasähköyhteyksien tekninen siirtokapasiteetti on joillakin yhteyksillä suurempi talvella kuin kesällä, koska ulkolämpötila vaikuttaa johtojen termiseen kuormitettavuuteen (Fingrid Oyj 2009). 350 MW sähkön vienti Venäjälle on näillä näkymin mahdollista vuonna 2014. Myöhemmin Venäjälle voidaan viedä enintään 800 MW sähköä. (Nikula 2013) Tässä työssä on oletettu, että vuoden 2020 tilanteissa vientikapasiteetti on 350 MW ja vuoden 2030 tarkastelussa korkeintaan 800 MW.

Pohjoismaiden sähköntuotantorakenne on nykyisin vesivoima- ja lämpövoimapainotteinen. Ydinvoima on merkittävä tuotantomuoto Suomessa ja Ruotsissa. Sähkön tuotanto Baltian maissa ja Puolassa perustuu puolestaan lähes pelkästään lämpövoimaan. Saksassa sähköä tuotetaan lämpövoimalla, ydinvoimalla, tuulivoimalla ja vesivoimalla. (ENTSO-E 2012b, s. 50) Lisäksi aurinkosähkö on kasvanut viime vuosina merkittäväksi tekijäksi Saksassa. Vuonna 2012 aurinkopaneelilla tuotettiin energiaa 27 TWh, mikä kattoi 5 % koko Saksan sähkön kulutuksesta (Wirth 2013, s. 5). Venäjällä sähköntuotanto perustuu suurimmaksi osaksi lämpövoimaan (Institute of Energy Strategy 2010, s. 149-150).

EU:n ilmastotavoitteiden myötä kaikkien EU-maiden sähköntuotantorakenteessa tullaan näkemään muutoksia tulevina vuosikymmeninä. Fossiilisia polttoaineita käyttävä lämpövoimakapasiteetti vähenee ja uusiutuvien energialähteiden osuus kasvaa. Biopolttoaineet tulevat osin korvaamaan fossiilisten polttoaineiden käytön lämpövoimalaitoksissa ja aurinkovoimasta tulee merkittävä sähköntuotantomuoto. Myös ydinvoimakapasiteetti voi muuttua merkittävästi. (ENTSO-E 2013a, s. 8-9) Tuulivoiman arvioidaan olevan merkittävä sähköntuotantomuoto kaikissa Pohjoismaissa vuoteen 2020 mennessä (ENTSO-E 2010, s. 6). Baltiassakin on

odotettavissa tuulivoimakapasiteetin voimakasta kasvua (ENTSO-E 2012b, s. 64). Lisäksi on suunnitteilla uusi noin 1400 MW ydinvoimala Liettuaan ja Kaliningradin alueelle useita ydinvoimalaitoksia, joiden kapasiteetti on yhteensä 2400 MW. Projektien toteutuminen on kuitenkin epävarmaa. (World Nuclear Association 2012) Myös Saksan ydinvoimalaitosten sulkeminen tulee vaikuttamaan Itämeren alueen tuotantorakenteeseen merkittävästi (ENTSO-E 2012b, s. 52). Venäjä ei kuulu Euroopan unioniin, joten EU:n ilmastopoliittiset ohjauskeinot eivät kosketa sitä kuten muita Itämeren alueen maita. Toisaalta Venäjän vuoteen 2030 ulottuvassa energiastastrategiassa todetaan, että energiantuotannon päästöjä tulisi vähentää. Lämpövoiman osuus Venäjän sähköntuotannosta on kuitenkin merkittävä vielä 2020-luvulla. (Institute of Energy Strategy 2010, s. 14, 150)

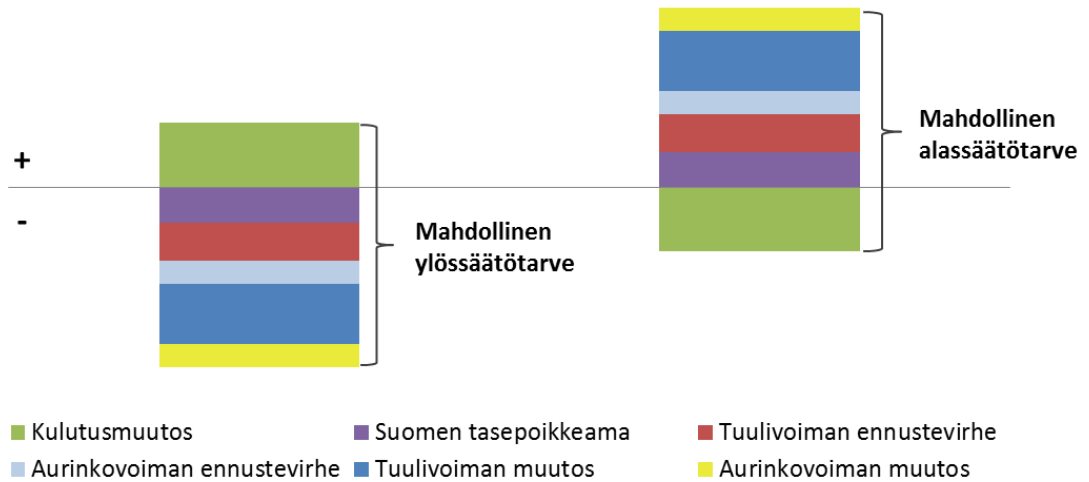
Tämän työn tarkastelutilanteissa oletetaan, että tuulivoima on yleistynyt Pohjoismaissa ja Baltiassa vuoteen 2020 mennessä ja vuonna 2030 alueella on myös kohtuullisesti aurinkosähköntuotantoa. Maiden välisten rajasiirtojen oletetaan kasvavan tulevaisuudessa, koska uusiutuvien energialähteiden hyödyntäminen lisääntyy, uusia suuria ydinvoimayksiköitä mahdollisesti rakennetaan ja sähkömarkkinat integroituvat.

Ruotsi ja erityisesti Norja ovat nykyisin ylijäämäisiä huippukulutuksiansa suhteen. Tanska ja Saksa ovat tänä päivänä hieman alijäämäisiä. Saksan alijäämän odotetaan kasvavan 2020-luvulle tultaessa. Viron ja Latvian tuotantokapasiteetti on nykyisin suurempi kuin maiden huippukulutus. Liettua ei ole tällä hetkellä selvästi ali- tai ylijäämäinen huippukulutuksensa suhteen. Baltian maissa merkittävä osa sähköstä tuotetaan kuitenkin fossiilisilla polttoaineilla, joiden päästöjä tulee rajoittaa IE-direktiivin voimaantulon myötä. Näin ollen Baltian maat ovat lähivuosina mahdollisesti alijäämäisiä, toisaalta ydinvoimalahankkeet ja Venäjän tuonti voivat kääntää tehotaseen ylijäämäiseksi. Puola on jo nyt tehotaseeltaan alijäämäinen ja alijäämän oletetaan kasvavan IE-direktiivin myötä. (ENTSO-E 2013a, s. 64-102) Luoteis-Venäjä (European Balance Zone) on ylijäämäinen nykytilanteessa ja virallisten arvioiden mukaan vielä tulevana vuosina, mutta toisaalta sieltä on poistumassa kapasiteettia (VTT 2012, s. 8, 19). Tässä työssä luvun 8 kulutushuipputilanteissa oletetaan tuontia olevan saatavilla varmasti vain Ruotsista.

4. VOIMAJÄRJESTELMÄN SÄÄTÖTARVE

Tässä työssä voimajärjestelmän säätötarpeella tarkoitetaan tunninsisäistä tuotannon ja kulutuksen eroa. Tässä työssä käsitellään vain säätösähkömarkkinoilla katettavaa ylös- ja alassäätötarvetta, ei sekuntitason muutoksia. Säätötarve ylös tai alas saadaan, kun tarkastellaan kulutuksen ja tuotannon tunninsisäisiä muutoksia keskituntitehoon nähden. Lisäksi huomioidaan, että tuotannon keskituntiteho ei yleensä vastaa täysin kulutuksen keskituntitehoa ennustevirheistä johtuen. Suomen tasepoikkeama kuvaa sitä, kuinka hyvin koko Suomen tuotannon toteutunut keskituntiteho on vastannut kulutuksen keskituntitehoa (Fingrid Oyj 2013b). Säätötarpeet tulevat kasvamaan tulevaisuudessa, koska tasepoikkeamat kasvavat ja tunninsisäiset muutokset tuotannossa lisääntyvät luonnonolosuhteista riippuvan tuotannon yleistyessä. Myös kulutuksen aiheuttama säätötarve voi kasvaa kulutusprofiilin mahdollisesti muuttuessa. Tässä luvussa arvioidaan säätötarvetta Suomessa vuosina 2020 ja 2030 siten, että kulutuksen ja perinteisen tuotannon aiheuttama säätötarve pysyy suhteessa ennallaan.

Eri tapahtumat aiheuttavat säätötarvetta eri suuntaan eikä tekijöiden välillä ei ole suoraa korrelaatiota. Esimerkiksi tuulivoimatuotanto voi vähentää yhtäaikaaisesti kulutuksen kasvun kanssa ja molemmat aiheuttavat tällöin ylössäätötarpeen. Jos tuuli puolestaan voimistuu ja kulutus kasvaa yhtäaikaisesti, kokonaissäätötarve pienenee. Voimajärjestelmän käytössä tulee kuitenkin varautua tilanteeseen, jossa säätötarve on suurimmillaan, eli eri tekijät aiheuttavat säätötarpeen samaan suuntaan. Kuvassa 4.1 on esitetty mahdollinen ylös- ja alassäätötarve.



Kuva 4.1. Ylös- ja allassäätötarve on suurimmillaan, kun eri tekijät aiheuttavat säätötarpeen samaan suuntaan.

Kuvassa 4.1 muutokset ja ennustevirheet on jaettu negatiivisiin ja positiivisiin. Positiivinen muutos tarkoittaa kasvua ja negatiivinen pienenemistä. Positiivinen ennustevirhe tarkoittaa, että toteutunut tuotanto on arvioitua suurempi, ja negatiivinen vastaavasti, että toteuma on ollut arvioitua pienempi. Lukujen 6 - 8 tarkastelutilanteissa muodostetaan mahdollinen säätötarve kuten kuvassa 4.1. Muutoksien ja ennustevirheiden suuruudet merkitään tekijäkohtaisesti ja voimajärjestelmän kokema kokonaissäätötarve esitetään kaarisululla.

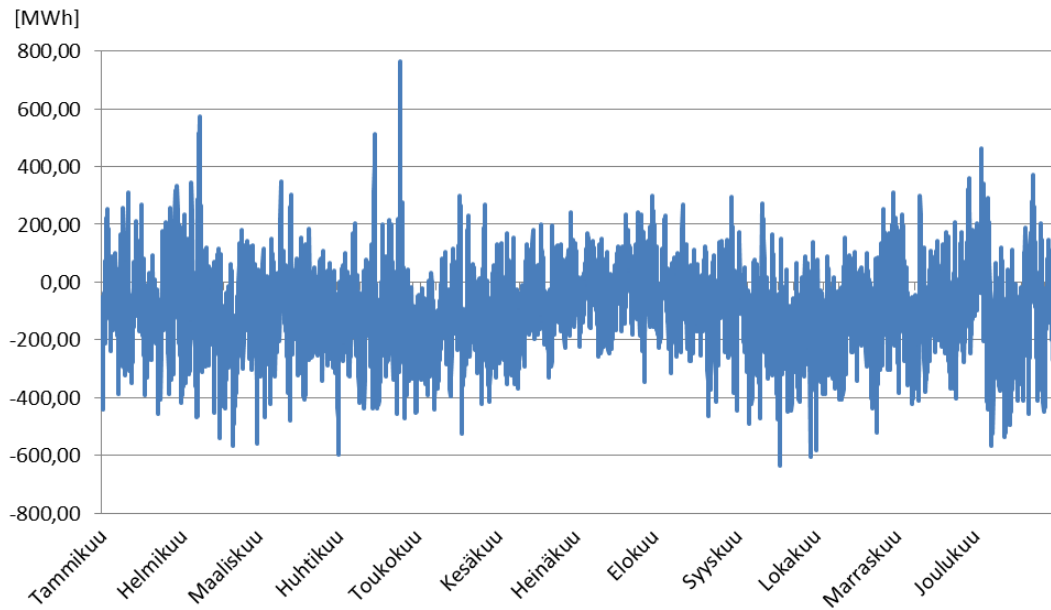
Mahdollisella säätötarpeella pyritään kuvaamaan normaalitilassa suurinta todennäköistä tarvetta. Säätötarve lasketaan siten, että tunninsisäisistä muutoksista käytetään suurinta 98 % varmuudella esiintyvää arvoa, eli on 2 % todennäköisyys, että todellisuudessa koettu arvo on käytettyä suurempi. Ennustevirheistä käytetään puolestaan keskiarvoa. Tuulivoimasta tarkastellaan erikseen harvinaisia ääritilanteita, joissa säätötarve on erittäin suuri.

Tasepoikkeamaa ja kulutuksen tunninsisäisiä muutoksia on tässä työssä tarkasteltu Fingridin vuosien 2010 - 2012 mittauksien avulla. Arvot on ilmoitettu prosentteina kulutuksen tuntikeskitechosta, jotta niitä voidaan skaalata 2020-luvun kulutuksen mukaisiksi. Tuuli- ja aurinkovoimaa tarkastellaan tässä laajamittaisen tuotannon näkökulmasta siten, että kapasiteetit ovat kappaleessa 3.2 esitettyjen mukaisia. Koska

Suomen tuulivoimatuotanto ei ole nykyisellään laajamittaista, käytetään 2020-luvun tarkastelussa referensseinä Tanskan ja Saksan kokemuksia. Laajamittaisesta aurinkosähkötuotannosta ei ole Pohjoismaissa lainkaan kokemusta, joten referenssinä käytetään Saksaa. Tuulivoimatutkimuksissa ilmoitetaan tulokset yleensä suhteessa asennettuun kapasiteettiin, joten niitä voidaan skaalata arvioituun Suomen kapasiteettiin 2020-luvulla. Tulee kuitenkin huomioida, että vertailumaiden olosuhteet eivät ole identtisiä Suomeen nähden. Muun muassa alueen koko ja sijainti, sääolosuhteet, tuulivoiman tuotannon maantieteellinen hajautuminen sekä asennetun kapasiteetin suuruus eroavat. Sekä tuuli- että aurinkovoiman tapauksessa maantieteellinen hajautuminen pienentää tunninsisäisiä muutoksia ja ennustevirhettä, jos siirtoyhteyksiä on riittävästi ja tuotanto sijaitsee tasaisesti alueella (Graeber & Weber 2011; Holttinen 2004, s. 13; Lorenz et al. 2007, s. 4-5). Vaikka Suomi on suurehko maa, on todennäköistä, että uusiutuvien energialähteiden tuotanto sijoittuu melko keskitetyksi sinne, missä on parhaat tuotanto-olosuhteet. Tässä työssä oletetaan, että tuulivoiman tuotantoa on lähinnä länsi-rannikolla ja aurinkopaneeleita Etelä-Suomessa.

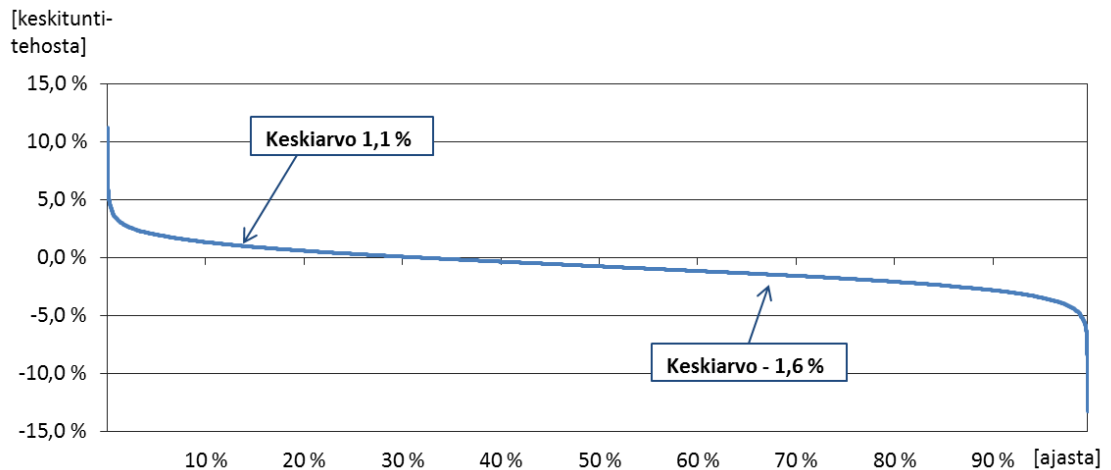
4.1 Suomen tasepoikkeama

Suomen tasepoikkeama kertoo summan kaikkien tasevastaavien ostaman ja myymän sähköenergian erotuksesta. Se kuvaa siis kaikkien Suomen toimijoiden kulutusennusteiden ja tuotantosuunnitelmien tarkkuutta. (Fingrid Oyj 2013b) Tuotanto- ja kulutustaseet ovat tuntitasolla, eli sähkönmyyjän ja tuottajan tarkoituksena on ennakoida tunnin aikana kulutettavaa tai tuotettua energiaa eli keskituntitehoa. Kulutuksen ennustaminen perustuu kokemukseen, mittauksiin ja sääennusteisiin, lähinnä lämpötilaennusteeseen. Tuotannon ennustevirheet ovat olleet perinteisesti pienempiä, koska tuotanto on ollut helppo säätää halutulle tasolle. Kantaverkkoyhtiö tekee myös omaa tunninsisäistä kulutus- ja tuotantoennustettaan käyttötoiminnan tueksi. Sääötötarpeen kannalta on kuitenkin merkitsevää vain toimijoiden ennusteiden oikeellisuus. (Petsalo 2008, s. 11-13; Piipponen 2013) Kuvassa 4.2 on esitetty Suomen tuntikohtainen tasepoikkeama vuonna 2012.



Kuva 4.2. Suomen tuntikohtainen tasepoikkeama vuonna 2012. (Datan lähde: Fingrid Oyj 2013b)

Kuten kuvasta 4.2 on havaittavissa, sekä negatiivisia että positiivisia tasepoikkeamia esiintyy. Tasepoikkeama näyttää olevan kuitenkin yleisimmin negatiivinen, eli todellinen tuotanto on useammin kulutusta pienempi. Pääosin tasepoikkeama on pienehkö, mutta muutamina kertoja vuodessa esiintyy merkittävän suuria tasepoikkeamia. Kulutuksen suuret poikkeamat johtuvat pääosin lämpötilaennusteiden muuttumisesta ja tuotannon voimalaitoshäiriöistä (Piipponen 2013). Suuria tasepoikkeamia ei huomioida tämän työn esimerkkitalanteissa, vaikkakin ne hankaloittavat tehotasapainon hallintaa. Jotta voidaan arvioida nykyisten tietojen pohjalta, kuinka suuria tasepoikkeamia tulevaisuudessa esiintyy, tarkastellaan tasepoikkeamien suuruutta suhteessa kulutuksen keskituntitehoon. Kuvassa 4.3 on esitetty pysyvyyskäyrä Suomen tuntikohtaisista tasepoikkeamista vuosilta 2010 - 2012.



Kuva 4.3. Pysyvyyskäyrä Suomen tuntikohtaisista tasepoikkeamista vuosilta 2010 - 2012. Keskiarvo kaikista positiivisista ja negatiivisista tasepoikkeamista on laskettu erikseen ja merkitty kuvaan. (Datan lähde: Fingrid Oyj 2013b)

Suomen tasepoikkeama on tarkastelujaksolla 98 % ajasta alle ± 5 % tunnin kulutuksen keskitehosta. Kuvan 4.3 mukaisesti keskimääräinen negatiivinen tasepoikkeama vuosina 2010 - 2012 oli -1,6 % ja positiivinen 1,1 % kulutuksen keskituntitehosta.

Tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon lyhyen ajan ennustettavuus on huonompi kuin muun tuotannon tai kulutuksen (Heinemann & Lorenz 2011; IEA Wind 2009, s. 26). Tämä tulee näkymään tuotantotaseen tasepoikkeamien yleistymisessä ja kasvussa. Tässä työssä tasepoikkeaman suuruutta tulevaisuudessa on arvioitu lisäämällä nykyiseen Suomen keskimääräiseen tasepoikkeamaan arvioitu keskimääräinen tuulivoiman ja aurinkovoiman ennustevirhe Suomessa 2020-luvulla. Todellisuudessa tasepoikkeama voisi olla pienempi esimerkiksi, jos tuulivoiman tuottajat kompensoisivat tuulivoiman tasevirhettä muulla tuotannollaan.

Tuulivoiman ja aurinkovoiman tuntituotannon ennustevirhe kuvaa todellisen keskituntitehon eroa ennustetusta keskituntitehosta. Tuulisuuden ennustaminen on sitä tarkempaa, mitä lähempänä käyttötuntia ennuste tehdään. Esimerkiksi vuoden 2010 alkupuoliskolla Länsi-Tanskassa päivää ennen tehtyjen ennusteiden keskimääräinen absoluuttinen virhe (MAE, Mean Absolute Error) oli vajaa 5 % asennetusta kapasiteetista, mutta tuntia ennen päivitettyissä ennusteissa vastaava virhe oli enää 3 %. (ENTSO-E 2010, s. 13-15) Hajautuneempi tuotanto pienentää myös ennustevirhettä.

Esimerkiksi koko Saksassa kaksi tuntia ennen tehdyt ennusteet johtivat keskimäärin 2,6 % neliölliseen normalisoituun virheeseen (NRMSE, Normalized Root Mean Square Error) asennetusta kapasiteetista, kun yhden kantaverkkoyhtiön alueella vastaava keskivirhe oli 3,5 % asennetusta kapasiteetista. Ennustetta voidaan tarkentaa myös käyttämällä usean ennusteen yhdistelmää. (IEA Wind 2009, s. 27-29)

Auringolla on selvä vuorokausiprofiili, koska aurinko nousee aamulla ja laskee illalla. Aurinkosähkötuotannon tuntikohtainen tai lyhyemmän aikavälin ennustaminen vaatii kuitenkin tarkkaa säärintamien liikkeiden arviointia ja pilviseurantaa. Saksan kokemusten perusteella on havaittu, että aurinkoisina päivinä ennusteet ovat melko tarkat. Ennustevirheet ovat suurimmat säämuutoksen yhteydessä, sateisina ja sumuisina päivinä. Talvella myös lumisateet ovat aiheuttaneet suuria ennustevirheitä Saksassa. Tarkastellaan Saksan kantaverkkoyhtiöiden alueilla toteutuneita neliöllisiä keskivirheitä (RMSE, Root Mean Square Error) suhtautettuna asennettuun aurinkosähkökapasiteettiin. Saksassa on neljä kantaverkkoyhtiötä, joiden verkkoalueet on esitetty kuvassa 4.4.



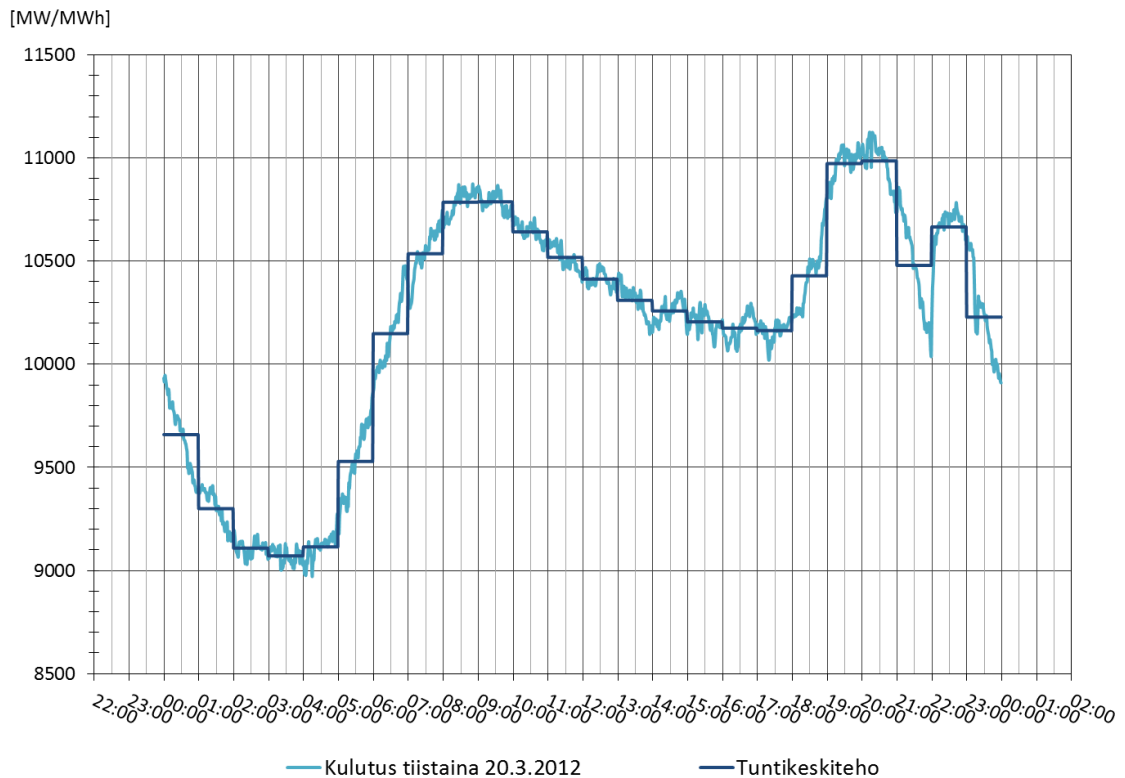
Kuva 4.4. Saksan kantaverkkoyhtiöiden verkkoalueet. (Lähde: Soptim 2013)

Kuvan 4.4. mukaisesti Saksan kantaverkkoyhtiöiden verkkoalueet ovat samaa suuruusluokkaa, selvästi pienin on kuitenkin eteläisin TransnetBW:n alue. Heinemann & Lorenz esittävät päivää ennen tehdyn tuotantoennusteen keskimääräiseksi virheeksi yhden Saksan kantaverkkoyhtiön alueella 4,0 - 4,6 % asennetusta kapasiteetista. Virhe pienenee 3,6 - 3,9 %:iin, jos ennuste päivitetään tarkastelupäivän aikana. Graeber ja Weber ilmoittavat puolestaan TransnetBW:n alueella päivää ennen tehdyn ennusteen keskimääräiseksi virheeksi noin 6 % asennetusta kapasiteetista ja ennen toimitustuntia päivitetyn ennusteen virheeksi 3 % asennetusta kapasiteetista. Erot johtunevat siitä, että TransnetBW:n alue on pienin ja alueella aurinkosähkötuotannon tiheys on suurin. (Graeber & Weber 2011; Heinemann & Lorenz 2011)

Tämän työn tarkastelutilanteissa käytetään tuulivoiman absoluuttisena ennustevirheenä 3 % asennetusta kapasiteetista vuoden 2020 tilanteessa ja 2,5 % keskivirhettä vuonna 2030 olettaen, että ennusteet kehittyvät ja niitä päivitetään tarkastelupäivän aikana. Aurinkovoiman absoluuttisena ennustevirheenä vuoden 2030 tarkastelutilanteessa käytetään puolestaan 4 % asennetusta kapasiteetista. Virhe on kohtalaisen suuri johtuen siitä, että aurinkovoiman tuotannon on oletettu olevan melko keskitetysti eteläisessä Suomessa. Kaikki ennustevirheistä käytettävät arvot on esitetty vielä liitteen III taulukossa A.

4.2 Kulutuksen tunninsisäiset muutokset

Kulutus kullakin hetkellä koostuu verkkoon kytkettyjen kuormien summasta ja vaihtelee näin ollen koko ajan (Petsalo 2008, s. 12). Vaikka tuotanto ja kulutus vastaisivat toisiaan hyvin tuntitasolla, eli tasepoikkeama olisi pieni, säätöä tarvittaisiin kulutuksen tunninsisäisistä muutoksista johtuen. Koko Suomen mittakaavassa kuormituksen vaihtelut tasaantuvat. Toisaalta suurien yksittäisten kuormien, esimerkiksi valokaariuunien, muutokset näkyvät valtakunnallisessa kulutuskäyrässä. Säätöä tarvitaan myös, koska kulutus ei muutu portaittain tunnilta toiselle. Kuvassa 4.5 on esitetty esimerkkinä Suomen kulutuskäyrä maaliskuisena arkipäivänä, myös kulutuksen keskituntiteho on merkitty kuvaan.

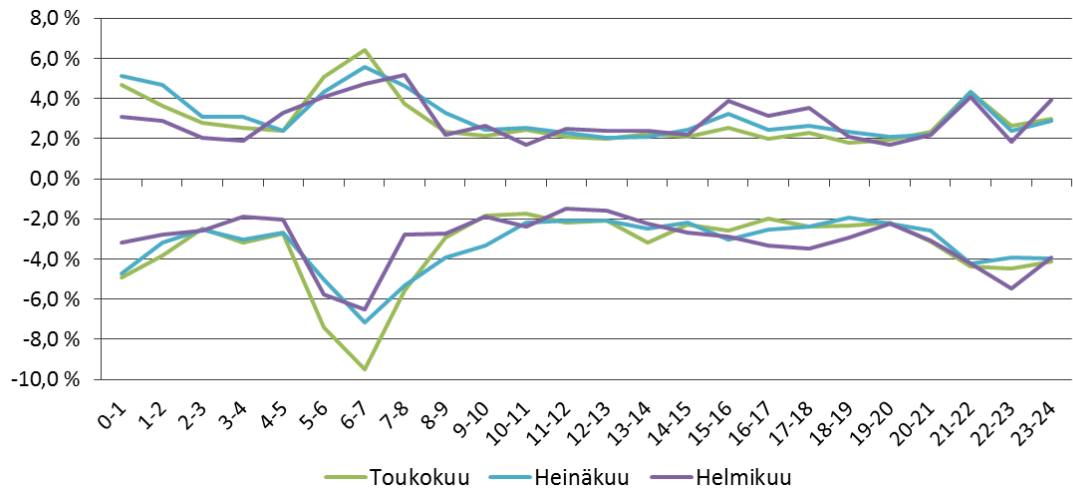


Kuva 4.5. Suomen sähkön kulutus ja kulutuksen tuntikeskitehot maaliskuisena arkipäivänä vuonna 2012. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

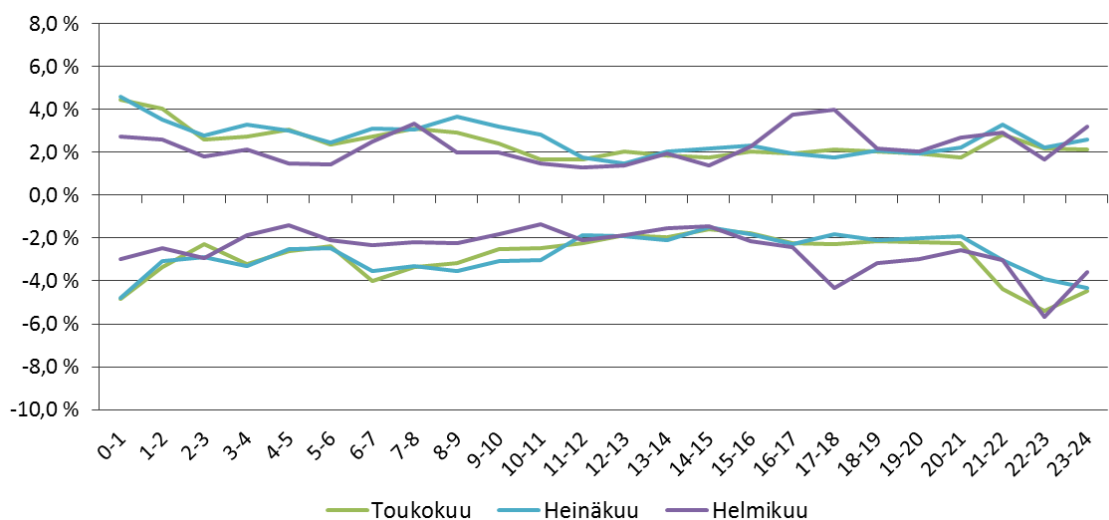
Kuten kuvasta 4.5 on havaittavissa, kulutuskäyrässä on melko tasaisia tunteja, jolloin alku- ja lopputunnin kulutus on samaa suuruusluokkaa, sekä tunteja, joiden aikana kulutus nousee tai laskee selvästi. Nousu- ja laskutunnit ajoittuvat tyypillisesti aamuun, iltaan ja alkuyöllä. Kulutuksen noustessa tarvitaan alassäätöä alkutunnista ja ylössäätöä lopputunnista, kulutuksen laskiessa vastaavasti ylössäätöä alkutunnista ja alassäätöä lopputunnista. Säätötarve on kulutuksen nousu- ja laskutunneilla selvästi suurempi, mutta tasaisillakin tunneilla tarvitaan säätöä kulutuksen muutoksista johtuen ja tällöin säätötarve voi ajoittua mihin aikaan tunnista tahansa. Kulutus on tyypillisesti tasainen aamuyön tunteina ja viikonloppuisin myös keskipäivän tunteina (Fingrid mittaukset).

Tuntikohtainen kulutuksesta johtuva maksimisäätötarve saadaan vertaamalla kulutuksen tunnin maksimiarvoa ja minimiarvoa keskituntitehoon. Fingrid määrittää Suomen kulutuksen käytönvalvontajärjestelmän tuotanto- ja rajasiirtomittauksien perustella (Piipponen 2013). Tarkastellaan suurimpia toteutuneita tunninsisäisiä kulutusmuutoksia suhteessa keskituntitehoon vuosilta 2010 - 2012. Koska kulutuskäyrässä on selviä eroja eri vuodenaikoina sekä arkipäivien ja viikonloppujen (sisältäen lauantait, sunnuntait ja

arkipyhät) välillä, käsitellään ajankohtia erikseen. Kuvissa 4.6 ja 4.7 on esitetty arkipäivinä ja viikonloppuina 98 % varmuudella suurimmat toteutuneet kulutuksen tunninsisäiset muutokset eri tunteina vuosien 2010 - 2012 toukokuulta, heinäkuulta ja helmikuulta. Työn tarkastelutilanteet ajoittuvat näille kuukausille. Selvät tuotannon mittausvirheistä johtuneet virheet on poistettu.



Kuva 4.6. Suurimmat arkipäivinä esiintyneet kulutuksen tunninsisäiset muutokset eri tunteina vuosien 2010 - 2012 toukokuussa, heinäkuussa ja helmikuussa. Pystyakselilla on esitetty maksimimuutoksen suuruus % tunnin kesikulutuksesta. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)



Kuva 4.7. Suurimmat viikonloppupäivinä esiintyneet kulutuksen tunninsisäiset muutokset eri tunteina vuosien 2010 - 2012 toukokuussa, heinäkuussa ja helmikuussa. Pystyakselilla on esitetty maksimimuutoksen suuruus % tunnin kesikulutuksesta. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuvista 4.6 ja 4.7 on havaittavissa, että suurimmillaan tunninsisäiset muutokset ovat kulutuksen nousu- ja laskutunneilla, mutta myös tasaisina tunteina kulutus heilahtelee. Kuvien 4.6 ja 4.7 perusteella tunninsisäiset muutokset ovat talvella öisin ja aamuisin prosentuaalisesti pienempää kuin muina vuodenaikoina. Tehona muutokset ovat kuitenkin talvella suurempia. Prosentuaaliset pienemmät arvot johtuvat siitä, että talvella sähkön kulutus on noin 1,5-kertainen kesään nähden, kuten kappaleen 3.3 alussa olevasta kuvasta 3.1 on havaittavissa. Käytetään lukujen 6 - 8 tarkastelutilanteissa kuvien 4.6 ja 4.7 mukaisia arvoja prosentin tarkkuudella kulutuksen tunninsisäisinä muutoksina. Ne on esitetty liitteessä III taulukossa B.

4.3 Tuotannon tunninsisäiset muutokset

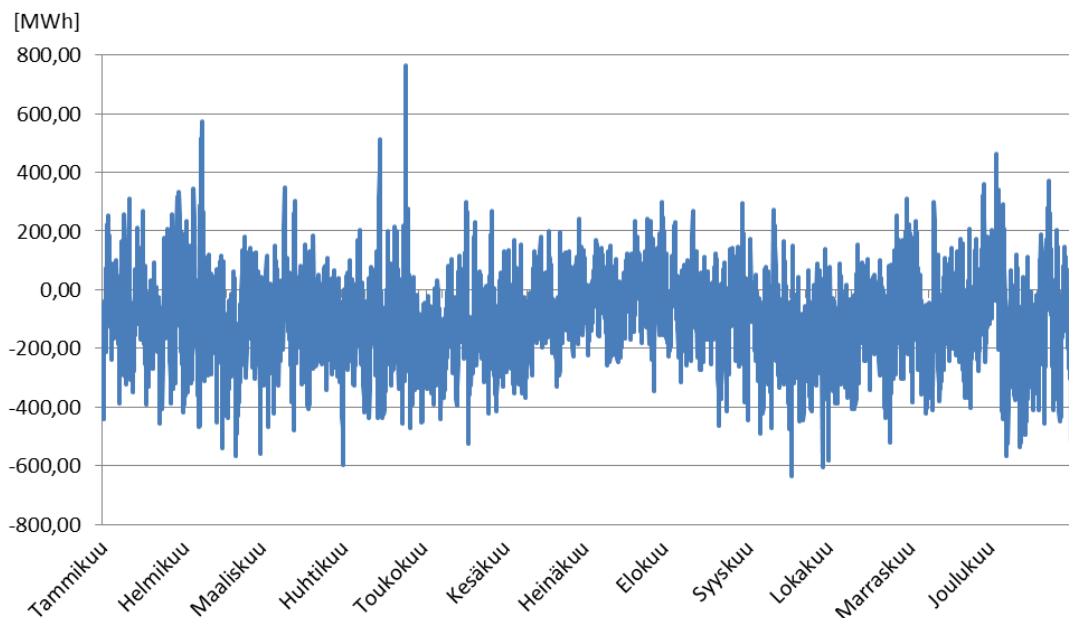
Tuotannon tunninsisäiset muutokset ovat olleet perinteisesti pienempiä, ja niitä on esiintynyt harvemmin kuin vastaavia muutoksia kulutuksessa. Muutokset ovat johtuneet pääosin häiriöistä ja suurien voimalaitosten tehonmuutosten hitaudesta. (Piipponen 2013) Tässä työssä käsitellään vain luonnonolosuhteista riippuvien tuuli- ja aurinkovoiman tunninsisäisiä muutoksia, muun tuotannon oletetaan olevan tasainen koko tunnin. Kappaleessa 4.4 tarkastellaan tilanteita, joissa säätötarve on tuulivoimasta johtuen erittäin suuri. Tällaiset tilanteet ovat harvinaisia, vuositasolla niitä tapahtuu muutaman kerran. Tässä kappaleessa pyritään tarkastelemaan normaalitilanteessa mahdollisia tunninsisäisiä muutoksia tuuli- ja aurinkovoiman tuotannossa, eli muutoksia, joihin voimajärjestelmän käytössä tulee käytännössä aina varautua.

4.3.1 Tuulivoima

Tuulivoimalan hetkellinen tuotantoteho vaihtelee tunnin sisällä alueellisista tuuliolosuhteista riippuen. Tuulivoiman tuotannon tuntitason muutoksia (hourly changes), eli keskitehon muutosta peräkkäisten tuntien välillä, on tarkasteltu paljon. Tyypillisesti tuntivaihtelut Pohjoismaissa ovat olleet enintään ± 5 % asennetusta kapasiteetista, myös selvästi suurempia vaihteluita on kuitenkin esiintynyt (VTT 2013, s. 30-32). Tuntivaihtelutarkastelu antaa kuitenkin huonosti kuvaa muutoksista tuulivoiman tuotannossa tunnin sisällä, koska tuntikeskiarvojen käyttö tasaa muutoksia.

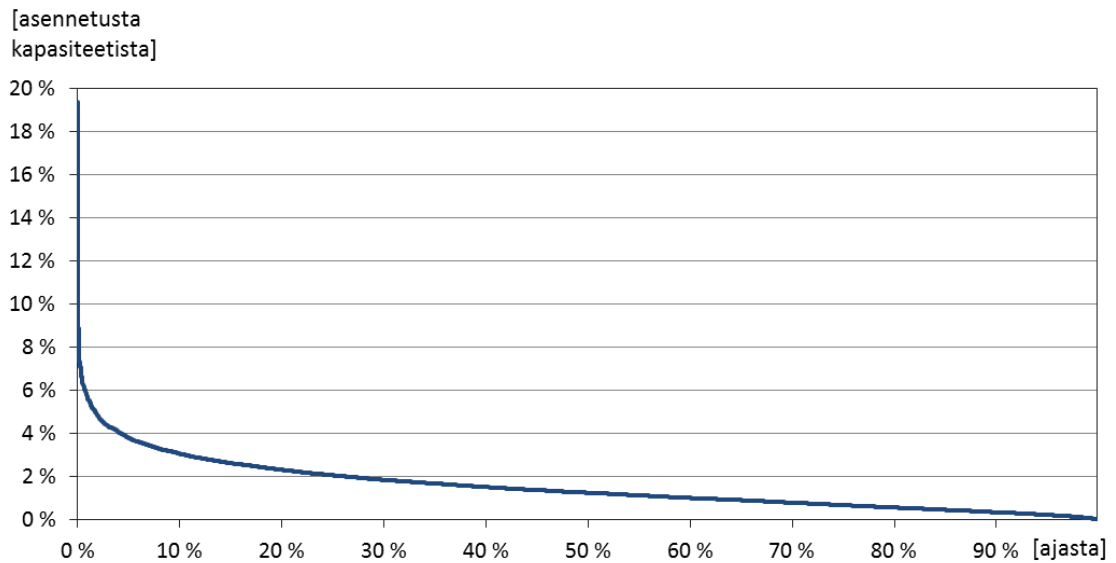
Näin ollen tulee käyttää tuntia selvästi lyhyemmän ajan keskiarvoja, jotta saadaan totuudenmukaisempi kuva.

Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinet.dk:lta on saatu viiden minuutin keskitehot tuulivoiman tuotannosta Länsi-Tanskan alueelta (DK 1) vuodelta 2012, jolloin asennettu tuulivoimakapasiteetti oli alueella 3 - 3,1 GW (Energinet.dk 2013). Tuotannonmuutos keskituntitehosta on selvitetty vertaamalla viiden minuutin arvoja näistä laskettuun tuntikeskiarvoon. Kuvassa 4.8 on esitetty nämä muutokset aikajärjestyksessä.



Kuva 4.8. Tunninsisäiset tuulivoimatuotannon muutokset keskituntitehoista Länsi-Tanskan alueella vuonna 2012. Muutokset ja tuntikeskitehot on laskettu käyttäen viiden minuutin keskiarvomittauksia. (Datan lähde: Energinet.dk 2013)

Kuten kuvasta 4.8 havaitaan, tuulivoiman tuotanto heilahtelee sekä ylös että alas ja muutokset ovat samaa suuruusluokkaa molempiin suuntiin. Näin ollen voidaan tarkastella muutoksien itseisarvoa. Kuvassa 4.9 on esitetty pysyvyyskäyrä suurimmista tunninsisäisistä muutoksista keskituntitehoon nähden vuoden jokaiselta tunnilta. Muutoksien suuruus on laskettu suhteessa asennettuun kapasiteettiin, jona on käytetty koko tarkasteluajanjaksolla 3,05 GW.



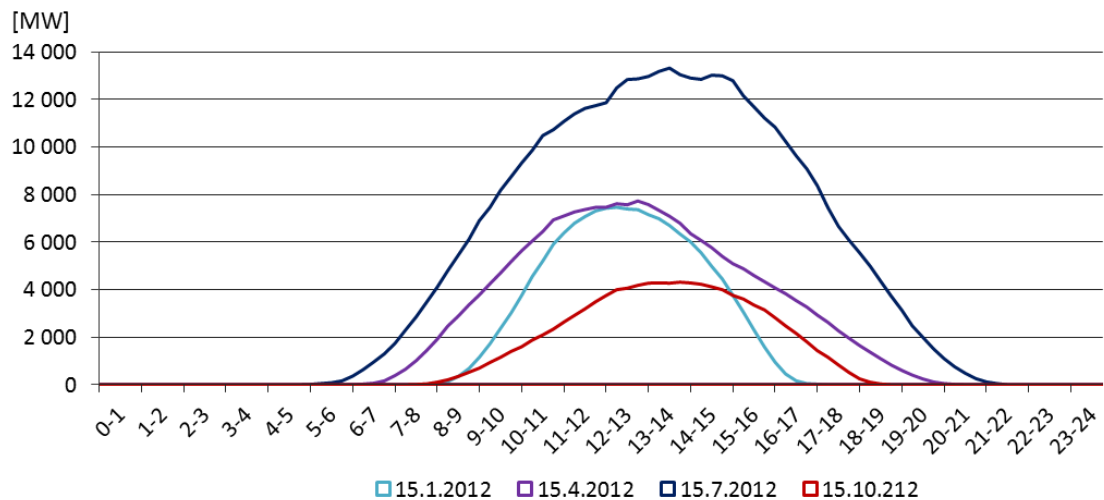
Kuva 4.9. Pysyvyyskäyrä suurimmista tuulivoiman tunnisisäisistä muutoksista keskituntitehoon nähden vuodelta 2012 Länsi-Tanskasta. (Datan lähde: Energinet.dk 2013)

Kuten kuvasta 4.9 on havaittavissa, tunnisisäinen maksimimuutos keskituntitehosta on enintään 5 % asennetusta kapasiteetista 98 % vuoden tunneista. Suurimmat muutokset ovat tuulivoiman ääritilanteita, ne voivat osin olla myös mittausvirheitä. Nämä tulokset eivät ole kuitenkaan suoraan verrattavissa Suomeen laajamittaisen tuulivoiman tapauksessa, koska maantieteellisenä alueena Länsi-Tanska on huomattavasti Suomea pienempi. Toisaalta Länsi-Tanskassa tuulivoiman tuotanto on jakautunut erittäin tasaisesti läpi koko alueen. Myös merituuli voi osaltaan lisätä tuulivoiman muutoksia, koska merituulituotannon on havaittu vaihtelevan maatuulituotantoa enemmän (IEA Wind 2009, s. 20). Näissä Tanskan mittauksissa eikä kapasiteetissa kuitenkaan ole mukana suurta Anholtin merituulipuistoa ja toisaalta on mahdollista, että merituulipuistoja tulee myös Suomeen. Suomen tuulivoiman mahdollisena tunnisisäisenä muutoksena käytetään työn tarkastelutilanteissa näin ollen 4 % asennetusta kapasiteetista vuosina 2020 ja 2030. Tarkastelutilanteissa käytettävät arvot on esitetty liitteessä III taulukossa C.

4.3.2 Aurinkovoima

Aurinkosähkön tuotanto riippuu lyhyellä aikavälillä pilvisyydestä, myös sumuisuus ja saasteet vaikuttavat tuotantoon (Optimate 2010, s. 11). Merkittävin tunnisisäisiä

muutoksia aiheuttava tekijä on kuitenkin auringon kulusta johtuva paneelien tuotantoprofiili. Aurinkopaneelit alkavat tuottaa sähköä auringon noustessa, tuotanto kasvaa parin ensimmäisen aurinkoisen tunnin aikana nopeasti, huippu saavutetaan keskipäivän tienoilla ja tuotanto alkaa laskea iltapäivällä. Heinäkuussa aurinkopaneelien tuotantohuippu Saksassa ajoittuu tyypillisesti tunnille 13 - 14. Muina vuodenaikoina tuotanto on matalampi ja tuotantoaika on lyhyempi kuin kesällä. Tosin yksittäisen päivän tuotanto riippuu paljolti vallitsevasta säätilasta. Pilvisinä päivinä tuotanto jää matalammaksi ja tuotantoprofiilissa on säröilyä. (Burger 2013) Kuvassa 4.10 on esitetty koko Saksan aurinkosähkötuotannon profiilit tammikuun, huhtikuun, heinäkuun ja lokakuun 15. päivä.

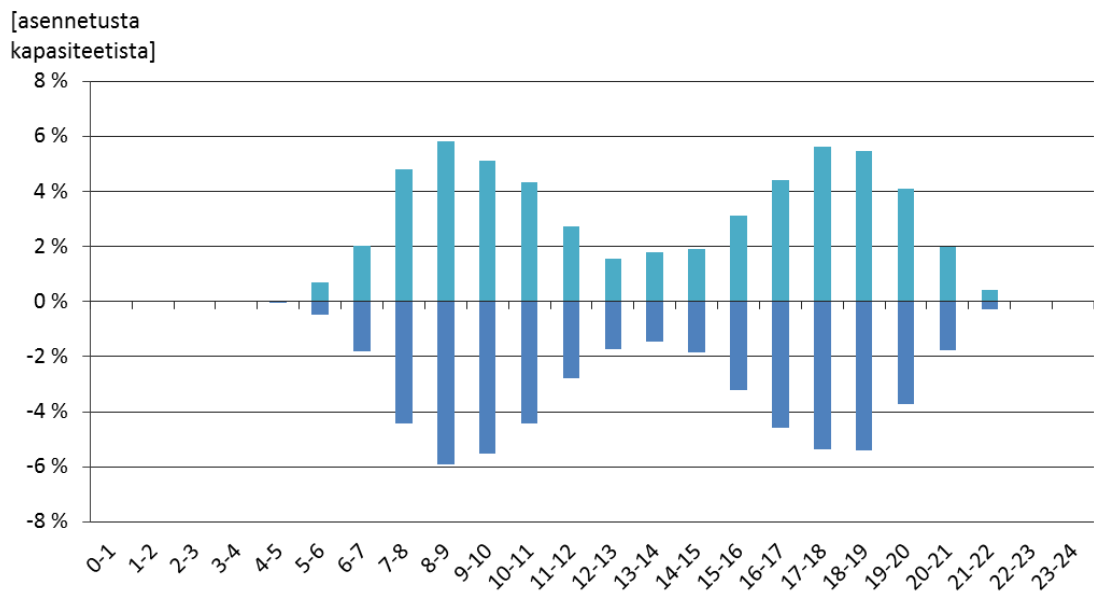


Kuva 4.10. Aurinkopaneelien tuotantoprofiili Saksassa esimerkkipäivinä talvella, keväällä, kesällä ja syksyllä vuonna 2012. (Datan lähde: Transparency EEX 2013)

Koska tuotantoprofiilissa on selviä eroja eri vuodenaikoina kuvan 4.10 mukaisesti, poikkeavat myös tunninsisäiset muutokset eri ajankohtina. Käsitellään tässä vain heinäkuuta, koska se on ainoa työn esimerkkiajankohdista, jolloin aurinkosähkön tuotantoa on mukana tarkastelussa.

Aurinkosähkötuotannon tunninsisäisiä muutoksia koko Saksan alueelta on tarkasteltu sähköpörssi Transparency EEX:n sivuilla ilmoitettujen 15 minuutin keskitehojen perusteella (Transparency EEX 2013). Tunninsisäinen muutos keskituntitehosta on selvitetty vertaamalla 15 minuutin arvoja niistä laskettuun tuntikeskiarvoon. Muutoksia on tarkasteltu suhteessa asennettuun kapasiteettiin. Koko Saksan asennettu

aurinkosähkökapasiteetti oli elokuun 2012 alussa 29,89 GW (Fraunhofer Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology 2012). Kuvassa 4.11 on esitetty heinäkuun 2012 suurimmat tunninsisäiset aurinkosähkötuotannon muutokset 98 % varmuudella tunneittain.



Kuva 4.11. Suurimmat Saksassa esiintyneet aurinkosähkötuotannon tunninsisäiset muutokset keskitehoon nähden eri tunteina vuoden 2012 heinäkuussa. (Datan lähde: Transparency EEX 2013)

Kuvan 4.11 mukaisesti suurimmat tehonmuutokset tapahtuvat auringon nousu- ja laskutunneilla. Yöllä muutoksia ei tapahdu ja keskipäivän tuotantohuipun aikaan tunninsisäiset muutokset ovat pienet. Aurinkovoiman tuotantoprofiilista johtuen positiiviset muutokset tapahtuvat aamupäivän tunneilla lopputunnista ja iltapäivän tunneilla alkutunnista, negatiiviset muutokset päinvastoin.

Aurinkovoiman tunninsisäiset muutokset keskituntitehosta voivat suurimmillaan olla jopa ± 6 % Saksassa kuvan 4.11 mukaisesti. Tunninsisäiset muutokset ovat kuitenkin todellisuudessa vielä suuremmat, koska 15 minuutin keskitehotarkastelu tasaa vaihteluita. Myös pienemmällä alueella lukemat ovat oletettavasti suurempia. Kesäpäivä 2030 -tarkastelutilanteessa käytetään näin ollen aurinkosähkötuotannon tunninsisäisinä muutoksina 2 % kuvan 4.11 arvoja suurempia arvoja perustuen oletukseen, että Suomessa on 1500 MW aurinkosähkökapasiteetti ja tuotanto sijaitsee lähinnä eteläisessä

osassa maata. Huomioidaan kuitenkin, että valoisan ajan ulkopuolisten tuntien kohdalla mahdollinen muutos on 0 %. Tarkastelutilanteessa käytettävät arvot on esitetty liitteessä III taulukossa C.

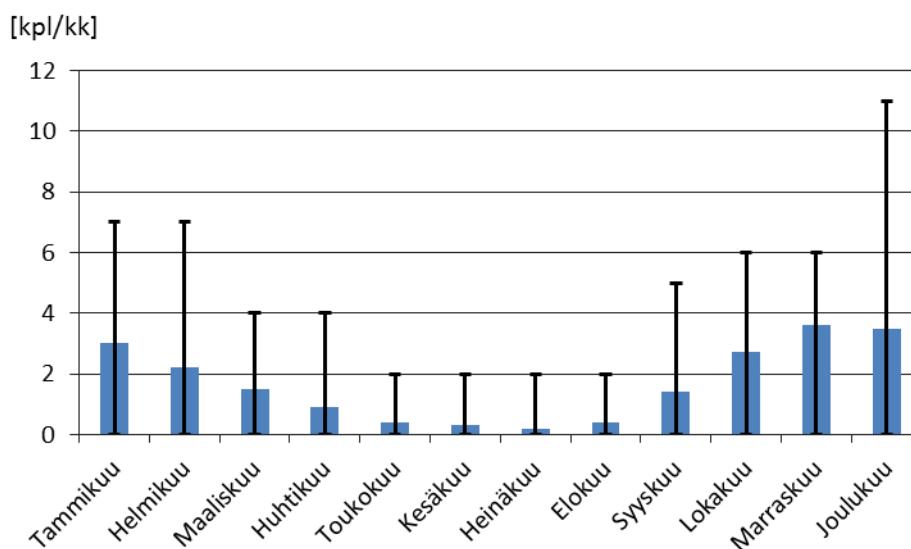
4.4 Tuulivoiman ääritilanne

Ramppimuutokset, eli suuret nopeat tuotantotehonmuutokset, ja toisaalta myös suuret ennustevirheet aiheuttavat suuren säätötarpeen. Tässä työssä käytetään tuulivoiman ramppimuutoksesta tai suuresta ennustevirheestä nimeä ääritilanne. Myös aurinkovoiman tuotannossa voi esiintyä vastaavia ääritilanteita, niitä ei kuitenkaan tarkastella tässä työssä.

Suurimmat tuulivoiman tuotantomuutokset aiheutuvat säärintamien muutoksista, jolloin tuulivoiman tuotanto kasvaa tai vähenee koko tarkastelujakson ajan. Erityisen suuria tehonmuutoksia voivat aiheuttaa voimakkaista matalapainerintamista johtuvat myrskyt. Tuulen voimistuessa saavutetaan korkea tuotantoteho. Mutta tuulivoimalan myrskyrajan, joka on tyypillisesti noin 25 m/s tuulenoisuus, ylittyttyä, laitokset joudutaan ajamaan alas, jotta laitteisto ei vaurioituisi. Tällöin koetaan alueellisesti nopea tehonmuutos huipusta nolnaan. Säärintamalta kestää kuitenkin useita tunteja saavuttaa laaja alue, joten muutokset eivät näy kaikissa alueen tuulivoimaloissa yhtä aikaa. (Holttinen 2004, B14; Luukkonen 2012, s. 17)

Tarkastellaan toteutuneita ramppimuutoksia Saksassa ja Tanskassa. Tanskassa suurin toistaiseksi koettu tuulivoimatuotannon lasku oli vuoden 2005 alussa Gudrun-myrskyn aikaan, jolloin tuotanto laski enimmillään noin 600 MW tunnissa (ENTSO-E 2010, s. 17). Se vastasi noin 19 % muutosta tunnissa silloisesta asennetusta kapasiteetista (IEA Wind 2005, s. 101-102). Vuonna 2012 suurimmat tunninsisäiset muutokset Länsi-Tanskassa olivat kappaleen 4.3.1 kuvan 4.9 perusteella noin 15 % asennetusta kapasiteetista. Vuosina 2010 ja 2011 Saksassa suurimmat rekisteröidyt tuulivoiman negatiiviset ja positiiviset ramppimuutokset olivat vain hieman alle 10 % asennetusta kapasiteetista (Haase 2012, s. 15-16). Toisaalta vuonna 2005 tuulivoiman tuotantoteho muuttui Saksassa tunnin sisällä yli 10 % asennetusta kapasiteetista 42 tuntina (Rogge 2013). Saksan ja Tanskan kokemuksia ei voida kuitenkaan suoraan verrata Suomeen.

Myrskyrintamat läpäisevät Suomen länsirannikolle keskittyneet tuulivoiman tuotantoalueet todennäköisesti nopeammin kuin Saksan ja Tanskan alueet, koska enemmistö tuulista ja myös myrskytuulista tulee Suomeen etelä-länsi akselilta (Luukkonen 2012, s. 21; Tuuliatlas 2013). Myrskytuulien esiintyminen Suomessa vaihtelee selvästi vuodenajoittain ja vuosien välillä. Kuvassa 4.12 on esitetty keskiarvo myrskypäivistä Suomen merialueilla kuukausittain vuosien 1994 - 2012 tietojen perusteella. Kuvassa on lisäksi esitetty ajanjaksolla esiintyneet myrskypäivien maksimi- ja minimilukumäärät kuukausikohtaisesti.



Kuva 4.12. Päivien keskimääräinen lukumäärä kuukausittain, kun on esiintynyt yli 21 m/s myrskytuulilukemia Suomen merialueilla vuosina 1994 - 2012. Mustat viivat kuvaavat tarkastelujaksolla esiintynyttä kuukausikohtaista maksimia ja minimiä. (Datan lähde: Ilmatieteenlaitos 2013a)

Vaikka kuvan 4.12 mukaiset arvot kertovat merituulialueiden myrskypäivistä, antavat ne silti kuvaa myös pääosin rannikoille sijoittuneen tuulivoimatuotannon kokemista myrskyistä.

Tuulivoimasta aiheutuvia suuria säätötarpeita tarkasteltaessa tulee huomioida, että hankalin tilanne voi ollakin ennustevirhe, ei ramppimuutos. Päivää ennen tehdyissä ennusteissa Ruotsissa ja Tanskassa vuonna 2011 sekä Saksassa vuonna 2010 esiintyi muutamia virheitä, jotka olivat välillä 25 - 30 % asennetusta kapasiteetista. Suomessa suurimmat virheet päivää ennen tehdyissä ennusteissa olivat jopa yli 50 % asennetusta

kapasiteetista, mutta vain 102 MW tuulivoimakapasiteettia oli mukana tarkastelussa. Myös suurimpia ennustevirheitä pystytään pienentämään ennusteen päivittämisellä. Tuntia ennen tarkasteluhetkeä päivitettyjen ennusteiden suurimmat virheet Saksassa olivat vuonna 2010 enää alle 10 % asennetusta kapasiteetista. (Hodge et al. 2012) Suurimmat ennustevirheet liittyvät pääasiassa ramppimuutoksen virheelliseen ennustamiseen (Florita et al. 2013, s. 8). Vaikka tuulivoiman ennustetyökalut ovat parantuneet viime vuosina selvästi, suurien nopeiden tehonmuutosten tarkka ennustaminen on edelleen haastavaa, koska nykyiset tuulivoiman ennustetyökalut on kehitetty lähinnä tuntienergian ennustamiseen. Tyypilliset virheet ramppimuutosten ennustamisessa ovat muutoksen ajoittaminen väärälle tunnille ja muutosnopeuden tai muutoksen suuruuden virheellinen arviointi. (Potter et al. 2009) Kun ramppimuutos ennustetaan väärin, voi säätötarve kasvaa suuremmaksi kuin tuotannon todellinen muutos. Suuri säätötarve aiheutuu näin ollen useimmiten ramppimuutoksesta ja ennustusvirheestä yhdessä, eikä ole mielekästä tarkastella vain tuotannon mahdollisia muutoksia. Tulee myös huomioida, että merituulivoiman yleistyminen voi aiheuttaa tulevaisuudessa suurempia ramppimuutoksia (IEA Wind 2009, s. 22).

Arvioidaan näillä perusteilla, että tuulivoiman ääritilanne voi aiheuttaa ainakin 20 % säätötarpeen asennetusta kapasiteetista Suomessa 2020-luvulla. Tässä arvioissa ei ole suurta ristiriitaa Fingridin ja Valtion teknillisen tutkimuslaitoksen (VTT) vuonna 2008 esittämään arvioon tuulivoiman 12 - 17,5 % säätötarpeesta 2000 MW kapasiteetilla (Fingrid Oyj & VTT 2008). Arvio on linjassa myös arvioon 20 - 25 % suuruisesta tuulivoiman hetkellisestä tehonmuutoksesta Suomessa (Päivinen 2009). Lähtötilanteen tuulivoiman tuotanto vaikuttaa kuitenkin aina käytännössä siihen, kuinka suuri ja minkä suuntainen ramppimuutos tai ennustevirhe voidaan kokea. Koska ääritilanteet liittyvät säätötarpeisiin, on niiden ilmeneminen ennustettavissa eikä suurimpaan mahdolliseen tuulivoiman aiheuttamaan säätötarpeeseen tarvitse varautua joka hetki.

Kaikissa tämän työn tarkastelutilanteissa käsitellään tuulivoiman aiheuttama säätötarve normaalitilanteessa. Kahdessa tilanteessa, kevätö 2020 ja kesäpäivä 2030, on lisäksi otettu huomioon tuulivoiman ääritilanne. Vastaavanlainen suuri säätötarve voi esiintyä myös muina ajankohtina, kuitenkin talven tilanteissa se on epätodennäköinen. Vaikka talvella myrskytuulilukemat ovat kuvan 4.12 mukaan verrattain todennäköisiä, on

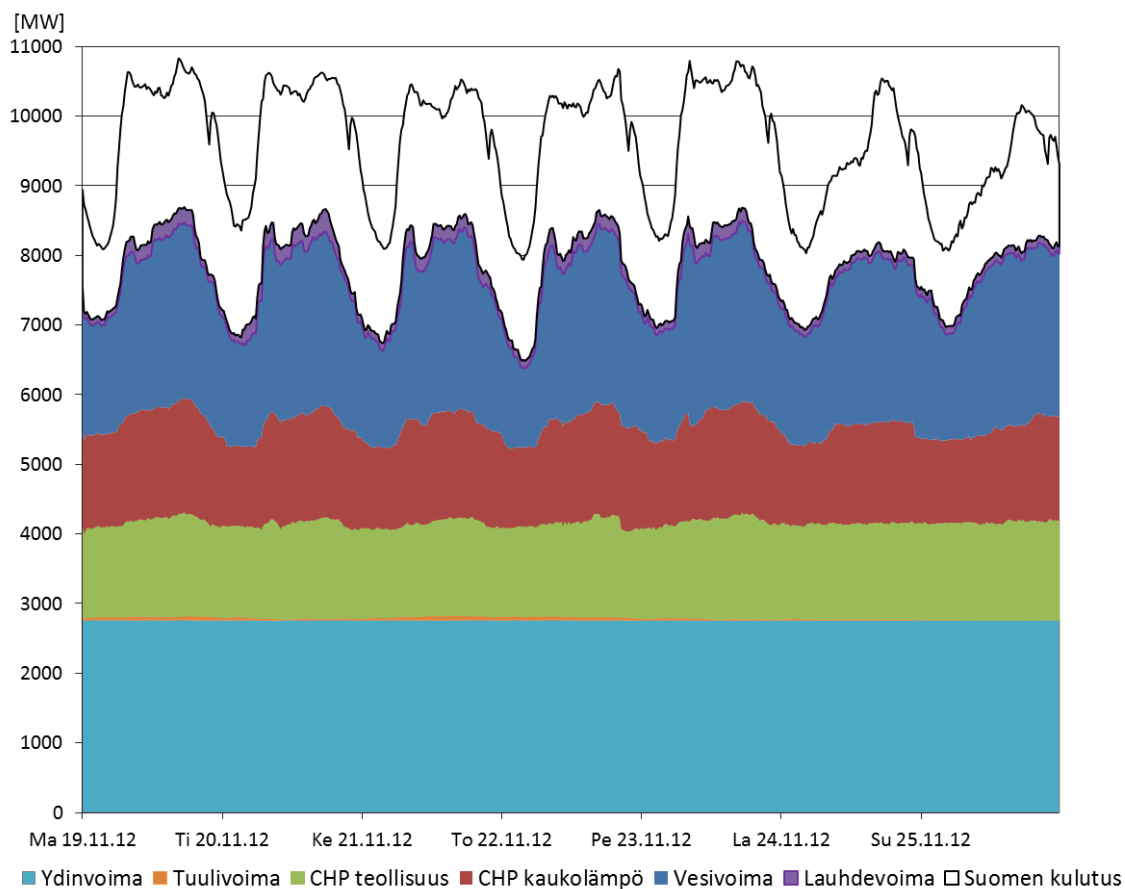
tuulivoiman ääritilanteen sijoittuminen huippukulutuspäivälle epätodennäköistä, koska myrskyt johtuvat voimakkaista matalapaineista. Huippukulutus ajoittuu puolestaan tyypillisesti vuoden kylmimmille päiville, jolloin talvella vallitsee korkeapaine (Ilmatieteenlaitos 2013b). Säärintamamuutoksesta aiheutuva tuulivoiman ääritilanne vaikuttaisi todennäköisesti samalla alueella sijaitsevaan aurinkovoiman tuotantoon. Kesäpäivä 2030 -tilanteessa tätä ei ole huomioitu. Koska tuulivoiman ja aurinkovoiman tuotantoalueet sijaitsevat eri puolella Suomea, molemmat eivät koe yhtä aikaa säärintamamuutoksia.

5. VOIMAJÄRJESTELMÄN SÄÄTÖMAHDOLLISUUDET

Tässä luvussa on eritelty kotimaisen tuotannon ja kulutuksen mahdollisuuksia osallistua säätöön sekä naapurimaista saatavia säätöresursseja. Säätömahdollisuuksia käsitellään lähinnä säätösähkömarkkinoiden näkökulmasta. Suomen kunkin hetken säätöresursseihin vaikuttaa verkossa olevan tuotannon vapaa kapasiteetti, joustokykyinen kulutus ja rajasiirtoyhteyksien vapaa siirtokapasiteetti. Käytännössä läheskään kaikkea teknisesti säätöön soveltuvaa kapasiteettia ei kuitenkaan tarjota säätösähkömarkkinoille. Lukujen 6 - 8 tarkastelutilanteissa pyritään arvioimaan markkinaehtoista säätökykyä eri tilanteissa.

5.1 Tuotanto

Kaikilla tuotantomuodoilla laitoskohtainen maksimiteho rajoittaa ylössäätökykyä ja minimiteho alassäätökykyä. Seuraavissa kappaleissa on eritelty tuotantomuotojen säätömahdollisuuksia Suomen olosuhteissa. Sähköntuotantomuodot eroavat tekniseltä säätökyvyltään ja muilta säätökäyttöä rajaavilta tekijöiltään. Niiden osallistumisesta säätöön nykytilanteessa kertoo kuva 5.1, jossa on esitetty eri tuotantomuotojen sähköntuotanto ja Suomen kulutus 15 minuutin tarkkuudella marraskuisena viikkona vuonna 2012. Tuotannon ja kulutuksen väliin jäävä alue kuvaa nettotuonnin tai -viennin suuruutta. Kulutuksen ollessa tuotantoa suurempi, on tuontitilanne, eli tuonti on suurempi kuin vienti kaikki rajasiirrot huomioiden. Vastaavasti jos tuotantosumma on kulutusta suurempi, kyseessä on vientitilanne.



Kuva 5.1. Eri tuotantomuotojen sähkön tuotannon ja Suomen kulutuksen 15 minuutin keskiarvot viikolla 47 vuonna 2012. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuten kuvasta 5.1 on havaittavissa, kotimaisesta tuotannosta lähinnä vesivoima, lauhdevoima ja yhteistuotanto osallistuvat säätöön nykytilassa. Eniten säätöjä tehdään näistä vesivoimalla ja vähiten näistä säätöön osallistuu teollisuuden yhteistuotanto. Lisäksi ulkomaiset resurssit muodostavat merkittävän osan säätövoimasta, kuten käy ilmi tuonnin vaihtelusta kuvassa 5.1.

5.1.1 Vesivoima

Vesivoima on erinomainen turbiiniominaisuuksien perusteella määräytyvältä tekniseltä säätökyvyltään. Voimalaitoksia voidaan ajaa matalillakin tehoilla, käynnistysajat ovat lyhyet ja voimalaitokset kykenevät nopeaan tehonmuutokseen. Vesivoiman säätökyky on kuitenkin rajallinen puutteellisista varastointimahdollisuuksista ja säännöstelyn lupaehdoista johtuen. Suomessa yleisimmissä jokivoimalaitoksissa patoaltaat ovat pienet tai niitä ei ole, joten tehonsäätöä voidaan toteuttaa lähinnä vesistön varrella

olevien peräkkäisten voimalaitosten käytön optimoinnilla. Altaiden uudelleen-täytyminen on kuitenkin hidasta, joten pidempiaikainen säätökäyttö on rajoitettu. Lisäksi säädettävyyttä rajoittaa vesioikeuden myöntämisen luvan mukaiset vesistökohtaiset vedenpinnan minimi- ja maksimikorkeudet ja mahdollinen vaatimus minimijuoksutusta. (Holmgren 2008, s. 22-24; ÅF-Consult Oy 2012, s. 19-20, 29-31)

Vesivoiman säätökykyyn vaikuttaa oleellisesti myös vesitilanne, joka vaihtelee eri vuosina ja vuodenaikoina (ÅF-Consult Oy 2012, s. 20). Laitoskohtainen maksimiteho riippuu yläaltaan vesitilanteesta ja putouskorkeudesta. Periaatteessa vesivoiman tuotantoa voidaan aina alassäätää juoksettamalla vettä turbiinien ohi. Pidemmällä aikavälillä toteutuneet minimituotannot kuvaavat kuitenkin todellista alassäätökykyä. Tuotantominin muodostavat laitokset tuottavat aina vesitilanteen mukaan, eli niitä ei pystytä käytännössä säätämään ja laitosten ohijuoksutusluukkujen avaaminen saattaa olla mahdollista vain manuaalisesti. Tätä osaa vesivoimasta ei voida laskea säätökykyiseksi säädön epäluotettavuuden ja hitauden takia. Pidempijaksoista ylös- ja alassäätökykyä rajoittaa kaikilla laitoksilla varastointimahdollisuudet, eli kuinka paljon pystytään varastoimaan vettä tai kuinka pitkä aika voidaan olla juoksettamatta vettä. (Piipponen 2013) Vuosina 2010 ja 2011 toteutunut minimituotanto oli noin 350 MW, runsassateisena vuonna 2012 se oli noin 550 MW (Fingrid mittaukset).

Allashankkeet ja pumppuvoiman hyödyntäminen parantaisivat vesivoiman säätökykyä erityisesti aikoina, jolloin se on muuten rajoitettu (ÅF-Consult Oy 2012, s. 71). Tässä työssä on oletettu, että uusia vesivoiman allashankkeita eikä pumppuvoimaa toteuteta vuoteen 2030 mennessä. Esimerkkitalanteissa oletetaan vesivoiman alassäätömahdollisuuksia säätösähkömarkkinoilla rajoittavan minimitehon olevan 500 MW.

5.1.2 Lämmön ja sähkön yhteistuotanto

Yhteistuotantolaitosten tekniset säätömahdollisuudet vaihtelevat laitoskohtaisesti riippuen polttotekniikasta (höyryvoimalaitos vai kombivoimalaitos) ja käytettävästä polttoaineesta. Nopea tehonmuutos höyryvoimalaitoksessa voidaan tehdä esimerkiksi säätämällä tuorehöyryn painetta säätöventtiilillä tai ohittamalla korkeapaine-esilämmitin. Joissakin yhteistuotantolaitoksissa on erillinen apujäähdytin eli lauhdeperä,

jolloin voidaan ajaa pelkkää sähkötehoa. Lisäksi pelkän lämpötehon ajo ohittamalla turbiini voi olla yhteistuotantolaitoksella mahdollista (Lehtomäki 2013, s. 21). Yhteistuotantolaitoksella voidaan toteuttaa myös pitkiä yhtämittaisia tehonsäätöjä teknisten ominaisuuksien perusteella. On kuitenkin huomioitava, että säätötoimenpiteet näkyvät lämmöntuotannossa, huonontavat laitoksen hyötysuhdetta ja voivat rasittaa laitosta. Seisovan voimalaitoksen ylösajon hitauden takia vain käynnissä olevat laitokset voivat osallistua säätösähkömarkkinoille. (Holmgren 2008, s. 25-28; ÅF-Consult Oy 2012, s. 18-19)

Yhteistuotantolaitosten säätökykyä rajaa verkossa olevien laitosten vapaa kapasiteetti, joka määräytyy hetkellisen tuotantotehon ja mahdollisten maksimi- ja minitehojen mukaan. Säätökyvyn kannalta on huomattavasti parempi, kun verkossa on useita yhteistuotantolaitoksia osateholla kuin muutamia täydellä tuotannolla tai minimituotannolla. Jos laitos ei saa myytyä tuotantoa markkinoille minimitehonsa edestä, joudutaan se ajamaan pois verkosta. Tyypillinen vähimmäistuotantoteho höyry- ja kombivoimalaitoksissa on 40 - 50 % nimellistehosta. Erityisesti kesäisin ja öisin yhteistuotantolaitosten alassäätökyky on heikko johtuen siitä, että verkossa on vähän laitoksia pienellä teholla. (ÅF-Consult Oy 2012, s. 18, 23-26)

Lämmön ja sähkön yhteistuotannon sähköntuotannon säätömahdollisuudet riippuvat käytännössä merkittävästi lämmöntarpeesta. Yhtäjaksoisesta lämmöntarpeesta johtuen pidempiaikainen säätökyky voi olla rajallinen. Kaukolämmön osalta lämmöntarve on pitkälti riippuvainen ulkolämpötilasta. Lämmön varastointi kaukolämpöputkistossa tai esimerkiksi lämpöakussa kuitenkin vähentää säädön vaikutuksia lämmöntuotantoon. Lämmöntuotannon vähentäminen on erityisen hankalaa kylminä talvipäivinä, koska lämmöntarve on korkea. (Holmgren 2008, s. 25-28; ÅF-Consult Oy 2012, s. 25-26) Teollisuuden yhteistuotantolaitoksia ajetaan yleensä prosessien lämmöntarpeen mukaan, sähköntuotanto on toissijaisessa asemassa. Koska höyryn varastointi on hankalaa, laitokset osallistuvat säätöön lähinnä, jos tuotantoprosessien lämmöntarpeessa pystytään joustamaan. (ÅF-Consult Oy 2012, s. 28) Koska prosessien jousto johtaa menetettyyn tuotantoon, säätö on tyypillisesti kallista. Käytännössä yhteistuotannon säätökyky riippuu siis siitä, onko laitoksia verkossa, onko niillä vapaata kapasiteettia ja kuinka lämmöntuotannossa voidaan joustaa.

5.1.3 Lauhdevoima

Lauhdevoiman tekniset säätöominaisuudet ovat samantyylliset kuin yhteistuotannolla (Holmgren 2008, s. 29-28; ÅF-Consult Oy 2012, s. 18-19). Lauhdevoima on kuitenkin säädettävyydeltään yhteistuotantoa parempi, sillä laitoksen sähköntuotantoa säädetään itsenäisesti lukuun ottamatta väliottolauhdelaitoksia, joissa turbiinihöyryä käytetään sähköntuotannon lisäksi prosessihöyrynä tai lämmöntuotantoon. Väliottolauhdelaitoksessakin voidaan toteuttaa nopeita tehonmuutoksia säätelemällä väliottoihin ja lauhduttimeen ohjattavan höyryn määrää. (Holmgren 2008, s. 26-27; Honkapuro 2009, s. 106) Käytännössä lauhdevoiman säätökykyyn vaikuttaa vain, onko laitoksia verkossa ja onko niillä vapaata kapasiteettia. Lauhdevoiman tuotanto vaihtelee muusta tuotannosta ja kysynnästä riippuen. Tyypillisesti lauhdevoiman tuotanto on matala, kun vesivoimaa on runsaasti saatavilla (ÅF-Consult Oy 2012, s. 22).

5.1.4 Ydinvoima

Suomessa ydinvoimalaitosten säätökäyttö on ollut vähäistä, vaikka esimerkiksi Ranskassa ydinvoima muodostaakin suuren osan säätökapasiteetista (ÅF-Consult Oy 2012, s. 32). Tekniset säätöominaisuudet eroavat kiehutusvesireaktoreilla ja painevesireaktoreilla. Suomessa Olkiluodon 1 ja 2 yksiköt ovat kiehutusvesireaktoreita. Niillä alas- ja ylössäätö onnistuu 70 - 100 % tehoalueella yksinkertaisesti pääkiertovirtausta muuttamalla. Tehonmuutos alle 70 % nimellistehosta vaatii säätösauvaoperaatioita ja on siten monimutkaisempaa. Pitkän (yli 4 h) osatehoajon jälkeen ylösajo on hidasta. Suomen ydinvoimaloista Loviisan yksiköt sekä rakenteilla oleva Olkiluodon 3 yksikkö ovat painevesireaktoreita. Painevesireaktorien tehonsäätö tehdään aina säätösauvoilla ja boorikonsentraatiota muuttamalla. Painevesireaktorin käyttäminen jatkuvaan tehonsäätöön aiheuttaa säätösauvatoimilaitteiden kulumista. Painevesilaitoksen säädettävyys riippuu myös käyttöjakson vaiheesta. Käyttöjakson loppuvaiheessa tehdyn alassäädön jälkeen laitosta ei välttämättä saada takaisin säätöä edeltävälle tehotasolle. (Tuomisto 2013) Näin ollen kiehutusvesireaktorit soveltuvat paremmin käytettäväksi säätöön.

Käytännössä ydinvoimalaitosten säätökäyttöön liittyy kuitenkin hallinnollisia ja taloudellisia esteitä. Tehonmuutoksista tulee ilmoittaa etukäteen Säteilyturva-keskukselle (STUK). Säätökäytön myötä käyttövarmuus heikkenee ja laitos kuluu. Alassäädön yhteydessä hyötysuhde heikkenee ja polttoainekustannukset kasvavat. (Tuomisto 2013) Ydinvoimalaitosten suuri kapasiteetti huomioiden, niiden potentiaali erityisesti pienehköissä tehonmuutoksissa olisi kuitenkin merkittävä. Esimerkiksi Olkiluodon 1 tai 2 yksiköllä jo 10 % tehonmuutoksella saataisiin noin 100 MW säätö.

Ydinvoimaa voitaisiin käyttää lähinnä alassäätöön, koska pienten polttoainekustannusten ja suurten investointikustannusten takia ydinvoimaloita pyritään normaalisti ajamaan maksimiteholla, eikä ylössäätökykyä näin ollen ole (Holmgren 2008, s. 30-31). Lisäksi tulee huomioida, että ydinvoiman säätömahdollisuudet ovat rajatut ydinvoimalaitosten tyypillisesti viikkoja kestävien vuosihuoltojen aikana. Toistaiseksi Olkiluodon yksiköiden vuosihuollot ovat ajoittuneet keväälle ja Loviisan yksiköiden syksyille. (Itäpää 2013)

5.1.5 Kaasuturbiinit ja moottorivoimalaitokset

Kaasuturbiineilla ja moottorivoimalaitoksilla voidaan tehdä nopeita ja suuria tehonmuutoksia. Laitosten käynnistysajat ovat erittäin lyhyet. Ne soveltuvat kuitenkin lähinnä ylössäätöihin. Alassäätö vaatisi laitoksen jatkuvaa käynnissä pitoa, eikä se ole taloudellista korkeiden käyttökustannuksien takia. Kaasuturbiineja käytetäänkin Suomessa lähinnä nopeana häiriöreservinä ja huippuvoimana. (Holmgren 2008, s. 24-25; VTT 2008b, s. 27) Lisäksi kaasuturbiineja ja moottorivoimalaitoksia on varavoimana yksityisillä toimijoilla esimerkiksi tietoliikenneyhteyksien varmistamiseksi. Vaikka nämä varavoimakoneet soveltuisivat teknisesti tarjottavaksi säätösähkömarkkinoille tai reserviksi, ei niitä kuitenkaan käytännössä tarjota säätökäyttöön, koska toimijan kokema riski kasvaa. (Järventausta et al. 2010, s. 44-45)

5.1.6 Tuulivoima

Fingrid on määrittänyt voimalaitosten järjestelmäteknisissä vaatimuksissa (VJV) vähimmäisvaatimukset Suomen voimajärjestelmään liitettäville nimellisteholtaan 0,5 -

10 MVA tuulivoimapuistoille. Liitteessä 2 määrätään tuulivoimapuistojen pätehon säädettävyydestä muun muassa, että laitosten on kyettävä nopeaan alassäätöön. Tuotantotehoa on kyettävä rajoittamaan pyydetylle tasolle maksimin ja minimin välille. Lisäksi yli 10 MVA tuulivoimapuistojen tuotantoa on pystyttävä säätämään automaattisesti järjestelmätaajuuden mukaan, ja tuotantomuutos ylöspäin on kyettävä rajoittamaan 10 %:iin laitoksen nimellistehosta minuutissa. (VJV 2007, Liite 2) Tuulivoiman pätehon tuotantoa säädetään lähinnä siipien lapakulmaa muuttamalla (Holmgren 2008, s. 31).

Vaikka tuulivoima on säätökykyistä VJV-vähimmäisvaatimusten perusteella, säätökäyttöä rajoittaa käytännössä kuitenkin tuulivoiman luonne ja taloudellisuus. Tuulivoimalla on aina alassäätökykyä tuulivoimalan tuottaessa, mutta alassäätökyky vaihtelee hetkellisestä tuotantotehosta riippuen. Ylössäätökykyä tuulivoimalla ei normaalisti ole, koska edullisista muuttuvista kustannuksista johtuen voimaloita pyritään ajamaan maksimiteholla energian tuotanto optimoiden. Mikäli halutaan, että tuulivoimala kykenee ylössäätöön, tulee tuotantoa rajoittaa siten, että vapaata kapasiteettia jää. Koska mahdollinen tuotanto vaihtelee tuuliolosuhteista riippuen, liittyy todelliseen ylössäätökykyyn kuitenkin aina epävarmuutta. Jotta tuulivoimala osallistuisi markkinaehtoisesti säätöön, tulisi säätökäytöstä saatavan korvauksen olla suurempi kuin normaalituotannosta saatavien tulojen. (Holmgren 2008, s. 31)

Koska alassäädöstä saatava korvaus voi olla enintään kyseisen tunnin Nord Pool Spotin Suomen aluehinnan verran eikä tuulivoiman tapauksessa tuottamatta jättäminen johda säästöihin esimerkiksi polttoainekustannuksissa, alassäätö ei ole lähtökohtaisesti taloudellisesti kannattavaa. Poikkeuksen muodostaisivat tilanteet, joissa alassäätöhinta olisi negatiivinen. Tällöin kantaverkkoyhtiö maksaisi toimijalle siitä, että myisi toimijalle sähköä. Ylössäätö tuulivoimalla voisi olla puolestaan hetkellisesti kannattavaa, syöttötariffijärjestelmän piirissä olevilla laitoksilla tosin vasta, kun ylössäädöstä saatava hinta on korkeampi kuin takuuhinta. Jatkuvan ylössäätökyvyn ylläpito johtaa kuitenkin suureen menetettyyn tuotantoon, joka saatavan korvauksen tulisi myös kattaa. (ÅF-Consult Oy 2012, s. 75) Markkinaehtoisesta säätökäytön lisäksi kantaverkkoyhtiö voisi tulevaisuudessa esimerkiksi rajoittaa tuulivoimaloiden

tuotantotehoa tai tuotannon muutosnopeutta ylöspäin tai alassäättää tuulipuistoja tehotasapainon ylläpitämiseksi (IEA Wind 2009, s. 32).

5.1.7 Aurinkovoima

ENTSO-E:n uudessa RfG-verkkosäännössä (RfG, Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators) määrätään, että tuotantoyksiköiden tulee alkaa pienentää pätötehon tuotantoa 50,2 - 50,5 Hz ylitaajuudella. Tämä vaatimus tulee koskemaan kaikkia vähintään 800 W tuotantoyksiköitä, eli myös aurinkopaneeleita hajautetussa energiantuotannossa. (ENTSO-E 2013b, s. 12, 19) ENTSO-E:n asettamat vaatimukset tulevat kansallisesti sovellettaviksi aikaisintaan vuonna 2016. Hajautettua pientuotantoa on kuitenkin muuten hankala säätää, sillä säätökäyttö vaatisi muun muassa paljon tietoliikenneyhteyksiä, joiden toteuttaminen ei ole teknillistaloudellisesti järkevää. Suuria aurinkovoimaloita tulisi puolestaan koskemaan tuulivoimapuistoille asetettujen VJV-vaatimusten kaltaiset vaatimukset, koska niiden verkkoonliittämisteknologia on samankaltainen kuin täyssuuntaajakytketyillä tuulivoimalaitoksilla. Näin ollen suuret aurinkovoimalat olisivat teknisesti säätökykyisiä. (Kuusela 2013) Aurinkovoiman ylössäätökykyä rajaa kuitenkin se, että ilmaisesta polttoaineesta johtuen tuotanto pyritään maksimoimaan kuten tuulivoiman tapauksessa. Aurinkovoimalla olisi näin ollen luontaisesti lähinnä alassäättökykyä. Mahdolliset tukijärjestelmät saattaisivat myös rajata aurinkovoiman säätökäyttöä.

5.2 Kulutuksen säätömahdollisuudet

Tuotannon lisäksi kulutuksella on mahdollista tehdä säätöä. Jotta kulutus voi osallistua säätöön, tulee olla kyky joustaa. Kysyntäjoustolla tarkoitetaan yleisesti sähkön käytön vapaaehtoista vähentämistä tietyinä ajankohtana tai siirtämistä toiseen ajankohtaan (VTT 2008a, s. 8-9). Periaatteessa ei-markkinaehtoista joustoa on aina saatavilla alaspäin. Sähköverkkoluvassa on määritelty järjestelmävastaavan oikeudeksi rajoittaa kuormia verkon käyttövarmuutta uhkaavissa tilanteissa (Energiamarkkinaviraston päätös 133/411/98). Sähkön ostaja voi hyödyntää kysyntäjoustoa ajoittamalla sähkön kulutustaan sähkömarkkinoiden tuntihinnan perusteella. Tässä työssä kiinnostaa kuitenkin lähinnä, kuinka kulutusta voidaan hyödyntää reservinä ja erityisesti säätö-

sähkömarkkinoilla. Tarkastellaan ensiksi erikseen suurteollisuuden, pk-teollisuuden, palvelualan ja kaupan alan sekä kotitalouksien mahdollisuuksia osallistua säätöön. Lopuksi käsitellään kulutuksen ylös- ja alassäätökykyä.

Tällä hetkellä markkinaehtoinen kysyntäjousto on merkittävää vain suurteollisuudessa johtuen suurteollisuuden suurista yksittäisistä kuormista, olemassa olevista ohjausmahdollisuuksista ja saavutettavasta taloudellisesta hyödystä. Kysyntäjoustopotentiaalia on nykyisin lähinnä prosessiteollisuudella metsä-, metalli- ja kemiateollisuuden aloilta. Prosessin joustokykyyn vaikuttaa muun muassa prosessin vaihe, välivarastot ja tilauskanta. Säätökäyttö voi vaarantaa koko prosessin ja tuottaa muun muassa lisäkustannuksia, joten tarjottavan jouston määrä riippuu vahvasti saatavasta korvauksesta. Yhtäjaksoinen säätökyky prosessiteollisuudella on tyypillisesti vain 1 - 3 tuntia. Pidemmän ajan säätöön kykenee vain pieni osa kapasiteetista. Säätö on yleensä toistettavissa vasta useita tunteja käytön jälkeen. Näin ollen prosessiteollisuuden kysyntäjoustolla voidaan huonosti hoitaa pitkiä yhtäjaksoisia säätötarpeita. (Energiateollisuus ry 2007, s. 8; VTT 2005, s. 21-23; VTT 2008a, s. 48-50)

Pk-teollisuus sekä kaupan alan ja palvelualan yritykset ovat myös merkittäviä sähkökuluttajia, joten niillä olisi huomattava kysyntäjoustopotentiaali. Yksittäiset kuormat ovat kuitenkin pienehköjä ja taloudellinen höyty säätökäytöstä voi jäädä olemattomaksi. Tällaisia kuormia tarjottaneenkin tulevaisuudessa säätösähkömarkkinoille aggregoituna, eli palvelun tarjoajan kokoamina kysyntäjoustokuormina. Säätökäytön toteutuminen vaatii aggregointiin liittyvien toimintamallien kehittämisen lisäksi myös ohjausautomaatiikkaa. (VTT 2008a, s. 48-50)

Kotitaloudet muodostavat huomattavan osan sähkön kulutuksesta, ja viime aikoina kotitalouskulutuksen ohjausmahdollisuuksista onkin keskusteltu sähkömittareiden uusimisen myötä. Uudet etäluettavat AMR-mittarit (AMR, Automatic Meter Reading) rekisteröivät kulutuksen reaaliaikaisesti, ja suurella osalla mittareista on mahdollisuus tehdä erilaisia kuormanohjauksia. Yksittäisten kuormien pienuudesta johtuen myös kotitalouksien kysyntäjouston hyödyntäminen vaatii aggregointi-mallien kehittämistä. Lisäksi tiedonsiirtoyhteydet ja automaatiojärjestelmät ovat laajamittaisen ohjauksen ja muun muassa säätösähkömarkkinoiden vaatiman nopean ohjauksen kannalta

puutteelliset. (Järventausta et al. 2010, s. 49) Kotitalouskuormien ohjausmahdollisuuksia tarkasteltaessa tulee huomioida kuluttajan saaman taloudellisen höydyn lisäksi, miten kuorman siirto vaikuttaa kuluttajan kokemaan asumismukavuuteen. Kotitalouskuormista parhaiten kuormanohjaukseen soveltuvat varaava sähkölämmitys ja lämminvesivaraaja, koska ne ovat suuritehoisia kuormia ja niiden ohjaus onnistuu aiheuttamatta kuluttajalle merkittäviä mukavuushaittoja. Kyseisten kuormien ohjauksesta on laajamittaista kokemusta Suomessa yösähkötariffiohjaukseen liittyen. Tällä hetkellä tosin yösähkötariffin alkaminen aiheuttaa joinakin päivinä suuren säätötarpeen tunnille 22 - 23. (VTT 2006, s. 17; VTT 2008a, s. 43-46)

Koska ylössäätötarjous tarkoittaa kulutuksen tapauksessa kulutuksen vähentämistä ja alassäätötarjous kulutuksen lisäystä, eroavat säätömahdollisuuksia rajaavat tekijät oleellisesti kulutuksen ja tuotannon tapauksissa. Jotta kulutuksella voidaan tehdä ylössäätöä, tulee kuorman olla verkossa lähtötilanteessa. Kulutuksen ylössäätökyky on näin ollen luontaisesti heikoimmillaan kulutuksen ollessa matala, eli kesäisin, viikonloppuisin ja öisin. Kulutuksen käyttö alassäädössä edellyttää puolestaan mahdollisuuden kuorman ylösajoon. Prosessiteollisuudessa ylösajo vaatii henkilöstön läsnäoloa (VTT 2005, s. 23). Miehitys on kuitenkin heikoimmillaan perinteisesti kesän lomakaudella, viikonloppuisin ja öisin. Kulutuksen alassäätökyky paranisi näinä aikoina merkittävästi, jos olisi tarjolla kuormia, joiden ylösajo ei vaadi miehitystä, esimerkiksi suurten rakennusten lämmitys, jäähdytys tai ilmanvaihto. Lisäksi sähköautojen latauksella saataisiin mahdollisesti merkittävästi lisäkapasiteettia säätösähkömarkkinoille. Toisaalta ne voisivat soveltua myös taajuusohjatuksi reserviksi (Järventausta et al. 2010, s. 33-34). Ylipäänsä, jos säätötarjouksia olisi enemmän ja erityyppisiä, paransivat kulutuksen mahdollisuudet kattaa pitkä yhtäjaksoinen tai suuri säätötarve.

Lukujen 6 - 8 tarkastelutilanteissa oletetaan kulutuksen osallistumisen säätösähkömarkkinoille jatkuvan nykyisen kaltaisena. Vuonna 2012 kysyntäjousto osallistui säätö-sähkömarkkinoille arviolta 100 - 300 MW (Fingrid Oyj 2013e). Koska tällä hetkellä säätöön teknisesti kykenevä kulutuskapasiteetti on rajallinen ja kulutusta pyritään ottamaan entistä enemmän reservikäyttöön, voivat säätösähkömarkkinoiden kulutustarjoukset jopa vähetä lähivuosina. Myös prosessiteollisuuden väheneminen

Suomessa teollisuuden rakennemuutoksen myötä vaikuttaisi oleellisesti säätötarjousten määrään. Oletetaan näin ollen yksinkertaistettusti, että kulutustarjouksia on kaikissa tämän työn tarkastelutilanteissa joka tuntia varmasti vain 100 MW. Todellisuudessa tarjonta kulutuksen alas- ja ylössäätöjen välillä sekä eri ajankohtina eroaisi todennäköisesti.

5.3 Ulkomaiset säätöresurssit

Suomessa tarvittavaa säätöä voidaan tehdä myös ulkomaisin resurssein. Esimerkiksi ylössäätötarpeessa tehonlisäys naapurimaassa lisää tuontia Suomeen tai vähentää Suomen vientiä naapurimaahan, eli Suomessa koetaan ylössäätö. Naapurimaiden säätöresursseja on hyödynnetty paljon, säätösähkömarkkinoilla on toteutettu säätöjä pääosin Ruotsin ja Norjan vesivoimalla (Päivinen 2009). Tässä työssä tarkastellaan ennen kaikkea kotimaisten säätöresurssien riittävyyttä, koska ulkomaisten säätöresurssien saatavuuteen liittyy epävarmuuksia. Tämän työn tarkastelutilanteissa oletetaan, että ulkomaisia säätöresursseja on kaikissa tilanteissa käytössä vain Ruotsin rajayhteyksien vapaan siirtokapasiteetin verran. Itämeren alueiden maiden tekemän BEMIP-suunnitelman (Baltic Energy Market Integration Plan) mukaisesti tarkoituksena on kuitenkin integroida Baltian säätö-sähkömarkkinat osaksi pohjoismaisia säätösähkömarkkinoita (BEMIP 2009, s. 3). Venäjältäkin voidaan tulevaisuudessa mahdollisesti saada säätöresursseja, jotka helpottaisivat Suomen tehotasapainon hallintaa (Päivinen 2012).

Niin vaihto- kuin tasayhteyksillä säätöjä voidaan kuitenkin tehdä vain vapaan siirtokapasiteetin puitteissa. Vapaa siirtokapasiteetti on kaupallisen siirtokapasiteetin ja todellisen siirtotehon ero. Suomen tapauksessa ylössäätöä ei voida tehdä muilla pohjoismaisilla resursseilla, jos tuonti Ruotsista Suomeen on siirtokapasiteetin sallimassa enimmäismäärässä, koska se kasvattaisi tuontia entisestään. Vastaavasti alassäätöä ei voida tehdä muilla pohjoismaisilla resursseilla, jos vienti on maksimikapasiteetin mukainen, koska se kasvattaisi vientiä entisestään. Näissä tilanteissa säätö on tehtävä Suomessa tai Baltian ja Venäjän rajayhteyksiä hyödyntäen. Kokonaan toinen vaihtoehto olisi varata rajayhteyksiltä siirtokapasiteettia, jotta tietty määrä säätöresursseja pystyttäisiin siirtämään alueiden välillä joka tilanteessa. Tällöin

jouduttaisiin kuitenkin rajoittamaan markkinoille tarjottavaa siirtokapasiteettia, mikä edesauttaisi pullonkaulatilanteiden syntyä ja voisi siten aiheuttaa kansantaloudellista haittaa. Järjestelmävastaavat voivatkin varata siirtokapasiteetti reservikäyttöön vain, jos se on kokonaistaloudellisesti kannattavaa huomioiden saatu taloudellinen hyöty ja markkinarajoitteesta aiheutuva taloudellinen haitta. Kaikki tapaukset harkitaan erikseen. (ACER 2012, s. 22-23)

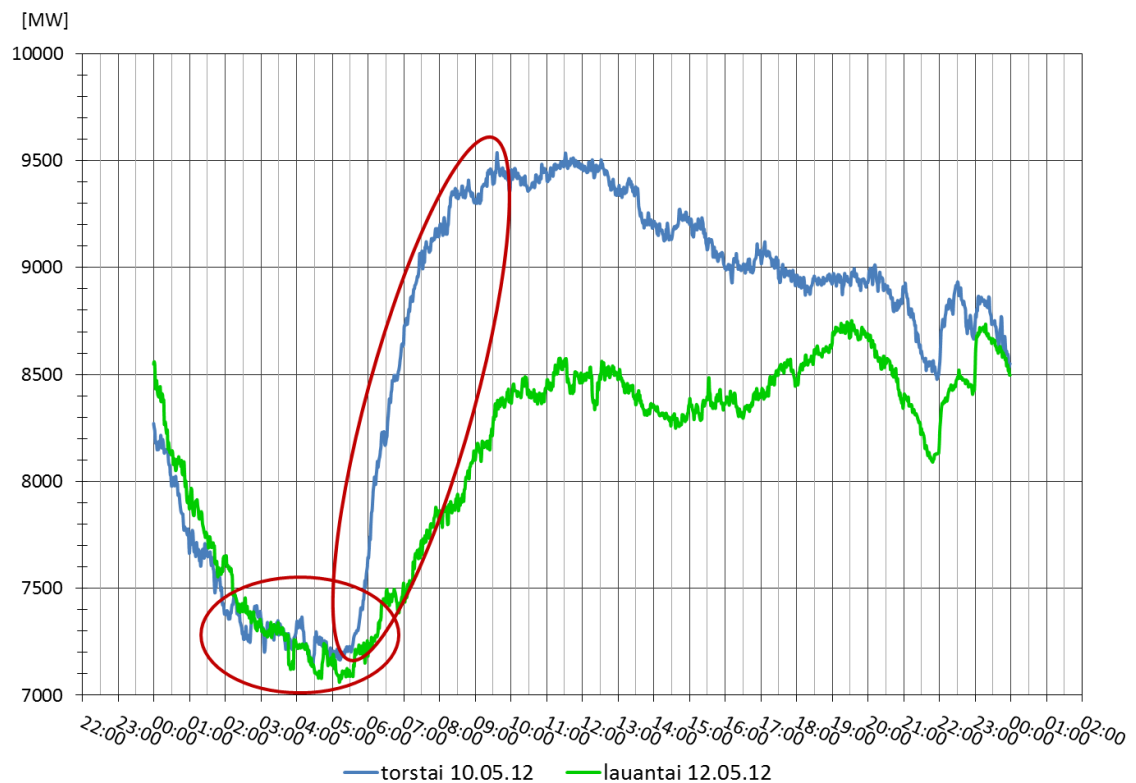
Lisäksi tulee huomioida, että siirtokapasiteetti ei ole aina nimellinen esimerkiksi vikaantumisista, sisäisen verkon huoltotoista tai rajajohtojen keskeytyksistä johtuen. Tasavirtayhteyksillä on vuosittaiset huollot, vaihtovirtayhteyksiä huolletaan tarvittaessa. Kantaverkkoyhtiöt pyrkivät ajoittamaan rajajohtojen keskeytykset tilanteisiin, missä ne haittaavat markkinoita mahdollisimman vähän. Tyypillisesti Fenno-Skan -tasasähköyhteyden huollot ovat olleet syksyllä ja Estlink 1 -tasasähköyhteyden sekä Viipurin tasasähköyhteyden vuosihuollot ovat sijoittuneet kesälle. (Itäpää 2013) Vuosihuoltojen ajoittumiset voivat muuttua tulevaisuudessa uusien rajajohtojen valmistuessa.

6. TEHOTASAPAINON HALLINTA KEVÄÄN TULVA-AIKAAN

Vesivoiman säätökykyyn vaikuttaa merkittävästi vesistöjen tulviminen. Koska vesivoimaloita ajetaan tulvahuippujen aikaan vesimäärän mukaisella maksimiteholla, ne eivät kykene ylössäätöön eivätkä alassäätöön paitsi juoksuttamalla vettä turbiinin ohi. Vesistöjen huippupinnankorkeudet ajoittuvat tyypillisesti maaliskokuulle lumien sulamisen takia. Ajoittuminen vaihtelee vesistöittäin ja säätilasta riippuen, yleensä suurissa järvisissä vesistöissä ja pohjoisessa tulvahuippu on myöhempään. Vuoden tulvahuippu, eli eri vesistöjen tulvimisen yhteisvaikutus suurimmillaan, ajoittuu Suomessa yleensä toukokuun alkupuolelle (Fingrid mittaukset). Erityisen tulvaherkkiä ovat maassamme tyypilliset vähäjärviset vesistöt suurten ja nopeiden virtaama-vaihteluiden takia. Vesioikeuden lupa määrittääkin usealle vesistölle tulvasuojelun näkökulmasta sallitun vedenpinnan huippukorkeuden ja minimivirtaaman. Rajallisten varastointimahdollisuuksien takia vettä joudutaan juoksuttamaan koko ajan runsastulvaisina keväänä ja vesivoiman minimituotanto on näin ollen korkea ympäri vuorokauden. Runsastulvaisina keväänä 2008 ja 2012 toukokuussa oli pitkiä jaksoja, jolloin vesivoiman tuotanto oli yli 2200 MW vuorokauden kaikkina tunteina (Fingrid mittaukset). Huipputuotanto runsaiden tulvien aikaan jää kuitenkin koko vuoden huipputehoihin nähden matalaksi, koska ala-altaan vedenpinta nousee. Tällöin putouskorkeus pienenee ja tehoa on vähemmän saatavilla. (Sederlund 2013)

Vesivoiman säätökyvyn ollessa rajallinen säätöä tehdään lähinnä yhteistuotannolla, lauhdevoimalla ja ulkomaisin säätöresurssein. Tulevaisuudessa tuulivoiman ja ydinvoiman tuotannon lisääntyessä kotimaiset säätöresurssit vähenevät entisestään tulva-aikaan. Suomen tulvahuippujen aikaan on ollut tyypillisesti korkea tuonti Ruotsista, koska myös Ruotsissa ja Norjassa on koetaan tulvahuiput samoihin aikoihin (Fingrid Oyj 2013f). Tässä luvussa tarkastellaan tehotasapainon hallintaa keväällä 2020 Suomen tulvahuipun aikaan, kun Ruotsista on tuontia. Koska tuontitilanteessa voidaan muita pohjoismaisia säätöresursseja hyödyntää ylössäätöön rajoitetusti ja alassäätö niillä onnistuu puolestaan hyvin, arvioidaan molemmissa tarkastelutilanteissa vain mahdollista ylössäätötarvetta ja -kykyä.

Kuten kappaleen 3.3 kuvasta 3.1 on nähtävillä, kulutus on tyypillisesti matala jo loppukeväällä, tosin lämpötila vaikuttaa yksittäisten päivien kulutustasoon selvästi. Kuvassa 6.1 on esitetty sähkön kulutus arkipäivänä ja sunnuntaina toukokuun toisella viikolla vuonna 2012.



Kuva 6.1. Suomen sähkön kulutus toukokuussa 2012 arkena ja viikonloppuna. Kappaleissa 6.1 ja 6.2 tarkastellut ajankohdat on merkitty kuvaan punaisin ympyröin. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

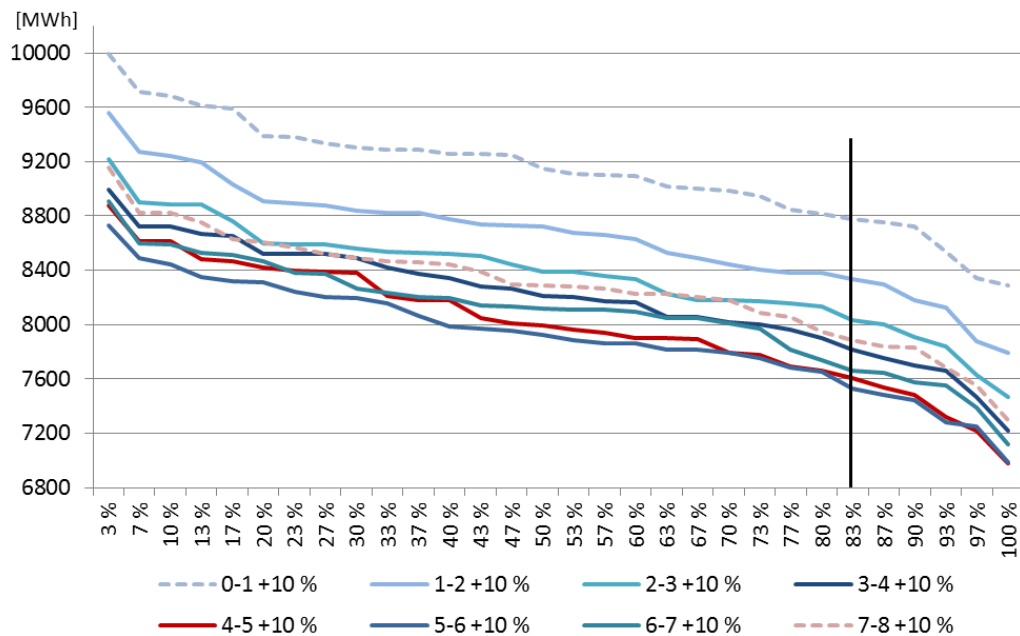
Hankalimmat ajankohdat keväällä tuontitilanteessa tehotasapainon hallinnan kannalta ovat arkiamu ja keskiyö. Yöllä kulutus on matalimmillaan, eli verkossa on vähiten joustokykystä kapasiteettia, ja arkiamuna tunninsisäiset muutokset kulutuksessa ovat suurimpia kulutuksen noustessa jyrkästi kuvan 6.1 mukaisesti. Tehotasapainon hallintaa kevät yönä tarkastellaan kappaleessa 6.1 ja arkiamuna kappaleessa 6.2.

Lähtöoletuksena molemmissa tilanteissa käytetään runsastulvaista kevättä Pohjoismaissa, mikä mahdollistaa korkean tuonnin Ruotsista. Baltiaan ja Venäjälle on puolestaan korkea vienti molemmissa tarkastelutilanteissa, koska runsaasta vesivoiman tarjonnasta johtuen pohjoismaisen sähkön hinta on edullinen. Suomen vesivoiman

tulvahuipun aikaisen tuotannon oletetaan kasvavan vuoteen 2020 mennessä hieman nykyisten laitosten tehonnostojen ja mahdollisten uusien laitosten myötä. Käytetään tässä vuoden 2020 tarkastelussa tulvahuipun aikaisena vesivoiman tuotantona 2300 MW ympäri vuorokauden. Lisäksi oletetaan kummassakin tilanteessa, että Olkiluoto 1 tai 2 yksikön vuosihuolto ajoittuu tarkastelujaksolle nykykäytännön mukaisesti.

6.1 Viikonloppuyö vuonna 2020

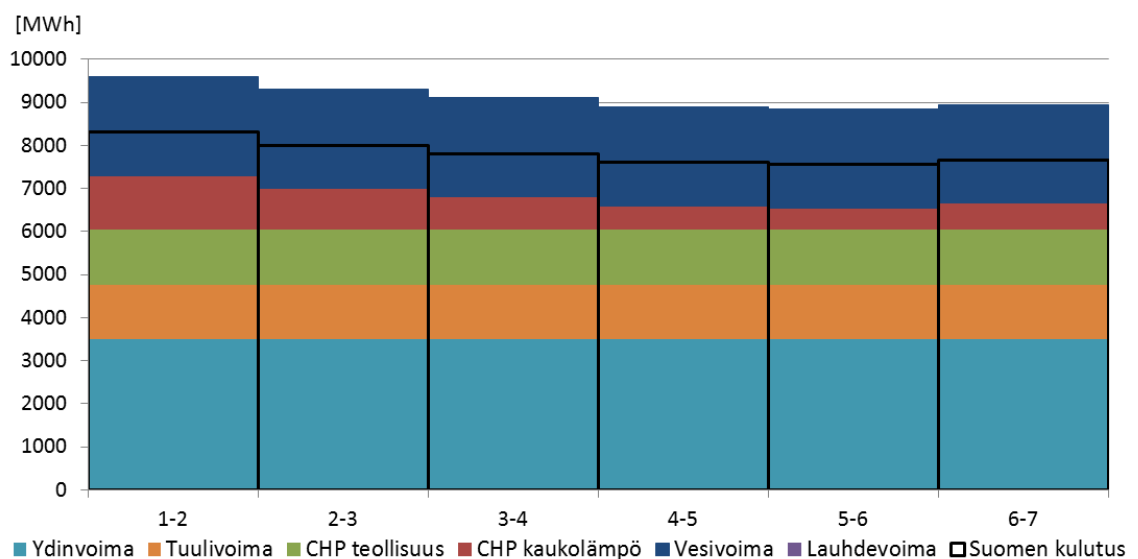
Kuvan 6.1 mukaisesti kulutus laskee alkuyöstä ja on matalimmillaan aamuyön tunteina. Arkiyönä minimikulutus on pääsääntöisesti tunnilla 4 - 5, viikonloppuna yöminimi ajoittuu yleensä tunnille 5 - 6. Tämän jälkeen kulutus alkaa nousta. Arki- ja viikonloppuyön kulutus on samaa suuruusluokkaa, jos lämpötilassa ei ole eroa. Tarkastellaan tässä viikonloppuyötä, tunteja 1 - 7. Kuvassa 6.2 on esitetty 10 % ylöspäin skaalatut yötuntien sähkön kulutuksen pysyvyyskäyrät vuosien 2010 - 2012 toukokuun viikonloppuilta ja arkipyhiltä.



Kuva 6.2. 10 % ylöspäin skaalatut sähkön kulutuksen tuntikeskitehojen pysyvyyskäyrät viikonloppuyönä vuosien 2010 - 2012 toukokuulta. Katkoviiivalla on esitetty tarkastelujaksoa edeltävän ja seuraavan tunnin kulutuksen pysyvyyskäyrät. Musta viiva kuvaa tässä tilanteessa valittua kulutustasoa. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuvan 6.2 mustan pystyviivan ja pysyvyyskäyrien leikkauspisteet kuvaavat valittuja kulutuksen tuntiarvoja tarkastelutilanteessa. Kulutus on sillä tasolla tai sen alapuolella noin 20 % todennäköisyydellä viikonloppuöisin toukokuussa vuonna 2020, mikäli kulutus kasvaa 10 %. Tällainen kulutustaso olisi todennäköinen lämpiminä öinä toukokuun puolen välin tienoilla.

Tuulivoiman hetkellinen tuotanto Suomessa ja lähialuilla vaikuttaa merkittävästi kulloiseenkin markkinatilanteeseen tulevaisuudessa. Tarkastellaan tässä tilannetta, jossa Suomen tuulivoiman tuotanto on korkea, 50 % asennetusta kapasiteetista. Sen suuruinen tai suurempi tuotanto toteutuu keväällä nykyisin noin 15 % tunneista Suomessa ja noin 10 % tunneista Ruotsissa, yö- ja aamutuntien välillä ei ole suurta eroa (VTT 2013, s. 24-28). Markkinatilanne on arvioitu kuvan 6.3 mukaiseksi.



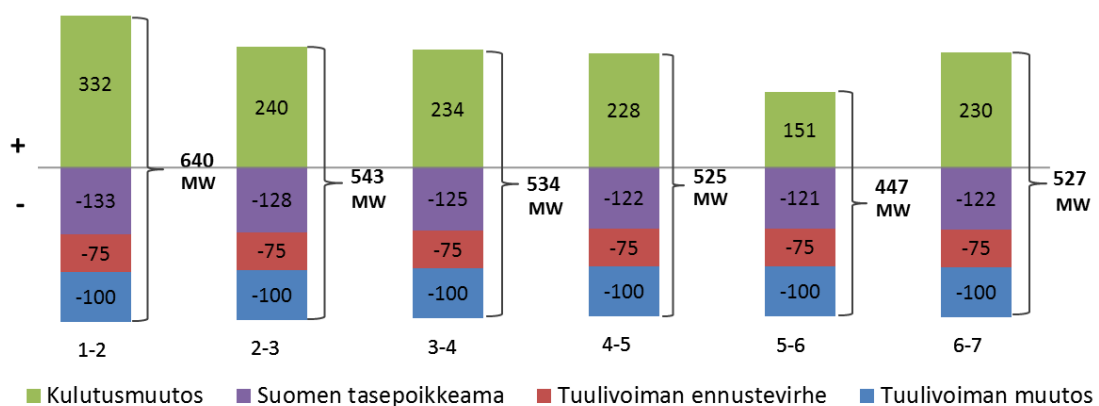
Kuva 6.3. Markkinatilanne eli tuotannon ja kulutuksen tuntiarvot viikonloppuyönä keväällä 2020.

Kuvan 6.3 mukaisesti Suomen kulutus on tuotantoa matalampi, eli Suomi on nettoviejä kaikkina tunteina. Rajasiirroista on oletettu, että RAC-yhteydellä tuodaan sähköä täydellä tuontikapasiteetilla Ruotsista Suomeen läpi yön, koska Pohjois-Ruotsissa on paljon vesivoiman tuotantoa ja vähän kulutusta. Suomi puolestaan vie sähköä lähes täydellä vientikapasiteetilla Keski-Ruotsiin, Baltiaan ja Venäjälle kaikkina tunteina. Tällainen tilanne on mahdollinen esimerkiksi, jos tuulivoiman tuotanto on matala Etelä-Ruotsissa, Baltiassa tai Keski-Euroopassa. Teollisuuden yhteistuotanto on koko yön

lähellä lämpökuorman perusteella määräytyvää alarajaa. Kaukolämmön yhteistuotanto tuottaa alkuyön tunteina enemmän, mutta matalimman kulutuksen aikaan kaukolämpölaitoksetkin ovat lähes minimituotantoteholla. Lauhdetuotantoa ei ole lainkaan verkossa.

Ylössäätötarve

Kun kulutus laskee alkuyöstä, ylössäätöä tarvitaan tunnin ensimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan ylössäätötarve on olettavasti alkutunnista. Tunnista 2 - 3 eteenpäin kulutuksen lasku on kuitenkin enää vähäistä, joten kulutuksen muutokset voivat aiheuttaa ylössäätötarpeen myös lopputunnista. Samoin yön minimikulutuksen aikaan tunneilla 4 - 5 ja 5 - 6 ylössäätötarve voi olla kulutuksen muutoksista johtuen mihin aikaan tuntia tahansa. Kun kulutus alkaa nousta tunnilla 6 - 7, ylössäätöä tarvitaan enää vain tunnin loppupuolella. Jos tuotannon tuntiteho on ennustevirheestä johtuen kulutusta matalampi, kasvaa alkutunnin 1 - 2 ja lopputunnin 6 - 7 ylössäätötarve edelleen. Tunteina 2 - 6 ylössäätöä tarvitaan tällöin puolestaan koko tunnin, paitsi hetkinä, jolloin kulutuksen väheneminen kumoaa tasepoikkeaman. Tarkastellaan aluksi tuulivoiman normaalitilannetta. Ne ovat selvästi pienempiä kulutusmuutoksiin nähden. Tuulivoiman tuotannon väheneminen aiheuttaa näin ollen ylössäätötarpeen vain, jos se ei osu yhtäaikaaisesti kulutuksen laskun kanssa. Kuvassa 6.4 on esitetty mahdollinen tuntikohtainen ylössäätötarve.

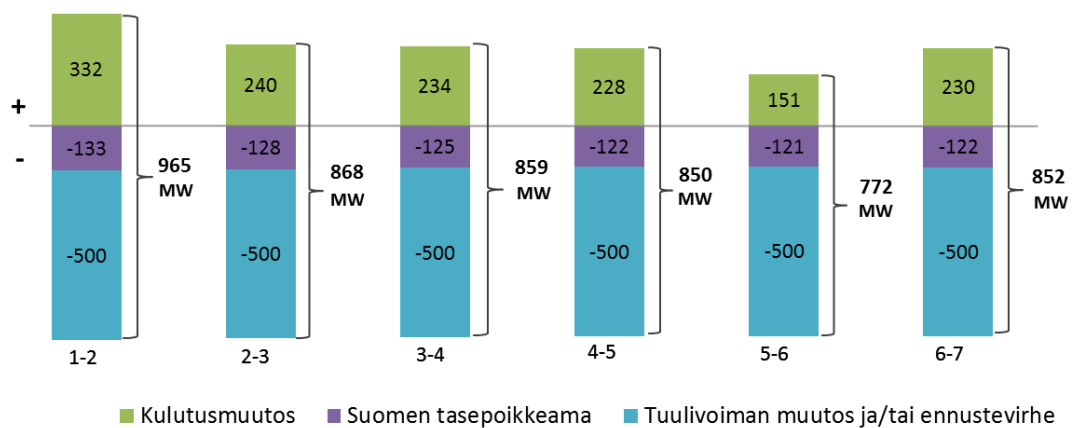


Kuva 6.4. Mahdollinen ylössäätötarve tuntikohtaisesti viikonloppuyönä keväällä 2020 tuulivoiman normaalitilanteessa.

Kuvan 6.4 mukaisesti mahdollinen ylössäätötarve on noin 450 - 650 MW. Pienimmillään ylössäätötarve on tunnilla 5 - 6, koska kulutuksen tunninsisäinen muutos

on tällöin pienin, kuten liitteen III taulukosta B käy ilmi. Suurimmillaan mahdollinen ylössäättötarve on ensimmäisellä ja viimeisellä tunnilla, jolloin kulutus laskee tai nousee selvästi. Ylössäättöä tarvitaan todennäköisesti vain alkutunnista 1 - 2 ja lopputunnista 6 - 7 säättötarpeen ollen suurimmillaan ennen tunninvaihdetta. Muilla tunneilla ylössäättöä voidaan tarvita koko tunnin ajan, ja korkein tarve voi ajoittua mihin aikaan tunnista tahansa. Ylössäättöä voidaan siis tarvita yhtäjaksoisesti neljänä tuntina (klo 2.00 - 6.00), tosin säättötarve ei ole huipussaan koko aikaa.

Tarkastellaan erikseen tuulivoiman ääritilannetta, jossa säättötarve on 20 % asennetusta tuulivoimakapasiteetista johtuen tuulivoiman ramppimuutoksesta alaspäin ja/tai ennustettua suuremmasta tuotannosta. 2500 MW kapasiteetilla säättötarve on 500 MW erittelemättä tuotantomuutoksen ja ennustevirheen osuutta. Tuulivoiman ääritilanteessa säättötarve on niin suuri, että yhtäaikaisesti ajoittuva kulutuksen lasku vain pienentäisi ylössäättötarvetta. Suuri ylössäättötarve voi näin ollen ajoittua mihin aikaan tunnista tahansa. Kuvassa 6.5 on esitetty tarkastelutunneilla mahdollinen ylössäättötarve tuulivoiman ääritilanteessa.



Kuva 6.5. Mahdollinen ylössäättötarve tuntikohtaisesti viikonloppuyönä keväällä 2020 tuulivoiman ääritilanteessa.

Tuulivoiman ääritilanne voi aiheuttaa tunnille jopa kaksinkertaisen ylössäättötarpeen normaalitilanteeseen nähden, kuten kuvat 6.4 ja 6.5 osoittavat. Säättöä ei kuitenkaan tarvita todennäköisesti yhtä paljon kaikkina tunteina, koska ääritilanne on tyypillisesti hetkellinen.

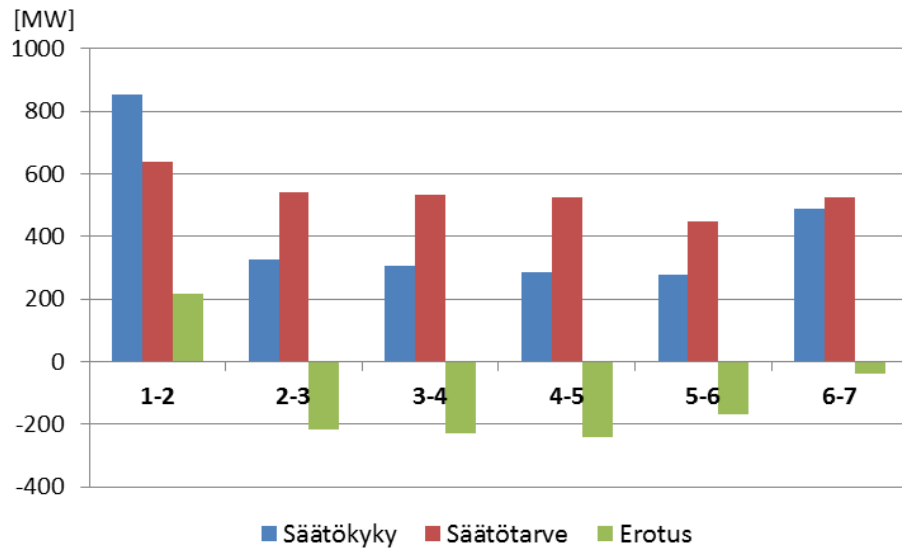
Ylössäätökyky

Tässä markkinatilanteessa ylössäätökykyistä tuotantokapasiteettia on niukasti. Ruotsista tuodaan sähköä täydellä tuontikapasiteetilla kaikkina tunteina, eli muita pohjoismaisia resursseja ei voida hyödyntää ylössäädössä lainkaan. Vesivoima ei kykene ylössäätöön, koska se ajaa täydellä tehollaan. Lauhdetuotantoa ei ole lainkaan verkossa, joten se ei kykene vastaamaan nopeaan säätötarpeeseen. Käytännössä markkinaehtoinen ylössäätökyky riippuu siis verkossa olevien yhteistuotantolaitosten vapaasta kapasiteetista ja kulutuksen säätökyvystä. Tunninvaihdesäätöä, eli edelliselle tai seuraavalle tunnille suunnitellun tuotannon aikaistamista tai pitkittämistä, voidaan hyödyntämään tässä tilanteessa vain tunnin 1 - 2 alussa ja lopputunnista 6 - 7, koska muina tunteina säätötarve voi ajoittua mihin aikaan tunnista tahansa. Arvioidaan, että tunninvaihdesäätöä on tunnin 1 - 2 alussa saatavilla 500 MW ja tunnin 6 - 7 lopussa 200 MW eli koko kulutuksen tunninvaihe-eron verran, kun tarkastelujaksoa edeltävän ja seuraavan tunnin kulutusarvot oletetaan kuvan 6.2 mukaisiksi.

Teollisuuden yhteistuotantolaitokset ajavat tasaisesti matalalla teholla koko yön. Kaukolämmön yhteistuotantolaitokset vähentävät puolestaan tuotantoaan kulutuksen laskiessa. Näin ollen erityisesti kaukolämmön yhteistuotantolaitoksilla olisi huomattavasti ylössäätöpotentiaalia, jos niitä ei ajeta kokonaan pois verkosta ja laitostekniset ominaisuudet mahdollistavat säädön. Arvioidaan, että yhteistuotantolaitoksilla on säätösähkömarkkinoille tarjottavaa ylössäätökapasiteettia varmasti kaikkina yötunteina 10 % tunnin tuotantotehosta, eli noin 200 MW. Lisäksi oletetaan, että kulutustarjouksia on ainakin 100 MW edestä kaikkina tunteina.

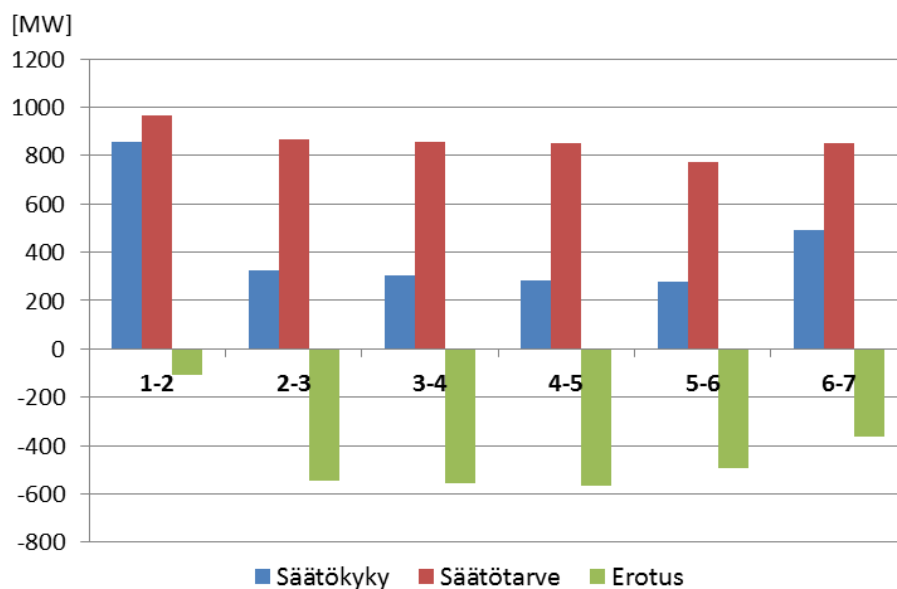
Tulokset

Kuvissa 6.6 ja 6.7 on esitetty arvioitu markkinaehtoinen säätökyky ja mahdollinen säätötarve sekä niiden erotus tuntikohtaisesti tuulivoiman normaalitilanteessa ja ääritilanteessa.



Kuva 6.6. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain viikonloppuyönä keväällä 2020 tuulivoiman normaalitilanteessa.

Kuvan 6.6 mukaisesti kaikkina paitsi ensimmäisellä tunnilla säätökyky on alijäämäinen säätötarpeeseen nähden. Noin 200 MW säätövaje esiintyy keskiyön tunneilla, jolloin säätökyky on heikoimmillaan. Tilanteen oletetaan paranevan aamulle tultaessa, koska kulutuksen noustessa verkossa on enemmän ylössäätökykyistä kapasiteettia.



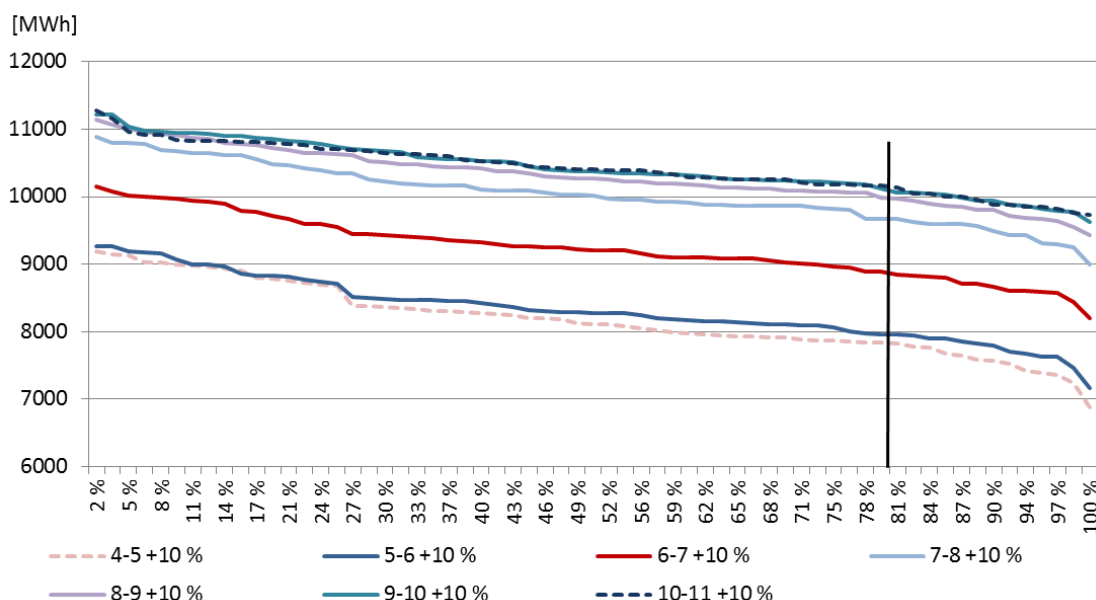
Kuva 6.7. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain viikonloppuyönä keväällä 2020 tuulivoiman ääritilanteessa.

Tuulivoiman ääritilanteessa erotus on kaikkina tunteina negatiivinen kuvan 6.7 mukaisesti, eli markkinaehtoinen säätökyky ei riitä kattamaan mahdollista säätötarvetta. Säättövaje on tunnista riippuen 100 - 550 MW.

Tässä tilanteessa säättövaje olisi pienempi, jos yhteistuotantolaitoksilla ja kulutuksella olisi enemmän ylössäätökykyä. Tuulivoima, ydinvoima ja vesivoima eivät kykene ylössäätöön, koska ne tuottavat lähtötilanteessa huipputeholla. Markkinaehtoisten tarjousten jälkeen nopeaa häiriöreserviä on mahdollista hyödyntää ylössäätöön, mutta tällöin verkon häiriönsietokyky heikkenee.

6.2 Arkiaamu vuonna 2020

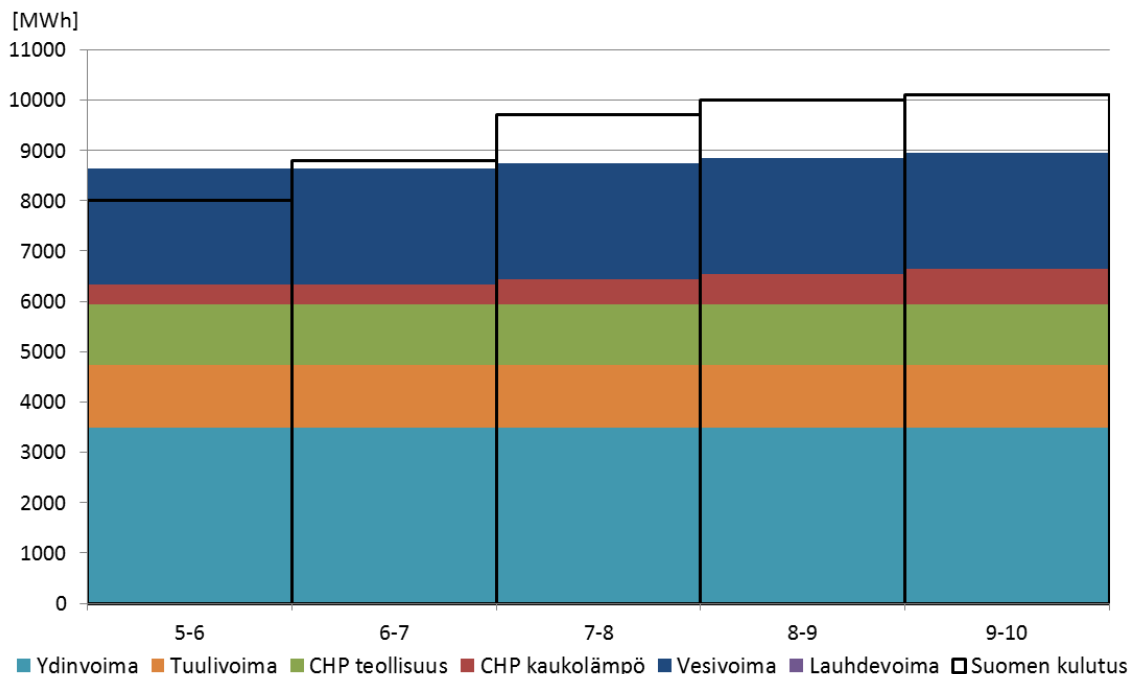
Tarkastellaan seuraavaksi arkiaamua. Kulutus alkaa nousta tunnista 5 - 6 eteenpäin, ja nousu tasaantuu tunnilla 9 - 10, kuten kuvan 6.1 kulutuskäyrästä näkyy. Jyrkimmillään kulutus nousee tunnilla 7 - 8. Tarkastellaan tässä ajanjaksoa klo 5 - 10. Kuvassa 6.8 on esitetty 10 % ylöspäin skaalatut arkipäivän aamutuntien sähkön kulutuksen pysyvyyskäyrät vuosien 2010 - 2012 toukokuulta.



Kuva 6.8. 10 % ylöspäin skaalatut sähkön kulutuksen tuntikeskitehojen pysyvyyskäyrät arkiaamuna vuosien 2010 - 2012 toukokuulta. Katkoviivalla on esitetty tarkastelujaksoa edeltävän ja seuraavan tunnin kulutuksen pysyvyyskäyrät. Musta viiva kuvaa tässä tilanteessa valittua kulustasoa. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuvan 6.8 mustan pystyviivan ja pysyvyyskäyrien leikkauspisteet kuvaavat tässä tarkastelutilanteessa valittuja kulutusarvoja. Kulutus on valitulla tasolla tai sen alapuolella noin 20 % arkiamuista toukokuussa vuonna 2020, jos se kasvaa 10 % nykyisestä. Tällaiset kulutusarvot voisivat toteutua viileämpinäkin aamuina toukokuun puolen välin tienoilla.

Tarkastellaan tuulista tilannetta, ja käytetään Suomen tuulivoiman tuotantona 50 % asennetusta kapasiteetista kuten kappaleessa 6.1. Markkinatilanne on tässä arvioitu kuvan 6.9 mukaiseksi.



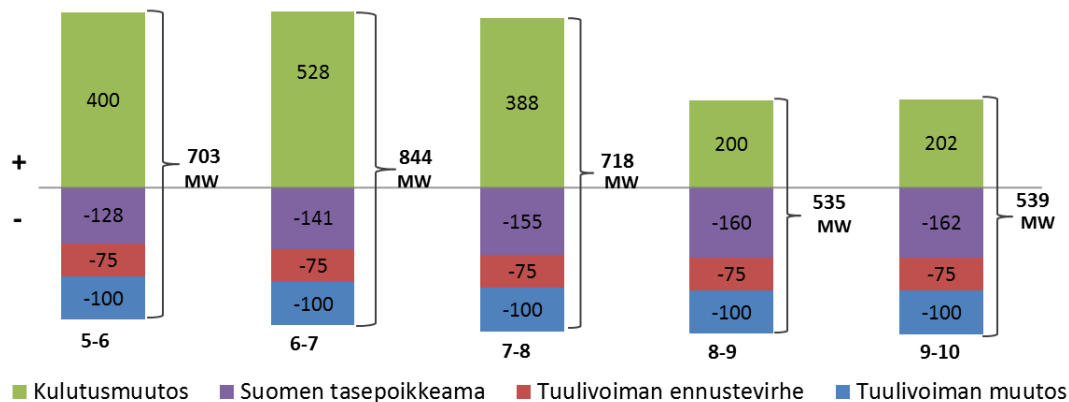
Kuva 6.9. Markkinatilanne eli tuotantomuotojen ja kulutuksen tunti-arvot arkiamuina keväällä 2020.

Suomi on nettoviejä ensimmäisenä tuntina ja seuraavina tunteina siirrytään nettotuontiin, kuten kuvasta 6.9 on havaittavissa. Tarkastelutunteina Ruotsista on vain tuontia ja Baltiaan ja Venäjälle on vientiä. Tuonti Ruotsista kasvaa Suomen kulutuksen noustessa siten, että sekä RAC-yhteyden että Fenno-Skan kaapelien kapasiteetti on täysin käytössä tunnista 7 - 8 eteenpäin. Vienti on puolestaan täyden siirtokapasiteetin mukainen kaikkina tunteina. Tällainen tilanne on mahdollinen esimerkiksi, jos muissa Pohjoismaissa on runsaan vesivoimatuotannon lisäksi korkea tuulivoiman tuotanto ja

Baltiassa on puolestaan tyyntä tai uutta ydinvoimaa ei ole verkossa. Matalasta kulutuksesta ja Ruotsin tuonnista johtuen teollisuuden ja kaukolämmön yhteistuotanto ovat ensimmäisinä aamutunteina minimituotantoteholla, mutta kulutuksen kasvaessa ja tuonnin täytyessä niiden tuotantoteho alkaa nousta. Lauhdetta ei ole tarkastelutunteina lainkaan verkossa.

Ylössäättötarve

Koska kulutus nousee kaikkina tarkastelutunteina, ylössäättöä tarvitaan tunnin jälkimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan ylössäättötarve on olettavasti lopputunnista. Jos tuotannon tuntiteho on ennustevirheestä johtuen kulutusta matalampi, kasvaa lopputunnin ylössäättötarve edelleen. Tarkastellaan pelkästään tuulivoiman normaalitilannetta, jolloin vain tunnin loppupuolella tapahtuva tuulivoimatuotannon väheneminen lisää ylössäättötarvetta. Kuvassa 6.10 on esitetty mahdollinen tuntikohtainen ylössäättötarve.



Kuva 6.10. Mahdollinen ylössäättötarve tuntikohtaisesti arkipäivinä keväällä 2020.

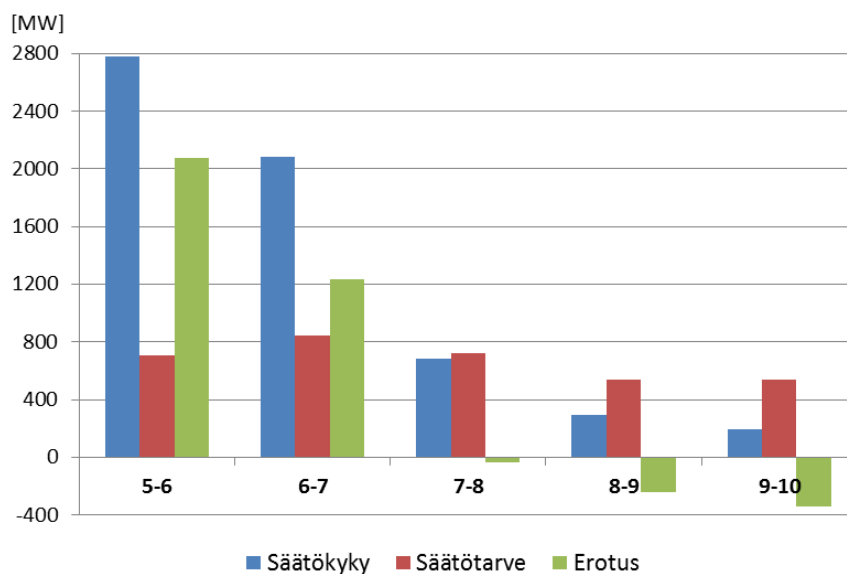
Kuvan 6.10 mukaisesti mahdollinen ylössäättötarve on suurimmillaan, 700 - 850 MW, ensimmäisillä tunteilla. Tämä johtuu siitä, että kulutuksen nousu on silloin jyrkimmillään. Viimeisilläkin aamutunneilla ylössäättöä voidaan tarvita yli 500 MW. Ylössäättötarve on kuitenkin kaikilla tunteilla vain tunnin jälkimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan vasta lopputunnista.

Ylössäätökyky

Ensimmäisinä kahtena tuntina Ruotsin siirtoyhteisillä on vapaata siirtokapasiteettia. Kotimaisista resursseista ylössäätökykyä on vain kaukolämmön yhteistuotannolla ja kulutuksella kuten kappaleen 6.1 tilanteessa. Koska säätötarpeet ajoittuvat kaikilla tunneilla lopputuntiin, voidaan tunninvaihdessä hyödyntää aikaistamalle seuraavalle tunnille suunniteltua tuotantoa. Oletetaan tässä, että tunninvaihdessä on saatavilla koko siltä osin, kuin kulutuksen keskituntiteho kasvaa peräkkäisten tuntien välillä ja tarkastelujakson ulkopuolisten tuntien kulutus oletetaan kuvassa 6.8 esitetyn mukaiseksi. Muuten yhteistuotannon ylössäätökyky riippuu siitä, onko vapaata säätökykyistä kapasiteettia verkossa. Aamulla vapaata kapasiteettia on laitoksilla olettavasti vähemmän kuin yöllä, koska tuotantotehot ovat korkeammat kuin yöllä. Arvioidaan, että markkinaehtoisia ylössäätötarjouksia on tässä tilanteessa kaikkina tunteina 5 % yhteistuotantolaitosten tunnin tuotantotehosta, eli noin 100 MW. Kulutuksen ylössäätökyvyksi oletetaan 100 MW kaikkina tunteina.

Tulokset

Kuvassa 6.11 on esitetty arvioitu markkinaehtoinen säätökyky ja mahdollinen säätötarve sekä niiden erotus tuntikohtaisesti.



Kuva 6.11. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain arki-aamuna keväällä 2020.

Kuvan 6.11 mukaisesti säätökyky heikkenee aamun edetessä merkittävästi johtuen siitä, että Ruotsin tuonnista ei ole saatavilla joustoa enää viimeisillä tunneilla ja tunninvaihdessä hyödynnettävä kapasiteetti pienenee kulutuksen kasvun hidastuessa. Erotus säätökyvyn ja tarpeen välillä on näin ollen ensimmäisinä tunteina selvästi positiivinen ja viimeisellä kolmella tunnilla negatiivinen. Viimeisenä kolmena tuntina säätövaje on 50 - 350 MW.

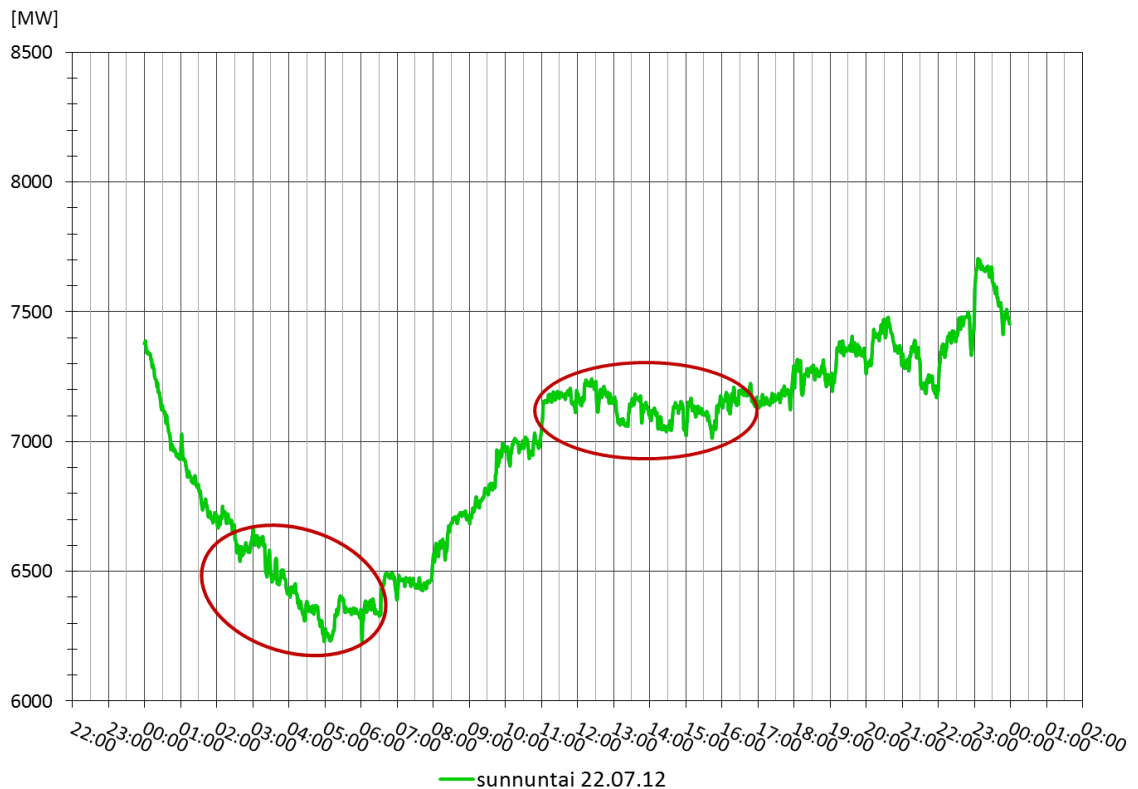
Tässä kuten edellisessäkin tilanteessa vesivoimalla, ydinvoimalla tai tuulivoimalla ei ole ylössäätökykyä. Yhteistuotanto ja kulutus voisivat mahdollisesti osallistua enemmän ylössäätöön. Viime kädessä voidaan käyttää nopeaa häiriöreserviä, jos ajaudutaan tehopulaan.

7. TEHOTASAPAINON HALLINTA KESÄLLÄ

Sähkön kulutus on kesällä matalin ja näin ollen tuotantoa tarvitaan vähiten. Koska lämmöntarve on samanaikaisesti pieni, kaukolämpölaitosten vuosihuollot ajoitetaan tyypillisesti kesäkaudelle tai laitoksia ei ajeta lainkaan verkkoon. Lähinnä tarvitaan lämmintä käyttövetä, joka on monin paikoin mahdollista tuottaa lämmön erillistuotantolaitoksilla. Tulevaisuudessa kesäkaudelle saattaa ajoittua myös ydinvoimalaitosten vuosihuoltoja. Säästökyky, erityisesti alassäästökyky, on heikoimmillaan kesällä matalimman kulutuksen aikaan, koska joustokykyistä tuotantoa on vähän tai ei ole välttämättä lainkaan verkossa. Tuulivoiman yleistyessä joustavan tuotannon määrä kesällä vähenee edelleen. Myös aurinkosähkötuotannon yleistyminen vähentää joustavaa kapasiteettia verkossa päiväsaikaan.

Sähkön kulkusuunta on ollut toistaiseksi pääasiassa Ruotsista Suomeen, mutta erityisesti kuivina kesinä viikonloppuisin ja yöaikaan Suomesta on ollut vientiä Ruotsiin (Fingrid Oyj 2013f). Tässä luvussa tarkastellaan tehotasapainon hallintaa kesinä 2020 ja 2030 vientitilanteessa Ruotsiin. Koska vientitilanteessa voidaan muuta pohjoismaista kapasiteettia hyödyntää alassäätöön rajoitetusti ja ylössäätö onnistuu helposti muilla pohjoismaisilla resursseilla, arvioidaan molemmissa tarkastelutilanteissa vain mahdollista alassäätötarvetta ja -kykyä.

Perinteisesti vuoden sähkön kulutusminimi toteutuu Suomessa juhannusyönä. Muuten kulutus on yleensä matalimmillaan viikonloppuisin heinäkuun puolivälissä, kuten kappaleen 3.3 kuvassa 3.1 näkyy. Kuvassa 7.1 on esitetty heinäkuiselle sunnuntaille tyypillinen sähkön kulutusprofiili.



Kuva 7.1. Suomen sähkön kulutus heinäkuussa sunnuntaina 2012. Kappaleissa 7.1 ja 7.2 tarkastellut ajankohdat on merkitty kuvaan punaisiin ympyröihin. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

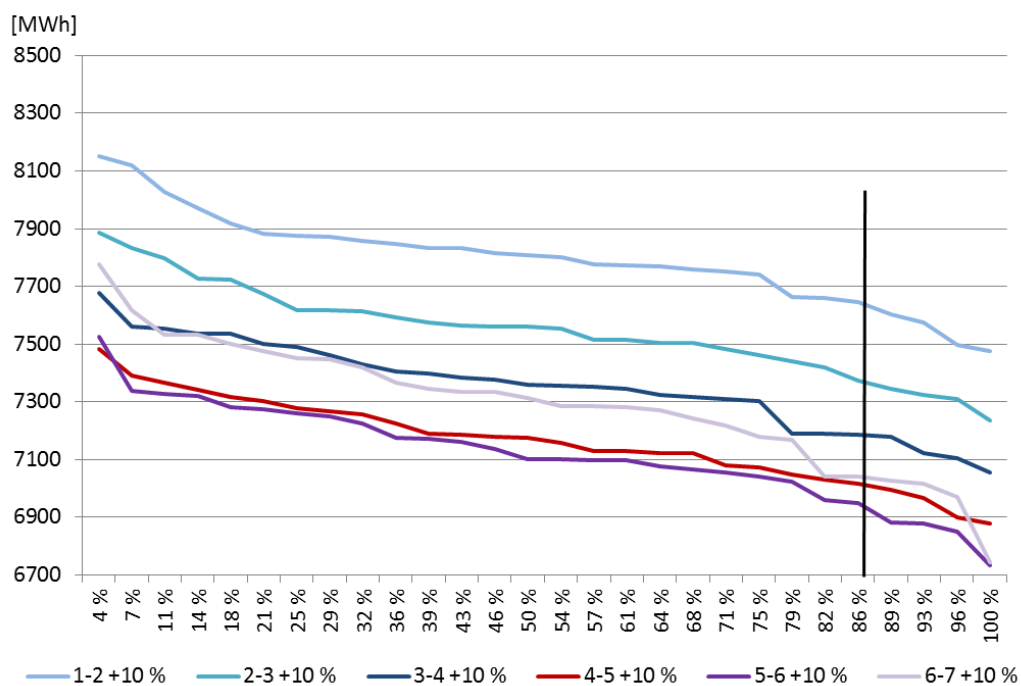
Kuvan 7.1 mukaisesti kesäviikonloppuna kulutus on matalin öisin ja päivällä ei saavuteta selvää huippua. Hankalin ajankohta kesällä vientitilanteessa tehotasapainon hallinnan kannalta on yö, jolloin tuotantoa ja näin ollen alassäätökykyistä kapasiteettia on vähiten verkossa. Tehotasapainon hallintaa kesäviikonloppuyönä vuonna 2020 on käsitelty kappaleessa 7.1. Tulevaisuudessa aurinkosähkötuotannon yleistyessä voidaan kohdata uusia haastavia ajankohtia, koska aurinkosähkötuotantoa on vain valoisaan aikaan. Kappaleessa 7.2 arvioidaan, miten aurinkosähkötuotannon yleistyminen vaikuttaa tehotasapainon hallintaan kesäsunnuntaina vuonna 2030. Aamu- ja iltatunneilla aurinkosähkötuotannon tunninsisäiset muutokset olisivat kuvan 4.11 mukaan suurimpia. Päivätunnit ovat kuitenkin mielenkiintoisempia, koska aurinkosähkötuotanto silloin on korkeimmillaan, eli joustavaa kapasiteettia on vähiten verkossa, joten tarkastellaan kappaleessa 7.2 päivätunteja.

Koska molemmissa tarkastelutilanteissa käytetään vientitilannetta Ruotsiin, oletetaan, että pohjoismaiset vesivarastot ovat normaalia matalammalla tasolla. Ruotsiin on vientiä

todennäköisesti, jos siellä tai Keski-Euroopassa on tyyni tai pilvinen päivä, mikäli tuotantokapasiteetti painottuu yhä enemmän uusiutuviin energialähteisiin tulevaisuudessa. Venäjältä ja Baltiasta käytetään puolestaan tuontitilannetta, mikä tarkoittaa käytännössä, että Viipurin linkki ei ole revisiossa koko heinäkuuta. Sekä Venäjän että Baltian sähköjärjestelmä on nykyään lämpövoimapainotteisia, joten tuotannossa on ylijäämää erityisesti öisin matalan kulutuksen aikaan. Lisäksi pelkästään suuri tuulivoimakapasiteetti suhteessa matalaan kulutukseen voi tuulisina päivinä johtaa vientiin Baltiasta.

7.1 Viikonloppuyö vuonna 2020

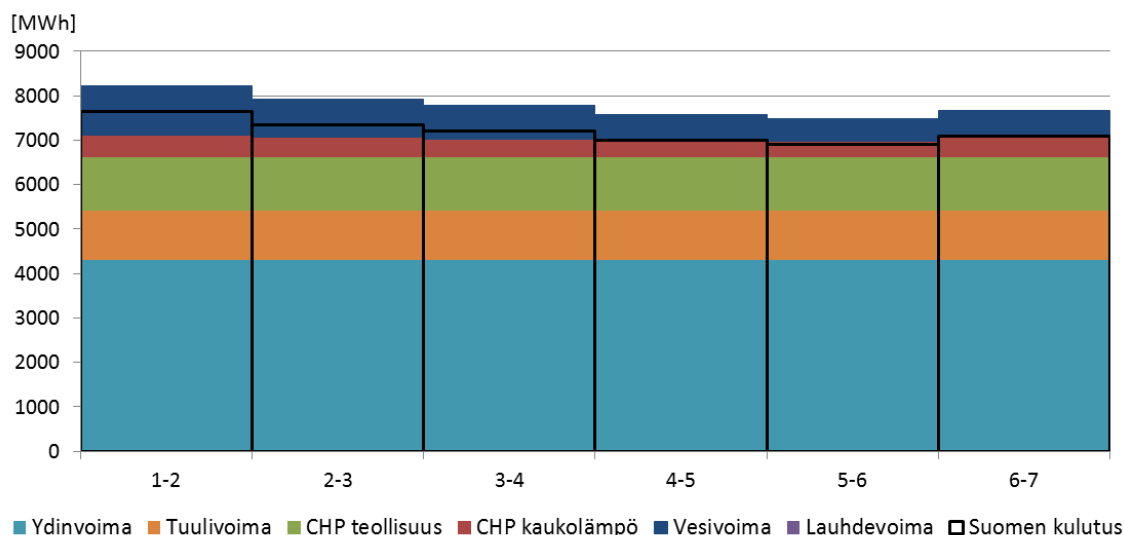
Tarkastellaan ensiksi viikonloppuyötä tunteja 1 - 7. Kuten kuvista 6.1 ja 7.1 on havaittavissa, viikonloppuyön kulutusprofiilit keväällä ja kesällä ovat samantyyliiset. Yön minimikulutus ajoittuu molempina ajankohtina useimmiten tunnille 5 - 6. Kuvassa 7.2 on esitetty 10 % ylöspäin skaalatut yötuntien sähkön kulutuksen pysyvyyskäyrät vuosien 2010 - 2012 heinäkuun viikonlopuilta ja arkipyhiltä.



Kuva 7.2. 10 % ylöspäin skaalatut sähkön kulutuksen tuntikeskitehojen pysyvyyskäyrät viikonloppuyönä vuosien 2010 - 2012 heinäkuulta. Musta viiva kuvaa tässä tilanteessa valittua kulutustasoa. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuvan 7.2 mustan pystyviivan ja pysyvyyskäyrien leikkauspisteet kuvaavat tässä tilanteessa tarkasteltavia kulutuksen tuntiarvoja. Kulutus on vuonna 2020 valitulla tasolla tai sen alapuolella noin 15 % heinäkuun tunneista viikonloppuöisin, mikäli se kasvaa 10 %. Tällainen kulutus olisi siis todennäköinen erityisesti lämpiminä öinä.

Tarkastellaan markkinatilannetta, kun Suomessa on korkea tuulivoiman tuotanto. Vaikka kaikista vuodenaajoista kesällä on matalin tuulivoiman tuotanto Pohjoismaissa, esiintyy kesäaikaan korkeitakin tuotantotehoja. Suomen tuulivoiman tuotantona käytetään tässä 45 % asennetusta kapasiteetista. Tuotanto oli vähintään sen verran kesällä noin 5 % ajasta vuosien 2010 - 2012 Suomen ja Ruotsin tuulivoimamittauksien perusteella (VTT 2013, s. 24). Markkinatilanne on arvioitu kuvan 7.3 mukaisesti.



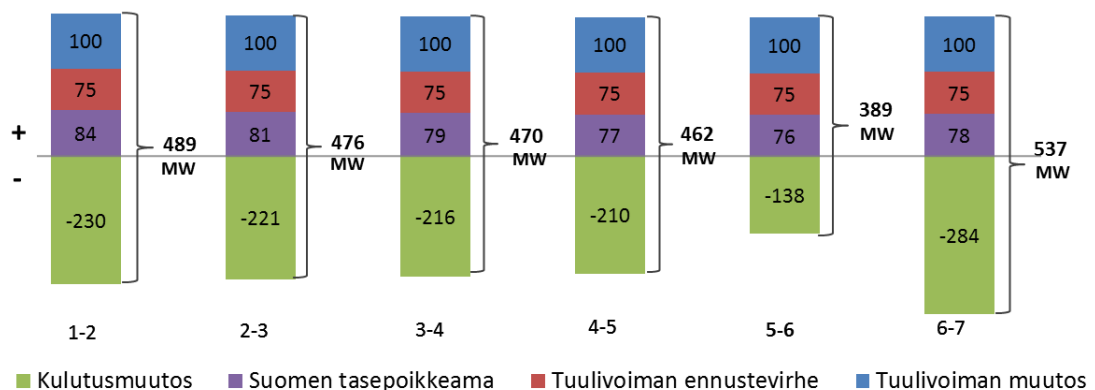
Kuva 7.3. Markkinatilanne eli tuotantomuotojen ja kulutuksen tuntiarvot viikonloppuyönä kesällä 2020.

Suomi on nettoviejä kaikkina yön tunteina, kuten kuvasta 7.3 on havaittavissa. Rajasiirroista on oletettu, että Suomesta on täysi vienti Ruotsiin RAC-yhteydellä ja Fenno-Skan kaapeleilla. Baltiasta ja Venäjältä on puolestaan korkea tuonti. Tässä tarkastelutilanteessa kaikki nykyiset Suomen ydinvoimalaitokset ja Olkiluoto 3 ovat verkossa ja ajavat kaikkina tunteina täydellä tehollaan. Kesällä ydinvoimalaitosten huipputehot ovat tosin hieman vuosimaksimia matalammat lämpimämmän lauhdeveden takia (STUK 2011, s. 7). Teollisuuden yhteistuotanto tuottaa tasaisesti kaikkina tunteina, mutta tuotanto on lähellä minimitehoa. Vesivoiman ja kaukolämmön

yhteistuotannon tuotannot laskevat kulutuksen vähentyessä siten, että yöllä matalimman kulutuksen aikaan niiden tuotanto on lähellä minimitehoa. Lauhdetta ei ole lainkaan verkossa.

Alassäätötarve

Kun kulutus laskee alkuyöstä, alassäätöä tarvitaan tunnin jälkimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan alassäätötarve on olettavasti lopputunnista. Tunnista 2 - 3 eteenpäin kulutuksen lasku on kuitenkin enää vähäistä, joten kulutuksen muutokset voivat aiheuttaa alassäätötarpeen myös alkutunnista. Samoin yön minimikulutuksen aikaan tunneilla 4 - 5 ja 5 - 6 alassäätötarve voi olla mihin aikaan tuntia tahansa. Tunnilla 6 - 7 kulutus nousee, eli alassäätötarve ajoittuu alkutunnille. Mikäli ennustevirheestä johtuen tuotannon tuntiteho on kulutusta korkeampi, tarvitaan alassäätöä ainakin alkutunnista 6 - 7 ja lopputunnista 1 - 2. Tunnilla 2 - 6 alassäätöä tarvittaisiin puolestaan lähtökohtaisesti koko tunnin, paitsi hetkinä, jolloin kulutuksen hetkellinen kasvu kumoo tasepoikkeaman. Tässä on tarkasteltu vain tuulivoiman normaalitilannetta. Tällöin tuulivoiman tuotannon kasvu aiheuttaa alassäätötarvetta paitsi, jos se osuu yhtäaikaaisesti kulutuksen kasvun kanssa. Kuvassa 7.4 on esitetty mahdollinen tuntikohtainen alassäätötarve.



Kuva 7.4. Mahdollinen alassäätötarve tuntikohtaisesti viikonloppuyönä kesällä 2020 tuulivoiman normaalitilanteessa.

Kuvan 7.4 mukaisesti mahdollinen alassäätötarve on noin 400 - 550 MW tarkastelutunteina. Suurimmillaan alassäätötarve on alkutunnilla 6 - 7 johtuen kulutuksen kasvusta lopputunnista. Tunnilla 5 - 6 mahdollinen alassäätötarve on pienin, koska

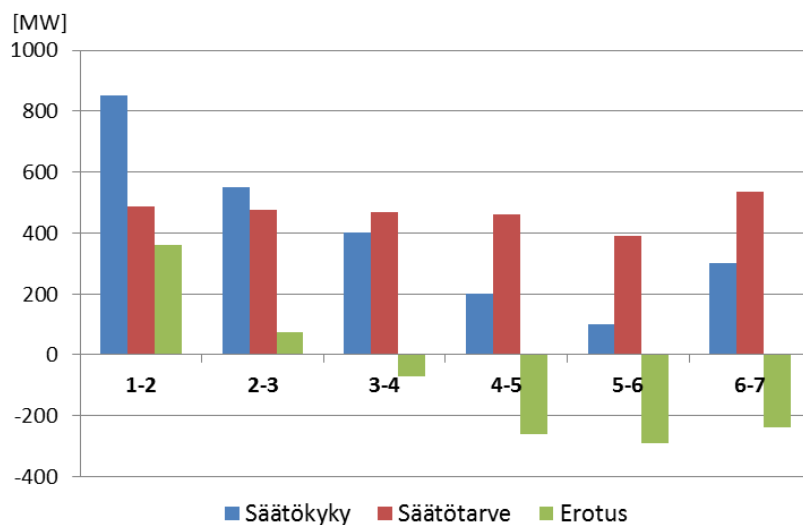
kulutuksen tunnisisäiset muutokset ovat tällöin pienempiä kuin muilla yötunneilla, kuten liitteen III taulukosta B käy ilmi. Alassäätöä tarvitaan todennäköisesti tunnilla 1 - 2 vain loppupuolella ja tunnilla 6 - 7 vain alkupuolella, ja tarve on suurimmillaan ennen tunninvaihdetta. Tunnilla 2 - 6 alassäätöä voidaan tarvita koko tunnin ja suurimmillaan tarve voi olla mihin aikaan tunnista tahansa. Näin ollen alassäätöä voidaan tarvita yhtäjaksoisesti noin viisi tuntia (klo 1.30 - 6.30), tosin säätötarve ei ole huipussaan koko aikaa.

Alassäätökyky

Koska Suomesta on täysi vienti Ruotsiin kaikkina tunteina, ei alassäätöön voida käyttää muita pohjoismaisia resursseja. Lauhdevoimaa ei ole lainkaan verkossa, joten se ei pysty osallistumaan säätöön. Oletetaan, että ydinvoima ja tuulivoima eivät osallistu markkinaehtoisesti alassäätöön. Teollisuuden yhteistuotanto ajaa koko jakson lähes minimitehollaan. Vesivoiman ja kaukolämmön yhteistuotannon tuotanto laskee tarkastelutunteina, joten vain niillä tuotantomuodoilla on todennäköisesti markkinaehtoisesti säätökykyä. Vesivoimalla ja kaukolämmön yhteistuotantolaitoksilla oletetaan olevan kaikkina tunteina alassäätökykyä tuntitehon ja yön minimitehon erotuksen verran. Kulutuksen alassäätö- eli lisäystarjouksia oletetaan olevan saatavilla ainakin 100 MW kaikkina tunteina.

Tulokset

Arvioitu markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 7.5.



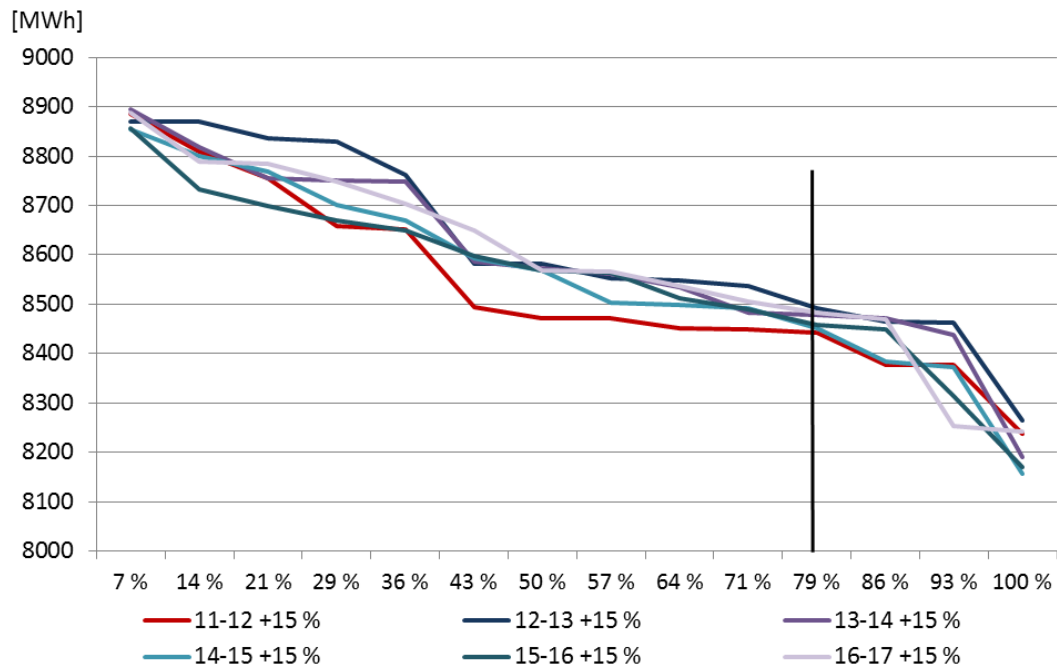
Kuva 7.5. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain viikonloppuyönä kesällä 2020.

Kuvan 7.5 mukaisesti säätövaje on lähes 300 MW tunneilla 4 - 5 ja 5 - 6, koska markkinaehtoista alassäätöä on tällöin vähiten saatavilla. Säätövaje on suuri myös tunnilla 6 - 7, koska säätötarve alkaa kasvaa. Ensimmäisenä tuntina säätökyky riittää puolestaan hyvin kattamaan mahdollisen säätötarpeen ja myös tunnilla 2 - 3 säätökyky on suurempi kuin säätötarve.

Tässä tilanteessa säätövaje pienenesi, jos ydinvoima tai tuulivoima osallistuisi alassäätöön. Yhteistuotantolaitokset, vesivoima ja kulutus voisivat myös osallistua nykyistä enemmän säätöön.

7.2 Sunnuntaipäivä vuonna 2030

Tarkastellaan seuraavaksi kesäsunnuntaita, päivätunteja klo 11 - 17 vuonna 2030. Kesäsunnuntaina sähkön kulutus kasvaa puoleen päivään asti ja on melko tasainen iltaan asti, kuten kuvasta 7.1 on havaittavissa. Selvää huippua ei saavuteta päivän aikana, usein vuorokauden korkein kulutus ajoittuu yötariffin alkamiseen. Kuvassa 7.6 on esitetty 15 % ylöspäin skaalatut sähkön kulutuksen pysyvyyskäyrät päivätunteina vuosien 2010 - 2012 heinäkuun sunnuntailta.

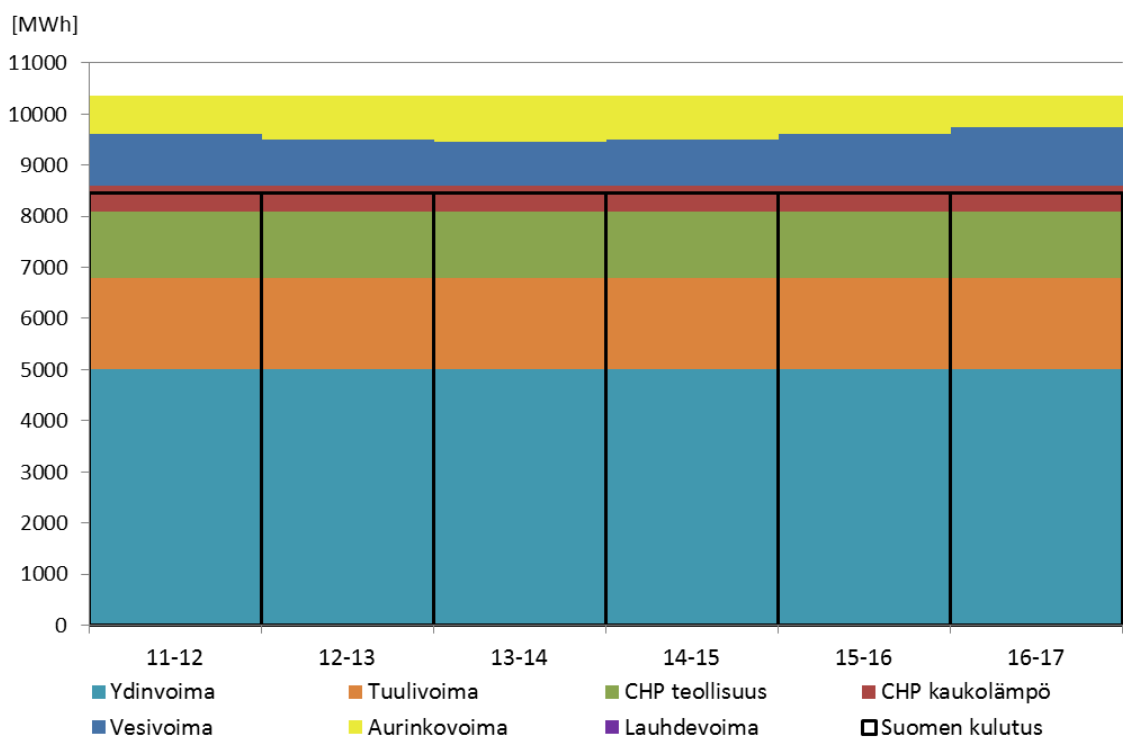


Kuva 7.6. 15 % ylöspäin skaalatut sähkön kulutuksen tuntikeskitehojen pysyvyyskäyrät sunnuntaipäivänä vuosien 2010 - 2012 heinäkuulta. Musta viiva kuvaa tässä tilanteessa valittua kulutustasoa. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kuten kuvan 7.6 pysyvyyskäyristäkin näkyy, kulutus on samaa suuruusluokkaa päivätunteina. Käytetään näin ollen tässä tarkastelussa kaikkina tunteina samaa kulutuksen tuntikeskiarvoa, joka on merkitty kuvaan 7.6 mustalla pystyviivalla. Kulutus on vuonna 2030 sillä tasolla tai sen alapuolella noin 20 % heinäkuun sunnuntaiden päivätunneista, mikäli kulutus kasvaa 15 %. Tällainen kulutustaso olisi siis todennäköinen lämpiminä kesäpäivinä.

Tarkastellaan markkinatilannetta kesäpäivänä, kun Suomessa on korkea tuulivoiman ja aurinkosähkön tuotanto. Vaikka tuulisuus ja aurinkoisuus korreloivat vahvasti keskenään, yhtäaikainen korkea tuulivoiman ja aurinkosähkön tuotanto on mahdollista, jos aurinkosähkötuotantoa on lähinnä eteläisessä Suomessa ja tuulivoimaa rannikolla. Käytetään Suomen tuulivoiman tuotantona 45 % asennetusta kapasiteetista kaikkina tarkastelutunteina. Tuotanto oli vähintään sen verran kesällä noin 5 % ajasta vuosien 2009 - 2011 Suomen ja Ruotsin tuulivoimamittauksien perusteella (VTT 2013, s. 24). Saksassa aurinkosähkötuotannon huipputeho on hieman yli 70 % asennetusta kapasiteetista. Se saavutetaan vain muutamana päivänä vuodessa, koska laajalla alueella kaikkialla ei ole ihanteelliset sääolosuhteet samanaikaisesti. Lisäksi aurinko-

sähköjärjestelmän häviöt rajoittavat paneelin huipputehoja alle nimellistehon. (Wirth 2013, s. 26, 58) Oletetaan tässä tilanteessa aurinkosähkön tuotannon muuttuvan aurinkoisen päivän tuotantoprofiilin mukaan ja tuotantohuipun ajoittuvan tunnille 13 - 14. Käytetään aurinkosähkön päivän huipputuotantona 60 % asennetusta kapasiteetista. Suurempikin tuotanto olisi Suomen olosuhteissa mahdollinen, mutta sitä ei käytetä yhtäaikaisesta korkeasta tuulivoiman tuotannosta johtuen. Markkinatilanne on arvioitu kuvan 7.7 mukaiseksi.



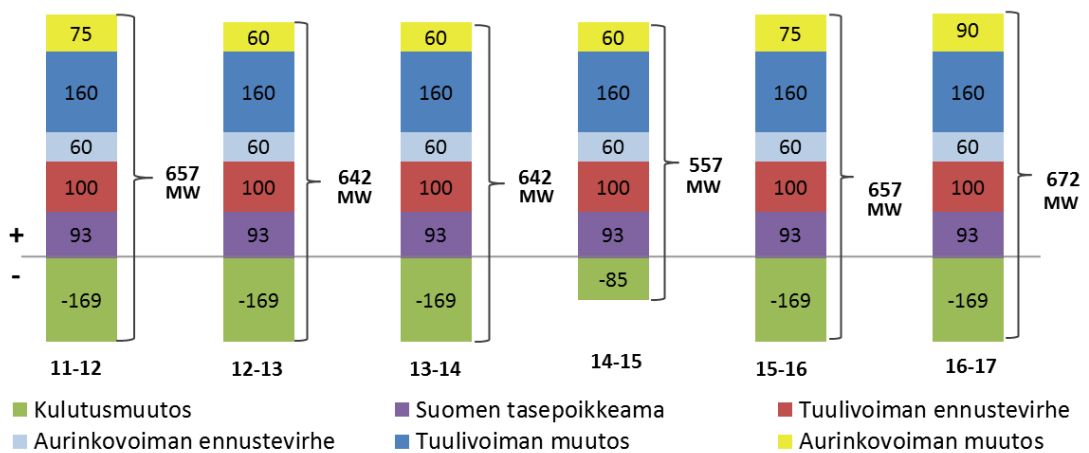
Kuva 7.7. Markkinatilanne eli tuotantomuotojen ja kulutuksen tunti-arvot sunnuntaipäivänä kesällä 2030.

Kuvan 7.7 mukaisesti Suomi on nettoviejä kaikkina tunteina. Rajasiirroista on oletettu, että Suomesta on täysi vienti Ruotsiin siten, että Fenno-Skan 2 kaapeli ei ole käytössä esimerkiksi vuosihuollon takia. Venäjältä ja/tai Baltiasta on matalahko tuonti Suomeen, tuonti on vakio kaikkina tunteina. Kaukolämmön ja teollisuuden yhteistuotanto ovat lähes minimituotannollaan olettaen, että laitosten suorituskyky pysyy nykyisen kaltaisena. Lauhdetta ei ole lainkaan verkossa. Ydinvoiman tuotannoksi on oletettu 5000 MW kaikkina tunteina. Vesivoiman tuotanto vaihtelee aurinkosähkötuotannon

mukaan siten, että keskipäivällä aurinkosähkötuotannon saavuttaessa huippunsa, vesivoiman tuotanto on matalin ja iltaa kohden tuotanto alkaa kasvaa.

Alassäätötarve

Koska kulutus ei kasva tai laske tarkastelujakson aikana, voi kulutuksesta aiheutua alassäätötarve mihin aikaan tunnista tahansa. Mikäli ennustevirheestä johtuen tuotannon tuntiteho on kulutusta korkeampi, tarvitaan alassäätöä lähtökohtaisesti koko tunnin paitsi hetkellisesti, jos kulutus kasvaa siten, että tasepoikkeama kumoutuu. Tarkastellaan aluksi tuulivoiman normaalitilannetta. Tuulivoiman tuotannon kasvu lisää tällöin alassäätötarvetta paitsi, jos se osuu yhtäaikaisesti kulutuksen kasvun kanssa. Aurinkosähkön tuotantoprofiilista johtuen alassäätötarve on lopputunnista ennen tuotantohuippua olevilla tunneilla, huipputunnilla keskitunnista ja tunneilla 14 - 17 alkutunnista. Koska aurinkosähkön tunninsisäisten muutosten aiheuttama säätötarve on pieni, ei se estä alassäätötarpeen ajoittumista muuhun aikaan tunnista. Kuvassa 7.8 on esitetty mahdollinen tuntikohtainen alassäätötarve.

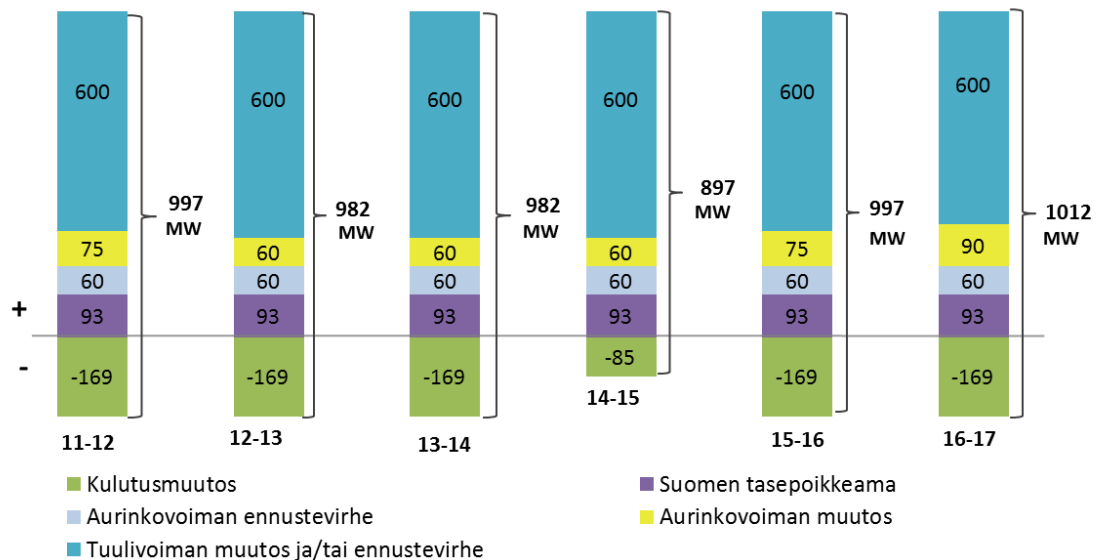


Kuva 7.8. Mahdollinen alassäätötarve tuntikohtaisesti sunnuntaipäivänä kesällä 2030 tuulivoiman normaalitilanteessa.

Mahdollinen tuntikohtainen alassäätötarve kesäpäivänä tuulivoiman normaalitilanteessa on noin 650 MW kuten kuvasta 7.8 käy ilmi. Tunnilla 14 - 15 alassäätötarve on pienempi, koska kulutuksen tunninsisäinen muutos on pienempi kuin muilla tunneilla, kuten liitteen III taulukosta B käy ilmi. Alassäätötarve voi olla suurimmillaan kaikkina

tunteina mihin aikaan tunnista tahansa. Alassäätöä voidaan tarvita yhtäjaksoisesti useita tunteja peräkkäin, tosin säätötarve ei ole huipussaan koko aikaa.

Tarkastellaan erikseen tuulivoiman ääritilannetta, jossa säätötarve on 15 % asennetusta kapasiteetista johtuen tuulivoiman ramppimuutoksesta ylöspäin ja/tai ennustettua suuremmasta tuotannosta. 4000 MW asennetulla kapasiteetilla alassäätötarve on 600 MW erittelemättä ennustevirheen ja tuotantomuutoksen osuutta. Ääritilanteessa säätötarve voi ajoittua mihin aikaan tunnista tahansa, yhtäaikaisesti ajoittuva kulutuksen lasku tosin pienentää alassäätötarvetta. Kuvassa 7.9 on esitetty tarkastelutunneilla mahdollinen alassäätötarve.



Kuva 7.9. Mahdollinen alassäätötarve tuntikohtaisesti sunnuntaipäivänä kesällä 2030 tuulivoiman ääritilanteessa.

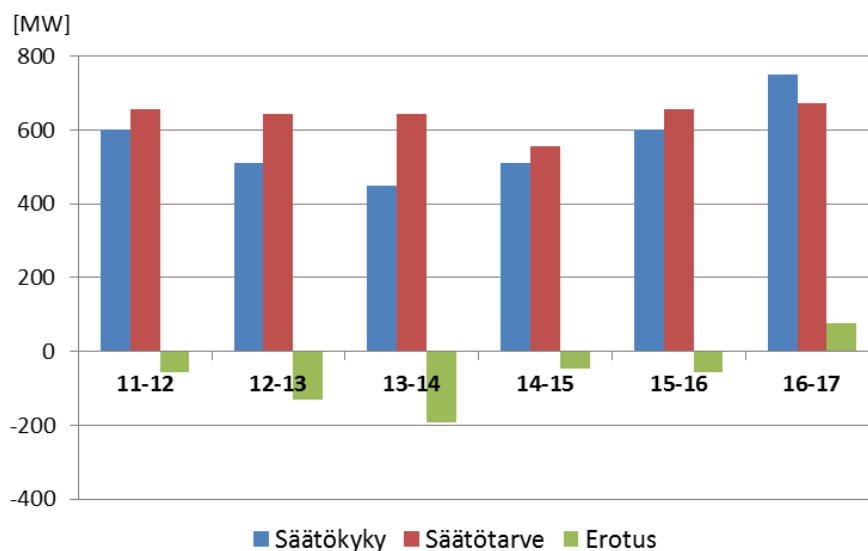
Tuulivoiman ääritilanne voi aiheuttaa tunnille lähes kaksinkertaisen alassäätötarpeen normaalitilanteeseen nähden, kuten kuvat 7.8 ja 7.9 osoittavat. Säätöä ei kuitenkaan todennäköisesti tarvita yhtä paljon kaikkina tunteina, koska ääritilanne on tyypillisesti hetkellinen eikä tässä tapauksessa tuotannon ole mahdollista kasvaa monta tuntia peräkkäin lähtötason korkeasta tuotannosta johtuen.

Alassäätökyky

Muita pohjoismaisia säätöresursseja ei voida hyödyntämään alassäädössä, koska tarkastelutilanteessa Suomesta on täyden siirtokapasiteetin mukainen vienti Ruotsiin kaikkina tunteina. Lauhdevoimaa ei ole lainkaan verkossa, joten se ei pysty osallistumaan säätöön. Oletetaan, että ydinvoima, tuulivoima ja aurinkovoima eivät osallistu markkinaehtoisesti säätöön. Koska yhteistuotantolaitosten tuotantoteho on matala ja laitokset ajavat kaikkina tunteina samalla teholla, niillä ei oleteta olevan lainkaan alassäätökykyä. Markkinaehtoisesti alassäätökykyä on näin ollen vain vesivoimalla ja kulutuksella. Vesivoimalla on kohtalaisesti alassäätökykyä kaikkina tunteina. Alassäätökyvyksi oletetaan tuntituotannon erotus minimituotantoon nähden. Minimituotantona käytetään 500 MW, kuten kappaleessa 5.1.1 on kuvattu. Oletetaan, että kulutuksen alassäätötarjouksia on saatavilla kaikkina tunteina ainakin 100 MW edestä.

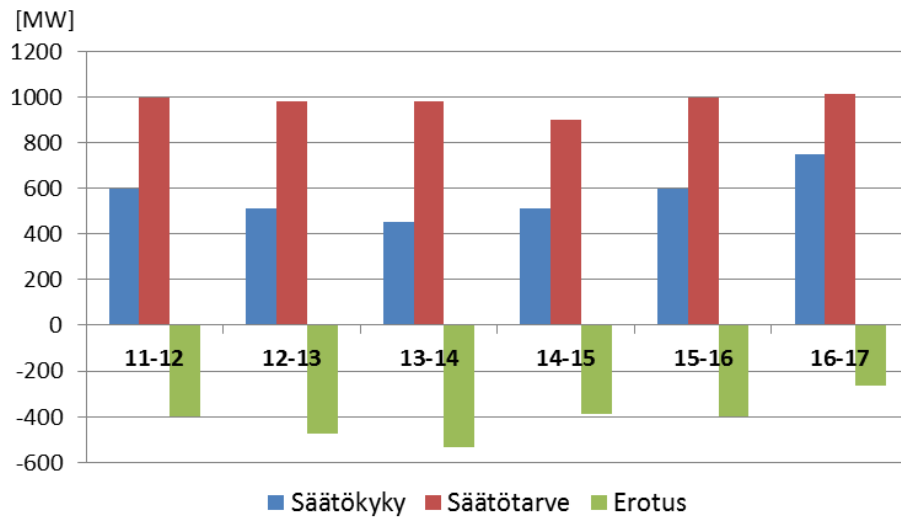
Tulokset

Kuvissa 7.10 ja 7.11 on esitetty arvioitu markkinaehtoinen säätökyky ja mahdollinen säätötarve sekä niiden erotus tuntikohtaisesti tuulivoiman normaalitilanteessa ja ääritilanteessa.



Kuva 7.10. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain sunnuntaipäivänä kesällä 2030 tuulivoiman normaalitilanteessa.

Kuvan 7.10 mukaisesti säätökyky on heikommillaan keskipäivällä aurinkovoiman tuotantohuipun aikaan, koska verkossa on silloin vähiten joustokkyistä kapasiteettia. Säätökyky riittää kattamaan mahdollisen säätötarpeen todennäköisesti vain viimeisellä tunnilla tuulivoiman normaalitilanteessa. Suurimmillaan säätövaje on noin 200 MW.



Kuva 7.11. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain sunnuntaipäivänä kesällä 2030 tuulivoiman ääritilanteessa.

Tuulivoiman ääritilanteessa säätökyky olisi alijäämäinen säätötarpeeseen nähden kuvan 7.11 mukaisesti kaikkina tunteina. Säätövaje on suurimmillaan yli 500 MW.

Tässä tilanteessa alassäätökykyä olisi huomattavasti myös ydinvoimalla, tuulivoimalla ja aurinkovoimalla niiden korkeasta tuotannosta johtuen. Yhteistuotannolla voisi olla enemmän alassäätökykyä, jos teknisistä ominaisuudet ja lämmöntarve mahdollistaisivat säädön laajemmin. Myös kulutuksen olisi mahdollista osallistua enemmän säätöön.

8. TEHOTASAPAINON HALLINTA TALVEN HUIPPUKULUTUSPÄIVINÄ

Sähkön kulutus on Suomessa korkeimmillaan talvella korkeasta lämmitystarpeesta johtuen, luonnollisesti vuoden kulutushuiputkin koetaan silloin. Periaatteessa säätökyky on hyvä talvella, koska joustavaa kapasiteettia on paljon verkossa korkean kulutuksen takia. Hankaluudet tehotasapainon hallinnassa talvella liittyvätkin tehon riittävyyteen kulutushuipputilanteissa. Tässä työssä ei ole tarkoituksena arvioida tuotantokapasiteetin riittävyyttä (power adequacy), eli kulutushuipun suuruutta ja miten tuotantokapasiteetti ja tuonti riittävät kattamaan sen. Sen sijaan tämän luvun tilanteissa tarkastellaan kantaverkkoyhtiön vastuualuetta, eli miten tunnin sisäiset kulutushuiput saadaan katettua ja tehotasapaino ylläpidettyä koko huippukulutuspäivän.

Viime vuosina Suomi on ollut selvästi alijäämäinen kulutushuipun ja huippukuormituskaudella käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin suhteen. Ero on saatu katettua tuonnilla Ruotsista, Venäjältä ja Baltiasta. Vaikka omavaraisuus paranee Olkiluoto 3 valmistumisen myötä, tarvitaan 2020-luvulla huippukulutustilanteissa tuontia ennen kuin mahdolliset uudet ydinvoimalat ovat valmistuneet (Energiamarkkinavirasto 2012, s. 24; Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b, s. 64). Tässä luvussa tarkastellaan tehotasapainon hallintaa vuoden 2020 kulutushuipputilanteissa, kun Ruotsista on korkea tuonti Suomeen. Koska tällaisessa tilanteessa voidaan ylössäätöä hoitaa vain rajallisesti ja alasäätö kokonaan muita pohjoismaisia resursseja hyödyntäen, tämän luvun tilanteissa arvioidaan vain mahdollista ylössäätötarvetta ja -kykyä.

Huippukulutus koetaan yleensä kovalla pakkasella, kun koko Suomessa etelää myöten on kylmää (Energiateollisuus ry 2006, s. 4-7). Kuten kappaleen 3.3 taulukosta 3.2 on havaittavissa, kulutushuiput ajoittuvat yleensä tammi-helmikuulle arkipäivän aamulle ja illalla. Tarkastellaan erikseen arki-aamulle sijoittuvaa kulutushuippua vuonna 2020 kappaleessa 8.1 ja arki-illalle sijoittuvaa kulutushuippua vuonna 2020 kappaleessa 8.2, koska säätötarve ja säätökyky eroavat näinä ajankohtina. Tulee kuitenkin huomioida, että varsinaisen kulutushuipputunnin lisäksi todellisuudessa vuodessa esiintyy tyypillisesti useita tunteja, jolloin kulutus on erittäin korkea. Suurin osa näistä tunneista koetaan huippupäivänä tai sitä ympäröivinä päivinä johtuen siitä, että kulutushuiput aiheuttava pakkasjakso kestää usein muutaman päivän. Kun korkean kulutuksen tunteja

on useita lyhyellä ajanjaksolla, on tehotasapainon hallinta erityisen hankalaa, koska osa säätöresursseista ei uusiudu nopeasti. Käytännössä tulee siis varautua siihen, että kappaleissa 8.1 ja 8.2 kuvatut tilanteet voivat toistua saman tai peräkkäisten vuorokausien aikana.

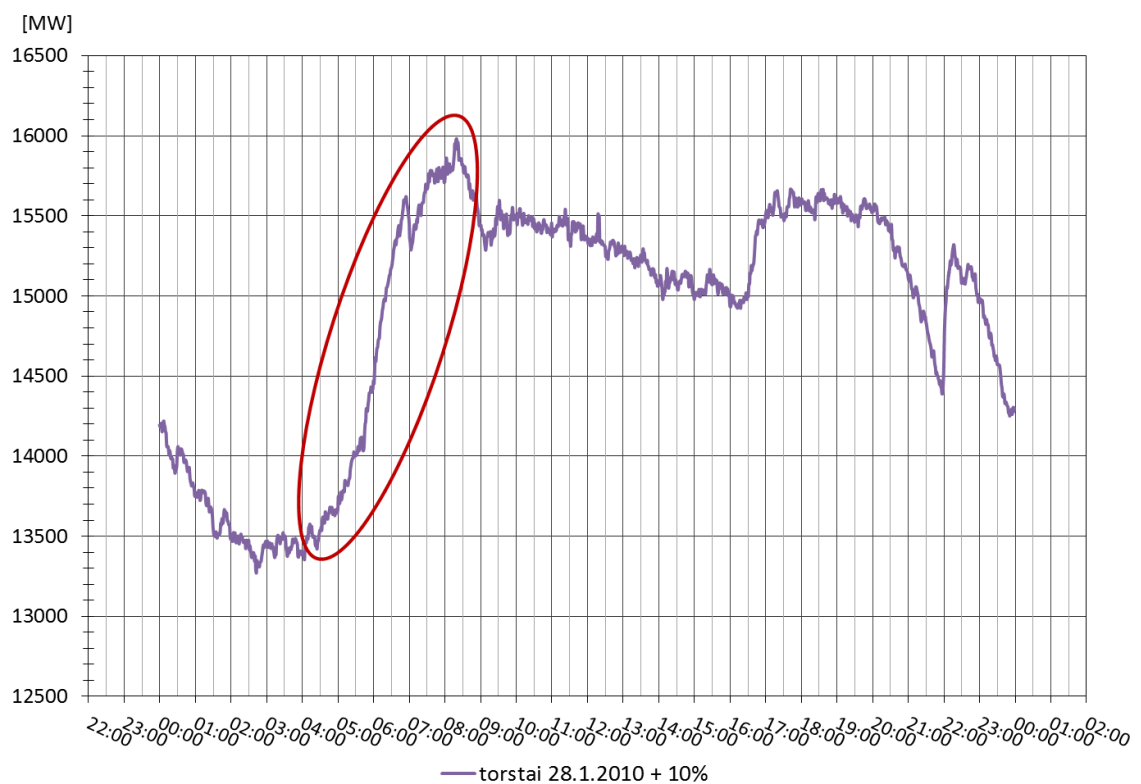
Tuontisähkön saatavuuteen tulevaisuudessa ja kotimaisen tuotantokapasiteetin kehitykseen liittyy paljon epävarmuutta. Sekä Ruotsin että Venäjän tuontia Suomeen on rajoitettu huippukuormituskaudella 2000-luvulla maiden omasta kireästä tehotilanteesta johtuen (Energiateollisuus ry 2006, s. 19). Tämän luvun tarkastelutilanteissa oletetaan, että kulutushuippu saadaan katettua siten, että lähes kaikki kotimainen tuotantokapasiteetti on käytössä, Ruotsista tuodaan sähköä täydellä tuontikapasiteetilla eikä Venäjältä ja Baltiasta ole saatavilla sähköä. Tämä on mahdollista, jos Baltiassa ja Lounais-Venäjällä on samanaikaisesti kovat pakkaset. Myös Venäjän kapasiteettimaksut ja Baltian oma alijäämäisyys huippukulutuksen suhteen saattavat johtaa vähäiseen tuontiin Suomen kulutushuipun aikaan. Toisaalta tilanne voi olla, että Ruotsista on rajoitettu tuontia ja Baltiasta tai Venäjältä saadaan sähköä sen sijaan. Tämä luvun tarkastelu pätee pääosin myös, jos käytettävissä oleva kotimainen tuotantokapasiteetti on pienempi ja huippukulutus saadaan katettua Ruotsin tuonnin lisäksi tuonnilla Venäjältä tai Baltiasta. Tällaisia tilanteita voidaan mahdollisesti kokea 2020-luvun alussa, jos kotimainen tuotantokapasiteetti pienenee vanhan lämpövoimakapasiteetin poistuessa ennen kuin mahdollista uutta ydinvoimakapasiteettia valmistuu.

Kuten kappaleen 3.2 taulukosta 3.1 on havaittavissa, tuotannon huipputeho ei tyypillisesti ajoitu samaan aikaan kulutushuipun kanssa. Tämä johtuu osin tuontisähkön saatavuudesta ja osin siitä, että joillakin tuotantomuodoilla käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti on rajattu huippukuormituskaudella (Energiamarkkinavirasto 2012, s. 19-22). Kaukolämmön yhteistuotantolaitosten sähköntuotanto laskee kylminä jaksoina, koska sekä lämmön ja sähkön tarve on yhtäaikaisesti suurimmillaan ja tarvitsee tuottaa kuumempaa kaukolämpöä, jotta saadaan täytettyä huippulämmöntarve (VTT 2008b, s. 23-24). Vesivoiman tuotantokyky heikkenee huippukuormituskaudella, koska virtaamat ovat pienimmillään talvella ja laitteistot voivat jäätyä kovilla pakkasilla. Korkeahko tuotantoteho on kuitenkin mahdollista ajoittaa huippukuormitustunneille varastoimalla vettä optimaalisesti. Vesivoiman

mahdollinen huipun aikainen tuotanto vaihtelee kuitenkin vesitilanteesta riippuen. (Energiateollisuus ry 2006, s. 13-14; VTT 2008b, s. 28) Vesivoiman tuotanto viime vuosien kulutushuipputunneilla oli välillä 1700 - 2400 MW (Fingrid mittaukset). Vuosina 2009 - 2011 tuulivoiman tuotantoteho vuoden kulutushuipputilanteessa Suomessa oli välillä 3 - 57 % asennetusta kapasiteetista. Keskimäärin tuotanto 10 kulutushuipun aikana samalla ajanjaksolla Suomen, Ruotsin ja Tanskan tulokset huomioiden oli noin 24 %. (VTT 2013, s. 86-87)

8.1 Aamulle sijoittuva kulutushuippu vuonna 2020

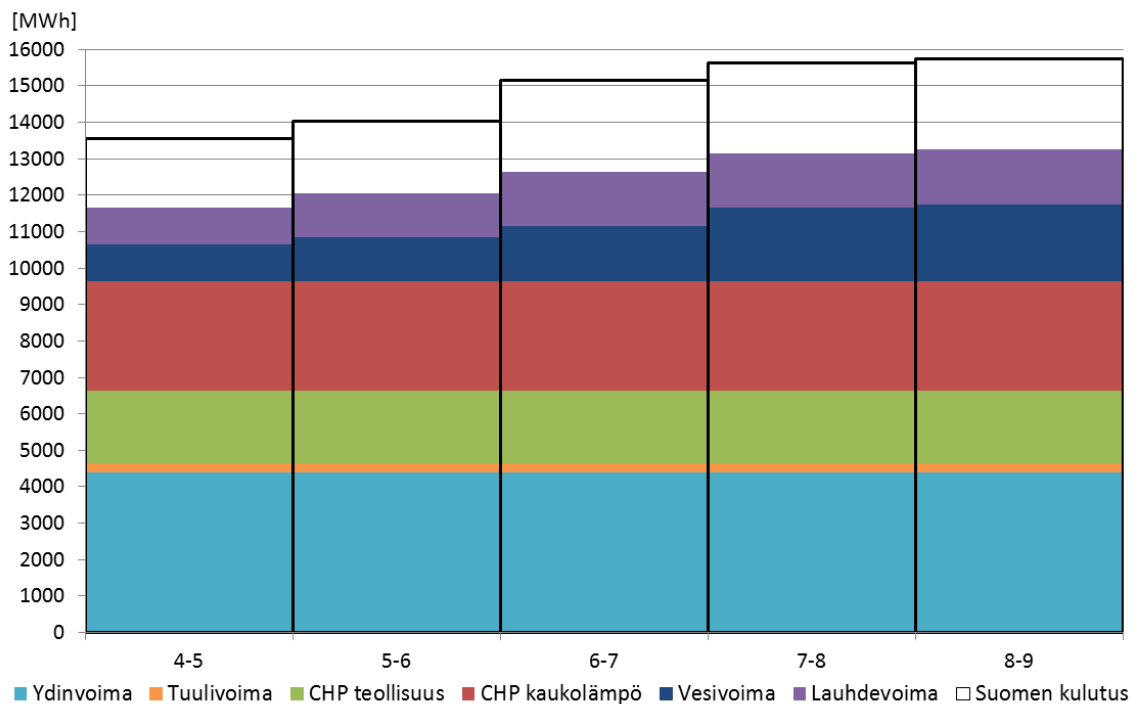
Tarkastellaan tunnille 8 - 9 sijoittuvaa kulutushuippua ja kulutuksen nousua klo 4 - 8 ennen huipputuntia vuonna 2020. Kulutustasona käytetään vuoden 2010 kulutushuippupäivänä toteutuneita arvoja 10 % ylöspäin skaalattuna. Valittu kulutus on esitetty kuvassa 8. 1.



Kuva 8.1. Sähkön kulutus vuoden 2010 kulutushuippupäivänä 10 % ylöspäin skaalattuna. Tarkasteluajanjakso on merkitty kuvaan punaisella ympyrällä. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kulutus nousee aamutunteina klo 4:stä eteenpäin, ja huippu ajoittuu tunnille 8 - 9 kuvan 8.1 mukaisesti. Huipputunnin jälkeisillä tunteilla kulutus on selvästi matalampi, joten tunteja klo 9:stä eteenpäin ei tarkastella. Myös illalle ajoittuu korkea kulutus, sitä ei tässä kappaleessa kuitenkaan käsitellä.

Tarkastellaan markkinatilannetta, kun vesivoiman huipun aikainen maksimituotantoteho on 2100 MW vastaten keskimääräisiä virtaamia, kun vesivoiman tehonkorotukset vuoteen 2020 mennessä on huomioitu. Lauhdevoiman huipun aikaiseksi tuotannoksi oletetaan 1500 MW, kuten kappaleessa 3.2.3 on selitetty. Tuulivoiman tuotanto on puolestaan matalahko, 10 % asennetusta kapasiteetista, kaikkina tunteina. Oletetaan, että markkinatilanne on tällöin kuvan 8.2 mukainen.

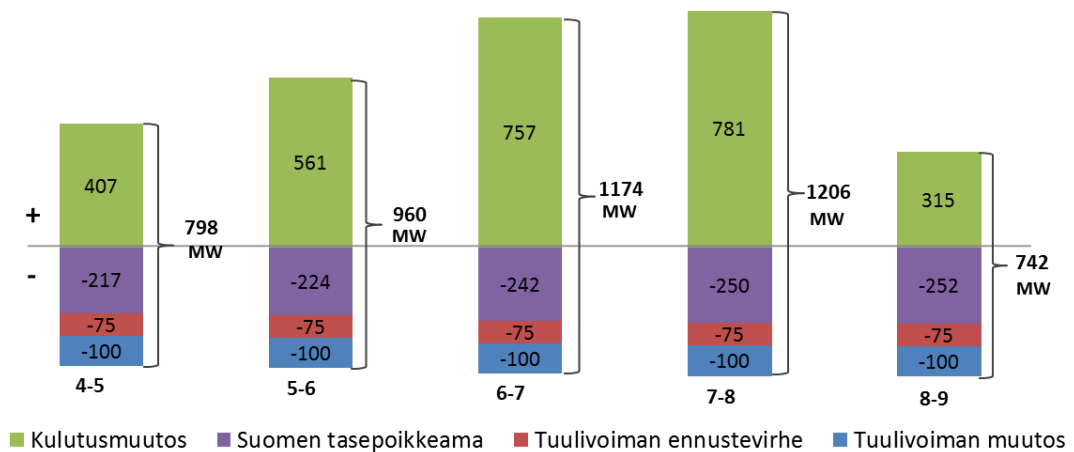


Kuva 8.2. Markkinatilanne eli tuotantomuotojen ja kulutuksen tuntiarvot arki-aamulle sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

Tuonti Ruotsista kasvaa aamutunteina saavuttaen maksimi-arvon tuntina 6 - 7 kuvan 8.2 mukaisesti. Kotimaisista tuotantomuodoista lauhdevoiman ja vesivoiman tuotanto kasvaa aamulla kulutuksen noustessa. Vesivoiman tuotanto on huipussaan kulutus-huipputunnilla. Muut tuottavat täydellä teholla kaikkina tarkastelutunteina.

Ylössäätötarve

Koska kulutus nousee aamutunteina, ylössäätöä tarvitaan tunnin jälkimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan ylössäätötarve on olettavasti lopputunnista. Huipputunnilla kulutusmaksimi voi sijoittua mihin aikaan huipputuntia tahansa. Oletettavasti ylössäätötarve on kuitenkin huipputunnilla suurimmillaan keskitunnista. Mikäli ennustevirheestä johtuen koko tuotannon tuntiteho on kulutusta matalampi, tarvitaan ylössäätöä lähtökohtaisesti koko tunnin huipputunnilla ja aamutunteina ainakin lopputunnista. Tarkastellaan tuulivoimasta vain normaalitilanne, koska ääritilanteet eivät ole todennäköisiä kovasta pakkasesta ja pienestä tuotannon lähtötasosta johtuen. Tuulivoimatuotannon lasku kasvattaa ylössäätötarvetta, kun se ei ajoitu yhtäaikaaisesti kulutuksen laskun kanssa. Kuvassa 8.3 on esitetty mahdollinen ylössäätötarve.



Kuva 8.3. Mahdollinen ylössäätötarve tuntikohtaisesti arki-aamulle sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

Kuvan 8.3 mukaisesti ylössäätötarve voi suurimmillaan olla yli 1100 MW tunneilla 6 - 7 ja 7 - 8, jolloin kulutuksen nousu on jyrkimmillään. Kulutushuipputunnilla ylössäätöä voidaan tarvita noin 750 MW, koska kulutus nousee huipputunnilla enää suhteellisen vähän. Ylössäätöä tarvitaan nousutunneilla lähinnä tunnin jälkimmäisellä puolella, huipputunnilla ylössäätötarve on suurimmillaan todennäköisesti keskitunnista.

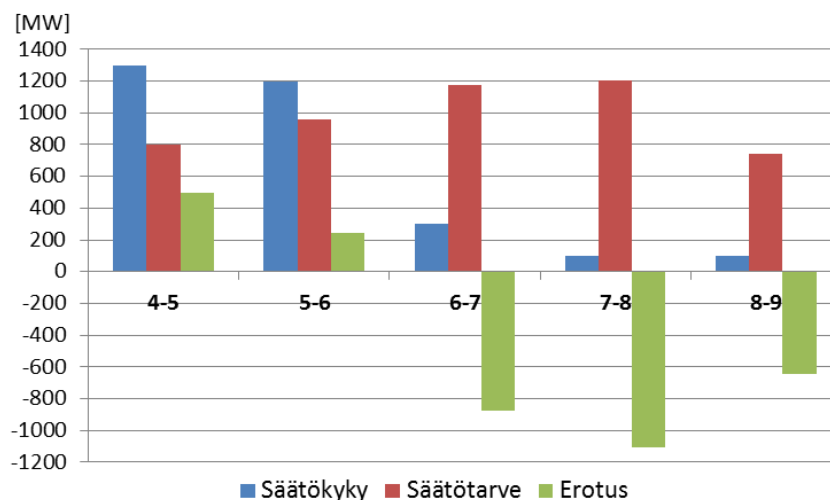
Ylössäätökyky

Ensimmäisinä kahtena tuntina Ruotsin tuonti ei ole maksimissaan, joten oletetaan Ruotsista olevan saatavilla ylössäätöä vapaan siirtokapasiteetin verran. Kotimaisesta

tuotannosta vesivoimalla ja lauhteella on ensimmäisinä tunteina vapaata kapasiteettia, koska tuotanto kasvaa seuraaville tunneille. Vesivoiman ylössäätökykyä rajoittaa kuitenkin veden riittävyys, vesitilanteen mukainen mahdollinen huipputeho pyritään ajoittamaan kulutushuipputunnille. Jos huipputuntia edeltävinä tunteina tehdään ylössäätöä, suunniteltua tehoa ei välttämättä enää saavuteta kulutushuipun aikaan. Näin ollen oletetaan, että vesivoimaa voidaan hyödyntää koko tunninvaihesäädön, eli peräkkäisten tuntien tuotannon erotuksen verran, vain kahdella ensimmäisellä tunnilla. Vesivoiman säätösähkömarkkinoille tarjottavaksi ylössäätökapasiteetti arvioidaan 200 MW tunnilla 6 - 7. Tunnilla 7 - 8 ja 8 - 9 vesivoimaa ei oleteta tarjottavan enää lainkaan ylössäätöön. Lauhdevoimaa voidaan hyödyntää ensimmäisinä tunteina ainakin tunninvaihesäädössä. Muuten ylössäätökyky riippuu siitä, kuinka paljon lauhdekapasiteettia on verkossa ja ylipäätään Suomessa vuonna 2020. Lauhdevoimalla ei ole ylössäätökykyä ensimmäisten tuntien jälkeen, jos verkossa olevien voimalaitosten tuotantokapasiteetti ei ole suurempi kuin tässä tilanteessa markkinoille tarjottuna käytetty 1500 MW. Kulutuksen ylössäätötarjousten määränä käytetään 100 MW kaikkina tunteina.

Tulokset

Arvioitu markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 8.4.



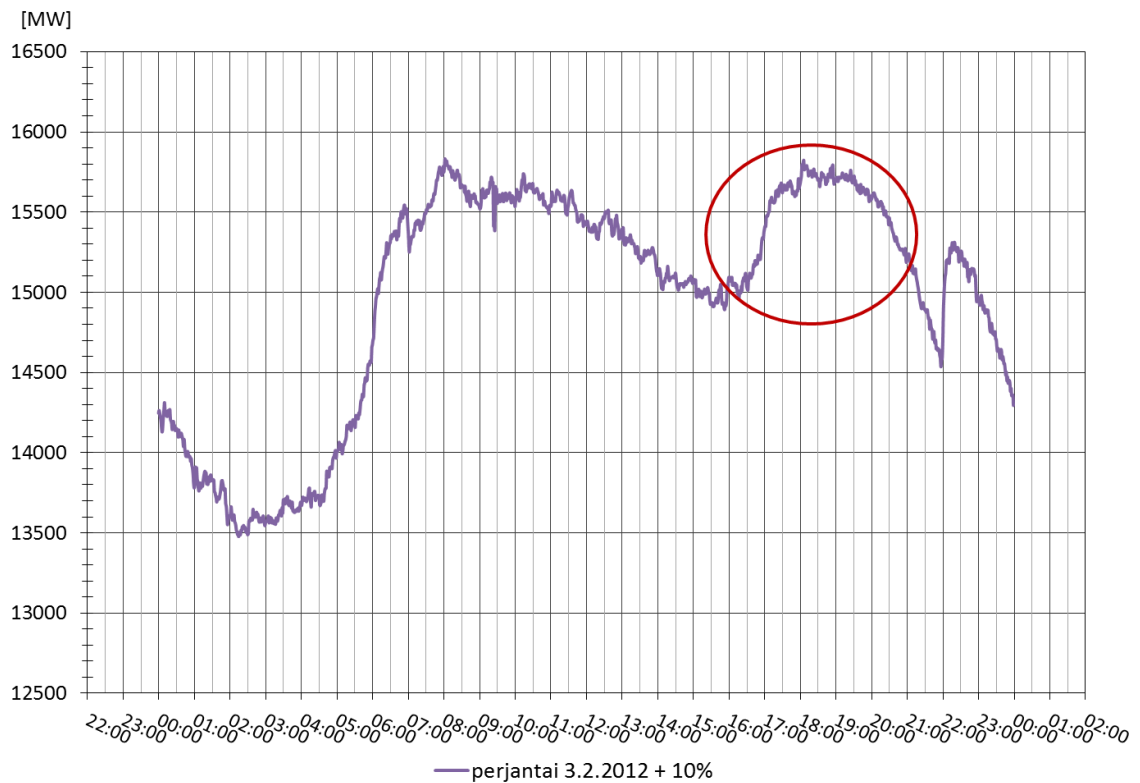
Kuva 8.4. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain arki- ja viikonloppuun sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

Kuten kuvasta 8.4 on havaittavissa, onnistuu tehotasapainon hallinta kahtena ensimmäisenä tuntina markkinaehtoisilla säätöresursseilla. Seuraavilla tunneilla säätövaje voi kuitenkin olla huomattava, jopa 1100 MW.

Tässä tilanteessa tehotasapainon hallinta onnistuisi markkinaehtoisesti, jos lauhdevoimalla olisi merkittävästi ylössäätökykyä. Teollisuuden yhteistuotannon mahdollinen ylössäätökyky sekä kulutuksen osallistuminen laajemmin säätöön helpottaisivat tilannetta, mutta osalle tunneista jäisi edelleen negatiivinen säätövaje. Markkinaehtoisten resurssien lisäksi ylössäätöä voidaan mahdollisesti saada tehoreservijärjestelmään kuuluvilta tehoreserveiltä. Tehopulaan ajauduttaessa ylössäätöä voidaan tehdä nopealla häiriöreservillä sekä viime kädessä kulutuksen rajoituksella.

8.2 Illalle sijoittuva kulutushuippu vuonna 2020

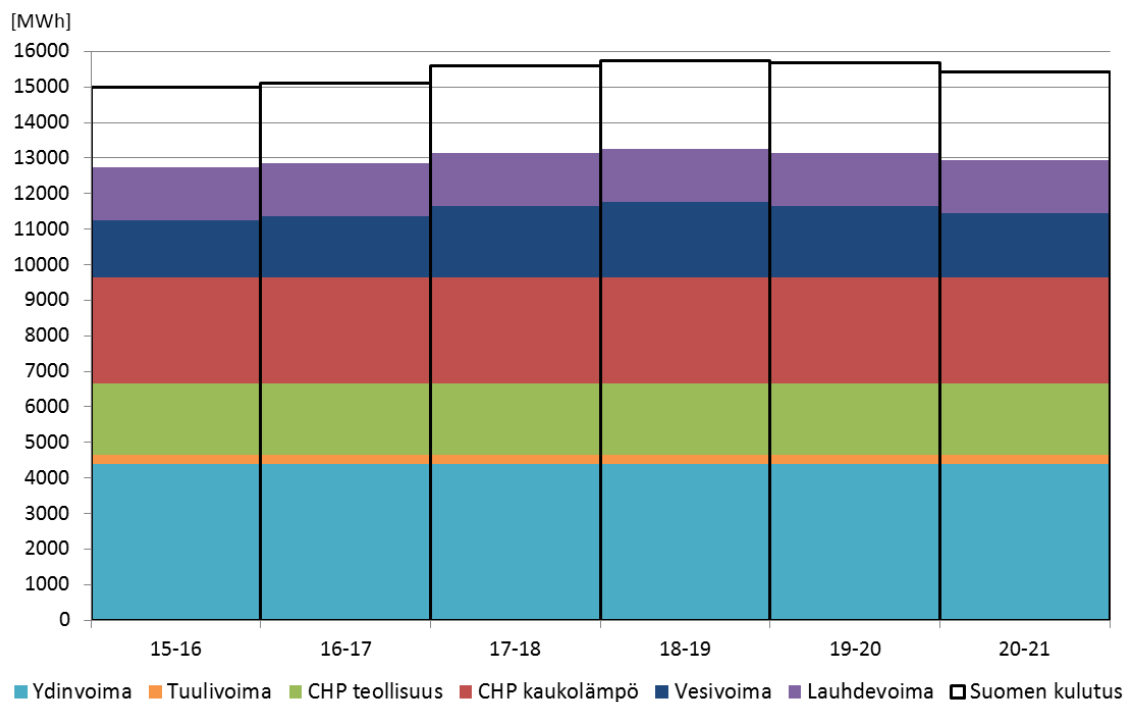
Tarkastellaan seuraavaksi illalle tunnille 18 - 19 sijoittuvaa kulutushuippua ja sitä ympäröiviä tunteja 15 - 21 vuonna 2020. Kulutustasona käytetään vuoden 2012 kulutushuippupäivänä toteutuneita arvoja 10 % ylöspäin skaalattuna. Valittu kulutus on esitetty kuvassa 8.5.



Kuva 8.5. Sähkön kulutus vuoden 2012 kulutushuippupäivänä 10 % ylöspäin skaalattuna. Tarkasteluajanjakso on merkitty kuvaan punaisella ympyrällä. (Datan lähde: Fingrid mittaukset)

Kulutus alkaa nousta iltapäivästä ja vuorokauden kulutushuippu saavutetaan tuntina 18 - 19 kuvan 8.5 mukaisesti. Kulutus on korkea vielä koko tunnin 19 - 20 ja alkaa laskea vasta tunnista 20 - 21 eteenpäin. Kuten kuvasta 8.5 näkyy, kulutus on lähes iltahuipun tasolla myös huippupäivän aamuna.

Tarkastellaan samoin kuin edellisessä kappaleessa markkinatilannetta, jossa vesivoiman huipputunnin aikainen maksimituotantoteho on 2100 MW ja lauhteen 1500 MW. Tuulivoiman tuotantona käytetään 10 % asennetusta kapasiteetista kaikkina tunteina. Kysynnän täyttämiseksi on oletettu kuvan 8.6 mukainen markkinatilanne, jossa Suomi on nettotuojana kaikkina tunteina.



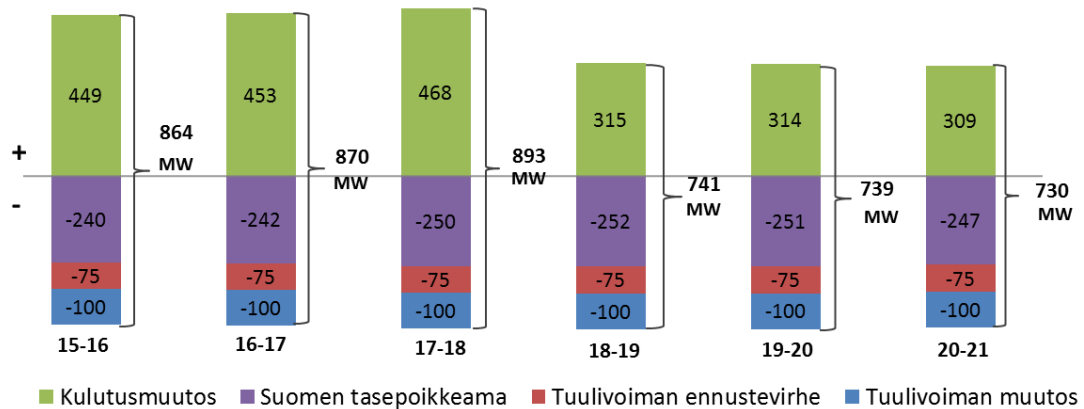
Kuva 8.6. Markkinatilanne eli tuotantomuotojen ja kulutuksen tuntiarvot arki-illalle sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

Ruotsin tuonti kasvaa ensimmäisinä tunteina hieman saavuttaen maksimiarvonsa tuntina 17 - 18 kuvan 8.6 mukaisesti. Myös vesivoiman tuotanto kasvaa ensimmäisinä tunteina ja on huipussaan kulutushuipputunnilla. Tämän jälkeen vesivoiman tuotanto alkaa vähitellen laskea. Muiden tuotantomuotojen tuotanto on yhtä suuri kaikilla tunteilla.

Ylössäätötarve

Koska kulutus nousee ennen huippua, tarvitaan ylössäätöä tunnin jälkimmäisellä puoliskolla ja suurimmillaan ylössäätötarve on olettavasti lopputunnista. Huipputunnilla ylössäätötarve on suurimmillaan kulutusmaksimin aikaan, joka voi sijoittua mihin aikaan huipputuntia tahansa. Oletettavasti ylössäätötarve on kuitenkin keskitunnista. Huipputunnin jälkeisillä tunteilla kulutus laskee, joten ylössäätötarve ajoittuu alkutunnille. Koska huippua edeltävällä ja seuraavalla tunnilla kulutus ei kasva eikä laske selvästi, voidaan ylössäätöä käytännössä tarvita mihin aikaan tunnista kulutuksen tunninsisäisistä muutoksista johtuen. Mikäli ennustevirheestä johtuen tuotannon tuntiteho on kulutusta matalampi, tarvitaan ylössäätöä nousutunneilla ainakin lopputunnista ja laskutunneilla ainakin alkutunnista sekä huipputunnilla lähes koko tunnin. Tarkastellaan tässäkin tapauksessa vain tuulivoiman normaalitilannetta, jolloin

tuulivoiman lasku lisää ylössäätötarvetta vain, kun se ei ajoitu yhtäaikaisesti kulutuksen laskun kanssa. Kuvassa 8.7 on esitetty mahdollinen tuntikohtainen ylössäätötarve.



Kuva 8.7. Mahdollinen ylössäätötarve tuntikohtaisesti arki-illalle sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

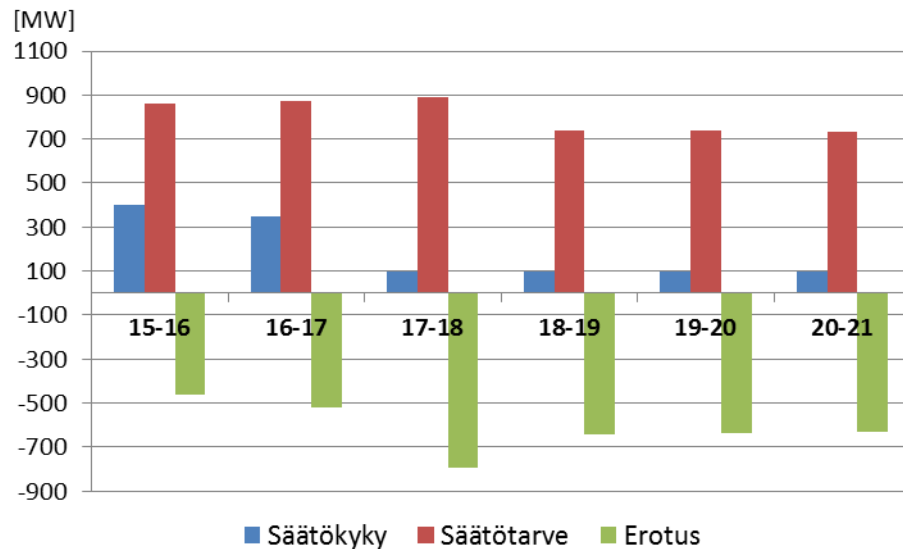
Kuvan 8.7 mukaisesti mahdollinen ylössäätötarve on noin 850 - 900 MW kulutuksen noustessa ennen kulutushuippua. Kulutushuipputunnilla ja sitä ympäröivillä tunteilla ylössäätöä voidaan tarvita noin 750 MW. Ylössäätöä tarvitaan nousutunneilla lähinnä tunnin jälkimmäisellä puolella, huipputunnilla ylössäätötarve on suurimmillaan todennäköisesti keskitunnista.

Ylössäätökyky

Oletetaan, että ensimmäisinä kahtena tuntina ylössäätöä on saatavissa Ruotsista vapaan siirtokapasiteetin verran. Vesivoiman ylössäätökyky on iltatunneilla heikompi kuin aamulla, koska vesivoimalla on ollut korkeahko tuotantoteho koko päivän, kun taas yöllä matalamman kulutuksen aikaan saadaan varastoitua vettä aamuksi. Tässä oletetaan, ettei vesivoima tarjoa ylössäätöä minään tuntina säätösähkömarkkinoille. Muillakaan kotimaisilla tuotantomuodoilla ei oleteta olevan ylössäätökykyä, koska ne ajavat tasaisesti kaikkina tunteina. Kulutuksen ylössäätötarjouksia oletetaan olevan käytössä joka tunti 100 MW edestä.

Tulokset

Arvioitu markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 8.8.



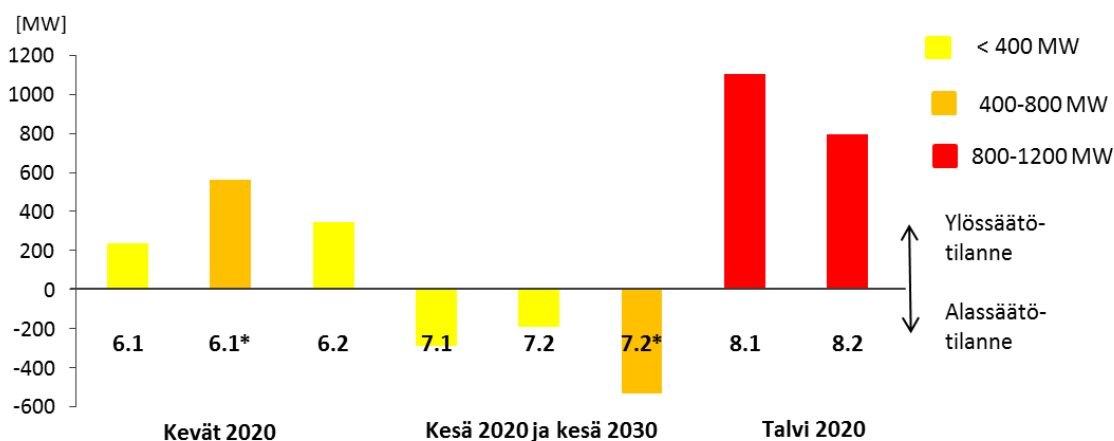
Kuva 8.8. Markkinaehtoinen säätökapasiteetti, mahdollinen säätötarve ja niiden erotus tunneittain arki-illalle sijoittuvan kulutushuipun aikaan talvella 2020.

Kuten kuvasta 8.8 on havaittavissa, eivät markkinaehtoiset resurssit riitä kattamaan mahdollista säätötarvetta minään tuntina illalle sijoittuvan kulutushuipun tapauksessa. Säätökyky heikkenee lähestyttäessä kulutushuipputuntia ja on heikko vielä sen jälkeisillä tunteilla. Säätövaje on suurimmillaan noin 800 MW.

Tässä kuten edellisessä tilanteessa säätövaje pienenesi, jos lauhdevoimalla olisi verkossa enemmän kapasiteettia kuin 1500 MW tai teollisuuden yhteistuotannolla olisi vapaata kapasiteettia tai kulutus osallistuisi laajemmin säätöön. Markkinaehtoisten tarjousten jälkeen ylössäätöön voidaan mahdollisesti käyttää tehoreservijärjestelmän kapasiteettia. Viime kädessä ylössäätöä on saatavilla nopeaa häiriöreserviä aktivoimalla ja kulutusta rajoittamalla.

9. RATKAISUVAIHTOEHTOJA SÄÄTÖVAJEEN PIENENTÄMISEKSI

Tämän työn tarkastelun perusteella tulee tehdä toimenpiteitä, jotta markkinaehtoiset säätöresurssit riittävät kattamaan mahdollisen säätötarpeen 2020-luvulla. Kaikkina tarkasteluajankohtina tullaan kohtamaan tilanteita, jolloin voi esiintyä säätövajetta. Tarkastelutilannekohtaiset suurimmat säätövajeet on esitetty kuvassa 9.1.



Kuva 9.1. Työn tarkastelutilanteissa esiintyneet suurimmat säätövajeet. *-merkinnällä tarkoitetaan tuulivoiman ääritilannetta.

Kuvan 9.1 mukaisesti suurimmat säätövajeet esiintyvät huippukulutustilanteissa. Säätövaje voi tällöin olla jopa 800 - 1100 MW, jos lauhdetuotannolla ei ole lainkaan ylössäätökykyä. Muinakin tarkasteluajankohtina voidaan kokea 200 - 600 MW säätövajeita. Mikäli tehotasapainoa ei saada hallittua markkinaehtoisin säätötarjouksin, ylössäätötilanteissa kantaverkkoyhtiö joutuu viime kädessä aktivoimaan nopeaa häiriöreserviä tai rajoittamaan kulutusta. Allassäätötarpeessa kantaverkkoyhtiö joutuu puolestaan vastaavasti rajoittamaan tuotantoa. Joka tapauksessa säätöresurssien niukkuuden takia säätösähkön hinnassa tullaan kokemaan useammin ja suurempia hintapiikkejä, minkä seurauksena toimijoiden tasekustannukset nousevat.

Tässä luvussa on käsitelty ratkaisuvaihtoehtoja, joilla tulevaa säätövajetta voidaan pienentää. Tehotasapainon hallintaa voidaan helpottaa kaikissa tilanteissa vaikuttamalla säätökykyyn, säätötarpeeseen ja markkinakehitykseen. Seuraavissa kappaleissa on kuvattu, millaisia toimia voitaisiin tehdä käytännössä. Paras tulos saadaan yhdistelemällä näitä keinoja. Näiden toimien lisäksi tulisi edelleen kehittää

yhteispohjoismaisia säätösähkömarkkinoita ja integroida pohjoismaisia säätösähkömarkkinoita Baltian suuntaan. Järkevää olisi myös kehittää yhteistyötä Venäjän kanssa, koska sieltä saatavat säätöresurssit helpottaisivat tehotasapainon hallintaa kaikissa edellä kuvatuissa tarkastelutilanteissa.

9.1 Säätökykyisen kapasiteetin lisääminen ja varmistaminen

Kaikissa tilanteissa kulutuksen osallistuminen entistä enemmän säätöön parantaisi säätökykyä. Tällä hetkellä joustokykyä on lähinnä prosessiteollisuudella. Erityyppisten kuormien yleistyminen säätösähkömarkkinoilla takaisi varmemmin ylös- ja alassäätötarjousten saatavuuden kaikkina ajankohtina. Tällä hetkellä kulutus soveltuu erityisesti lyhyisiin säätötarpeisiin. Säätökykyistä kulutuskapasiteettia ja erityyppisiä kuormia tulisi olla enemmän, jotta kulutuksella voitaisiin reagoida paremmin pitkiin yhtäjaksoisiin ja suuriin säätötarpeisiin. Kaikille joustoon kykeneville kuormille säätösähkömarkkinat eivät kuitenkaan ole ideaali paikka toimia, vaan ne voisivat sopia paremmin muuhun reservikäyttöön. Uudentyyppisestä joustokykyisestä kulutuksesta erityisesti sähköautojen latauksessa olisi potentiaalisesti säätösähkömarkkinoille sopivaa joustokykyä. Tulee kuitenkin huomioida, että ennen kuin sähköautojen lataus on hyödynnettävissä säätösähkömarkkinoilla, sähköisiä ajoneuvoja pitää olla merkittävästi ja latausinfrastruktuurin pitää tukea säätökäyttöä. Mikäli lämpöpumput jatkavat yleistymistään, tulisi niidenkin potentiaalia säätökäytössä arvioida. Merkittävä joustopotentiaali olisi myös pk-teollisuudella ja palveluilla. Vaikka kulutus osallistuisi tulevaisuudessa yhä paremmin säätöön, ei se pysty kuitenkaan yksinään kattamaan kaikkia säätötarpeita, eli tullaan tarvitsemaan yhä joustoon kykenevää tuotantoa.

Nykyisin säätöön osallistuvista tuotantomuodoista erityisesti yhteistuotannon tulisi kyetä säätämään entistä enemmän tulevaisuudessa, koska se on tietyissä tilanteissa ainoa tuotantomuoto, jolla voisi olla markkinaehtoisesti säätökykyä. Lämmön tarve, minimituotanto ja vapaa kapasiteetti rajoittavat kuitenkin yhteistuotantolaitosten säätökykyä. Mahdollisia minimitenhoja voidaan monissa tapauksissa laskea teknisin muutoksin, jolloin laitoksen sopivuus säätökäyttöön paranee. Säätökyvyn kannalta olisi parempi, jos verkossa olisi useita laitoksia osateholla kuin muutamia maksimi- tai minimiteholla.

Talven kulutushuipputilanteessa lauhdevoima voi olla ainoa tuotantomuoto, jolla on ylössäätökykyä. Jos lauhdevoimaa poistetaan käytöstä IE-direktiivin voimaantumisen myötä ja tehoreservijärjestelmän poistuessa tai muuttuessa kulutuspainotteiseksi, voidaan kohdata tilanteita, joissa lauhdevoimalla ei ole ylössäätökykyä huippukulutustunneilla. Tämän työn tarkastelutilanteissa lauhdetuotantoa ei ollut verkossa lainkaan muuta kuin talvella johtuen ydinvoiman osuuden kasvamisesta ja tarkasteluhetken korkeasta tuuli- ja aurinkovoiman tuotannosta. Mikäli lauhdetuotantoa olisi verkossa tarkastelun kevät- ja kesätilanteissa, olisi säätökyky hieman parempi. Tuotantopainotteisen tehoreservijärjestelmän ylläpito turvaisi osin lauhdevoiman ylläpidon talvella, mutta se ei välttämättä edesauttaisi tunninsisäisen tehotasapainon ylläpitoa.

Nykyisin säätösähkömarkkinoille ei osallistu kaikki kapasiteetti, joka olisi teknisesti säätökykyistä. Vesivoima on esimerkiksi osin varattu käytettäväksi taajuusohjattuna reservinä. Vesivoimatarjouksia olisi todennäköisesti säätösähkömarkkinoille enemmän, jos kysyntäjousto yleistyisi muussakin reservikäytössä. Osaa säätökykyisestä kapasiteetista ei puolestaan tarjota säätösähkömarkkinoille säädön kalleuden takia, mutta osallistumishalukkuus voi kasvaa säätösähköstä saatavien korvausten noustessa. Tällaisia on esimerkiksi tietyt teollisuuden kuormat. Teollisuuden yhteistuotantokin voisi osallistua enemmän säätöön, jos prosessipuolella oltaisiin valmiita joustamaan. Myös ydinvoiman ja tuulivoiman markkinaehtoinen osallistuminen säätöön olisi todennäköisempää säädöstä saatavien korvausten noustessa. Erityisen korkeaksi korvaukset nousisivat, jos sähkömarkkinoilla päädytään negatiivisille hinnoille yksittäisillä tunneilla, koska tällöin käytännössä kaikki joustokykyinen kapasiteetti poistuu verkosta. Pelkkä korkea säädöstä saatava korvaus ei kuitenkaan takaa säätävän kapasiteetin olemassa oloa, vaan säätövalmiutta tulee edistää aktiivisesti.

Kun kulutus on matala ja verkossa on paljon ydinvoimaa ja tuulivoimaa, on säätötarve suuri, mutta joustavaa kapasiteettia heikosti saatavilla. Tehotasapainon hallintaa helpottaisi, mikäli tällä hetkellä joustamattomat ydinvoima ja tuulivoima osallistuisivat säätöön tai eivät tuottaisi tällaisissa tilanteissa täydellä teholla.

On myös mahdollista lisätä säätökykyä kokonaan uuden joustavan kapasiteetin käyttönotolla. Viime aikoina keskustelussa ovat olleet erityisesti sähkön varastointi akkuihin ja säätökykyisen vesivoiman lisäys pumppuvoimalla tai allashankkeilla. Myös uusien moottorivoimaloiden ja kaasuturbiinien rakentaminen lisäisi säätökykyä, tosin niitä voidaan hyödyntää lähinnä ylösääötarpeessa.

Lisäksi tulee pohtia, missä tapauksissa nopeaa häiriöreserviä voidaan hyödyntää säätökäytössä. Esimerkiksi noin kerran vuodessa tapahtuvassa tuulivoiman ääritilanteissa säätö olisi järkevä hoitaa nopealla häiriöreservillä, koska ei ole taloudellista rakentaa erikseen tuulivoiman ääritilanteita varten uutta kapasiteettia, joka soveltuu nopeaan ylösajoon. Nopea häiriöreservi ei kuitenkaan sovellu alassäätöön, eli tuulivoiman äkillisesti kasvaessa tai ollen ennustettua suurempi, nopealla häiriöreservillä ei voida hoitaa säätötarvetta. Tuulivoiman tuotannon rajoitus olisi tällöin tehokkain vaihtoehto tehotasapainon ylläpitämiseksi.

9.2 Säätötarpeen pienentäminen ja ennakointi

Tehotasapainon ylläpitoa voidaan helpottaa myös vaikuttamalla säätötarpeeseen. Säätötarve koostuu ennustevirheestä ja tunninsisäisistä muutoksista. Ennusteiden tarkkuutta voidaan tiettyyn rajaan asti parantaa. Vaikka nykyiset kulutusennusteet ovat pääosin tarkkoja, esiintyy niissä toisinaan lähinnä lämpötilavirheistä johtuen huomattaviakin ennustevirheitä. Tuulivoiman tapauksessa kannattaa hyödyntää ennusteiden päivytystä ennen käyttötuntia ja usean ennustetyökalun yhdistelmää tarkempien ennusteiden saamiseksi. Tuulivoiman ääritilanteen säätötarpeeseen voidaan vaikuttaa ottamalla käyttöön ja kehittämällä erillisiä ramppimuutosten ennustetyökaluja, koska perinteiset tuulivoiman ennustetyökalut on tehty energiavirheen minimoimiseksi. Vaikka ramppien ennustetyökaluilla ei voida vaikuttaa itse ramppien suuruuteen, on niistä paljon hyötyä, jos suuret ennustevirheet vähenevät. Kuten kappaleessa 4.4 todettiin, suuria ennustevirheitä esiintyy nykyään useammin kuin ramppimuutoksia. Tunninsisäisten muutosten suuruutta ei voida sen sijaan sinänsä pienentää.

Itse asiassa jopa tärkeämpää kuin säätötarpeiden pienentäminen on niiden ennakointi ennen käyttötuntia ja sen aikana. Ennustevirheiden ennakoinnilla pyritään selvittämään

virheen etumerkki ja suuruus. Tunninsisäisten muutosten ennakkoinnilla selvitetään puolestaan, mihin suuntaan muutos on kehittymässä ja kuinka suuria muutoksia on todennäköisesti tapahtumassa. Ilman ennakointia täytyisi varautua koko ajan suurimpaan mahdolliseen muutokseen. Huomioitavaa on, että ennakointi vaatii jatkuvaa seuranta. Tarvitaan uusia työkaluja, toimintamalleja ja valvomoresursseja.

Suomen tasepoikkeamaa pyritään ennakoimaan vertaamalla tuottajilta saatuja tuotantosuunnitelmia, kaupallisia tuonti- ja vientisuunnitelmia sekä kantaverkkoyhtiön omaa lämpötilaan ja historiatietoihin pohjautuvaa Suomen kulutusennustetta. Myös tuulivoimatuotannon ennustevirhettä voitaisiin ennakoida vastaavasti vertaamalla tuottajien omiin ennusteisiin pohjautuvia tuotantosuunnitelmia kantaverkkoyhtiön koko Suomen tuulivoimatuotantoennusteeseen. Jotta näin voitaisiin tehdä, tulisi kantaverkkoyhtiön saada kaikilta tuulivoiman tuottajilta heidän tuotantosuunnitelmansa ja koko Suomen tuulivoimaennustetyökalun tulisi olla tarkka ja kattava.

Kulutusprofiilia voidaan ennakoida Suomen kulutusennusteen avulla. Siitä saadaan selville kulutuksen odotettavissa oleva kehitys esimerkiksi, mihin asti kulutus nousee lopputunnista ja mihin aikaan säätötarve on suurimmillaan. Sen lisäksi kulutuksen tunninsisäisiä muutoksia ennakoidaan seuraamalla muutaman merkittävän kokoisen kuorman reaaliaikaista tilaa. Ennakointia helpottaisi, jos tiedot suurista kuorman muutoksista saataisiin etukäteen. Tuulivoiman tuotantoa tunninsisäisten muutosten varalta voitaisiin seurata vastaavasti, jos reaaliaikaiset tuulivoimamittaukset olisi saatavilla kaikista tuulivoimaloista. Lisäksi tarvittaisiin työkalu tuulivoiman ääritilanteiden ennakoimiseen.

Olisi tärkeä seurata myös eri tekijöiden kehitystä yhdessä, jotta saataisiin selville kokonaissäätötarve voimajärjestelmän kannalta. Eri tekijät voivat aiheuttaa säätötarvetta eri suuntiin ja kokonaissäätötarve pienenee. Kantaverkkoyhtiön kannalta tulee kuitenkin tarkastella myös valmiutta selvittää suurimmasta mahdollisesta säätötarpeesta, koska ei voida luottaa siihen, että eri tekijät olisivat aina säätötarpeen kannalta eri suuntiin.

Jatkotutkimuksena tähän työhön tarvittaisiin tarkemmat arviot tuuli- ja aurinkovoiman ennustevirheestä ja tunninsisäisistä muutoksista Suomen olosuhteissa. Tuulivoimaa

Suomessa voitaisiin paremmin arvioida Ruotsin tuoreiden kokemusten perustella, koska Ruotsin tuulivoimakapasiteetti on kasvanut viime vuosina yli 2000 MW:iin. Myös aurinkovoiman tuotantomuutoksia ja ennustevirheitä olisi hyvä arvioida eri vuodenaikoina. Lisäksi tulisi tarkastella, miten aurinkovoiman ja tuulivoiman muutokset sekä aurinkovoiman ja kulutuksen muutokset korreloivat keskenään.

9.3 Muut ratkaisuvaihtoehdot

Kaikissa tämän työn esimerkkimarkkinatilanteissa tarkasteltiin sellaista siirtotilannetta Suomen ja Ruotsin välillä, että tarvittavia säätöresursseja ei ollut muista Pohjoismaista saatavilla. Tilanteet, joissa siirtokapasiteetti on täysin markkinoiden käytössä, vähenisivät, jos rajasiirtokapasiteettia olisi enemmän. Tässä työssä on oletettu, että 2020-luvulla rakennetaan uusi vaihtosähköyhteys Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välille. Uusi siirtoyhteys helpottaa tehotasapainon hallintaa huomattavasti vuoden 2030 tilanteessa, joten sen rakentaminen olisi kannattavaa myös Suomen 2020-luvun alun tehotasapainon hallinnan kannalta. Toisaalta vaikka siirtokapasiteettia lisättäisiin, voidaan edelleen joutua tilanteisiin, joissa säätö tulee hoitaa kotimaisella kapasiteetilla. Esimerkiksi rajajohtojen vikaantumiset ja keskeytykset tai muiden Pohjoismaiden rajallinen säätökapasiteetti aiheuttavat mahdollisesti tilanteita, joissa Suomen tulee selvittää tehotasapainonsa hallinnasta yksinään. Myös Suomen sisäiset siirtorajoitukset voivat rajoittaa säätösähkön siirtymistä. Tämän työn tarkastelutilanteita voisi edelleen tarkastella Pohjois- ja Etelä-Suomen välisen leikkauksen siirtorajoituksen kannalta.

Koska maiden väliset siirrot kasvavat tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon lisääntyessä Pohjoismaissa ja Baltiassa, yleistyvät tilanteet, joissa rajayhteyksillä ei ole vapaata siirtokapasiteettia ja tekninen siirtokapasiteetti on vaarassa ylittyä. Tällaisissa tilanteissa ulkomaisten säätöressurssien saatavuus olisi mahdollista varmistaa siten, että kantaverkkoyhtiöt varaisivat ulkomailta säätöresursseja ja rajajohdoilta kapasiteettia mahdollistamaan tehon siirtymisen alueiden välillä. Tämän työn jatkotutkimuskohteena voitaisiin tarkastella rajasiirtokapasiteetin varaamista säätökäyttöön kansantalouden kannalta tilanteissa, joissa kotimaista säätävää kapasiteettia on heikosti saatavilla.

Fingridille tehdyssä diplomityössä "Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla" tarkasteltiin siirtymistä nykyisestä tunnin jaksotuksesta 15 minuutin tuotantosuunnitelmiin. Työssä ehdotetaan ratkaisumallia, jossa tuotantotase ja säätösähkökaupat käsiteltäisiin 15 minuutin jaksoissa. Lyhyempi taseselvityksen ja tehokauppojen jaksotus johtaisi tarkempiin suunnitelmiin ja pienentäisi näin ollen säätötarpeita. (ENTSO 2010, s. 22, Laine 2012, s. 95-96) Tulee kuitenkin huomioida, että kulutus aiheuttaa tuulivoiman ääritilanteita lukuun ottamatta tuotantoa suuremman säätötarpeen. Tällä hetkellä erityisesti kulutuksen noustessa tai laskiessa keskituntiteho on kaukana alku- ja lopputunnin tarpeesta. Jotta tuotanto ja kulutus vastaisivat tunnin sisällä paremmin toisiaan, tulisi 15 minuutin tuotantotaseen lisäksi siirtyä 15 minuutin kulutustaseeseen. Se olisi kokonaistaloudellista niin järjestelmävastaavan kuin toimijoiden kannalta, koska tasesähkökulut pienenisivät (ENTSO 2010, s. 22).

Kulutuskäyrää voitaisiin tasata laajamittaisella kysyntäjoustolla. Mikäli tuntihintaiset sähkösopimukset yleistyvät pienkuluttajilla, on todennäköisesti nähtävissä kysynnän siirtymistä kalleimmilta päivän huippukulutustunneilta halvemmille matalan kulutuksen tunneille. Kuitenkaan kaikki kulutus ei ole ohjattavissa ja teknisiä esteitä on edelleen olemassa. Lisäksi ihmisten vuorokausiryhmistä ja mukavuudenhalusta johtuen kulutus ei tulisi täysin tasaantumaan, vaikka se olisi teknisesti mahdollista. Tämän työn jatkotutkimuskohteena voitaisiin arvioida, miltä kulutuskäyrä ja säätötarpeet näyttävät vuosina 2020 ja 2030, jos kysyntäjousto lisääntyy selvästi ja miten tehotasapainon hallinnasta tällöin selvittäisiin.

10. YHTEENVETO

Tehotasapainon hallinta hankaloituu tulevina vuosina. Joustamattoman tuotannon osuus Suomessa kasvaa uusiutuvan luonnonolosuhteista riippuvan energian tuotannon yleistyessä ja ydinvoiman osuuden kasvaessa. Samanaikaisesti voimajärjestelmän säätötarpeet kasvavat. Tässä diplomityössä keskityttiin tunninsisäiseen tehotasapainon hallintaan, ja tarkasteltiin sitä alueellisen tehotasapainon hallinnan näkökulmasta. Työssä määritettiin, millaisia säätötarpeita ja kuinka suuria säätövajeita voi esiintyä Suomessa 2020-luvun alussa ja loppupuolella markkinaehtoisen säätökapasiteetin ja mahdollisen säätötarpeen välillä, jos markkinaehtoinen säätökapasiteetti pysyy nykyisen kaltaisena. Lisäksi eriteltiin ratkaisuvaihtoehtoja, mitä voitaisiin tehdä, jotta tehotasapaino olisi mahdollista hallita kaikkina ajankohtina tulevalla vuosikymmenellä.

2020-luvulla voi esiintyä noin 200 - 1100 MW säätövajeita ajankohdasta ja tilanteesta riippuen. Säätövajeen määrittämisessä käytettiin oletuksena tilanteita, joissa säätömahdollisuudet ovat lähtökohtaisesti heikot ja säätötarve on suuri. Todellisuudessa säätövajeet voivat olla pienempiä. Arvioidun suuruinen säätövaje on kuitenkin mahdollinen. Tulee lisäksi huomioida, että arvioihin liittyy paljon epävarmuutta muun muassa tulevasta markkinakehityksestä johtuen.

Jotta tehotasapainon hallinnasta tullaan selviämään kaikissa tilanteissa 2020-luvulla, tulee säätökykyistä kapasiteettia olla riittävästi joka hetki. Koska ulkomaisten säätöresurssien markkinaehtoiseen saatavuuteen ei voida luottaa kaikissa tilanteissa, tulee varmistaa kotimaisten säätöresurssien riittävyys tai varata säätöresursseja ja siirtokapasiteettia naapurimaista. Lisäksi säätötarvetta voidaan pienentää ja ennakoida. Näiden lisäksi tehotasapainon hallintaa voidaan helpottaa muokkaamalla nykyisiä markkinarakenteita ja lisäämällä rajasiirtokapasiteettia.

Säätöresurssien niukkuus johtaa suurempiin säätösähkön hinnan vaihteluihin ja kasvaviin tasekustannuksiin toimijoilla. Yhteiskunnallisesti koetaan vielä suuremmat taloudelliset menetykset, jos verkon käyttövarmuus menetetään tai kulutusta joudutaan rajoittamaan kantaverkkoyhtiön toimesta käyttövarmuuden ylläpitämiseksi. Näin ollen on ensiarvoisen tärkeää, että tehotasapaino saadaan hallittua tulevaisuudessa joka hetki.

LÄHTEET

ACER 2012. Framework Guidelines on Electricity Balancing. [Tasehallinnan puiteohje]. Julkaistu 18.11.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Electricity%20FG%20%20network%20codes/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20Balancing.pdf

Adato Energia Oy 2013. Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011. [Tutkimusraportti]. Julkaistu 26.2.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.adato.fi/portals/2/attachments/Energiat_ehokkuus/Kotitalouksien_sahkonkaytto_2011_raportti.pdf

Asetus 2010:2004. Förordning 22.12.2010 om effektreserv (Asetus 22.12.2010 tehoreservistä). [Viitattu 20.4.2013]. Saatavilla: <https://lagen.nu/2010:2004>

BEMIP 2009. Final Report of the High Level Group: BEMID Action Plan, June 2009. *Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMID) Regional Conference, 25 November 2009, Vilnius, Lithuania. European Commission and Ministry of Energy of the Republic of Lithuania.* Saatavilla: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/events/doc/2009/2009_11_25_hlg_report_170609.pdf

Burger, B. 2013. Electricity production from solar and wind in Germany in 2012. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 8.2.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2012.pdf>

Elinkeinoelämän keskusliitto & Energiateollisuus ry 2009. Arvio Suomen sähkön kysynnästä vuoteen 2030. [Raportti]. Julkaistu 27.10.2009. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/arvio_sahkon_kysynnasta_2030_271009.pdf

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot I. Helsinki: Otatieto. ISBN 978-951-672-360-3.

Energiamarkkinaviraston päätös 133/411/98. Sähkömarkkinalain (386/1995) 4 §:n mukaisen sähköverkkoluvan ehtojen muuttaminen 22.12.1998. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: http://www.emvi.fi/files/Fingrid_133-411-98.pdf

Energiamarkkinavirasto 2009. Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2009. [Raportti] Julkaistu 15.10.2009. [Viitattu 7.5.2013]. Saatavilla: http://www.emvi.fi/files/Kertomus_sahkon_toimitusvarmuudesta_2009.pdf

Energiamarkkinavirasto 2012. Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2012. [Raportti] Julkaistu 15.10.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.emvi.fi/files/Kertomus_sahkon_toimitusvarmuudesta_2012.pdf

Energiamarkkinavirasto 2013a. Energiamarkkinavirasto laskee tehoreservin määrää. [Tiedote]. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=3375&pgid=59>

Energiamarkkinavirasto 2013b. Voimalaitosrekisteri. [Rekisteri]. Päivitetty 27.3.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.emvi.fi/files/Voimalaitosrekisteri_20130327.xlsx

Energieollisuus ry 2006. Sähkönkulutushuiput tammikuussa 2006. [Selvitys]. Julkaistu kesäkuussa 2006. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_kulutushuiput_tammikuussa_2006.pdf

Energieollisuus ry 2007. Sähkön kysyntäjousto suurten loppuasiakasryhmien kannalta. [Selvitys]. Julkaistu 14.6.2007. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/kysyntajoustoraportti_et.pdf

Energieollisuus ry 2012. Kaukolämpötilasto 2011. [Tilasto]. Julkaistu 2012. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/kaukolampotilasto_2011_web.pdf

Energieollisuus ry 2013a. Sähköpörssin ammattisanasto. [Internetsivut]. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/tukkumarkkinat/sahkoporssin-ammattisanasto>

Energieollisuus ry 2013b. Energiavuosi 2012 - Sähkö. [Verkkajulkaisu]. Julkaistu 23.1.2013. [Viitattu 4.4.2013]. Saatavilla: <http://energia.fi/kalvosarjat/energiavuosi-2012-sahko>

Energinet.dk 2013. Energinet.dk käytönvalvontajärjestelmän mittaukset vuodelta 2012.

ENTSO-E 2010. Impacts of Increased Amounts of Renewable Energy on Nordic Power System Operation. [Raportti]. Julkaistu 31.8.2010. [Viitattu 19.4.2013]. Saatavilla:https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/20100909_Wind_report.pdf

ENTSO-E 2012a. System Operations Regional Groups. [Internetsivut]. [Viitattu 19.4.2013]. Saatavilla: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/working-committees/system-operations/regional-groups/>

ENTSO-E 2012b. Regional Investment Plan Baltic Sea. [Raportti]. Julkaistu 5.7.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/TYNDP/2012/120705_BS-RegIP_2012_report_FINAL.pdf

ENTSO-E 2012c. Final Report on Operational Reserves. [Raportti]. Julkaistu 14.6.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LCFR/2012-06-14_SOC-AhT-OR_Report_final_V9-3.pdf

ENTSO-E 2013a. Scenary outlook and adequacy forecast 2013 - 2030. [Raportti]. Julkaistu 3.3.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf

ENTSO-E 2013b. Network Code on Requirements for Grid Connection applicable to all Generators (RfG). [Verkkosääntö]. Julkaistu 8.3.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2010/31/EU. Direktiivi 19.5.2010 rakennusten energiatehokkuudesta. Euroopan unionin virallinen lehti, L 153/13, 18.6.2010. [Saatavilla: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=119069&lan=fi>]

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2010/75/EU. Directive of 24.11.2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). Official Journal of the European Union, L 334/17, 17.12.2010. [Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AL%3A2010%3A334%3A0017%3A0119%3Aen%3APDF>]

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2003/87/EY. Direktiivi 13.10.2003 kasvihuonekaasujen päästöoikeuksien kaupan järjestelmän toteuttamisesta yhteisössä ja neuvoston direktiivin 96/61/EY muuttamisesta. Euroopan unionin virallinen lehti, L 275/32, 25.10.2003. [Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:fi:PDF>]

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/28/EY. Direktiivi 23.4.2009 uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämiseksi. Euroopan unionin virallinen lehti, L 140/16, 5.6.2009. [Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:fi:PDF>]

European Commission 2012. Making the internal energy market work. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 15.11.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_en.pdf

Fingrid Oyj 2009. Siirtokapasiteetin määrittäminen. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 19.10.2009. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinaliitteet/Rajakapasiteetit%20ja%20siirrot/siirtokapasiteetin_maarittaminen_.pdf

Fingrid Oyj 2011. Tehoreservin käytösäännöt. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 4.4.2011. [Viitattu 4.12.2012]. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/palvelut/tehoreservi/tehoreservin_kayttosaannot_4_4_2011.pdf

Fingrid Oyj 2012. Toiminta tehopulassa. [Internetsivut]. [Viitattu 8.11.2012]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/voimajarjestelman-tila/sivut/toiminta-tehopulassa.aspx>

Fingrid Oyj 2013a. Voimajärjestelmän yleinen kuvaus. [Internetsivut]. [Viitattu 12.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4/Pohjoismaainen%20voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4%20ja%20liitynn%c3%a4t%20muihin%20j%c3%a4rjestelmiin/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj 2013b. Tasesähkö. [Internetsivut]. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/taasesahko/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj 2013c. Siirtojen hallintapolitiikka. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinaliitteet/Rajakapasiteetit%20ja%20siirrot/Siirtojen%20hallintapolitiikka.pdf>

Fingrid Oyj 2013d. Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Reservien hankinta & Reservien ylläpito Suomessa. [Internetsivut]. [Viitattu 12.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%c3%a4rjestelm%c3%a4nhallinta/kulutuksen%20ja%20tuotannon%20tasapainon%20yll%c3%a4pito/reservien%20yllapito%20Suomessa/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj 2013e. Kysyntäjousto. [Internetsivut]. [Viitattu 12.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Kysyntajousto/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj 2013f. Rajakapasiteetit ja -siirrot. [Internetsivut]. [Viitattu 12.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit/Sivut/Ruotsi1.aspx>

Fingrid mittaukset. Fingrid Oyj:n käytönvalvontajärjestelmän mittaukset vuosilta 2010 - 2012.

Fingrid Oyj & VTT 2008. 2000 ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään. [Lausunto]. Julkaistu 26.9.2008. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/20191/2000_ja_4000_MW_tuulivoiman_liittaminen_Suomen_sahkojarjestelmaan_Fingrid_ja_VTT_syyskuu_2008.pdf

Florita, A., Hodge, B.-M. & Orwig, K. 2013. Identifying Wind and Solar Ramping Events. Conference paper, *Green Technologies Conference April 4-5.2013, Denver, Colorado*. IEEE. Saatavilla: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57447.pdf>

Fortum Oyj 2013. Energiantuotanto. [Internetsivut]. [Viitattu 9.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fortum.com/fi/energiantuotanto/pages/default.aspx>

Fortum Oyj 2012. Fortumin Loviisan ydinvoimalaitoksen turbiinit modernisoidaan ja sähkötehoa lisätään 24 MW. [Lehdistötiedote]. Julkaistu 2.11.2012. [Viitattu 11.12.2012]. Saatavilla: <http://www.fortum.com/fi/media/Pages/fortumin-loviisan-ydinvoimalaitoksen-turbiinit-modernisoidaan-ja-sahkotehoa-lisataan-24-mw.aspx>

Franken, B. 2011. Recommendations for automatic reserves. *Nordic System Operation Workshop, September 26, 2011, Vantaa, Finland. ENTSO-E*. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/NSOW_2011.zip

Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology 2012. Photovoltaic Capacity in Germany Tops List at 30 Gigawatts. [Uutinen]. Julkaistu 29.8.2012. [Viitattu 8.4.2013]. Saatavilla: <http://www.ise.fraunhofer.de/en/news/news-2012/photovoltaic-capacity-in-germany-tops-list-at-30-gigawatt>

Gaia Consulting Oy 2007. Lämmön ja sähkön yhteistuotannon potentiaali sekä kaukolämmityksen ja -jäähdytyksen tulevaisuus Suomessa. [Raportti]. Julkaistu 23.8.2007. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/lammon_ja_sahkon_yhteistuotannon_potentiaali_seka_kaukolammityksen_ja_jaahdytyksen_tulevaisuus_suomessa.pdf

Graeber, D. & Weber, A. 2011. Balancing of PV-Energy Using Advances Shortest Term Forecasts and Intraday Markets. *Enerday 6th Conference on Energy Economics and Technology, April 4, 2011, Dresden, Germany. Dresden University of Technology*. Saatavilla: http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrstuhlseiten/ordner_veranstaltungen/ordner_enerday/Enerday%202011/ed2011/download/graeber.pdf

Haase, T. 2012. Zukünftige Anforderungen an konventionelle Kraftwerke aus Netzsicht (Tulevat vaatimukset perinteisille voimalaitoksille sähköverkon näkökulmasta). *Dena Dialogforum, Oktober 10, 2012, Berlin, Germany. Deutsche Energie-Agentur*. Saatavilla: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Konventionelle_Kraftwerke/3_50Hertz_Haase_Netz_sicht__dena_.pdf

Heikkilä, M. 2012. Uudet siivet saavat vesivoiman lentoon. *Tekniikka & Talous*, 7.12.2012, 18-19.

Heinemann, D. & Lorenz, E. 2011. Short-term prediction of photovoltaic power. *International Conference Energy & Meteorology, November 10, 2011, Cold Coast, Australia*. Saatavilla: http://www.icem2011.org/presentations2011/4_Thursday/3C/1100_Heinemann.pdf

Hodge, B.-M., Lew, D., Milligan, M., Gómez-Lázaro, E., Larsén, X., Giebel, G., Dodschinski, J., Holttinen, H., Sillanpää, S., Scharff, R., Söder, L. & Flynn, D. 2012. Wind Power Forecasting Error Distributions. *11th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants Conference, November 13-15, 2012, Lissabon, Portugal. National Renewable Energy Laboratory*. Saatavilla: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/56130.pdf>

Holmgren, M. 2008. Tuulivoiman tarvitsemat säätoresurssit ja niiden toteuttamismahdollisuudet Suomessa. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu. [Saatavilla: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2008/urn012502.pdf>]

Holttinen, H. 2004. The impacts of large scale wind power production on the Nordic electricity system. Väitöskirja. Helsingin yliopisto. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>]

Honkapuro, S., Jauhiainen, N., Partanen, J. & Valkealahti, S. 2009. Sähkön ja kaukolämmön rooli energiatehokkuudessa ja energian säästössä. [Raportti]. Julkaistu 12.10.2009. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/sahko_ja_kaukolampo_energiatehokkuudessa_20091112_0.pdf

IEA Wind 2005. IEA Annual Report 2005. Colorado: PWT Communications. ISBN 0-9786383-0-1.[Saatavilla: http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2005/2005%20IEA%20Wind%20AR.indd.pdf]

IEA Wind 2009. Design and operation of power systems with large amount of wind power. Espoo: Valtion tutkimuskeskus. VTT Research Notes 2493. ISBN 978-951-38-7308-0. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>]

Ilmatieteenlaitos 2013a. Tuulitilastot. [Internetsivut]. Päivitetty 3.4.2013. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: http://ilmatieteenlaitos.fi/tuulitilastot?doAsUserLanguageId=fi_FI

Ilmatieteenlaitos 2013b. Ilmanpaine. [Internet sivut]. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/ilmanpaine>

Institute of Energy Strategy 2010. Energy strategy of Russia for the period up to 2030. Moskova: PAC Energiya. ISBN 978-5-98420-054-7. Saatavilla: [http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_\(Eng\).pdf](http://www.energystrategy.ru/projects/docs/ES-2030_(Eng).pdf)

Itäpää, A. 2013. Käytönsuunnittelun vanhempi asiantuntija. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 8.2.2013.

Jäppinen, J. 2013. Käytön kehityspäällikkö. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 19.4.2013.

Järventausta, P., Partanen, J. & Koponen, P. 2010. INCA - Interaktiivinen asiakasliityntä ja sen hyödyntäminen sähköjärjestelmän hallinnassa ja energiatehokkuuteen kannustavissa palveluissa. [Tutkimusprojektin loppuraportti]. Julkaistu 14.10.2010. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/inca_loppuraportti_final.pdf

Karppanen, J. 2012. Sähköntuotannon pienjänniteverkkoon liittäminen - määräykset ja sähköturvallisuus. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [Saatavilla: http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/77076/dippa_final.pdf?sequence=1]

Komission päätös 2011/278/EU. Päätös 27.4.2011 päästöoikeuksien yhdenmukaistettua maksutta tapahtuvaa jakoa koskevien unionin laajuisten siirtymäsäännösten vahvistamisesta Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2003/87/EY 10a artiklan mukaisesti. Euroopan unionin virallinen lehti, L 130/1, 17.5.2011. [Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:130:0001:0045:FI:PDF>]

Kuleshov, D. & Viljainen, S. 2008. Electricity Market Mechanism in Russia. [Projektiraportti]. Julkaistu 11.7.2008. [Viitattu 3.5.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/report_russian_electricity_market_ja_diasarjat_pdf_110708.pdf

Kuusela, A. 2013. Voimajärjestelmän suunnittelun asiantuntija. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 6.3.2013.

Lahti Energia Oy 2013. Energiantuotanto. [Internetsivut]. [Viitattu 9.4.2013]. Saatavilla: <http://www.lahtienergia.fi/lahti-energia/energian-tuotanto>

Laine, J. 2012. Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [Saatavilla: <https://www.doria.fi/xmlui/bitstream/handle/10024/69362/nbnfi-fe201104121437.pdf?sequence=3>]

Laki 2011/117. Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä 11.2.2011. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110117>

Laki 1396/2010. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 30.12.2010. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396#L3P25>

Lappeenrannan Energia Oy 2013. Lappeenrannan energia 1901 - 2006. [Internetsivut]. [Viitattu 9.4.2013]. Saatavilla: http://www.lappeenrannanenergia.fi/?valikko=3&sivu=lre_oy&alasivu=historia

Lehtomäki, L. 2013. Höyrynjaon optimointi jätteenpolttolaitoksella. Opinnäytetyö. Kymenlaakson ammattikorkeakoulu. [Saatavilla: <http://publications.theseus.fi/handle/10024/53883>]

Leskelä, J. 2013. Miten sähköä kannattaa tuottaa - visiointia vuoteen 2030. *Kevätseminaari 20.3.2013 Helsingissä, Suomessa. SESKO ry.* Saatavilla: http://www.sesko.fi/attachments/seskon_toimintaan_liittyv_/kevsem2013_esitykset/4_2_miten_sahkoa_kannattaa_tuottaa_jul_sesko_2013-3-20.pdf

Lorenz, E., Heinemann, D., Wickramarathne, H., Beyer, H. & Bofinger, S. 2007. Forecast of ensemble power production by grid-connected PV system. *Solar conference 2007, Milan, Italy.* Saatavilla: http://www.energiemeteorologie.de/publications/solar/conference/2007/eupv_milan/forecast_of_ensemble_power_production_by_grid_connected_pv_systems.pdf

Lundberg, A. 2012. Katsaus reserveihin. *Tasevastaavapäivä 8.11.2012 Helsingissä, Suomessa. Fingrid Oyj.* Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasevastaavaseminaarit/8.11.2012/Reservit_tasevastaavap%C3%A4iv%C3%A4_081112.pdf

Luukkonen, J-T. 2012. Myrskyjen vaikutus tuulivoimatuotantoon Suomessa. Diplomityö. Aalto-yliopisto. [Saatavilla: <http://lib.tkk.fi/Dipl/2012/urn100608.pdf>]

Motiva Oy 2011. Hanki hallitusti maalämpöjärjestelmä. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 15.11.2011. [Viitattu 20.12.2012]. Saatavilla: http://www.motiva.fi/files/4764/Hanki_hallitusti_maalampojarjestelma.pdf

Motiva Oy 2012. Lämpöä ilmassa. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 1.8.2012. [Viitattu 19.12.2012]. Saatavilla: http://www.motiva.fi/files/6057/Lampoa_ilmassa.pdf

Nikula, P. 2013. Fingrid varautuu sähkön vientiin Venäjälle. Kauppalehti, 15.1.2013, 4.

Nilssen, G. 2011. Other ongoing activities for system operation development. *Nordic System Operation Workshop, September 26, 2011, Vantaa, Finland. ENTSO-E*. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/NSOW_2011.zip

Nordel 2008. Description of Balance Regulation in the Nordic Countries. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 31.03.2008. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/market/080331_entsoe_nordic_DescriptionBalanceRegulationNordicCountries.pdf

Nordic System Operation Agreement 2008. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 15.12.2008. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: <https://www.entsoe.eu/index.php?id=63>

Nord Pool Spot 2013a. History. [Internetsivut]. [Viitattu 10.4.2013]. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>

Nord Pool Spot 2013b. Nord Pool Spot confirms launch of bidding area in Latvia on 3 June 2013. [Pörssitiedote 16/2013]. Julkaistu 4.4.2013. [Viitattu 2.5.2013]. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2013/04/No-162013---Nord-Pool-Spot-confirms-launch-of-bidding-area-in-Latvia-on-3-June-2013/>

Optimate 2010. Assumptions of accuracy of photovoltaic power to be considered at short term horizons. [Projektidokumentti]. Julkaistu 1.10.2010. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: <http://www.optimate-platform.eu/workplan/download/d21-assumptions-on-accuracy-of-photovoltaic-power-to-be-considered-at-short-term-horizons.30.html>

Oy Vesirakentaja 2008. Voimaa vedestä - Selvitys vesivoiman lisäämismahdollisuuksista. [Raportti]. Päivitetty 12.2.2008. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/voimaa_vedesta_2007_final_netiversio_080208.pdf

Piipponen, J. 2013. Tasehallinnan erikoisasiantuntija. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 25.4.2013.

Petsalo, M. 2008. Kiristyneen tehotilanteen ennustettavuuden parantaminen. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.

Pohjolan Voima Oy 2013a. Mussalon voimalaitoksen tuotanto lopetetaan - sähköntuotantokapasiteettia poistuu ennenaikaisesti. [Uutinen]. Julkaistu 16.1.2013. [Viitattu 9.4.2013]. Saatavilla: http://www.pohjolanvoima.fi/yritys/media/uutiset/162/mussalon_voimalaitoksen_tuotanto_lopetetaan_-_sahkontuotantokapasiteettia_poistuu_ennenaikaisesti

Pohjolan Voima Oy 2013b. Pohjolan Voiman tuotantokapasiteetti 31.12.2012. [Taulukko]. Julkaistu 14.3.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.pohjolanvoima.fi/filebank/24229-Tuotantokapasiteetti_31122012.pdf

Potter, C., Crimit, E. & Nijssen, B. 2009. Potential Benefits of a Dedicated Probabilistic Rapid Ramp Event Forecast Tool. *Power Systems Conference and Exposition, March 15, 2009, Seattle, USA. Institute of Electrical and Electronics Engineer & Power & Energy Society.*

Päivinen, R. 2009. Käyttövarmuuden haasteet tuotannon muuttuessa ja markkinoiden laajentuessa. *Käyttövarmuuspäivä 26.11.2009, Helsingissä, Suomessa. Fingrid Oyj.* Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Seminaarit/K%C3%A4ytt%C3%B6varmuus%C3%A4iv%C3%A4/2009/kayttovarmuuspaiva_reima_paivinen.pdf

Päivinen, R. 2012 Käyttötoiminnan kehitysnäkymät. *Käyttövarmuuspäivä 7.3.2012, Helsingissä, Suomessa. Fingrid Oyj.* Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kayttotoimikunta/2012/Kokous%201_2012/kayttotoiminnan_nakymat_1.pdf

Pöyry Management Consulting Oyj 2010. Energiantuotannon investoinnit ja investointipäätökset 2000 - 2009. [Raportti]. Julkaistu 4.2.2010. [Viitattu 29.4.2012]. Saatavilla: <http://energia.fi/sites/default/files/loppuraportti.pdf>

Rogge, M. 2013. Head of System Operation. Amrion GmbH. Sähköpostikeskustelu 14.2.2013.

Sederlund, J. 2013. Asiakaspäällikkö. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 30.4.2013.

System Operator of the United Power System 2012. Плановые часы пиковой нагрузки по месяцам 2013 года (Suunnitellut huippukuormitustunnit kuukausittain vuonna 2013). [Verkojulkaisu]. Päivitetty 20.12.2012. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2013/pik_chas2013.pdf

Soptim 2013. Minutenreserveleistung. [Internetsivut]. [Viitattu 25.4.2013]. Saatavilla: <http://www.soptim.de/de/netzbetreiber/transportnetze/mols/>

STUK 2011. Ydinturvallisuus. Neljännesvuosiraportti 1/2011. Helsinki: Edita Prima Oy. ISBN 978-952-478-632-4.

[Saatavilla: http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/raportointi/fi_FI/nvr1-2011/_files/85813608042334125/default/stuk-b135.pdf]

Tasepalvelun sovellusohje 2012. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 14.1.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasepalvelun%20liitteet/Tasepalvelusopimukset/tasepalvelusopimuksen_2012_liite_1_sovellusohje.pdf

Teollisuuden Voima Oyj 2013. Voimalaitokset. [Internetsivut]. [Viitattu 8.4.2013]. Saatavissa: <http://www.tvo.fi/voimalaitokset>

Transparency EEX 2013. Actual Solar Power Generation - Germany. [Internetsivut]. [Viitattu 5.4.2013]. Saatavilla: <http://www.transparency.eex.com/en/Statutory%20Publication%20Requirements%20of%20the%20Transmission%20System%20Operators/Power%20generation/Actual%20solar%20power%20generation>

Tuomisto, J. 2013. Toimistopäällikkö. Teollisuuden Voima Oyj. Sähköpostikeskustelu 20.3.2013.

Tuuliatlas 2013. Tuulisuus Suomessa. [Internetsivut]. [Viitattu 2.4.2013] Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/tuulisuus/index.html>

Työ- ja elinkeinoministeriö 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6.11.2008. [Verkkodokumentti]. Julkaistu 6.11.2008. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/20585/Selontekoehdotus_311008.pdf

Työ- ja elinkeinoministeriö 2009. Energian kysyntä vuoteen 2030 - Arvioita sähkön ja energian kulutuksesta. [Raportti]. Julkaistu 10.11.2009. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/25135/Energian_kysynta_vuoteen_2030_Arvioita_sahkon_ja_energian_kulutuksesta_TEM_EOS_10.11.2009.pdf

Työ- ja elinkeinoministeriö 2010. Sähkötehotyöryhmän loppuraportti. [Raportti]. Julkaistu 31.3.2010. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/26800/Sahkotehotyoryhman_loppuraportti_31.3._2010.pdf

Työ- ja elinkeinoministeriö 2012. Sähkömarkkinaskaariot vuoteen 2035. Loppuraportti. Julkaistu 5.12.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/35135/Sahkomarkkinaskaariot_2035_10122012_Final.pdf

Työ- ja elinkeinoministeriö 2013a. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle VNS 2/2013 vp. ISBN 978-952-227-749-7. [Saatavilla: http://www.tem.fi/files/36221/TEMjul_8_2013_web_20032013.pdf]

Työ- ja elinkeinoministeriö 2013b. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia. [Taustaraportti]. Julkaistu 21.3.2013. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/36279/Kansallinen_energia-_ja_ilmastostrategia_taustaraportti.pdf

Uusitalo, J. 2013. Käytön kehitys -yksikön päällikkö. Fingrid Oyj. Asiantuntijakeskustelu 25.4.2013.

Vartiainen, E. 2013. Aurinkoenergiateknologia-asiantuntija. Fortum Oyj. Sähköpostikeskustelu 25.2.2013.

Viljainen, S., Makkonen, M., Annala, S. & Kuleshov, D. 2012. Vision for European Electricity Markets in 2030. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. ISBN 978-952-265-073-3. [Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/vision_for_european_electricity_markets_2030.pdf]

Viljainen, S., Makkonen, M., Gore, O. & Kuleshov, D. 2013. Capacity market in Russia. 2013. [Verkkodokumentti.] Julkaistu 23.1.2013. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinaliitteet/Rajakapasiteetit%20ja%20siirrot/Capacity%20market%20in%20Russia.pdf>

VJV 2007. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 30.1.2012. [Viitattu 30.4.2013]. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/VJV2007_koko.pdf

VTT 2005. Sähkön kysyntäjoustopotentiaalikartoitus teollisuudessa. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT Prosessit PRO3/P3017/05.

VTT 2006. Markkinahintasiinaaleihin perustuva pienkuluttajien sähkökäytön ohjaus. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT tiedotteita 2362. ISBN 951-38-6884-2. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2006/T2362.pdf>]

VTT 2008a. Sähkön kysyntäjoustopotentiaalin edistäminen. Sähkön kysyntäjoustopotentiaalin roolia ja tavoitteita sähkömarkkinoilla selvittäneen työryhmän mietintöjä. [Selvitys]. Julkaistu 14.3.2008. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://www.vtt.fi/liitetiedostot/muut/ET_Sahkon_kysyntajoustopotentiaalin_edistaminen.pdf

VTT 2008b. Sähkön tuotannon tasapainon arvioiminen tulevaisuudessa. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT-R-01977-08. [Saatavilla: http://www.tem.fi/files/19728/Sahkontuotannon_tasapainon_arvioiminen_tulevaisuudessa_VTT_ja_Fingrid_Oyj_huhtikuu_2008.pdf]

VTT 2009a. Future development trends in electricity demand. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT Research Notes 2470. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2470.pdf>]

VTT 2009b. Euroopan yhdyttyä sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT Working Papers 120. ISBN 978-951-38-7181-9. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W120.pdf>]

VTT 2011. Impacts of large scale penetration of heat pumps on the electricity use. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT-R-03174-11. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2011/VTT-R-03174-11.pdf>]

VTT 2012. Selvitys tehoreservitarpeesta vuosille 2013 - 2017. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT-R-07227-12. [Saatavilla: http://www.emvi.fi/files/Tehoreserviselvitys_VTT.pdf]

VTT 2013. Wind and load variability in the Nordic countries. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuslaitos. VTT Technology 96. ISBN 978-951-38-7986-0. [Saatavilla: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T96.pdf>]

Wirth, H 2013. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. [Verkkodokumentti.] Julkaistu 20.2.2013. [Viitattu 26.4.2013]. Saatavilla: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

World Nuclear Association 2012. Nuclear Power in Lithuania. [Internetsivut]. Päivitetty 31.10.2012. [Viitattu 8.4.2013]. Saatavilla: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Lithuania/>

YLE 2013. Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot YLE2013. [Verkkodokumentti]. Päivitetty 28.11.2012. [Viitattu 8.5.2013]. Saatavilla: <http://www.emvi.fi/files/VAHVISTETTU%20-%20Fingrid%20Oyj%20yleiset%20liittymisehdot%20YLE2013.pdf>

ÅF-Consult Oy 2012. Mistä lisäjoustoja sähköjärjestelmään? [Raportti]. Julkaistu 28.11.2012. [Viitattu 29.4.2013]. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/mista_lisajoustoja_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf

Sähkön tuotantoteholtaan vähintään 50 MW lämpövoimalaitokset Suomessa

Taulukoissa on esitetty sähköteholtaan vähintään 50 MW lämpövoimalaitokset nykyisen polttotekniikan käyttöönottovuoden mukaisesti. Taulukot ovat suuntaa-antavia. Kapasiteetilla tarkoitetaan nimellis- tai nettosähkötehoa lähteestä riippuen. Tuotantomuotolajittelu on tehty sen perustella, mitä tuotantoa on ollut vuositasolla eniten.

A) YDINVOIMALAITOKSET

Voimalaitos	Tuotantomuoto	Pääpolttoaine	Kapasiteetti [MW]	Käyttöönottovuosi
Loviisa 1	Ydinvoima	Uraani	496	1977
Loviisa 2	Ydinvoima	Uraani	496	1980
Olkiluoto 1	Ydinvoima	Uraani	880	1978
Olkiluoto 2	Ydinvoima	Uraani	880	1980
Yhteensä	Ydinvoima		2752	Keskiarvo 1979

Lähteet: Fortum Oyj 2013; Teollisuuden Voima Oyj 2013

B) LAUHDEVOIMALAITOKSET

Voimalaitos	Tuotantomuoto	Pääpolttoaine	Kapasiteetti [MW]	Käyttöönottovuosi
Naantali 1	Lauhde	Kivihili	115	1960
Mussalo 1*	Lauhde	Kivihili	75	1966
Vaskiluoto 3	Lauhde	Öljy	160	1972
Mussalo 2*	Lauhde	Maakaasu	238	1973
Inkoo 1	Lauhde	Kivihili	250	1974
Kristiina 1	Lauhde	Öljy	210	1974
Inkoo 2	Lauhde	Kivihili	250	1975
Inkoo 3	Lauhde	Kivihili	250	1976
Inkoo 4**	Lauhde	Kivihili	250	1978
Tahkoluoto	Lauhde	Kivihili	245	1976
Haapavesi	Lauhde	Turve & puu	155	1989
Kristiina 2	Lauhde	Kivihili	242	1989
Meri-Pori	Lauhde	Kivihili	560	1994
Yhteensä	Lauhde		3000	Keskiarvo 1977

Lähde: ÄF-Consult Oy 2012, s. 23

* Pitkäaikaissäilötty, poistuu kokonaan käytöstä vuonna 2013

** Pitkäaikaissäilötty

Tehoreservijärjestelmään kaudella 2011 - 2013 kuuluneet laitokset on merkitty harmaalla.

C) KAUKOLÄMMÖN YHTEISTUOTANTOLAITOKSET

Voimalaitos	Tuotantomuoto	Pääpolttoaine	Kapasiteetti [MW]	Käyttöönotto-vuosi
Naantali 2	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	110	1964
Aittaluoto	CHP, kaukolämpö	Turve	55	1967
Naistenlahti	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	189	1971
Naantali 3	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	110	1972
Hanasaari B	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	228	1974
Mertaniemi 1 & 2	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	170	1975
Martinlaakso 1	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	180	1975
Suomenoja 1	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	359	1977
Vaskiluoto 2	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	249	1981
Martinlaakso 2	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	242	1982
Haapaniemi 2	CHP, kaukolämpö	Turve	180	1982
Salmisaari B	CHP, kaukolämpö	Kivihiili	160	1984
Kymijärvi 1	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	200	1986
Rauhalampi 1	CHP, kaukolämpö	Turve	85	1986
Lielampi	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	147	1988
Vanaja	CHP, kaukolämpö	Metsäpolttoaine	60	1989
Seinäjoki (SEVO)	CHP, kaukolämpö	Turve	108	1990
Vuosaari A & B	CHP, kaukolämpö	Maakaasu	630	1991
Toppila 2	CHP, kaukolämpö	Turve	138	1995
Kymijärvi 2	CHP, kaukolämpö	Kierrätyspolttoaine	50	2012
Yhteensä	CHP, kaukolämpö		3650	Keskiarvo 1982

Lähteet: Energiamarkkinavirasto 2013b; Energiateollisuus ry 2012, s. 28-43; Lahti Energia Oy 2013; Lappeenrannan Energia Oy 2013; ÅF-Consult Oy 2012, s. 23

D) TEOLLISUUDEN YHTEISTUOTANTOLAITOKSET

Voimalaitos	Tuotantomuoto	Pääpolttoaine	Kapasiteetti [MW]	Käyttöönotto-vuosi
Uimaharju	CHP, teollisuus	Biomassa	107	-
M-real Kyrö	CHP, teollisuus	Maakaasu	50	1972
Metsä Fibre Kemi	CHP, teollisuus	Teollisuusjätepuu	85	1990
Ruukki (K4)	CHP, teollisuus	Kivihiili	65	1990
Alholmens Kraft 2	CHP, teollisuus	Turve	240	2001
Kuusankoski	CHP, teollisuus	Puu & turve	76	2002
Wisaforest Pietarsaari	CHP, teollisuus	Mustalipeä	140	2004
UPM Rauma	CHP, teollisuus	Puu & turve	65	2006
Kaukaan Voima	CHP, teollisuus	Puu & turve	125	2009
Keljonlahti	CHP, teollisuus	Turve & puu	207	2010
Yhteensä	CHP, teollisuus		1053	Keskiarvo 1998

Lähteet: Energiamarkkinavirasto 2013b; Energiateollisuus ry 2012, s. 28-43; Pohjolan Voima Oy 2013b

Aurinkosähkökapasiteetti Suomessa vuonna 2030

Tarkastellaan yksinkertaistettu esimerkki siitä, mitä 1500 MW aurinkosähkökapasiteetti Suomessa vuonna 2030 tarkoittaisi käytännössä. Ilman erityisiä tukitoimia aurinkosähkötuotannon voidaan olettaa sijoittuvan lähinnä eteläiseen Suomeen, jossa tuotanto-olosuhteet ovat edullisimmat. Suomessa on nyt reilu 2,5 miljoonaa vakituisesti asuttua asuntoa, asuntokannasta pientaloja on 41 % ja rivitaloja 14 %. Etelä-Suomen lääni ja kolmannes Länsi-Suomen läänistä kattaa 54 % asuntokannasta (Adato Energia Oy 2013, s. 12-14). Yhteensä tämän Pori-Tampere-Lappeenranta linjan eteläpuolella on siis noin 760000 pien- ja rivitaloa, kun oletetaan yksinkertaistetusti, että asutuskunnat ovat jakautuneet tasaisesti. 1000 MW asennettu kapasiteetti tulee täyteen, mikäli 38 % nykyisistä eteläisen Suomen pien- ja rivitaloasuntoihin hankitaan keskimäärin 3,5 kW aurinkopaneelijärjestelmän. Toisaalta Saksassa kotitaloudet tuottavat vain kolmanneksen aurinkosähköstä, paneelit ovat suosittuja erityisesti maataloudessa ja pienteollisuudessa (Wirth 2013, s. 23). Näin ollen voidaan olettaa, että Suomessakin paneelit yleistyvät myös muualla kuin kotitalouksissa. Kotitalouksien ulkopuolella hankitaan tyypillisesti suurempia järjestelmiä. 1500 MW asennettu kapasiteetti tulee täyteen, mikäli kotitalouksien ulkopuolella hankitaan lisäksi 50000 keskimäärin 10 kW järjestelmää.

Tarkastelutilanteissa säätötarpeen laskennassa käytetyt arvot

A) ENNUSTEVIIRHEET

Suomen tasepoikkeama 2020 ja 2030		Tuulivoiman ennustevirhe		Aurinkovoiman ennustevirhe
+	-	2020	2030	2030
1,1 %	-1,6 %	3 %	2,5 %	4 %

B) KULUTUKSEN TUNNINSISÄINEN MUUTOS 2020 ja 2030

Tunti	Toukokuu arki		Toukokuu vkl		Heinäkuu arki		Heinäkuu vkl		Helmikuu arki		Helmikuu vkl	
	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-
0-1	4 %	-5 %	4 %	-5 %	5 %	-4 %	5 %	-5 %	3 %	-3 %	3 %	-3 %
1-2	4 %	-4 %	4 %	-3 %	4 %	-3 %	4 %	-3 %	3 %	-2 %	3 %	-2 %
2-3	3 %	-2 %	3 %	-2 %	3 %	-2 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	2 %	-3 %
3-4	2 %	-3 %	3 %	-3 %	3 %	-3 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %
4-5	2 %	-3 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	3 %	-3 %	3 %	-2 %	1 %	-1 %
5-6	5 %	-7 %	2 %	-2 %	4 %	-6 %	2 %	-2 %	4 %	-5 %	1 %	-2 %
6-7	6 %	-9 %	3 %	-4 %	5 %	-7 %	3 %	-4 %	5 %	-6 %	2 %	-2 %
7-8	4 %	-6 %	3 %	-3 %	4 %	-5 %	3 %	-3 %	5 %	-3 %	3 %	-2 %
8-9	2 %	-3 %	3 %	-3 %	3 %	-3 %	4 %	-4 %	2 %	-3 %	2 %	-2 %
9-10	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-3 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %
10-11	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	1 %	-1 %
11-12	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-1 %	1 %	-2 %
12-13	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	1 %	-2 %	2 %	-2 %	1 %	-2 %
13-14	2 %	-3 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %
14-15	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-1 %	2 %	-3 %	1 %	-1 %
15-16	3 %	-2 %	2 %	-2 %	3 %	-3 %	2 %	-2 %	3 %	-2 %	2 %	-2 %
16-17	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	3 %	-3 %	4 %	-2 %
17-18	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	3 %	-3 %	4 %	-4 %
18-19	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-3 %	2 %	-3 %
19-20	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-3 %
20-21	2 %	-3 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-2 %	2 %	-3 %	3 %	-2 %
21-22	4 %	-4 %	3 %	-4 %	4 %	-4 %	3 %	-3 %	4 %	-4 %	3 %	-3 %
22-23	2 %	-4 %	2 %	-5 %	2 %	-3 %	2 %	-4 %	2 %	-5 %	1 %	-6 %
23-24	3 %	-4 %	2 %	-4 %	3 %	-4 %	3 %	-4 %	4 %	-4 %	3 %	-3 %

C) TUULI- JA AURINKOVOIMAN TUNNINSISÄINEN MUUTOS 2020 ja 2030

Tunti	Tuulivoiman muutos		Aurinkovoiman muutos	
	+	-	+	-
0-1	4 %	-4 %	0 %	0 %
1-2	4 %	-4 %	0 %	0 %
2-3	4 %	-4 %	0 %	0 %
3-4	4 %	-4 %	0 %	0 %
4-5	4 %	-4 %	0 %	0 %
5-6	4 %	-4 %	3 %	0 %
6-7	4 %	-4 %	4 %	-4 %
7-8	4 %	-4 %	7 %	-6 %
8-9	4 %	-4 %	8 %	-8 %
9-10	4 %	-4 %	7 %	-8 %
10-11	4 %	-4 %	6 %	-6 %
11-12	4 %	-4 %	5 %	-5 %
12-13	4 %	-4 %	4 %	-4 %
13-14	4 %	-4 %	4 %	-3 %
14-15	4 %	-4 %	4 %	-4 %
15-16	4 %	-4 %	5 %	-5 %
16-17	4 %	-4 %	6 %	-7 %
17-18	4 %	-4 %	8 %	-7 %
18-19	4 %	-4 %	7 %	-7 %
19-20	4 %	-4 %	6 %	-6 %
20-21	4 %	-4 %	6 %	-4 %
21-22	4 %	-4 %	4 %	0 %
22-23	4 %	-4 %	0 %	0 %
23-24	4 %	-4 %	0 %	0 %