


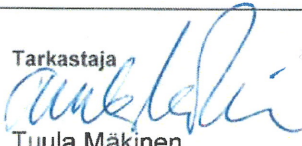
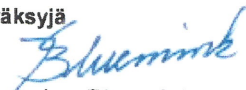
TUTKIMUSRAPORTTI

VTT-R-06032-14

Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020

Kirjoittajat: Juha Kiviluoma, Niina Helistö

Luottamuksellisuus: julkinen

Raportin nimi Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015–2020		
Asiakkaan nimi, yhteyshenkilö ja yhteystiedot Energiavirasto Timo Partanen Lintulahdenkuja 4 00530 HELSINKI	Asiakkaan viite Tilaus 13.10.2014 Dnro 1985/210/2014	
Projektin nimi Tehoreservin määrä	Projektin numero/lyhytnimi 89347	
Raportin laatija(t) Juha Kiviluoma, Niina Helistö	Sivujen/liitesivujen lukumäärä 34/-	
Avainsanat Tehoreservi, tehoreservilaki, kulutusjousto	Raportin numero VTT-R-06032-14	
Tiivistelmä <p>Tehoreservilain tarkoituksena on varmistaa hyvä sähköntoimitusvarmuuden taso sähkönkulutuksen huippujen ja sähköntuonnin häiriöiden aikana. Tämän selvityksen tarkoituksena on toimia taustamateriaalina Energiaviraston päätökselle tehoreservin kokonaismäärästä ja mahdollisesta kysyntäjouston osuudesta. Raportti pohjautuu VTT:n aiempaan vastaavaan raporttiin (Kiviluoma & Kekkonen, 2012).</p> <p>Työssä laskettiin tehovajeen odotusarvo vuoden pituisille jaksoille 2013–2014...2020–2021 käyttäen tilastollista menetelmää. Lähtötiedoissa huomioitiin ennusteet kokonaiskulutuksen kehittämisestä, historialliset kulutuksen ja tuulivoimatuotannon tuntiaikasarjat, käytettävissä oleva voimalaitoskapasiteetti, markkinaperusteinen kulutusjousto sekä kulutushuippujen aikaan saatavissa oleva tuonti naapurimaista. Työssä tarkasteltiin skenaarioita, joissa Olkiluoto 3 valmistuu jonakin vuonna tarkastelujakson aikana. Lisäksi tarkasteltiin vaihtoehtoa, jossa Venäjältä ei voida tuoda sähköä.</p> <p>Tehovajeen odotusarvo nousee tarkastelukauden aikana ja suurin odotusarvo saavutettiin kaikissa skenaarioissa talvikaudella 2020–2021. Todennäköisimmässä skenaariossa (Olkiluoto 3 käytettävissä ja Venäjän tuonnille ei ole poliittisia esteitä) tehovajeen odotusarvoksi saatiin 0,015 h/a talvikaudella 2020–2021. Odotusarvo on suurempi, jos Olkiluoto 3 ei ole käytettävissä (0,1 h/a), Venäjältä ei voi tuoda (0,15 h/a), tai jos kumpikaan näistä ei ole käytettävissä (0,9 h/a). Laskennan mukaan tehovajeen odotusarvo on niin pieni, että on kannattavampaa turvautua esimerkiksi kiertäviin sähkökatkoihin, jos tehovaje epätodennäköisyydestään huolimatta sattuisi tapahtumaan. Lähtötietoihin liittyy kuitenkin epävarmuutta, jota ei pystytty laskennassa huomioimaan. Raportissa on lisäksi arvioitu periaatteita, joilla kulutusjousto voi toimia tehoreservijärjestelmässä, sekä käsitelty tehoreservilain ongelmakohtia.</p>		
Luottamuksellisuus	julkinen	
Espoo 17.12.2014 Laatija  Juha Kiviluoma, Erikoistutkija	Tarkastaja  Tuula Mäkinen Head of Research Area	Hyväksyjä  Geert-Jan Bluemink Research Team Leader
VTT:n yhteystiedot PL 1000, FI-02044 VTT		
Jakelu (asiakkaat ja VTT) Energiavirasto, VTT		
VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain VTT:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella.		

Alkusanat

Raportin kirjoittajat kiittävät seuraavia henkilöitä erinomaisesta yhteistyöstä ja arvokkaasta avusta lähtötietojen keräämisessä: Anni Mikkonen Suomen tuulivoimayhdistys ry:stä, Taina Wilhelms Energiateollisuus ry:stä, Jonne Jäppinen Fingrid Oyj:stä, Jussi Ikäheimo ja Pekka Koponen VTT:ltä sekä Timo Partanen, Antti Paananen, Jori Sääntti, Jarno Lamponen ja Ville Väre Energiavirastosta.

Raportti on kirjoitettu kirjoittajien näkökulmasta, ja raporttiin tai laskentaan mahdollisesti jääneistä virheistä on vastuussa raportin ensimmäinen kirjoittaja.

Espoo 17.12.2014

Tekijät

Sisällysluettelo

Alkusanat	2
Sisällysluettelo.....	3
Lyhenteet	4
1. Johdanto.....	5
2. Tehoreservitarpeeseen vaikuttavia tekijöitä.....	6
3. Tehoreservitarpeen arviointi.....	7
3.1 Tehovajeen odotusarvon laskeminen.....	7
3.2 Lähtötiedot.....	9
3.2.1 Kulutusaikasarja.....	10
3.2.2 Voimalaitostiedot.....	13
3.2.3 Kulutusjousto	16
3.2.4 Tuontikapasiteetti Suomen huippukulutuksen aikaan.....	17
3.2.5 Yhteenveto lähtötiedoista.....	20
3.3 Arvio kapasiteetin riittävydestä.....	21
3.4 Tehoreservijärjestelmän kustannukset ja vaihtoehtoiskustannukset.....	25
3.5 Arvio tehoreservin tarpeesta	27
3.6 Tehoreservin vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen.....	28
4. Periaatteet, joilla kulutusjousto voi toimia osana tehoreservyä	28
4.1 Kulutusjousto ja sähkömarkkinat.....	29
4.2 Kulutusjousto ja tehoreservin käyttösäännöt.....	29
4.3 Pienkuluttajien kulutusjousto.....	30
5. Tuulivoiman kapasiteettivaikutus.....	30
6. Pohdintaa tehoreservilain ongelmakohdista	31
6.1 Sopiva tehoreservin määrä riippuu hinnasta	31
6.2 Tehoreservilain ja raportin aikahorisontti.....	31
6.3 Markkinavaikutukset	32
6.4 Lainsäädännön vaikutukset erilaisiin tehoreservitoimijoihin.....	32
6.5 Investoinnit uusiin huippuvoimalaitoksiin.....	33
6.6 Huippukulutuksen ulkopuoliset tehovajetilanteet.....	33
7. Yhteenveto.....	33

Lyhenteet

COPT	Capacity Outage Probability Table (Kapasiteetin epäkäytettävyyden todennäköisyystaulukko)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EUE	Expected unserved energy (Energiavajeen odotusarvo)
IE	Industrial Emissions directive (Teollisuuden päästödirektiivi)
LCP	Large Combustion Plants directive (Suurten polttovoimalaitosten direktiivi)
LOLE	Loss of Load Expectation (Tehovajeen odotusarvo)
MCP	Medium Combustion Plants directive (Keskisuurten polttovoimalaitosten direktiivi)
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö

1. Johdanto

Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä (117/2011, jäljempänä tehoreservilaki) on tullut voimaan 1.3.2011. Lain 4§:n perusteella Energiamarkkinaviraston (nykyään ja tekstissä jäljempänä Energiavirasto) tehtävänä on määrittää tarvittavan tehoreservin määrä vähintään neljän vuoden välein. Ensimmäisen kerran Energiavirasto määrittä reservin määrän vuoden 2013 alussa, ja seuraavan kerran Energiavirasto arvioi tehoreservin määrää vuoden 2015 alussa. Lain mukaan tehoreservin määrä tulee mitoittaa siten, että se edistää hyvän sähköntoimitusvarmuuden tason ylläpitämistä sähkönkulutuksen huippujen ja sähköntuonnin häiriöiden aikana. Lisäksi on otettava huomioon tarjolla olevien vaatimukset täyttävän kapasiteetin määrä sekä tehoreservin hankintakustannukset. Tarvittavan tehoreservin määrä sekä sen määrittämisessä käytetyt perusteet on julkaistava.

Uutena elementtinä vuoden 2013 joulukuusta alkaen myös sähkönkulutuksen joustoon kykenevät laitokset ovat voineet lain mukaan osallistua tehoreservijärjestelmään. Määrittäessään tehoreservin kokonaismäärän Energiamarkkinavirasto arvioi, paljonko kokonaismäärästä voi olla sähkönkulutuksen joustoon kykeneviä kohteita.

Energiavirasto toteutti keväällä 2013 tehoreservikapasiteetin kilpailutuksen ja valitsi kaksi voimalaitosta kuluvalle reservikaudelle. Valitut voimalaitokset ovat Kristiina 1 (210 MW) ja Vaskiluoto 3 (155 MW)¹. Energiaviraston tavoitteena oli hankkia lisäksi noin 40 MW:n edestä sähkönkulutuksen joustoon kykeneviä kohteita, mutta yhtään tarjousta ei jätetty. Kulutusjoustotarjouksia ei jätetty myöskään vuoden 2013 syksyllä järjestetyssä kilpailutuksessa. Kuluva kausi päättyy 30.6.2015. Tämä selvitystyö toimii taustamateriaalina Energiaviraston päätökselle tehoreservin kokonaismäärästä ja mahdollisesta kulutusjouston osuudesta. Energiavirasto pyrkii antamaan tehoreservin suuruuden määrittävän päätöksen vuoden 2015 alussa.

Tässä selvityksessä arvioidaan Suomessa tarvittavan tehoreservikapasiteetin määrää, sekä kulutusjouston enimmäisosuutta tehoreservistä. Lisäksi työssä käsitellään kulutusjouston roolia tehoreservijärjestelmässä sekä arvioidaan nykyisiä tehoreservivoimalaitoksille asetettuja käyttöäntöjä. Reservin määrää ja tyyppiä määritettäessä huomioidaan tehoreservilaissa ja lain perusteluissa asetetut reunaehdot ja kriteerit.

Tehoreservilain tarkoituksena on sähkön toimitusvarmuuden turvaamiseksi luoda edellytykset sähköntuotannon- ja kulutuksen välistä tasapainoa varmistavan tehoreservin ylläpitämiselle Suomen sähköjärjestelmässä. Termillä tehoreservi tarkoitetaan koko tehoreservijärjestelyn piirissä olevaa reservikapasiteettia. Siihen voi sisältyä voimalaitosreservejä sekä kulutusjoustoreservejä. Voimalaitosreservit ovat voimalaitoksia, jotka on varattu täysin tehoreservijärjestelyn käyttöön, ne eivät siis voi reservijärjestelyn sääntöjen mukaan osallistua kaupallisille markkinoille. Kulutusjoustoreveilleä tarkoitetaan sähkön kulutuskohteita jotka kykenevät sähkön kulutuksen hetkelliseen vähentämiseen tarvittaessa. Tällaisia kulutusjoustoreservejä voivat olla esimerkiksi paperi- tai metalliteollisuuden suuret sähkön kuluttajat, mutta myös useampi pienempi kuluttaja yhteen liitettynä (ns. aggregoitu kulutusjousto).

Tehoreservin suuruutta määritettäessä huomioidaan erityisesti kotimaisen voimalaitoskapasiteetin tehon riittävyys sekä Suomeen naapurimaista tuotavissa oleva teho. Olkiluodon ydinvoimalan kolmannen yksikön valmistuminen on lähivuosien keskeisin kotimaiseen voimalaitoskapasiteettiin vaikuttava laitoshanke. Tämänhetkisen tiedon mukaan yksikkö on käytettävissä täysimääräisesti aikaisintaan loppuvuodesta 2018, jolloin se tuottaisi huippukulutukseen aikana vasta talvikautena 2018–2019. Olkiluoto 3:sen valmistumiseen liittyvää epävarmuutta arvioidaankin herkkyytarkastelun avulla.

¹ Energiavirasto, Hankintapäätös, voimalaitokset 14.5.2013: Dnro 34/451/2013

Tämä selvitys pohjautuu VTT:n aiempaan selvitykseen, jossa arvioitiin vuosina 2013–2017 tarvittavan tehoreservikapasiteetin määrää Suomessa. Kyseisen selvityksen johtopäätöksissä todettiin, että ”nykyisen suuruiset tehoreservimaksut ovat sähkön käyttäjille liian kalliita suhteessa saavutettavaan hyötyyn”². Tässä selvityksessä tarkastellaan talvikausia 2015–2016...2020–2021 päivitettyjen lähtötietojen valossa. Tarkastelussa käytetään samaa menetelmää kuin aiemmassa selvityksessä.

2. Tehoreservitarpeeseen vaikuttavia tekijöitä

Suomen tehoreservijärjestelmää on perusteltu epäilyllä, että pohjoismainen energiamaksuihin perustuva sähkömarkkinajärjestelmä ei välttämättä pysty takaamaan kaikissa tilanteissa riittävää tehoa alueellisen kysynnän kattamiseen. Investoinnit huipputuotantoon ovat riskipitoisia, koska huippukulutus ei esiinny joka vuosi ja kun se tapahtuu, niin mahdollisissa tuotoissa on suurta epävarmuutta. Epävarmuutta aiheuttaa tuottajan mahdollisuudet saada omia marginaalisia tuotantokustannuksiaan selkeästi korkeampaa sähkön hintaa, jotta myös investoinnin kustannukset tulisivat katetuiksi. Korkea riski yhdistettynä epävarmaan tuottoon vähentää investointihalukkuutta.

Suomen tehoreservi aktivoituu, eli tehoreservilaitoksia käynnistetään tai kulutusjoustoreservejä aletaan käyttää, jos Suomen hinta-alueella ei pystytä muuten kattamaan tuntitehontarvetta. Tehonvajausriski kasvaa tehontarpeen kasvaessa. Suomi on poikkeuksellisen tuontiriippuva sähkötehon tarjonnan suhteen. Pienten kulutuspiikkien talvikautta 2012–2013 lukuun ottamatta kulutus on viime vuosina ylittänyt käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin n. 100–400 tunnin ajan vuodessa, mutta käytännössä Suomeen tuodaan lähes aina sähköä kaupallisista syistä.

Tehoreservitarpeeseen vaikuttavia virstanpylväitä lähitulevaisuudessa ovat mm seuraavat:

- Vuoden 2015 loppuosalle edellytetään uutta tehoreservitarpeen mitoitusta.
- Nykyisen heikon taloudellisen tilanteen vallitessa sähkön kysyntä niin Suomessa kuin naapurimaissakin, Venäjä mukaan lukien, tuskin kasvaa.
- LCP-direktiivin (2001/80/EY) tarkoituksena on rajoittaa suurista polttolaitoksista ilmaan joutuvien epäpuhtauksien määrää. Sitä toteuttava ympäristöministeriön päätös (16.6.2010) johtaa joidenkin kattiloiden poistumiseen 31.12.2015. Osa kattiloista tuottaa höyryä myös sähköntuotantoon, jonka vuoksi päätös poistaa sähköntuotantokapasiteettia vuoden 2016 alusta lähtien. Kattilat voivat olla osa useamman kattilan ja voimalan kokonaisuutta, jonka vuoksi sähköntuotantokapasiteetti ei välttämättä pienene kattilan poistumisen seurauksena.
- IE-direktiivin (2010/75/EY) mukaiset uudet päästörajat vanhoille voimalaitoksille tulevat voimaan vuoden 2015 lopussa, mutta kansalliset ja muut siirtymä- ja poikkeusajat vaikuttanevat jopa vuoden 2024 alkuun asti. Tiukentuvien päästörajoiden arvioidaan kuitenkin edistävän vanhojen fossiilisten voimalaitosten käytöstä poistamista EU-maissa, mutta ei välttämättä Venäjällä. Sekä Suomen että muiden Nord Pool Spot -markkinoiden tehotilanne saattaa tämän vuoksi pidemmällä tähtäimellä heikentyä.
- Euroopan komission ehdottamalla uudella MCP-direktiivillä³ rajoitettaisiin puolestaan keskisuurista (1–50 MW) polttolaitoksista ilmaan joutuvien epäpuhtauksien määrää.

² J. Kiviluoma ja V. Kekkonen, Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2013–2017, Tutkimusraportti VTT-R-07227-12, 2012

³ Ehdotus: Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi tiettyjen keskisuurista polttolaitoksista ilmaan joutuvien epäpuhtauspäästöjen rajoittamisesta, Bryssel 18.12.2013

Direktiiviehdotuksen mukaan päästöraajat tulevat kuitenkin voimaan vanhoille, keskiuurille polttolaitoksille vasta vuodesta 2025 tai 2030 alkaen riippuen laitoksen lämpötehosta.

3. Tehoreservitarpeen arviointi

Tehoreservitarpeen arviointi on pohjimmiltaan todennäköisyyspohjainen arvio kapasiteetin riittävydestä huippukulutuksen aikaan. Kapasiteetin riittävyteen liittyy aina epävarmuutta, koska useita voimalaitoksia ja/tai siirtoyhteyksiä voi olla vikaantuneina samanaikaisesti. Jos kapasiteettia on kulutukseen nähden runsaasti, tehovaje on kuitenkin erittäin epätodennäköinen.

Käytettävissä olevan kapasiteetin määrä on oltava riittävän suuri varmistamaan riittävän alhainen tehovajeen todennäköisyys. Tässä arvioinnissa on luonnollisesti arvioitava myös se, millä luottamustasolla haluttu todennäköisyystaso on saavutettavissa, sekä arvioitava se, millaisia kustannuksia halutun tehovajautodennäköisyyden saavuttamisesta aiheutuu. Tätä on puolestaan peilattava kapasiteetin riittämättömyyden aiheuttamiin kustannuksiin, kuten järjestelmäoperaattorin häiriöreservien käyttö tehotasapainon ylläpitämiseksi ja/tai kiertävien lyhyehköjen sähkökatkojen kustannuksiin huippukulutuksen aikana.

Työn yhtenä tuloksena on tehovajeen odotusarvo, jota mitataan tunteina vuodessa. Tämä ei tarkoita, että tehovajetta esiintyisi välttämättä joka vuosi. Sen sijaan kovina pakkasvuosina kulutus on suurta ja tällöin on todennäköisempää, että satunnaisesti tapahtuvat voimalaitosten tai siirtoyhteyksien vikaantumiset johtavat tehovajeeseen. Tällaisena vuonna tehovajetta voisi kertyä useamman vuoden edestä. Vastaavasti lauhkeina talvina tehovajeen todennäköisyys on kylmiä talvia selvästi pienempi.

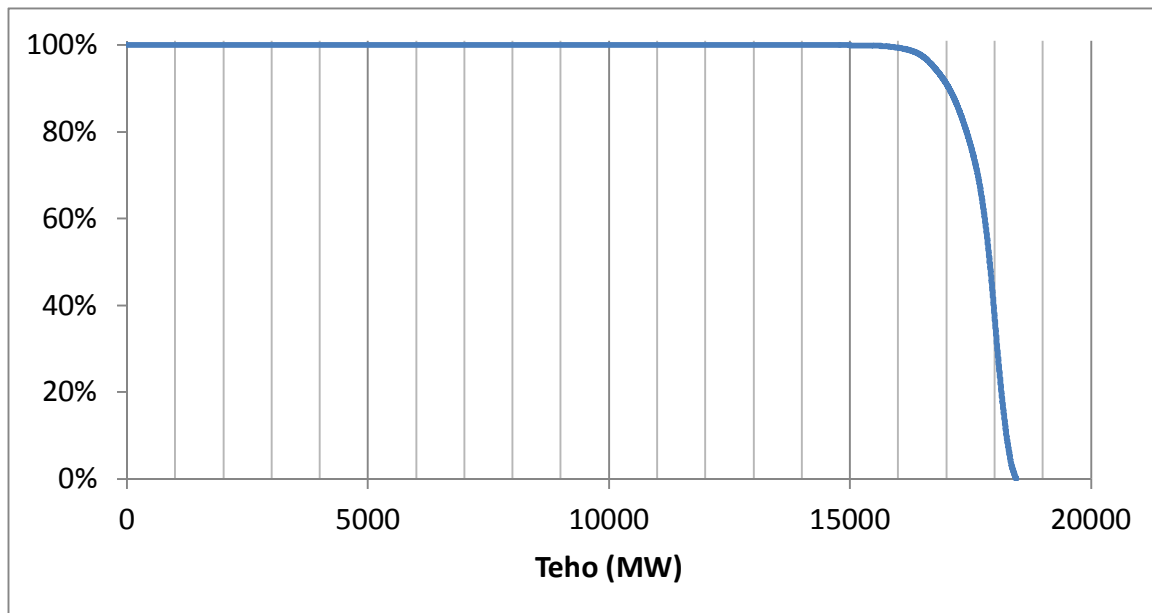
Tässä luvussa määritetään tehovajeen odotusarvo (menetelmä alaluvussa 3.1 ja tulokset alaluvussa 3.3) tulevana vuosina perustuen lähtötietoihin, jotka esitetään alaluvussa 3.2. Lisäksi tehovajeen todennäköisyyttä arvioidaan suhteessa lisätehon hankinnan kustannuksiin ja lyhyiden sähkökatkojen haittakustannuksiin (alaluku 3.4). Alaluvussa 3.5 esitetään arvio tehoreservin tarpeesta ja alaluvussa 3.6 arvio tehoreservin vaikutuksesta sähkön toimitusvarmuuteen.

3.1 Tehovajeen odotusarvon laskeminen

Tehoreservin määrän arviointi toteutetaan soveltaen LOLE (loss of load expectation) laskentaa. LOLE lasketaan käyttäen COPT:n (capacity outage probability table) pohjautuvaa rekursiivista menetelmää. LOLE menetelmässä lasketaan tehon riittämättömyyden odotusarvo (toimitusvarmuus) tunteina vuodessa. LOLE:n laskemisesta tarkemmin hieman alempana. Lähtötiedot esitellään alaluvussa 3.2. Haluttua toimitusvarmuuden tasoa verrataan laskettuun LOLEen. Mikäli LOLE on liian suuri, lisätään kapasiteettia ja lasketaan uusi LOLE. Halutun toimitusvarmuuden saavuttamiseksi tarvittava kapasiteetti saadaan selville iteroimalla laskentaa kunnes saavutetaan haluttu laskentatarkkuus. Iterointia ei tarvitse tehdä, jos kapasiteettia on alusta alkaen tarpeeksi.

COPT kertoo saatavilla olevan kapasiteetin todennäköisyysjakauman. Menetelmässä lasketaan jokaisen vikaantumisyhdistelmän todennäköisyys ja kyseisen yhdistelmän tuottama kapasiteetti. Erilaisten vikaantumiskombinaatioiden määrä kasvaa eksponentiaalisesti suhteessa vikatilojen lukumäärään. Suomen järjestelmässä on satoja voimalaitoksia ja useita siirtoyhteyksiä, jolloin vaihtoehtoja on liikaa. Siksi käytetään rekursiivista menetelmää, jossa laitoksia lisätään todennäköisyysjakaumaan yksi kerrallaan. Näin laskenta-aika pysyy kohtuullisena. Menetelmä edellyttää diskreettejä askelmia, minkä vuoksi voimalaitosten kapasiteetti on pyöristetty MW-tasalukuihin. Pyöristyksen vaikutus tuloksiin on hyvin pieni. Laskennan tuloksena saatavassa COPT-taulukossa on käytännössä

kaikki tasalukuiset MW määrät nolasta aina kaikkien kapasiteetilähteiden yhteenlaskettuun kapasiteettiin asti. Pienet MW määrät ovat äärimmäisen epätodennäköisiä kuten kuvasta 1 näkyy (kuva on laskennan välituloksista, mutta näytetään tässä esimerkin vuoksi).

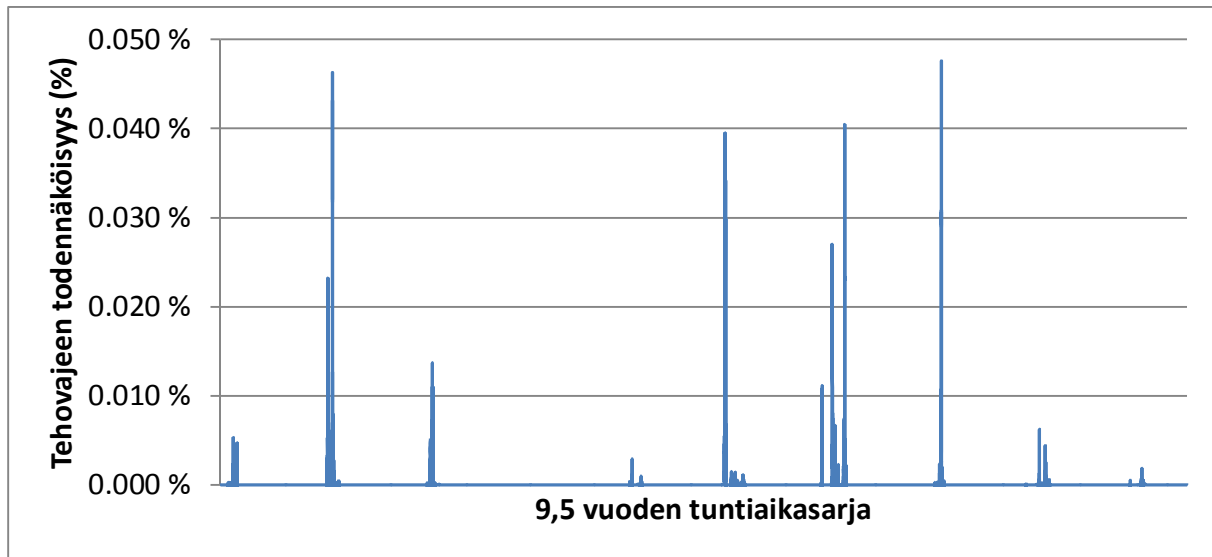


Kuva 1. Saatavilla olevan kapasiteetin kumulatiivinen todennäköisyysjakauma (esimerkkinä vuosi 2013).

LOLE laskennassa käytetään lähtötietoina yllä kerrotulla tavalla laskettua COPT taulukkoa ja kulutusaikasarjaa. Tämän raportin laskennassa on käytetty tunti-aikasarjaa, koska tunnin sisäiset vaihtelut hoidetaan pohjoismaissa järjestelmäreserveillä. Aikasarjan jokaista tuntia verrataan COPT taulukon jokaiseen arvoon. Mikäli kulutus on suurempi kuin COPT taulukon arvo, niin kyseisen kapasiteettiyhdistelmän todennäköisyys lisätään tehovajeen kumulatiiviseen todennäköisyyteen. Kun kulutusaikasarjan kaikki tunnit on laskettu läpi, niin todennäköisyyden kumulatiivinen summa kertoo tehovajeen odotusarvon tunteina. Tämä pitää vielä jakaa aikasarjan pituudella vuosissa mitattuna. Näin saadaan tehovajeen odotusarvo tunteina vuodessa. Tehon odotusarvo laskee voimakkaasti melko lyhyellä tehoalueella (kuva 1), minkä vuoksi LOLE laskennan tuloskin on herkkä muutoksille, jos kulutushuippu on limittäin kyseisen tehoalueen kanssa. Suuret yksikkökoot venyttävät tehoaluetta, jolla tehovajeen odotusarvo näkyvästi muuttuu.

Laskentamenetelmä ei huomioi, että voimalaitoksen vikaantuessa vikatunteja on yleensä monta peräkkäin. Esimerkiksi alas ajettua ydinvoimalaitosta ei saada välttämättä pitkään aikaan ylös. Mitä enemmän voimalaitoksia järjestelmässä on, sitä pienemmäksi puutteen vaikutus jää.

Kuvassa 2 on esitetty esimerkinomaisesti aikasarjana jokaiselle tunnille erikseen määritetty tehovajeen todennäköisyys. Niinä tunteina, jolloin kulutus on suurta, tehovaje on todennäköisempi kuin muina tunteina. Tehovajeen odotusarvoon vaikuttavat siis ennen kaikkea kulutusjaksot, joissa kulutus nousee lähelle huippukulutusta. Näitä kulutusjaksoja Suomen olosuhteissa esiintyy vain talvella.

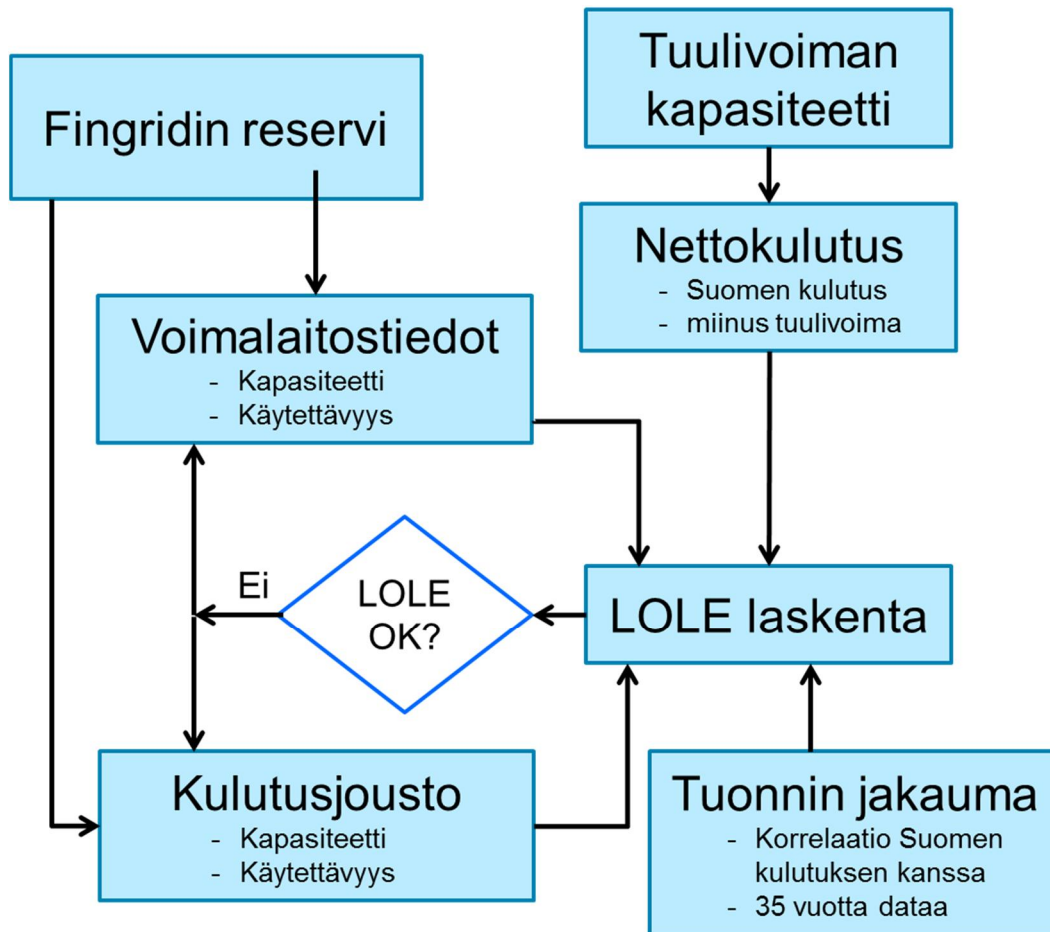


Kuva 2. Tehovajeen todennäköisyys 9,5 vuoden aikasarjan tunteina. Yhteenlaskettu LOLE on 0,0027 h/a (laskettu talvikauden 2015–16 arvioidulle tilanteelle).

LOLEn lisäksi lasketaan myös EUE (Expected Unserved Energy), joka kertoo energiavajeen odotusarvon megawattitunteina vuodessa (MWh/a). EUE:n laskennassa jokaisen tehovajemahdollisuuden todennäköisyys kerrotaan tehovajeen syvyydellä (kulutuksen ja saatavilla olevan kapasiteetin erotus). Kumulatiivinen summa lasketaan vastaavalla tavoin kuin LOLEssa.

3.2 Lähtötiedot

Kuva 3 kertoo mitä lähtötietoja laskentaan tarvitaan ja miten tiedot liittyvät laskentaan. LOLE:n tulos on varsin herkkä lähtötiedoissa tapahtuville muutoksille, jos kapasiteettitilanne on tiukka. Seuraavissa alaluvuissa käsitellään laskentaa varten kerättyjä lähtötietoja tarkemmin.



Kuva 3. LOLE laskennan lähtötiedot ja periaatekaavio. Jos LOLE ei ole riittävän pieni, pitää lisätä joko voimalaitoskapasiteettia tai kulutusjousto.

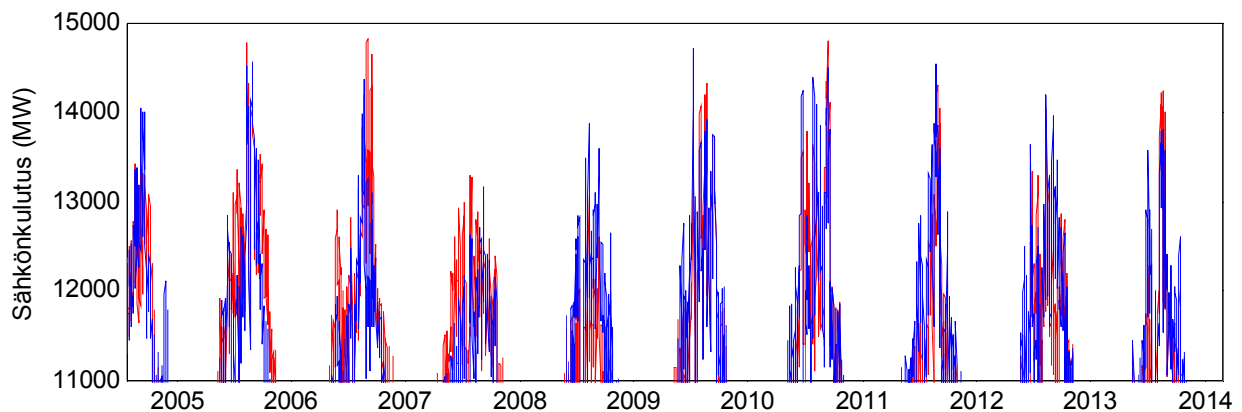
3.2.1 Kulutusaikasarja

Kulutusaikasarja on ensimmäinen tärkeä lähtötieto. Mitä pidempi kulutusaikasarja on käytössä, sitä luotettavampi arvio saavutetaan. Työssä oli käytettävissä kulutuksen tuntiaikasarja vuodesta 2005 vuoden 2014 puoliväliin.

Kulutusaikasarjasta poistettiin muun kuin lämpötilan vaikutus hyödyntämällä Energiategollisuuden lämpötilakorjattua kuukausikulutusaikasarjaa⁴, jonka avulla voidaan muut vaikutukset erottaa lämpötilan vaikutuksesta.⁵ Talouden ja energiankäytön yleiset muutokset eivät saa näkyä käytettävässä kulutusaikasarjassa, koska LOLE lasketaan tuleville vuosille, joiden taloudellinen tilanne ja energiankäyttökohteet eivät ole samanlaisia kuin historiallisessa tilanteessa. Niinpä arvio tulevasta kulutuksesta korvaa kulutusaikasarjassa esiintyvät taloudellisten muutosten aiheuttamat historialliset kulutusvaihtelut. Lämpötilan aiheuttamat kulutusvaihtelut tulevat kuitenkin näkyä — ne ovat oletettavasti samankaltaisia myös tulevaisuudessa.

⁴ <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot>

⁵ Koska kyseessä on kuukausiaikasarja, siitä ei saisi erotettua tuntitason lämpötilan aiheuttamia kulutusvaihteluita. Tämä ei kuitenkaan ole tarpeen, koska tarkoituksena on erottaa talouden aiheuttamat kulutusvaihtelut, joihin kuukausitason tarkkuus on riittävä.



Kuva 4. Kulutuksen päiväkohtaiset huiput alkuperäisessä kulutusaikasarjassa (punaisella) sekä korjatussa kulutusaikasarjassa (sinisellä). Kuvassa näkyy vain korkeimmat kulutukset, joilla on merkitystä tehovajeen todennäköisyydelle.

Tämän jälkeen kulutusaikasarjasta vähennettiin tuulivoimatuotannon tuntiaikasarja. Tuulivoiman aikasarja on samalta ajanjaksolta kuin kulutuksen aikasarja, jotta kulutuksen ja tuulivoimatuotannon väliset korrelaatiot säilyvät⁶. Aikasarjaa on skaalattu vastaamaan tulevaisuudelle arvioitua tuulivoimakapasiteettia. Tuulivoimatuotannon vähentäminen kulutuksesta on suositeltu menetelmä tuulivoiman tai muun vaihtuvan tuotannon huomioimiseksi⁷.

Viimeinen askel kulutusaikasarjan muokkauksessa oli skaalata se vastaamaan ennustettuja vuosikulutuksia. Talvikaudella 2013–14 sähkön lämpötilakorjattu kulutus oli 85,1 TWh. TEM:n teettämien skenaarioiden ennuste vuodelle 2020 on puolestaan 93,3 TWh⁸. Kun kulutuksen oletetaan kasvavan lineaarisesti näiden kahden välillä, saadaan taulukon 1 mukaiset vuosikulutukset tuleville vuosille. Laskennassa käytettävä 9,5 vuoden kulutusaikasarja ajetaan läpi jokaiselle vuoden pituiselle kaudelle erikseen. Se skaalattiin tuottamaan kunkin kauden ennustettu keski vuosikulutus. Laskenta toistettiin myös 35,5 vuoden kulutusaikasarjalla, joka tuotettiin meteorologisesta aineistosta korrelaatiokertoimien avulla. Korrelaatio laskettiin 9,5 vuoden todelliseen aineistoon verrattuna ja selittävinä tekijöinä käytettiin tuulenopeudella korjattua ulkolämpötilaa, lämpötilan 13 tunnin historiaa⁹, vuorokauden aikaa ja viikonpäivää.

⁶ Tuulivoimatuotannolla ja kulutuksella voi olla korrelaatioita, koska molempien vaihteluun vaikuttaa sään vaihtelut. Lisäksi tuuli lisää lämpöhäviöitä pakkasilla ja siten sähkönkulutusta. Suomessa talvella tuulee keskimäärin enemmän kuin kesällä. Kaikkein kovimmat pakkaset syntyvät usein kun korkeapaine asettuu Suomen päälle. Näissä tilanteissa tuulivoimaloiden napakorkeudella tuulee todennäköisesti keskimääräistä hieman vähemmän (inversion vuoksi maan pinnalla on usein lähes tyyntä) eli korrelaatio kääntyy päinvastaiseksi kaikkein kovimpien pakkasten kohdalla.

⁷ Keane, A., Milligan, M., Dent, C. J., Hasche, B., Annunzio, C. D., Member, S., Dagoon, K., et al. (2011). Capacity Value of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), 564–572

⁸ Kansallinen energia- ja ilmastostrategia – Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 20. päivänä maaliskuuta 2013, VNS 2/2013 vp. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia, taustaraportti, 21.3.2013.

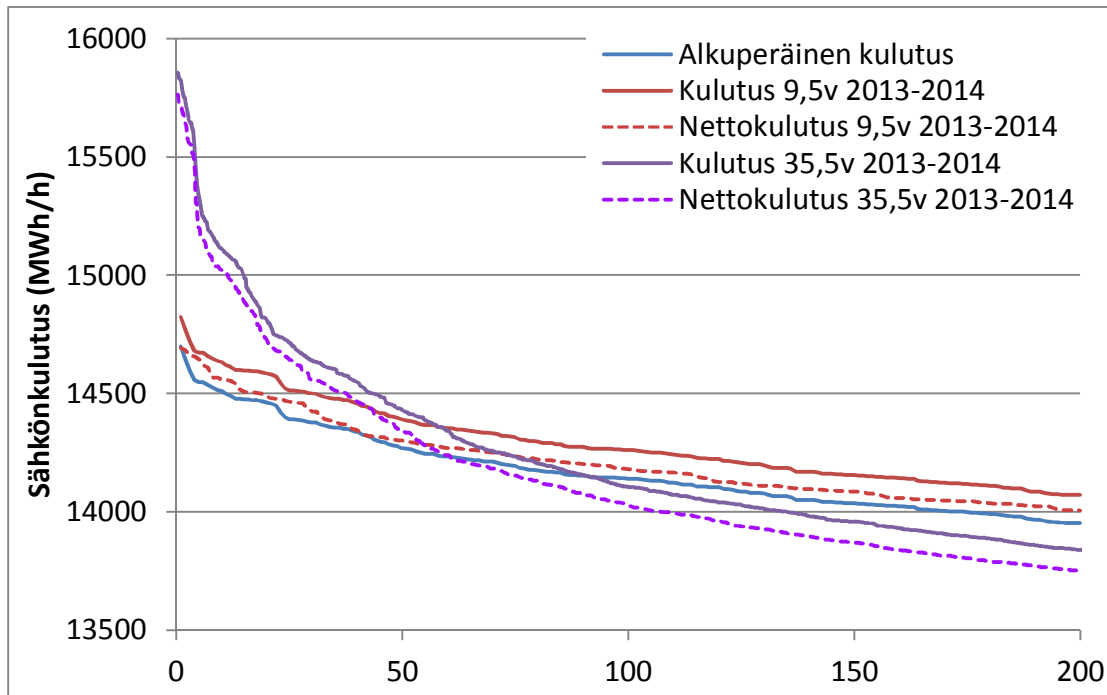
⁹ Sähkönkulutus kasvaa, kun kova pakkanen kestää kauemmin. 13 tunnin lämpötilahistoria antoi parhaan korrelaation sähkönkulutuksen kanssa, jonka vuoksi sitä käytettiin laskennassa.

Taulukko 1. Vuosikulutusarvio (heinäkuusta kesäkuuhun) ja talvikauden huippukulutusarvio, joka skaalatussa 9,5 vuoden kulutusaikasarjassa esiintyi

	Vuosikulutus (TWh)	Aikasarjan huippukulutus (MW)	Kauden keskiteho * 1,5 (MW) ¹⁰
2013–2014	85,1	14 824	14 568
2014–2015	86,3	15 044	14 785
2015–2016	87,6	15 264	15 001
2016–2017	88,9	15 485	15 218
2017–2018	90,1	15 705	15 435
2018–2019	91,4	15 926	15 651
2019–2020	92,7	16 146	15 868
2020–2021	93,9	16 366	16 084

Kuva 5 näyttää esimerkin kulutusaikasarjoja koskevista lähtötiedoista. Kuvassa näkyy 9,5 vuoden aineiston osalta 200 suurinta huippukulutustuntia. Kuten yllä selitettiin, alkuperäisen kulutuksen (sininen viiva) aikasarjaa skaalattiin vastaamaan arvioitua huippukulutusta (punainen viiva). Tästä vähennettiin tuulivoimatuotannon aikasarja jolloin saatiin nettokulutus (punainen katkoviiva). Kun käytettiin 35,5 vuoden meteorologista aineistoa (violetti viiva), niin huippukulutus suureni, koska 80-luvulla on ollut kovempia pakkasia kuin viimeisen 9,5 vuoden aineistossa. Myös tästä vähennettiin meteorologisen aineiston avulla arvioitu tuulivoimatuotanto, jotta saatiin nettokulutus (violetti katkoviiva).

¹⁰ Tässä on vertailun vuoksi esitetty myös toinen arvio huippukulutuksesta. Arvio on saatu kertomalla kauden keskiteho huipputehokerroimella. Aiemman selvityksen mukaan kerran kymmenessä vuodessa esiintyvä huipputehokerroin on noin 1,50. (V. Kekkonen, Sähköntuotannon tasapainon arvioiminen tulevaisuudessa, Tutkimusraportti VTT-R-01977-08, 2008)



Kuva 5. Lähtötietoina käytetyt kulutus- ja nettokulutusaikasarjat. Vaaka-akselilla on esitetty 200 suurinta huippukulutustuntia suuruusjärjestyksessä ja pystyakselilla vastaavat huippukulutukset (MWh/h).

3.2.2 Voimalaitostiedot

Toisena tärkeänä lähtötietona ovat voimalaitostiedot¹¹. Lähde kuvaa hyvin olemassa olevan kapasiteetin, mutta erityisesti yhteistuotannon ja vesivoiman osalta huippukulutuksen aikainen tuotanto voi olla merkittävästi kapasiteettia pienempi. Toisaalta muun lauhdetuotannon kapasiteetti on huomattavasti pienempi kuin Energiateollisuuden tuntitilastojen¹² mukaan toteutunut tuotanto. Todennäköisesti osa laitoksista on luokiteltu eri lähteissä eri kategorioihin. Tärkeintä on saada saatavilla oleva kokonaiskapasiteetti realistiselle tasolle. Tämä tehtiin rajoittamalla vesivoima- ja kaukolämmön yhteistuotannon sähköntuotantokapasiteettia sekä olettamalla, että osa lauhdekapasiteetista on luokiteltu teollisuuden yhteistuotannon alle.

Kaukolämmön yhteistuotannon osalta poistettiin kaikki vuotta 1977 aiemmin rakennetut voimalaitokset, minkä jälkeen sähköntuotantokapasiteettia jäi 3571 MW. Tuotannon toteutunut maksimi (vuonna 2012) oli 3500 MW.

Muun lauhdetuotannon (ei sisällä ydinvoimaa) käytettävissä olevaa kapasiteettia on haastava arvioida, koska sitä ei välttämättä käytetä huippukulutustilanteissakaan, jos naapurimaista on kapasiteettia saatavilla halvemmalla. Toistaiseksi suurimman huippukulutuksen aikaan vuonna 2011 lauhdetuotanto oli lähes 2500 MW. Vuosina 2012–2014 huipputuotanto on jäänyt alle 2100 MW, mutta sähkönkulutushuippukin on ollut 550–850 MW pienempi. Tilastoissa kapasiteettia on vain 1522 MW. Samanaikaisesti teollisuuden yhteistuotanto on tuottanut viime vuosina vain alle 1500 MW:n teholla huippukulutusviikkoina, kun kapasiteettia tilastoissa on n. 3300 MW. Teollisuuden yhteistuotannon väheneminen lienee osittain seurausta teollisuuden rakennemuutoksesta ja tuotannon vähentyminen on todennäköisesti osittain pysyvää. Näiden tekijöiden seurauksena oletettiin, että muu lauhdetuotanto ja teollisuuden yhteistuotanto voivat tuottaa yhteensä noin

¹¹ Energiaviraston ylläpitämä voimalaitostietokanta

¹² Tuntikohtaiset tuotantotilastot tuotantomuodoittain Energiateollisuudelta

4000 MW huippukulutuksen aikaan. Voimalaitostilastoista otetaan kaikki lauhdevoimalaitokset ja sen lisäksi 2450 MW teollisuuden yhteistuotantolaitoksia eli laitokset vuodesta 1989 alkaen. Näihin lukuihin sisältyy oletus siitä, että nykyisessä tehoreservissä olevat voimalat eivät tule jatkamaan toimintaansa. Inkoon hiilivoimalaitoksen kolme jäljellä olevaa yksikköä eivät myöskään ole mukana.

Fingridin nopeassa häiriöreservissä olevat voimalat eivät ole laskennassa mukana, vaikka nopeata häiriöreserviä voidaan käyttää myös tehovajetilanteissa. Nopean häiriöreservin normaalina tehtävänä on vapauttaa automaattinen häiriöreservi, joka aktivoituu häiriötilanteissa taajuuden laskiessa liikaa. Jos nopeaa häiriöreserviä käytetäänkin tehovajeen paikkaamiseen, joudutaan tällöin käyttämään kiertäviä sähkökatkoja nopean häiriöreservin korvikkeena. Automaattinen häiriöreservi aktivoituu kuitenkin hyvin harvoin.

Tiedossa olevat uudet voimalaitokset ja tehonkorotukset on lisätty laskentaan arvioidun aloitusvuoden mukaisesti.

Jokaiselle voimalaitokselle arvioidaan vikaantumisista johtuva epäkäytettävyys. Pöyryn selvityksen¹³ perusteella otettiin käyttöön taulukon 2 mukaiset vikaantumistodennäköisyydet. Raportin todennäköisyydet saattavat kuvastaa tietyille polttoaineille tyypillisiä laitostyyppisiä. Esimerkiksi bioenergiapohjaisia laitoksia ajetaan pitkäjäksoisesti, jolloin vikaantumiset pysyvät todennäköisesti vähäisempinä kuin hiilivoimaloille, joista monia käynnistetään harvakseltaan vastaamaan huippukysyntään. Lähteen mukaan luvuilla tarkoitetaan ennakoimatonta energiaepäkäytettävyttä 50 % todennäköisyydellä. Jos vikaantumistodennäköisyys halutaan määrittää 90 %:n varmuudella, on esitetyt vikautuvuusarvot kerrottava 1,5–2:lla.

Taulukko 2. Vikaantumistodennäköisyyksien odotusarvo polttoaineen perusteella luokiteltuna (epäkäytettävyys prosentteina vuoden tunneista)

Polttoaine	Uraani	Turve/bio	Öljy/kaasu	Hiili
Vikaantumistodennäköisyys (%)	2,1	2,2	3,2	4,2

Nykyisin käytössä olevat ydinvoimalat ovat tuottaneet huippupakkasilla pääsääntöisesti hieman nimellistehoaan enemmän, joten ydinvoiman voimalaitostilastoihin ei tehty muutoksia. Olkiluoto 3:n vaikutus kapasiteettiin on merkittävä ja sen kaupallisen tuotannon aloittamisajankohta on epäselvä. Nykyisten tietojen valossa voimala on käytettävissä aikaisintaan loppuvuodesta 2018. Tässä työssä tarkastellaan vaihtoehtoja, joissa Olkiluoto 3 tulee käyttöön jonain vuonna talvikaudesta 2016–2017 alkaen. Olkiluoto 3 tuo lisää kapasiteettia, mutta samalla se lisää reservitarpeita ja vähentää tuontimahdollisuuksia. Fingridin rakentamat Forssan kaasuturbiinilaitokset (2 x 159 MW) ovat tällöin varattu lisääntyneen häiriöreservitarpeen kattamiseen. Taajuusohjattuun häiriöreserviin tarvitaan arviolta 120 MW lisää kapasiteettia, joka tässä oletetaan tulevan kulutusjoustosta. Lisäksi Pohjois-Ruotsin ja Suomen välisen vaihtosähköyhteyksien kapasiteettia lasketaan 300 MW.¹⁴

Tuulivoiman osalta arvioitiin tulevaa kapasiteettia Tuulivoimayhdistyksen rekisterissä olevien kehityshankkeiden tietojen avulla (taulukko 3). Vuoden 2019 jälkeen tuulivoimakapasiteetti rajoitettiin 2250 MW:iin, koska nykyisestä syöttötariffijärjestelmästä tuetaan vain 2500 MVA näennäistehoa. Tuulivoimalaitosten yhteenlasketun nimellispäätötehon arvioitiin siis olevan

¹³ Voimalaitosten käytettävyys selvitys, Pöyry 60K30025.01-Q210-003C, EMV:n tilauksesta, 2008. http://www.emvi.fi/files/Voimalaitosten_kaytettavyys_selvitys.pdf

¹⁴ Olkiluoto 3:n käyttöönotto talvena kapasiteettitilanne saattaa olla oletettua huonompi, jos Olkiluoto 3:n luotettavuus on tuolloin merkittävästi oletettua huonompi ja Olkiluoto 3:n aiheuttamat kapasiteettivaraukset ovat voimassa.

90 % niiden yhteenlasketusta nimellisestä näennäistehosta. Tuulivoiman tuotanto vähennettiin laskennassa kulutuksesta.

Taulukko 3. Tuulivoiman kapasiteettiskenaariot (kapasiteetti vuoden alussa)

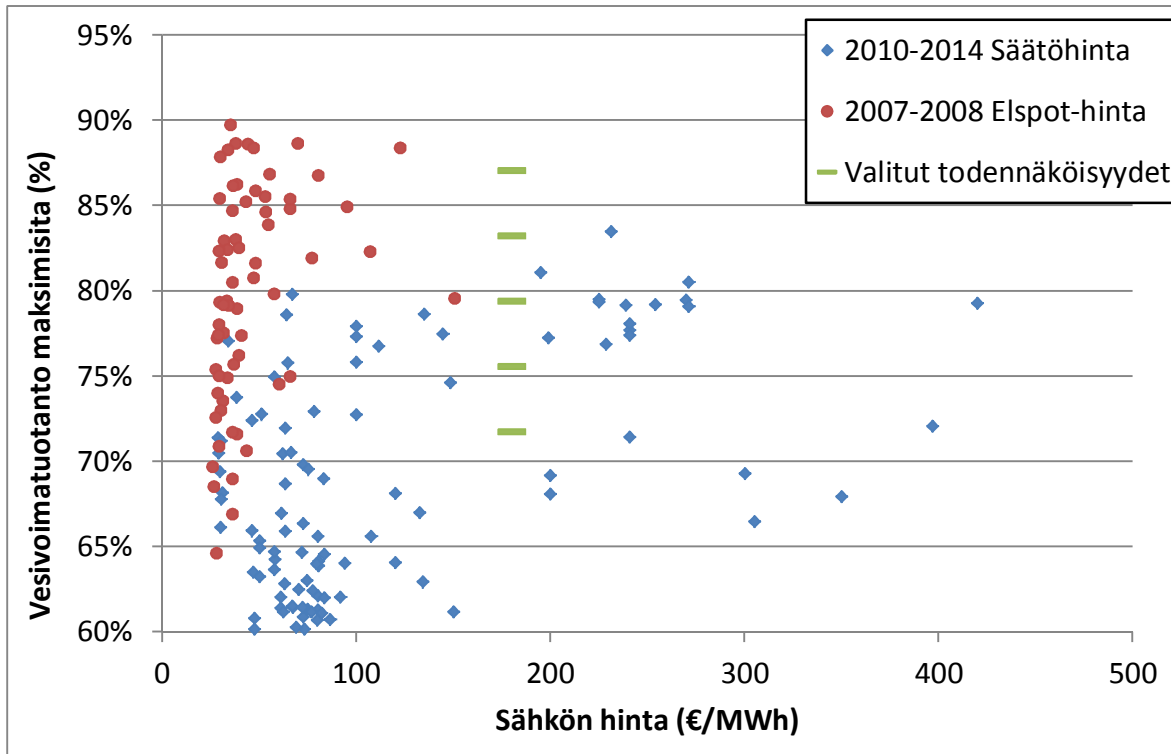
	Ennakoitu tuulivoimakapasiteetti (MW)
2014	450
2015	650
2016	970
2017	1380
2018	1889
2019	2250
2020	2250
2021	2250

Suomessa asennettua vesivoimakapasiteettia oli vuoden 2014 alussa noin 3136 MW. Käytettävissä oleva vesivoimakapasiteetti vaihtelee mm. varastoaltaiden vedenkorkeuden ja tarvittavan huipputehon keston mukaan. Siksi vesivoimalle tehtiin kapasiteetin saatavuudesta todennäköisyysjakauma käyttämällä toteutuneita tuntituotantotietoja viime vuosilta¹⁵. Vesivoimakapasiteetin saatavuus arvioitiin toteutuneen tuotannon avulla käyttäen kaikkein kalleimpia tunteja. Voisi olettaa, että vesivoimalat ovat tuottaneet tuolloin niin paljon sähköä kuin mahdollista, mutta näin ei välttämättä ole aina käynyt. Osa vesivoimakapasiteetista on voitu tarjota toteutunutta markkinahintaa suuremmalla hinnalla tai vesivoimaa on säädetty käyttötunnilla alaspäin. LOLE-laskennassa käytettiin taulukon 4 todennäköisyysjakaumaa. Todennäköisyysjakauma on suhteutettu toteutuneisiin huippuhintojen aikana toteutuneisiin vesivoimatuotantoihin kuvassa 6. Tämän lisäksi on huomioitu suunnitellut vesivoiman tehonkorotukset: 2014 +21 MW ja 2015 +7 MW. Osa vesivoimakapasiteetista on Fingridin taajuusohjatuissa reserveissa, mikä myös vaikuttaa siihen että toteutunut tuotanto on selvästi pienempi kuin rakennettu kapasiteetti.

Taulukko 4. Vesivoimakapasiteetin (MW) todennäköisyysjakauma.

Todennäköisyys	100 %	80 %	60 %	40 %	20 %
Kapasiteettia vähintään	2250	2370	2490	2610	2730

¹⁵ Energiateollisuus



Kuva 6. Vesivoimantuotanto (% kapasiteetista) korkeimpien sähkönhintojen aikaan, kun Suomen kulutus on ollut yli 14 GWh/h. Vuosilta 2007–2008 oli käytävissä vain Elspot-hinta ja vuosilta 2010–2014 säätosähkömarkkinoiden hinta (sen mukaan kumpaa, ylös- vai alassäätöä, oli kyseisellä tunnilla käytetty). Kuvassa näkyy myös taulukon 4 kapasiteettien mukainen todennäköisyysjakauma vihreinä viivoina. Kuvan tulkinnassa on syytä huomioida, että kuva ei kerro miten paljon vesivoimalla olisi voitu tuottaa, vaan sen miten paljon on tuotettu. Vesivoimantuotantoa on todennäköisesti osassa tunneista säädetty alaspäin tai hinta ei ole ollut riittävän korkea.

3.2.3 Kulutusjousto

Kulutusjoustolle tehtiin niin ikään todennäköisyysjakauma, joka perustui erilliseen arvioon teollisesta kulutusjoustosta ja kotitalouksien kulutusjoustosta. Lähteinä työhön käytettiin VTT:n selvitystä vuodelta 2005¹⁶, GAIA:n selvitystä vuodelta 2011¹⁷ sekä tilastotietoa paperiteollisuuden tuotantomäärien laskusta viime vuosina. Koko arvioitua kulutusjoustokapasiteettia ei voi käyttää suoraan, koska jouston kesto on osalle kulutusjoustosta liian pitkä. Oletuksena oli 5 tunnin jousto, jolloin tätä lyhytkestoisempia joustoja täytyi yhdistää tuottamaan yhteensä 5 tuntia kapasiteettinsa mukaista joustoa. Laskennassa talvikauden 2013–2014 osalta kotitalouksien kulutusjoustona käytettiin 0 MW. Optimistisessa skenaariossa se lisääntyi 90 MW:iin kaudella 2020–2021. Pessimistisessä skenaariossa päädyttiin 0 MW:sta 10 MW:iin. Kotitalouksien kulutushuippujen aikainen kulutusjoustoarvio perustuu VTT:n asiantuntijankemeykseen, koska asiasta ei löytynyt varsinaista selvitystä. Taulukossa 5 näkyy kotitalouksien ja teollisuuden yhteenlaskettu arvio eri vuosille. Taulukon luvut eivät sisällä Fingridin reserveissa olevaa kulutusjoustoja. Häiriöreserveihin oletettiin tarvittavan 455 MW kulutusjoustoja. Lisäksi arvioitiin, että Olkiluoto 3 kasvattaa häiriöreserveihin ja uuteen järjestelmäsuojaan varattavaa kulutusjoustomäärää yhteensä 100 MW.

¹⁶ H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjouston potentiaalikäyttö teollisuudessa, VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05, 2005.

¹⁷ Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market, Gaia Consulting Oy, 2011.

Taulukko 5. Kulutusjouston määrän (MW) todennäköisyysjakauma (kapasiteettia vähintään)

Todennäköisyys	100 %	75 %	50 %	25 %
2013–2014	285	285	285	285
2014–2015	259	259	285	285
2015–2016	259	261	285	287
2016–2017	233	238	295	300
2017–2018	213	228	305	320
2018–2019	192	237	310	355
2019–2020	172	242	330	400
2020–2021	146	226	335	415

3.2.4 Tuontikapasiteetti Suomen huippukulutuksen aikaan

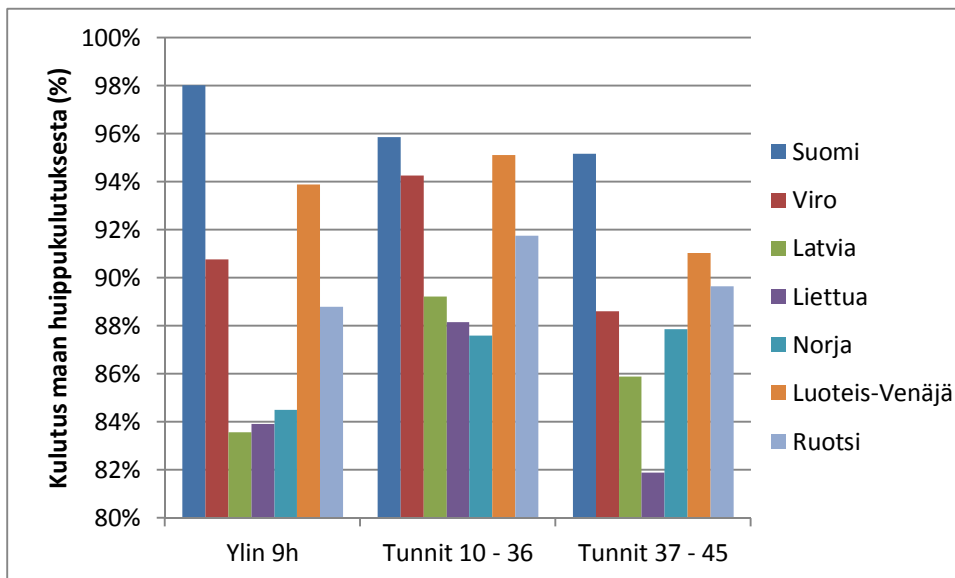
Tuontikapasiteetti naapurimaista ei aina ole täysimääräisesti käytettävissä. Tuontitehon pienenemistä aiheuttavia riskejä ovat:

- Kaupalliset syyt (tuntitasolla). Riskin toteutuminen edellyttäisi, että sähkön hinta olisi naapurimaissa Suomea korkeampi, kun Suomessa on tehovajauksen riski, tai markkinoiden toiminta olisi liian hidasta. Riskiä on yritetty Venäjän osalta huomioida, koska Venäjän sähkömarkkinoiden rakenne on erilainen kuin pohjoismaissa.
- Sähköverkosta johtuvat syyt. Riski on realisoitunut muutamia kertoja tällä vuosituohannella sekä Keski-Ruotsin että Venäjän tuonnin suhteen. Laskennassa käytettävät vikaantumistodennäköisyydet kuvastavat tätä riskiä.
- Tehonvajausta naapurissa Suomen tehonvajaustilanteen aikana. Riskin suuruutta arvioidaan alla.
- Muut syyt, kuten esimerkiksi poliittiset tekijät. Riskin arviointi on hankalaa ja subjektiivista.

Naapurimaista saatavilla olevaan kapasiteettiin vaikuttaa naapurimaiden oma huippukulutustilanne Suomen huippukulutuksen aikaan. Naapurimaista oli saatavilla vähintään 4,5 vuoden pituinen tuntikulutusaikasarja (1.1.2010–30.6.2014). 4,5 -vuoden aikasarja ei ole riittävän pitkä, kun halutaan arvioida huippupakkasten korrelaatioita Suomen ja naapurimaiden välillä, koska huippupakkasia esiintyy vain harvoin vuosina. Tämän vuoksi käytettiin 35,5 vuoden aikasarjoja, jotka saatiin meteorologisen mallin tuottamasta aineistosta¹⁸. Meteorologisesta aineistosta saadaan lämpötila ja tuulennopeus jokaiselle tunnille kohtuullisen tarkalla maantieteellisellä hilalla ($1/2^\circ - 2/3^\circ$). Aineistosta muodostettiin yksi lämpötila-aikasarja jokaiselle maalle, jossa aikasarjaa painotettiin populaatiotiheyden mukaisesti sekä huomioitiin tuulennopeuden vaikutus sähkönkulutukseen kylmillä lämpötiloilla. Todellisia kulutusaikasarjoja käytettiin tuottamaan korrelaatiokertoimet meteorologisten aikasarjojen muuttamiseksi kulutusaikasarjoiksi. Korrelaatioita laskettaessa meteorologisesta aikasarjasta käytettiin todellisen kulutusaikasarjan mukaista ajanjaksoa. Korrelaation laskemisessa huomioitiin tuotettu lämpötila-aikasarja, pakkasjakson kesto, vuorokaudenaika sekä viikonpäivä. Lopuksi saaduilla korrelaatiokertoimilla luotiin 35,5 vuoden kulutusaikasarja jokaiselle maalle meteorologisesta aineistosta.

¹⁸ MERRA: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>

Aikasarjoista saadaan laskettua kuinka suuri kulutus naapurimaissa on samanaikaisesti Suomen huippukulutustuntien kanssa. LOLE perustuu todennäköisyyksiin, joten on luontevaa laskea todennäköispohjainen korrelaatio Suomen huippukulutustuntien ja naapurimaiden kulutuksen välille. Todennäköisyysjakaumasta tehtiin kolmiportainen. Kuvassa 7 on esitetty kyseiset kolme porrasta, kun mukaan otettiin Suomen 45 korkeinta kulutustuntia. Nämä 45 tuntia valittiin, koska sen jälkeen korrelaatio Suomen ja naapurimaiden kulutuksen välillä laski selvästi. Valinta on siis pidetty pessimistisenä. Ylin porttas edustaa kulutustuntien keskiarvoa, kun Suomen 45 korkeimman kulutuksen tunnista valitaan 9 korkeinta (Suomen osalta 9 korkeimman tunnin keskiarvo on hieman yli 99% kaikkein korkeimman tunnin kulutuksesta). Keskimäinen porttas edustaa vastaavasti tunteja 10–36 ja alin porttas tunteja 37–45. Suomen korkein kulutustunti on siis ylimmän portaan tuntien joukossa. Näiden kaikkein kovimpien kulutustuntien korrelaatio Suomen ja naapurimaiden välillä on pienempi kuin seuraavaksi suurimmilla kulutustunneilla. Korkeapaineen keskus ei tyypillisesti ylety naapurimaiden kulutuskeskuksiin asti yhtä vahvana. Suurin korrelaatio Suomen huippukulutuksen kanssa on Luoteis-Venäjällä ja Virossa.

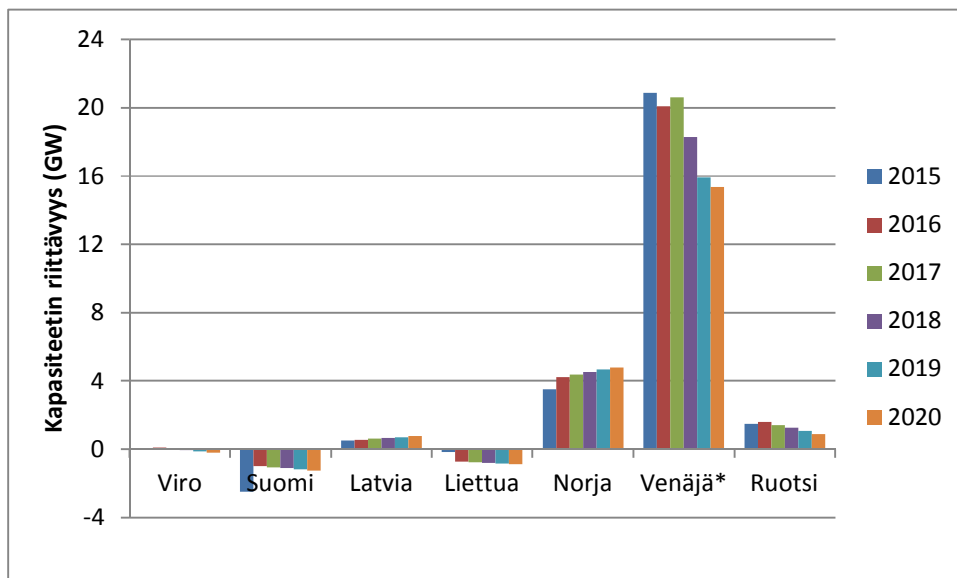


Kuva 7. Eri maiden keskimääräinen kulutus Suomen korkeimpien kulutustuntien aikana. Ylin 9h tarkoittaa yhdeksää suurinta kulutustuntia Suomessa. Tunnit 10–36 seuraaviksi suurimpia 27:ää kulutustuntia. Aineistona on käytetty 4,5 vuoden todellisia kulutusaikasarjoja.

Suomeen voitaisiin naapurimaista tuoda kyseisen maan huippukulutuksen ylijäävä kapasiteetti, josta on poistettu ei-käytettävissä oleva kapasiteetti (kuva 8). Tämän lisäksi voidaan tuoda kyseisen maan huippukulutuksen ja Suomen huippukulutuksen aikaan todennäköisesti toteutuvan kulutuksen välinen erotus. Näin laskettua tuontia kuitenkin rajoittaa maiden välinen siirtokapasiteetti, jonka nykytilanne ja arvioitu kehitys on esitetty taulukossa 6. Koska esimerkiksi Latviasta ja Liettua ei ole suoria siirtoyhteyksiä Suomeen, mutta sieltä voitaisiin kuitenkin tuoda sähköä Suomeen Viron läpi, huomioitiin tämä yhdistämällä Viron, Latvian ja Liettuan luvut toisiinsa. Samoin tehtiin Ruotsille ja Norjalle. Tässä oletetaan, että matkalla ei synny siirtoja estäviä pullonkauloja. Ennen yhdistämistä Viron sekä Ruotsin tuonnit olisivat huippukulutustilanteessa jääneet siirtoyhteyksien sallimia kapasiteetteja pienemmiksi. Yhdistämisen jälkeen kapasiteettia riitti Ruotsin osalta kaikissa lasketuissa kulutustilanteissa siirtoyhteyksien täydeltä¹⁹. Analyysin mukaan vapaata kapasiteettia Baltian sisällä olisi Suomen 9 suurimman huippukulutustunnin aikaan noin 690

¹⁹ Ruotsin ja Norjan osalta Entso-E:n Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 on epäselvä. Siitä ei käy ilmi miten laskennassa on huomioitu erilaiset vesivuodet. Epäselvyydestä johtuen on mahdollista, että kuivana vuotena kapasiteettia ei olisikaan Ruotsista saatavilla täydellä teholla, kuten työssä on oletettu.

MW, seuraavaksi suurimpien 10–36 tunnin aikana noin 460 MW ja sitä seuraavien 37–45 tuntien aikana noin 690 MW. Siten Baltian oma kapasiteetti ei yksin riittäisi täyteen siirtoon vaan sinne pitäisi tuoda lisää sähköä Venäjältä, Puolasta tai Ruotsista. Puolan ja Ruotsin yhteydet valmistuvat arviolta vuoden 2015 lopussa. Tämän jälkeen Baltiasta oletetaan riittävän tehoa Suomeen siirtoyhteysien täydeltä, vaikka Baltia ei saisi tuontisähköä Venäjältä. Viron ja Ruotsin (Venäjä arvioidaan alempana erikseen) tasasähkösiirtoyhteysien osalta käytettiin 6 %:n vikaantumistodennäköisyyttä. Arvio perustuu tilastoihin pohjoismaisten tasasähköyhteysien häiriöistä johtuvista keskeytyksistä²⁰. Ruotsin vaihtosähköyhteysien osalta käytettiin 2 %:n vikaantumistodennäköisyyttä. Luku on asiantuntija-arvio. Mikäli toinen Ruotsin vaihtosähköyhteysistä vikaantuu, Suomessa joudutaan varautumaan verkon saarekekäyttöön. Jäljelle jäävän vaihtosähköyhteyden siirtokapasiteetiksi oletettiin 400 MW. Vikaantumisten oletettiin olevan jokaiselle siirtoyhteydelle toisistaan riippumattomia.



Kuva 8. ENTSO-E:n arvio kapasiteettitasapainosta (remaining capacity – adequacy reserve margin) eri maissa²¹. Otettu skenaariosta B. Luvut linearisoitu vuosien 2016–2020 välillä. *Venäjän arvio perustuu Venäjän Federal Grid Companyn sekä järjestelmäoperaattorin dokumenttiin²², jonka taulukossa 6.6 on esitetty arvio kapasiteettitasapainosta 'European Balance Zone':lle. Arviot Venäjän ylimääräisestä kapasiteetista ovat kasvaneet merkittävästi vuoden 2012 arvioihin verrattuna, sillä vaikka arviot voimalaitoskapasiteetista ovat pienentyneet aiempiin arvioihin verrattuna noin 5 GW:lla, arviot kulutuksesta ovat pienentyneet vielä enemmän (noin 15 GW). Suomen osalta kuvaajassa näkyy Olkiluoto 3:n kokoinen lisäys jo 2016. Suomen lukuja ei laskennassa ole käytetty.

Taulukko 6. Käytettävissä oleva siirtokapasiteetti naapurimaista (paitsi Venäjä) talvikausina 2013–2021 ilman Olkiluoto 3:n vaikutusta (MW)²³.

	Estlink-1	Estlink-2	Fennoskan-1	Fennoskan-2	FI-SE AC 1 ja 2
2013–14	350	650	400	800	1500
2014–15	350	650	400	800	1500

²⁰ ENTSO-E: Nordic grid disturbance and fault statistics 2010, Nordic grid disturbance statistics 2011, Nordic grid disturbance statistics 2012

²¹ ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014–2030

²² The approved scheme and program development UES of Russia for the period 2014-2020, Federal Grid Company ja System Operator of Russia. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014–2020 годы

²³ K. Kuusela, Fingrid Oyj, Kansainväliset yhteydet siirtokapasiteetin varmistajina, Kantaverkkopäivä 3.9.2014

2015–16	350	650	400	800	1500
2016–17	350	650	400	800	1500
2017–18	350	650	400	800	1500
2018–19	350	650	400	800	1500
2019–20	350	650	400	800	1500
2020–21	350	650	400	800	1500

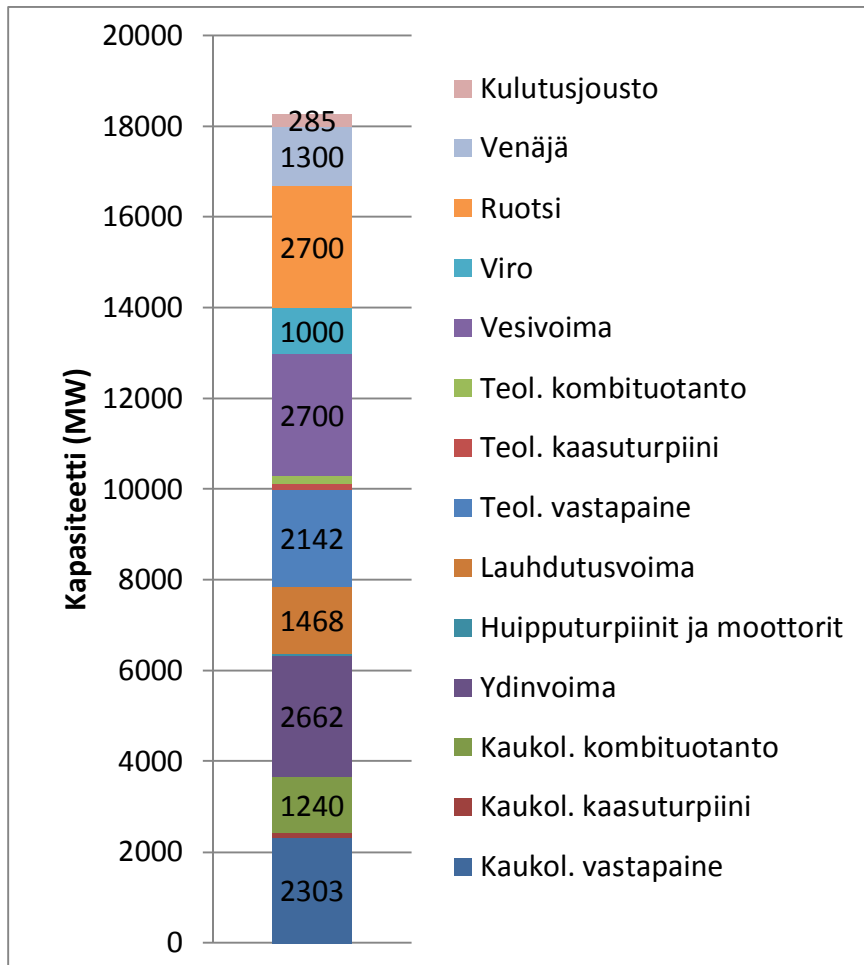
Venäjän tuonti on Venäjän uuden kapasiteettimaksujärjestelmän jälkeen pienentynyt merkittävästi aiemmasta. Nykyjärjestelmässä Suomen aluehinnan pitää olla selvästi Venäjän energiahintaa suurempi ennen kuin sähkön tuonti Venäjältä Suomeen kannattaa. Jos Suomea uhkaa tehovaje, niin Suomen aluehinta nousee tällöin erittäin korkeaksi. Koska Venäjällä on viranomaistietojen mukaan ylimääräistä kapasiteettia, niin Suomen huippuhinnat johtavat periaatteessa täysimääräiseen tuontiin Venäjältä. Näin ei kuitenkaan analysissa oletettu. Vaikka Venäjällä olisikin ylimääräistä kapasiteettia, sitä ei välttämättä saada täysimääräisesti käyttöön, mm. koska tuotannon määrä Venäjällä ratkaistaan ennen Nord Pool Spotin päivittäistä huutokauppaa. Tällöin kapasiteetti pitäisi saada käyttöön järjestelmäoperaattoreiden suoralla yhteistyöllä, koska Venäjällä ei ole käytössä samanlaista päivänsisäistä markkinamekanismia kuin Nord Pool markkinoilla. Lisäksi Venäjän sisäisessä sähköverkossa saattaa olla pullonkauloja, jotka joissain tilanteissa estävät täysimääräisen tuonnin Venäjältä. Muita naapurimaita suuremman epävarmuuden vuoksi Venäjän tuonnin osalta käytettiin taulukon 7 todennäköisyysjakaumaa. Jakauma on subjektiivinen arvio, koska luotettavampaa tietoa ei ollut käytettävissä. Tämän perusoletuksen lisäksi ajettiin skenaario, jossa Venäjältä ei olisi saatavissa kapasiteettia Suomen huippukulutuksen aikaan joko poliittisista tai teknisistä syistä. Tällöin myöskään Baltia ei saisi Venäjältä tehoa. Talvikaudesta 2015–2016 alkaen Baltia voisi kuitenkin tuoda Puolasta ja Ruotsista sähköä uusien tasasähköyhteyksien kautta. Sen vuoksi oletettiin, että loppuvuoteen 2015 asti Suomeen voitaisiin tuoda Virosta sähköä maksimissaan 690 MW ja sen jälkeen siirtoyhteyksien täydeltä.

Taulukko 7. Venäjän tuonnin (MWh/h) todennäköisyysjakauma

	100 %	95 %	90 %
Tuonti (MWh/h)	0	650	1300

3.2.5 Yhteenveto lähtötiedoista

Kuva 9 kerää yhteen edellä esitellyt lähtötiedot käyttökelpoiselle kapasiteetille talvikauden 2014–2015 osalta. Käyttökelpoinen kapasiteetti ei huomioi vikaantumisia tai muita käyttötilanteessa saatavuutta mahdollisesti vähentäviä tekijöitä.



Kuva 9. Käyttökelpoinen kapasiteetti talvikaudella 2014–2015 ilman häiriöreserveissä olevaa kapasiteettia.

3.3 Arvio kapasiteetin riittävydestä

Arvion taustalla on voimalaitoksien, siirtoyhteyksien ja kulutusjoustop yhteiskapasiteetti, jolla voidaan vastata kulutuksen huippuihin. COPT-menetelmällä lasketaan jokaiselle mahdolliselle tuotantoyhdistelmälle todennäköisyys, kun huomioidaan laitosten vikaantumistodennäköisyys. Tuotantoyhdistelmien todennäköisyyksistä saadaan saatavilla olevan kapasiteetin määrä todennäköisyyden funktiona. Arviossa tämä laskettiin 1 MW portaissa. Taulukossa 8 on esitetty kuinka usein saatavilla olevassa kapasiteetissa jäädyään todennäköisesti alle tietyn kapasiteettimäärän. Tilanne voi sattua vaikka kesällä, jolloin ei tietyksi synny tehovajetta – eli taulukko ei kerro tehovajeen todennäköisyyttä. Taulukossa näkyvä kapasiteetin kasvu kaudesta 2013–2014 kauteen 2020–2021 johtuu vesivoiman lisäyksistä, kulutusjoustop muutoksista sekä muutamasta uudesta jätevoimalaitoksesta. Olkiluoto 3:n vaikutus on selvästi pienempi kuin sen kapasiteetti, mikä johtuu kolmesta tekijästä (merkittävyysjärjestyksessä):

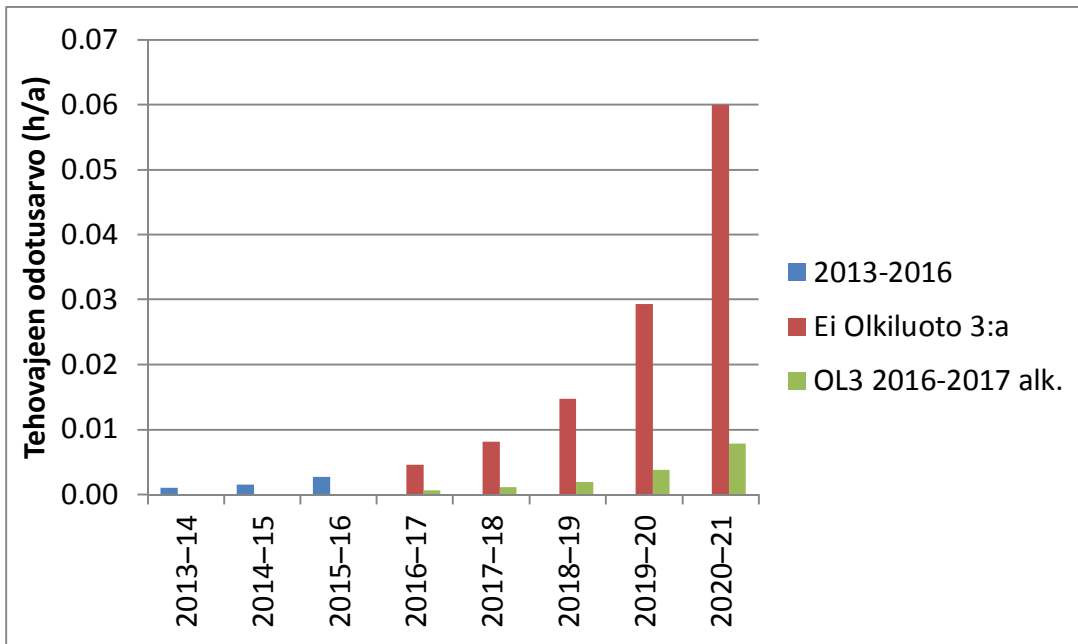
- Olkiluoto 3 nostaa selvästi suurimman järjestelmässä olevan yksikön kokoa, jonka vuoksi sen mahdollisella vikaantumisella on selvä merkitys todennäköisesti saatavilla olevaan kapasiteettiin.
- Olkiluoto 3:n myötä kapasiteettia siirtyy reserveihin.
- Ruotsin vaihtosähköyhteyden käytettävissä oleva kapasiteetti pienenee Olkiluoto 3:n myötä.

Taulukko 8. Todennäköisyys, jolla kapasiteettia (MW) saadaan taulukossa olevaa kapasiteettia vähemmän. Taulukko ei kerro tehovajeen odotusarvoa, koska taulukko ei vielä huomioi huippukulutuksen ja kapasiteetin saatavuusvajeiden yhdistettyä todennäköisyyttä.

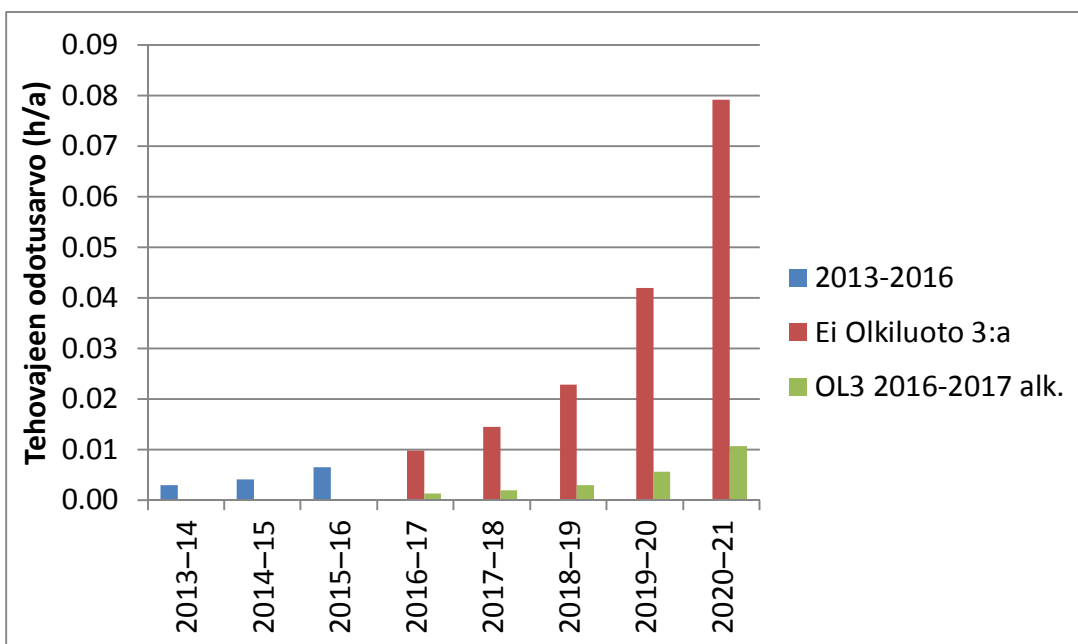
Todennäköisyys	2013–2014	2020–2021 Ilman Olkiluoto 3:a	2020–2021 Olkiluoto 3
1 h / 10 vuodessa (0,0011 %)	13986	14100	14609
10 h / 10 vuodessa (0,0114 %)	14580	14695	15281
100 h / 10 vuodessa (0,1142 %)	15251	15369	16061

Kapasiteetin todennäköisyydestä voidaan johtaa tehon riittävyyden odotusarvo, kun huomioidaan myös kulutusaikasarja. Tällöin huomioidaan muutkin tunnit kuin pelkkä huippukulutustunti. Kun laskennassa käytettiin 9,5 vuoden todelliseen kulutukseen perustunutta tuntiaikasarjaa saatiin kuvan 10 mukaiset tulokset. Kun aineistoksi vaihdettiin 35,5 vuoden meteorologiseen aineistoon perustuneet kulutus- ja tuulivoimatuotantoaikasarjat on tuloksena kuva 11. Tehonvajauksen odotusarvo kasvoi jonkin verran, mutta todennäköisyys pysyi silti lähellä nollaa²⁴. Kasvu johtuu pidemmän aikasarjan sisältämästä kovemmasta pakkasjaksosta suhteessa 9,5 vuoden aineistoon. On kuitenkin epävarmaa miten hyvin huippukulutusta kuvaava lämpötilariippuvainen malli osaa arvioida sähkökulutuksen käyttäytymistä lämpötila-alueilla, joista historiallisia kulutustietoja ei ole saatavilla.

²⁴ Jos lähtötietojen epävarmuuksista olisi numeerisia arvioita, niin tulokselle voitaisiin laskea luottamusväli. Tietoja ei kuitenkaan ole saatavilla.

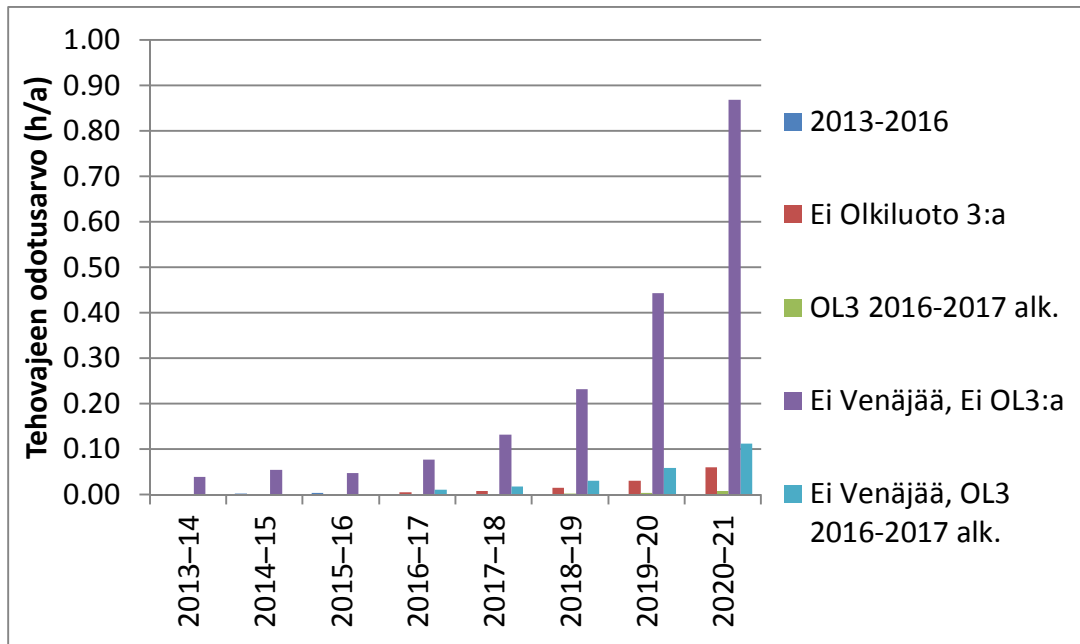


Kuva 10. Tehovajauksen odotusarvo (h/a) eri talvikausina perustuen 9,5 vuoden aikasarjaan



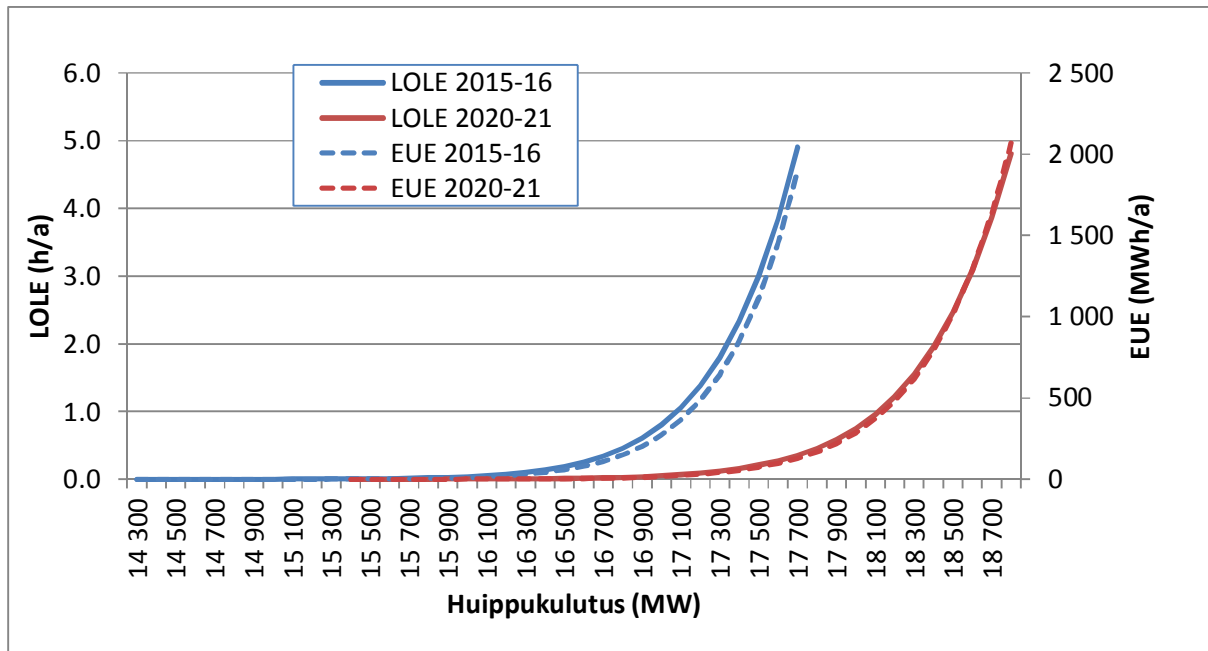
Kuva 11. Tehovajauksen odotusarvo (h/a) eri talvikausina perustuen 35,5 vuoden aikasarjaan

Kuvassa 12 on esitetty lisäksi kaksi 9,5 vuoden aikasarjaan perustuvaa skenaariota, joissa Venäjältä ei voida tuoda sähköä. Näiden kahden skenaarion avulla voidaan tarkastella vaihtoehtoja, joissa Olkiluoto 3 valmistuu jonakin vuonna kaudesta 2016–2017 alkaen. Ääritapauksessa, jossa Venäjältä ei voida tuoda sähköä, Olkiluoto 3 ei ole valmis ja huippukulutus kasvaa kauden 2020–2021 tasolle, tehovajeen odotusarvo on lähellä yhtä tuntia vuodessa.



Kuva 12. Tehovajauksen odotusarvo (h/a) eri talvikausina perustuen 9,5 vuoden aikasarjaan. Perusskenaarioiden lisäksi kuvassa on esitetty kaksi skenaariota, joissa Venäjältä ei voida tuoda sähköä Suomeen suoraan eikä Baltian kautta.

Tehovajeen odotusarvoon voi vaikuttaa tekijöitä, jotka voivat toteutua laskelmassa huomioitujen todennäköisyyksien ulkopuolella. Esimerkiksi poliittiset syyt voivat vaikuttaa tehon saatavuuteen naapurimaista ja tällä voisi olla merkitystä Suomen järjestelmälle, jonka huipputehon kattamiseen tuonti naapurimaista on välttämättömyys. Suomen kaltainen riippuvaisuus sähkön tuonnista on Euroopassa ainakin toistaiseksi harvinaista. Ennakoimattomien tekijöiden vuoksi tehtiin kausille 2015–2016 ja 2020–2021 herkkyystarkastelut, joissa kulutusta lisättiin 100 MW portaissa (kuva 13). Talvikauden 2020–2021 huippukulutuksen lähtötaso oli kautta 2015–2016 korkeammalla, minkä vuoksi kuvaaja ylettyy 1100 MW pidemmälle. Kauden 2020–2021 arvioissa on mukana Olkiluoto 3. Kulutuksen lisääminen muuttaa LOLEa ja EUEta suunnilleen samalla suuruudella kuin saatavilla olevan kapasiteetin vähentäminen.



Kuva 13. Tehovajeen (LOLE) ja energiavajeen (EUE) odotusarvot talvikausille 2015–2016 ja 2020–2021, kun kulutusta kasvatetaan 100 MW portaissa.

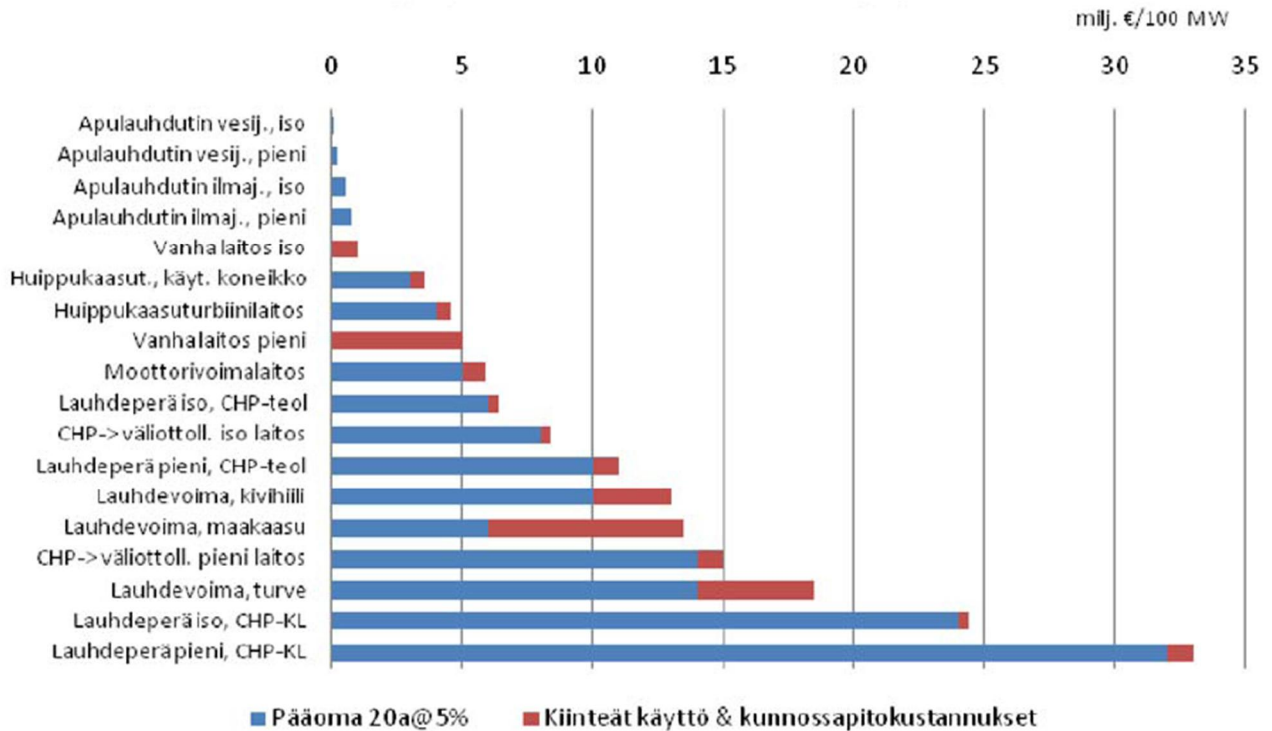
Kausien 2015–2016 ja 2020–2021 huippukulutusarvioiden pitäisi olla noin 1700 MW arvioituja suurempia ennen kuin LOLE lähestyy yhtä tuntia vuodessa. Samaan vaikutukseen päästään, jos voimalaitoskapasiteettia poistuu käytöstä suunnilleen vastaava määrä.

Käytettyä suuremman voimalaitosten vikaantumistodennäköisyyden käyttö nostaisi myös LOLE arviota. Muiden kuin vesivoimaloiden vikaantumistodennäköisyyden kaksinkertaistaminen olisi vaikutukseltaan suunnilleen sama kuin kulutuksen lisääminen 400 MW:lla.

3.4 Tehoreservijärjestelmän kustannukset ja vaihtoehtoiskustannukset

Työ- ja elinkeinoministeriö ja Energiateollisuus ry ovat teettäneet Pöyryllä vuonna 2010 selvityksen tehoreservijärjestelmän kustannuksista²⁵ ja selvitystä on käytetty TEM:n sähkötehotyöryhmän materiaalina. Työryhmän loppuraportin mukaan tuotantoreservejä olisi edullisinta hankkia vanhoista poistuvista laitoksista, jolloin ylläpitokustannukset jäävät alle 5 milj. €/100 MWe vuodessa kuvan 14 mukaisesti. Vastaavasti sähköntuotannon muuttuvat kustannukset ovat välillä 44–258 €/MWh, eli 200 h käyttöajalla ne olisivat 1–5 milj.€/100 MWe vuodessa.

²⁵ Pöyry, Kapasiteetin hankinta mahdolliseen tehoreservijärjestelmään, 2010. Selvitystä on referoitu TEM:n Sähkötehotyöryhmän loppuraportissa, 2010.



Kuva 14. Arvio vuosittaisesta ylläpitokustannuksesta eri voimalaitostyypeille

Nykyisen tehoreservilain mukaisen tehoreservikauden (7/2013–6/2015) voimalaitosten käyttövalmiuden ylläpitokorvaukset²⁶ ovat n. 2,1 milj.€/100 MWe talvijaksoa kohden (jolloin oletetaan, että kaikki kustannukset kohdistetaan ajanjakson kahdelle talvikaudelle). Toteutuneet muuttuvat käyttökustannukset ovat vähäisen käytön vuoksi pienet. Lisäksi järjestelmästä aiheutuu hallinnollisia kustannuksia, jotka ovat kuitenkin pieniä verrattuna ylläpitokorvauksiin. Voimalaitospohjaisen tehoreservijärjestelmän kustannusrakenne on lähes täysin kiinteä. Lain mukaan tehoreservijärjestelmän kustannukset kohdistetaan Suomen sähköjärjestelmään liitetulle sähkönkulutukselle, käytännössä kantaverkkomaksuihin, joka kertyy pienkuluttajille sähkön siirtomaksun yhteydessä. Kauden 7/2013–6/2014 aikana sähkön kokonaiskulutus oli 79 TWh ja tehoreservin toteutuneet kustannukset 8,1 milj.€²⁷. Kulutukseen suhteutettuna tehoreservin aiheuttama kustannus on siis ollut n. 0,010 c/kWh (0,10 €/MWh).

Tehoresservin kustannuksia tulee verrata tilanteeseen, jossa tehoeservejä ei hankita. Tavallisen voimalaitoskapasiteetin loputtua käytettäisiin tehovajetilanteessa ensisijaisesti häiriöreservejä. Kun häiriöreservejä ei voida enempää käyttää, siirrytään kiertäviin sähkökatkoihin. Häiriöreservit eivät saa häiritä markkinoiden toimintaa, joten häiriöreservien tarjoushinnan täytyy olla markkinatarjouksia korkeampi. Tässä hinnaksi oletetaan 2 000 €/MWh. Häiriöreservien käyttöön saattaa liittyä myös jossain määrin suurempi suurhäiriön riski. Riskin lisääntymistä on hyvin vaikea määrittää ja siksi myös sen kustannuksen odotusarvoa. Jos häiriöreservit olisi jo käytetty tehovajeen paikkaamiseksi, niin häiriötilanteessa käytettäisiin sähkökatkoja vapauttamaan automaattinen taajuusreservi normaalisti käytettävän häiriöreservin sijaan. Kiertävät sähkökatkot toteutetaan ”pyytämällä paikallisia sähköyhtiöitä rajoittamaan oman toimialueensa sähkönkulutusta ennalta laadittujen suunnitelmien mukaisesti”.²⁸ Tällä hetkellä sähkökatko voidaan kohdistaa tietyille

²⁶ Energiavirasto, Hankintapäätös, voimalaitokset 14.5.2013: Dnro 34/451/2013

²⁷ <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/lis%C3%A4palvelut/tehoreservi/Sivut/default.aspx>

²⁸ <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/voimajarjestelman-tila/Sivut/Toiminta-tehopulassa.aspx>

jakeluverkon osille kerrallaan.²⁹ Tulevaisuudessa ohjattavuus todennäköisesti lisääntyy ja katkot voidaan kohdistaa nykyistä paremmin tietyntyyppisiin kulutuskohteisiin.

Sähkökatkojen kustannusta on arvioitu Suomessa viimeksi TKK/TTYn tekemässä selvityksessä³⁰. Sen mukaan haittakustannus kotitalouksille on noin 6 000 €/MWh, mutta haittakustannuksessa voi olla suurta vaihtelua eri kotitalouksien välillä. Muille sähkökäyttäjille kustannus voi olla huomattavasti korkeampi ja asettui välille 11 000 – 28 000 €/MWh. Jos tehoreservejä ei hankita ja tehovaje syntyy todennäköisemmin kuin ilman tehoreservejä, niin tehovajeen synnyttämien kustannusten pitäisi asettua edellä esitellylle skaalalle: 2 000 - 28 000 €/MWh. Kattavan arvion saamiseksi tehoreservin kustannuksia on verrattu kolmelle eri oletukselle haitan kustannuksista: häiriöreservien käyttö, kotitalouksien sähkökatkot ja teollisuuden sähkökatkot. Tehoreservijärjestelmän toteutunut kustannus kuluvalta kaudelta on ollut n. 8,1 M€ vuodessa, jota vastaava haitta lasketaan kertomalla haittakustannus ja riittävän pitkä energiavaje. Tästä saadaan energiavajeen odotusarvo, jota verrataan työssä laskettuihin tehovajeen odotusarvoihin (taulukko 9).

Taulukko 9. Laskelma, josta saadaan tehoreservin toteutuneita kustannuksia vastaavat tehovajeen odotusarvot eri haittakustannusoletuksille

	Häiriöreservi	Kotitaloudet	Teollisuus
Haittakustannus (€/MWh)	2 000	6 000	28 000
Energiavajeen odotusarvo (MWh), jonka aiheuttama haitta on yhtä suuri kuin tehoreservin toteutunut vuosikustannus	4 050	1 350	289
Vastaava tehovajeen odotusarvo (h/a)	10	3,6	0,85

3.5 Arvio tehoreservin tarpeesta

Jos tehoreservejä ei hankita, joudutaan turvautumaan häiriöreserveihin ja kiertävien sähkökatkojen käyttöön todennäköisemmin kuin ilman tehoreservejä. Lisääntyneen riskin haittavaikutuksia arvioitiin yllä ja lopputulokseksi saatiin, että 0,85–10 tunnin vuosittaisen tehovajeen odotusarvo olisi teoreettisilta kustannuksiltaan suunnilleen samansuuruinen kuin tehoreservijärjestelmä on ollut. Laskettu tehovajeen todennäköisyys jäi ilman nykyisiä tehoreservilaitoksia selvästi tätä pienemmäksi, joten johtopäätöksenä on että voimalaitospohjaista tehoreserviä ei kannata ylläpitää. Edellisestä poiketen talvikaudella 2020–21 tehovajeen odotusarvo ylsi tämän haarukan alarajalle skenaariossa, jossa Olkiluoto 3 ei ollut valmistunut ja Venäjältä ei saatu tarvittaessa tuontisähköä. Tämän skenaarion toteutumisen todennäköisyys on kuitenkin niin alhainen, ettei siihen kannata erikseen varautua. Kulutusjoustopohjaisen kustannukset voivat olla pienemmät, jolloin hyväksyttävä tehovajeen kesto muuttuisi lyhyemmäksi. Kulutusjoustopohjaisen investointikustannuksista ei kuitenkaan ole varmuutta ja kustannushajonta on todennäköisesti merkittävää. Tehoreservin hankintamenettelyssä kulutusjoustopohjaiselle voisi muodostua hinta, jota voisi suhteuttaa sillä saavutettavaan hyötyyn. Aiemmissa hankinnoissa ei kuitenkaan ole saatu kulutusjoustopohjaisia tarjouksia.

²⁹Kiertäviin sähkökatkoihin liittyy oikeudenmukaisuusongelma. Sähkökatkot kohdistuisivat vain osalle käyttäjistä, joka ei ole oikeudenmukaisista ilman asianmukaisia korvauksia. Tehoreservin kustannukset puolestaan jakautuvat sähkönkulutuksen mukaisesti. Kirjoittajien mielestä tehovajeesta mahdollisesti aiheutuvat sähkökatkot pitäisi korvata asianmukaisella rahamäärällä sähkökäyttäjien tasapuolisemman kohtelun vuoksi. Korvaukset voitaisiin rahoittaa kaikkien sähkökäyttäjien maksamista maksuista, koska tehoreservien ylläpitokorvausten pienemmisestä saatavat hyödyt kohdistuvat niin ikään kaikille sähkökäyttäjille.

³⁰A. Silvast, P. Heine, M. Lehtonen, K. Kivikko, A. Mäkinen ja P. Järventausta. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. TKK ja TTY, Joulukuu 2005.

Edelliseen on syytä lisätä, että lähtötiedoissa on paljon epävarmuutta, joka jää analyysin ulkopuolelle. Esimerkiksi kulutuksen kasvussa on käytetty vain yhtä ennustetta, vaikka se on todellisuudessa varsin epävarma muuttuja. Sähkökäyttäjien edun mukaista olisi tarkentaa lähtötietoja ja vähentää niihin liittyviä epävarmuuksia. Tämä koskee erityisesti voimalaituskapasiteetteja, naapurimaiden kapasiteettitasapainoa, kulutusjouoston tulevaisuutta ja kulutusennusteita.

Tehoreservijärjestelyyn kuuluvia voimalaitoksia ei käynnistetty ajanjaksolla 10/2011–9/2014³¹. Toisaalta Suomen tehoreservejä on 2007–2011 käynnistetty kolme kertaa³² ja sähkön markkinahinnat ovat nousseet joinain tunteina erittäin korkeiksi. Nämä tilanteet eivät kuitenkaan ole johtuneet fyysisen kapasiteetin puutteesta. Sen sijaan kaikkia voimalaitoksia ei ole tarjottu markkinoille, koska tilanne on syntynyt yllättäen, esimerkiksi viikonlopun jälkeisenä maanantaiaamuna, jolloin kulutus onkin ollut huomattavasti suurempi kuin perjantaina on ennakoitu. Joissain tilanteissa kyse on voinut olla kulutusjouoston reagoinnista vasta Elspot-markkinan sulkeutumisen jälkeen. Kyseisten korkeiden hintojen tunnit ovatkin päättyneet säätäosähkömarkkinoiden kautta toteutettuun alassäätöön. Korkeita yössäätöhintoja on puolestaan toteutunut, kun säätäosähkömarkkinoilla ei ole tarjottu riittävästi kapasiteettia.

3.6 Tehoreservin vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen

Laskennan tulosten perusteella tehoreservillä on varsin pieni merkitys sähkön toimitusvarmuuteen. Muilla toimituskatkoilla on huomattavasti suurempia esiintymistodennäköisyyksiä kuin tehovajeella. Suomessa kantaverkkotason sähkökatkokset ovat aiheuttaneet vuosina 2001–2010 3,3 MWh menetykset jokaista kulutettua TWh kohti.³³ Pohjoismainen keskiarvo on 18,8 MWh / TWh. Suomen sähkönkulutus on noin 85 TWh, jolloin kantaverkkotason (110–400 kV) sähkökatkosten aiheuttama toimitusvarmuuden pudotus on 280–1600 MWh/a. Jakeluverkkolähtöisiä sähkökatkoksia on ollut vielä huomattavasti enemmän. LOLE laskelman perusteella tehovajeen odotusarvo on liki nolla vuosina 2014–2020, vaikka tehoreserviä ei ylläpidettäisi. Tehoreservi ei siis merkittävästi lisää toimitusvarmuutta kyseisinä vuosina.

4. Periaatteet, joilla kulutusjousto voi toimia osana tehoreserviä

Kulutusjousto on jossain määrin erilainen tapa lisätä sähkötoimitusvarmuutta kuin voimalaitokset. Se voi joustaa alaspäin vain, jos kyseinen kulutus on alun perin tarkoitus olla käytössä. Tämä ei liene ongelma varsinaisten huippukulustilanteiden osalta, koska toteutumaton kulutus on toimitusvarmuuden näkökulmasta ihan yhtä hyvä kuin alkuperäisestä suunnitelmasta pienennetty kulutus. Kulutusjoustokohteet myös eroavat toisistaan käyttötavoiltaan, aktivointiajoiltaan ja säädettävyydeltään, sekä joustojen pituuden ja niitä seuraavien kulutuksen jälkihuippujen osalta. Käytösääntöjen tulisi siis olla riittävän joustavia, että erityyppisten kulutusjoustokohteiden osallistumista tehoreserviin ei tarpeettomasti rajoitettaisi.

Osa kulutusjoustosta aktivoituu jo nykyisin sähkön markkinahintaan perustuen. Energiateollisuus ry:n arvion mukaan 17.12.2009 hintapiikin aikaan kysyntä jousti Suomessa noin 500 MWh/h, joskin määrää on vaikea arvioida tarkasti³⁴. Markkinaperusteinen kulutusjousto ei ole kuitenkaan sama asia kuin tehoreserviin osallistuva kulutusjousto, koska

³¹ <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/lis%C3%A4palvelut/tehoreservi/Sivut/default.aspx>

³² Sähköenergiaa tehoreserveillä on tuotettu 2007 – 2011 n. 2330 MWh EMV:n mukaan

³³ ENTSO-E Nordic Grid Disturbance and Fault Statistics 2010,

<http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/s%C3%A4hk%C3%B6n%20toimitusvarmuus/Sivut/default.aspx>

³⁴ Energiateollisuus ry:n esitelmä, saatavissa

<http://www.slideshare.net/energiateollisuus/shkmarkkinat-talvella-20092010>

jälkimmäiselle asetetaan tiukemmat vaatimukset, mm. valmius tehonsäätöön 10 min varoitusajalla. Tehoreserviin siirtynyt kulutusjousto ei voisi enää joustaa normaalin käytännön mukaisesti, vaan se tulisi käyttöön vasta kun kaikki markkinaehtoiset säätötarjoukset on käytetty. Tästä poiketen nykyinen Fingridin käytäntö sallii nopeaan häiriöreserviin osallistuvien kuormien poiskytkemisen markkinahinnan perusteella.

Kulutusjousto voi jäädä toteutumatta teknisistä tai inhimillisistä syistä, esimerkiksi telekommunikaatioyhteyden pettäessä. Vastaavalla tavalla voimalaitosten vikaantumiset aiheuttavat epäkäytettävyyttä. Kulutusjouston vikaantumistodennäköisyys riippuu ohjattavasta kuormasta ja ohjauksen tekniikasta. Sama koskee ns. aggregoitua kulutusjoustoja, jossa esimerkiksi kotitalouksien kulutusta säädetään alaspäin tarvittaessa. Jos kuitenkin oletetaan, että luotettavuustaso ei merkittävästi poikkea voimalaitosten vastaavasta, niin kulutusjousto ei tämän vuoksi tarvitse käytösäännöissä voimalaitoksista poikkeavaa kohtelua.

4.1 Kulutusjousto ja sähkömarkkinat

Kulutusjouston osalta tulee pohdintaan myös sen osallistuminen sähkömarkkinoille. Tehoreserviin tuleva kapasiteetti pitää tehoreservilain 3§ 1 momentin mukaan ”tarjota markkinoille hinnalla, joka ei saa alittaa raskasta polttoöljyä polttoaineenaan käyttävän lauhdutusvoiman muuttuvia kustannuksia”. Tämä ei liene ongelma suurelle osaa teollista kulutusjoustoja, jonka muuttuvat kustannukset ovat selvästi lauhdutusvoiman vastaavia korkeampia. Vuonna 2005 tehdyn kyselytutkimuksen mukaan teollisuuden kulutusjousto alkaa aktivoitua, kun siitä tarjottava hinta nousee yli 300 €/MWh³⁵. Kuorman siirrossa lähitunneille pienempikin hintaero saattaa olla riittävä. Pienkuluttajien kulutusjousto voi olla muuttuvilta kustannuksiltaan öljylauhdetta edullisempaa. Tällöin syntyisi tilanteita, joissa kulutusjousto joutuisi tarjoamaan markkinalle normaalitarjoustaan korkeammalla hinnalla. Tämä nostaisi kuluttajien sähkönhintaa ja vähentäisi kyseisten joustojen käyttöä normaalitilanteeseen verrattuna. Kansantalouden näkökulmasta syntyisi tehottomuutta, koska polttoaineita käytettäisiin enemmän kuin olisi optimaalista. Raportin kirjoittajien mielipide asiasta on, että kulutusjouston (sekä uusina rakennettavien huippuvoimalaitosten) olisi syytä osallistua sähkömarkkinoille omilla muuttuvilla kustannuksillaan.

4.2 Kulutusjousto ja tehoreservin käytösäännöt

Lain mukaan tehoreservin valmiusaika saa olla talvijaksolla 1.12.–28.2. enintään 12 tuntia. Kulutusjoustolle 12 h valmiusaika ei ole ongelma ja se voisi olla lyhyempikin ilman, että merkittäviä määriä kulutusjoustoja jäisi järjestelmän ulkopuolelle.³⁶ Talvijakson ulkopuolella 28.2.–30.11. sen sijaan kulutusjoustokohteet eivät välttämättä ole lainkaan käytettävissä, eikä nykyisissä tehoreservikuorman käytösäännöissä sitä myöskään edellytetä³⁷.

Laissa mainitaan myös vaatimus, että kohde kykenee vähintään 10 megawatin sähkönkulutuksen joustoon 10 minuutin kuluessa käskyn antamisesta. Monille teollisuuskuormille poiskytkentä on tehtävissä 10 minuutin kuluessa, mutta ne eivät välttämättä kykene jatkuvaan tehonsäätöön. Aggregoiduille sähkölämmityskuormille 10 minuutin aktivointiaika voi olla liian lyhyt. Tähän vaikuttaa etenkin kommunikaation vaatima aika. Kulutusjousto voidaan toteuttaa niin, että aggregaattori informoi verkkoyhtiötä toimistaan, mikä vaatii tietyn ajan. Itse tekninen kommunikaatioyhteys voi myös aiheuttaa viivettä, etenkin jos kuormien ohjaus on toteutettu PLC-yhteydellä, jossa saman keskittimen

³⁵ H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjouston potentiaalikartoitus teollisuudessa, VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05, 2005

³⁶ H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjouston potentiaalikartoitus teollisuudessa, VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05, 2005.

³⁷ Fingrid, Säännöt tehoreservijärjestelmään kuuluvien sähkönkulutuksen joustoon kykenevien kohteiden käyttövalmiuden ylläpidolle, niiden käytölle sekä sähkönkulutuksen tarjoamiseen markkinoille, 1.3.2013

alla on paljon asiakkaita. Myös 10 MW kulutuksen jousto vaatisi melko suuren määrän aggregoituja pienkuluttajia, varsinkin jos jouston pituuden täytyy olla useita tunteja.

Tehoreservilaitoksilla on koekäyttövaatimus, jolla pyritään varmistamaan voimalaitosten käytettävyyden tarpeen vaatiessa. Myös kulutusjouston toiminta on syytä todentaa, ja nykyisissä tehoreservikuorman käytössä onkin vaatimus vuosittaisesta onnistuneesta koekäytöstä. Koekäytön kustannukset ovat kuitenkin kulutusjoustokohteissa pienet verrattuna tehoreservin ylläpitokorvaukseen.

Kulutusjoustolle on tyypillistä, että kulutus pitää palauttaa takaisin alkuperäiselle tasolle tietyn ajan kuluttua, eli joustolla on maksimikesto. Syynä voivat olla esimerkiksi teollisen prosessin välivarastot. Käytössä tulee määritellä miten pitkää joustoa kerralla vaaditaan, esimerkiksi 4–5 tuntia. Sopivan keston asettaminen on varsin monimutkaista, koska asiaan vaikuttaa huippukulutuksen keston lisäksi aikarajatun kulutusjouston määrä. Mitä suurempi kapasiteettimäärä kulutusjoustolla katetaan, sitä pidemmäksi tarvittava jousto muodostuu. Samoin tulee määritellä jouston jälkeinen palautumisaika, jolloin kohde ei ole aktivoitavissa. Erityisesti sähkölämmityskohteissa voi olla tarpeen rajoittaa jouston jälkeistä kulutuksen jälkihuippua.

Nykyisissä käytössä on määritetty, että ”Tehoreservikuormalla tulee olla valmius vähintään kahden tunnin yhtämittaiseen aktivointiin, minkä jälkeen Tehoreservikuorma on pystyttävä aktivoimaan uudestaan enintään kuuden tunnin lepoajan (jatkossa Lepoaika) kuluttua³⁸. Lisäksi käytössä edellytetään valmiutta vähintään 200 tunnin aktivointiin talvijakson 1.12.–28.2. aikana. Tässä raportissa edellytettiin kulutusjoustolta viiden tunnin kestoa, mikä johti siihen että aikarajattuja kulutusjoustokohteita oli aggregoitava. Toisin sanoen esimerkiksi kaksi 10 MW:n kohdetta, jotka molemmat kykenevät maksimissaan 2,5 tunnin joustoon, muodostivat yhdessä yhden 5 tunnin joustoon kykenevän 10 MW:n kohteen.

4.3 Pienkuluttajien kulutusjousto

Raportissa on tehty tietyt oletukset pienkuluttajien kulutusjouston määrästä. Pienkuluttajien joustoon luettiin tässä vain sähkölämmitys. Määrään vaikuttaa aktivoitavien kohteiden määrä sekä yhden kohteen tarjoaman jouston tehomäärä ja ajallinen pituus. Yksittäisen kuluttajan jouston tehomäärään vaikuttavat lukuisat tekijät, esimerkiksi ulkolämpötila ja ajankohta. Arviossa oletettiin ulkolämpötilaksi -10 °C. Pakkasen kiristyessä saatavilla oleva teho jonkin verran lisääntyy. Yksittäistä kuluttajaa voidaan ohjata vain melko lyhyen ajan, joten pitempiä joustoja on toteutettava ohjaamalla kuluttajia ryhmissä. Esimerkiksi 70 MW teho 5 h tunnin ajan voitaisiin saada karkeasti 350 000 asunnosta, joiden kunkin lämmitysteho joustaa 1 kW 1 h ajan. Tässä oletuksena on, että jälkihuiput voidaan siirtää 5 h periodin ulkopuolelle. Ongelmaksi voi muodostua pienkuluttajien ohjauksen kannattavuus. Tehoreservijärjestelmän vaatimia erityisjärjestelyjä tai investointeja on vaikea kattaa pelkästään tehoreservin ylläpitokorvauksella. Pienkuluttajien kulutusjousto tarvitsee muita tulonlähteitä toteutuakseen.

5. Tuulivoiman kapasiteettivaikutus

Tuulivoima tuo sähköjärjestelmään lisää kapasiteettia, jonka käytettävyyden huippukulutuksen aikaan on luonnollisesti sääriippuvaista. Tästä huolimatta tuulivoimalla on selkeä vaikutus tehovajeen todennäköisyyteen. Raportissa käytetty menetelmällä voidaan laskea miten paljon LOLE parantuu (pienenee) kun tuulivoimaa lisätään järjestelmään. Samalla tavoin voidaan laskea miten paljon kulutusta voidaan samanaikaisesti lisätä siten, että LOLE pysyy alkuperäisellä tasolla. Tällä tavoin saadaan arvio siitä miten suuri on tuulivoiman

³⁸ Fingrid, Säännöt tehoreservijärjestelmään kuuluvien sähkönkulutuksen joustoon kykenevien kohteiden käyttövalmiuden ylläpidolle, niiden käytölle sekä sähkönkulutuksen tarjoamiseen markkinoille, 1.3.2013

kapasiteettivaikutus suhteessa asennettuun tuulivoimakapasiteettiin. Tuulivoiman kapasiteettivaikutus heikkenee, kun tuulivoimaa rakennetaan lisää (Taulukko 10). Tällöin menetelmässä alkavat korostua kovimman huippukulutuksen ulkopuolella olevat tilanteet, joissa on edelleen melko korkea kulutus ja samanaikaisesti pieni suhteellinen tuulivoimatuotanto. Taulukosta näkee myös, että jos alkuperäinen LOLE on suuri, on myös tuulivoiman kapasiteettivaikutus suurempi. Tällöin tuulivoimatuotannon ääritilanteet eivät ole yhtä ratkaisevia.

Taulukko 10. Tuulivoiman kapasiteettivaikutus tuulivoimakapasiteetin funktiona (talvikausi 2020-21, Olkiluoto 3 käytössä)

Tuulivoimaa	LOLE 0.000066 h/a	LOLE 1.61 h/a
100 MW	17.9 %	18.8 %
500 MW	16.9 %	17.8 %
1250 MW	14.9 %	16.1 %
2500 MW	12.4 %	13.9 %
5000 MW	9.3 %	11.1 %
7500 MW	7.7 %	9.4 %

Tuulivoiman kapasiteettivaikutusta on syytä verrata sen energiavaikutukseen. Tuulivoima on viime vuosina Suomessa tuottanut noin 28 % keskimääräisellä teholla. Taulukosta näkee, että tuulivoiman kapasiteettivaikutus on suhteessa energiavaikutukseen alkuvaiheessa noin puolet, mutta laskee merkittävästi suuremmilla tuulivoimamäärillä. Muissa maissa luku voi olla huomattavan erilainen riippuen tuulivoimatuotannon ja kulutuksen paikallisesta korrelaatiosta. Tuulivoiman kapasiteettivaikutus todennäköisesti muuttuu ajan myötä myös Suomessa, koska nykyään rakennetaan huomattavasti korkeampia voimaloita, jotka todennäköisesti tuottavat paremmin myös pakkasjaksojen inversiotilanteissa.

6. Pohdintaa tehoreservilain ongelmakohdista

Kuten lainsäädännöllä usein on, myös tehoreservilailla on monenlaisia vaikutuksia. Osa niistä on toivottuja ja osa saattaa olla vähemmän toivottuja. Tässä luvussa raportin kirjoittajat tuovat esiin omasta mielestään ongelmallisia kohtia ja niihin liittyviä kehittämismahdollisuuksia.

6.1 Sopiva tehoreservin määrä riippuu hinnasta

Laissa on erisuuntaisia tavoitteita, koska toisaalta halutaan turvata hyvä sähköntoimitusvarmuus ja toisaalta julkisen palvelun (riittävä kapasiteetti) tuottamisesta saa aiheutua vain kohtuullisia kustannuksia. Jälkimmäinen kohta tulee esiin tehoreservilain 4§ 1 momentissa, jonka mukaan tehoreservin hankintakustannukset tulee huomioida tehoreservin tarpeen määrittämisessä. Tehoreservin optimaalinen määrä riippuu sekä saatavilla olevasta kapasiteetista että sen kustannuksista. Saaduista tarjouksista pitäisi hyväksyä kustannustehokkaimmat siihen asti kunnes seuraava tarjous ei enää lisää toimitusvarmuutta kohtuullisilla kustannuksilla. Etukäteen annettu tehoreservin määrä ei välttämättä johda samaan lopputulokseen.

6.2 Tehoreservilain ja raportin aikahorisontti

Tässä raportissa tehtävä rajautui lähivuosille (2014–2020), koska tehoreservi määritetään lain mukaisesti vain muutamaksi vuodeksi kerrallaan. Tehoreservien mahdollisen tarpeen

näkökulmasta tämä ei kuitenkaan ole riittävän pitkä aikahorisontti. Mm. EU:n voimalaitosdirektiivit tulevat hieman pidemmällä tähtäimellä vaikuttamaan usean voimalaitoksen mahdollisuuksiin tuottaa sähköä kannattavasti. Tällöin kapasiteettia todennäköisesti poistuu Suomesta ja lähialueilta. Tehoreserviä hankittaessa olisikin syytä ymmärtää onko sähkökuluttajien pitkän tähtäimen edun mukaista estää joidenkin nykyisten voimalaitosten käytöstä poistuminen. Tarkastelussa pitäisi verrata nykyisten voimalaitosten mahdollisuuksia helpottaa tulevaisuudessa mahdollisesti syntyvää niukkuutta kapasiteetista siihen, että hankitaan kapasiteettia muulla tavoin sitten kun sille tulee tarvetta. Kapasiteettia voi saada uusista voimalaitoksista, kulutuksenjoustosta tai mahdollisesti uusista siirtoyhteyksistä.

6.3 Markkinavaikutukset

Tehoreservilaissa on ristiriitaisuutta. Toisaalta tehoreservin käytösäännöt tulisi määrittää niin ”ettei niillä perusteettomasti vaikuteta sähkön tarjontaan ja sähkön hinnan määräytymiseen markkinoilla”³⁹, mutta toisaalla laissa määrätään, että tehoreserviin siirtyvät laitokset siirtyvät pois nykyisestä kohdastaan sähkömarkkinoilta. Tehoreservilain 3§ 1 momentin mukaan ”Tehoreservinä toimivan yksikön tuottama sähkö ja sähkökulutuksen jousto tulee tarjota markkinoille hinnalla, joka ei saa alittaa raskasta polttoöljyä polttoaineenaan käyttävän lauhdutusvoimalaitoksen muuttuvia kustannuksia, joihin on lisätty tuotantoon tarvittavien päästöoikeuksien arvo”. Tämä nostaa sähkön hintaa niinä tunteina, kun laitokset eivät pääse tarjoamaan tuotantoaan sähkömarkkinoille todellisilla tuotantokustannuksillaan. Toinen näkökulma asiaan on, että tehoreservilaitoksille maksettavia ylläpitokorjauksia saavat laitokset eivät saisi syrjäyttää sellaista tuotantoa, joka on markkinoilla ilman tehoreserveistä saatavaa tuloa.

Loppujen lopuksi asiassa on kyse siitä, miten sähkön tuottamisesta ja kuluttamisesta saatava hyöty jaetaan tuottajien ja kuluttajien välillä sekä siitä onko markkinoilla riittävät kannusteet kapasiteetin rakentamiseen. Voimalaitosten markkinalle tarjoaman hinnan nostaminen vie hyötyä kuluttajilta tuottajille, mutta koska kyseessä on tuotantokustannuksiltaan melko kalliista voimaloista, niin vaikutus jäänee varsin pieneksi. Kannusteet uuden kapasiteetin rakentamiseen mahdollisesti kasvaisivat tehoreservin ylläpitomaksuista saatavien tulojen vuoksi, mutta toisaalta markkinalta saatavat tulot pienentyisivät, jos laitos joutuu tarjoamaan todellisia kustannuksiaan korkeammalla hinnalla. Kulutusjouston edellyttämien investointien kannattavuuden osalta vaikutusmekanismi olisi samanlainen.

Tehoreservijärjestelmällä yritetään paikata pelkkiin energiamaksuihin perustuvan sähkömarkkinajärjestelmän mahdollisia riskejä. Esimerkiksi kapasiteettimarkkinat, suorat investoinnit tai investointituet olisivat vaihtoehtoisia järjestelmiä pyrittäessä varmistamaan sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapaino. Koska kapasiteetista voi hyvinkin tulla pulaa 2020-luvulla, vaihtoehtoja ja niiden soveltuvuutta Suomen olosuhteisiin olisi syytä ryhtyä arvioimaan hyvissä ajoin. Voimalaitosinvestoinnit ovat hitaita ja edellyttävät ennakoitavuutta.

6.4 Lainsäädännön vaikutukset erilaisiin tehoreservitoimijoihin

Lainsäädäntö vaikuttaa erilaisiin tehoreservitoimijoihin eri tavoin. Lainsäädäntö toimii tarkoituksenmukaisesti, kun halutaan ylläpitää voimalaitoksia, jotka muuten purettaisiin (vanhaa lauhdekapasiteettia). Tällöin voi olla perusteltua siirtää laitokset pois nykyiseltä kohdaltaan ajojärjestyksessä, koska ilman tehoreserville maksettavia ylläpitokorvauksia nämä laitokset poistuisivat markkinoilta joka tapauksessa.

Ongelmaksi muodostuvat laitokset, jotka pysyisivät järjestelmässä muutenkin. Sähkökuluttajien näkökulmasta hyötyjä ei saavutettaisi, aiheutuisi ylimääräisiä kustannuksia ja lisäksi sähkön markkinahinta nousisi niinä tunteina, jolloin voimaloiden tuotantoa ei

³⁹ Tehoreservilain 10§ 2 momentti

tarjottaisi markkinalle. Laissa ei oteta kantaa mihin voimalaitoksiin tehoreservin pitäisi kohdistua. Hankintamenettelyssä tulisi olla tasapuolinen, mutta toisaalta esitetty ongelma pitäisi välttää, jos järjestelmästä halutaan saada todellista hyötyä.

Toinen ongelma liittyy kulutusjousto. Tehoreservilaitoksille maksettavat ylläpitokorvaukset olemassa olevalle kulutusjoustoille eivät ole sähkönkuluttajien edun mukaisia. Sen sijaan uusi kulutusjousto, joka ei muuten markkinoille tulisi, voisi olla voimalaitoskapasiteettia halvempi tapa ylläpitää haluttu kapasiteetin riittävyystaso. Kun kulutusjousto on saatu markkinoille, ei sille kuitenkaan pitäisi olla tarvetta maksaa tehoreservin ylläpitokorvauksia toistamiseen. Mitä lyhyemmällä aikavälillä kulutusjousto saa investointikustannuksensa takaisin, sitä pienemmät riskit investoinnilla on. Pienemmät riskit johtavat alhaisempiin kustannuksiin. Myöskään kulutusjouston ei liene syytä tarjota markkinalle omia kustannuksiaan mahdollisesti korkeammalla hinnalla. Esimerkiksi Ruotsin tehoreserviä vastaavassa järjestelmässä kulutusjousto osallistuu markkinoille samoin kuin Fingridin nopeassa häiriöreservissä oleva kulutusjousto.

6.5 Investoinnit uusiin huippuvoimalaitoksiin

Ylläpitokorvaukset voisivat periaatteessa jouduttaa myös uusien huippuvoimalaitosten investointipäätöksiä. Ylläpitomaksuista saatava tulo on markkinoilta saatavaa tuloa varmempaa, mikä pienentäisi investoijan riskejä. Koska tehoreservijärjestelmällä voidaan hankkia haluttu määrä kapasiteettia, voitaisiin tehoreservijärjestelmän tuomien uusien investointien avulla saavuttaa haluttu sähkötoimitusvarmuustaso ainakin periaatteessa. Tehoreservi hankitaan kuitenkin enintään neljäksi vuodeksi kerrallaan, jonka jälkeiset tulot ovat mahdolliselle investoijalle taas epävarmoja. Tämän vuoksi tehoreservijärjestelmä ei ole hyvä instrumentti uuden huippukapasiteetin rakentamisen varmistamiseksi. Suorempi keino olisi kustantaa tarvittava kapasiteetti suoraan sähkönkulutuksesta kerättävillä maksuilla. Tällöin huippukapasiteetin rakentamiseen liittyvät riskit sosialisoidaan. Sen järkevyys riippuu toisaalta yksityisten toimijoiden riskien kustannusten suuruudesta ja toisaalta julkiseen toimintaan mahdollisesti liittyvien tehostomuuksien kustannuksista.

6.6 Huippukulutuksen ulkopuoliset tehovajetilanteet

Tehoreservilailla lienee ensisijaisesti tavoiteltu riittävää kapasiteettia huippukulutuksen aikana. Kapasiteetista voi kuitenkin tulla pulaa muissakin tilanteissa, kuten jos toteutuva kulutus on ennustettua kulutusta huomattavasti suurempi. Näihin tilanteisiin tarvitaan riittävän nopeasti reagoivaa voimalaitoskapasiteettia tai kulutusjousto. Tosin näitä tilanteita voi helpottaa vain kulutus, joka oli alun perinkin sitoutunut kuluttamaan. Myös tehoreservissä olevilla voimalaitoksilla voi olla vaikeuksia auttaa kyseisissä tilanteissa, koska niiden valmiusaika on 12 tuntia ja sekin vain talviaikana. On syytä vielä huomauttaa, että tässä raportissa esitetyt arviot eivät käsittele huippukulutuksen ulkopuolisia tilanteita. Niistä voisi olla hyvä päästä eroon operatiivisia käytäntöjä parantamalla, mikäli tämä on kustannustehokasta sähkön kuluttajan näkökulmasta.

7. Yhteenveto

Tehoreservijärjestelmällä pyritään varmistamaan sähkön toimitusvarmuus huippukulutusten aikana. Toisaalta tavoitteena on pitää järjestelmän kustannukset kohtuullisina. Tämän vuoksi työssä laskettiin tehovajeen odotusarvo sekä arvioitiin tehovajeen mahdollisesti aiheuttamien haittojen suuruutta. Menetelmässä käytettiin voimalaitostietokantaa ja siihen liittyneitä arvioita, 9,5 vuoden kulutus- ja tuulivoimatuotantoaikaasarjaa, arviota kulutusjouston määrästä tulevaisuudessa sekä huomioitiin naapurimaista huippukulutukseen aikaan saatavissa oleva kapasiteetti käyttämällä 35,5 vuoden meteorologista aineistoa ja 4,5 vuotta toteutuneen kulutuksen aikaasarjaa naapurimaista. Tehovajeen odotusarvo (LOLE, Loss Of Load Expectation) laskettiin vertaamalla nettokulutusta todennäköisesti käytettävissä olevan

kapasiteetin taulukkoon (COPT, Capacity Outage Probability Table). Tehovajeen odotusarvo oli laskennan perusteella tulevana vuosina lähellä nollaa.

Häiriöreservin käytöstä tai kuormien irtikytkennästä (kiertävä sähkökatko) aiheutuva haitta arvioitiin tehoreservijärjestelmän toteutuneita kustannuksia pienemmäksi. Johtopäätöksenä on, että nykyisen suuruiset tehoreservimaksut ovat sähkön käyttäjille liian kalliita suhteessa saavutettavaan hyötyyn. On kuitenkin mahdollista, että tehoreserviä voitaisiin saada nykyistä halvemmalla seuraavassa kilpailutuksessa esimerkiksi kulutusjouston avulla. Raportissa arvioitiin myös olisiko kulutusjouston osallistumiselle periaatteellisia ongelmia. Tällaisia ei löytynyt, mutta tehoreservin käytösäännöissä on kuitenkin syytä jatkossakin huomioida kulutusjouston tiettyjä erityispiirteitä kuten kerralla vaadittavan kapasiteetin ajallinen kesto.

Käytösääntöjen laadinnassa on myös syytä varmistaa, että järjestelmällä on vain haluttuja vaikutuksia myös sähkömarkkinoilla. Tässä keskeisenä kysymyksenä on, millä hinnalla tehoreservilaitosten tuotantotarjoukset aktivoidaan huippukulutustilanteessa eli onko niille määriteltä jokin vähimmäishinta vai ei. Uusia laitoksia ja kulutusjoustoja ei liene mielekäästä siirtää pois normaalikäytöstä. Vanhojen, ilman tehoreserviä poistuvien, osalta siirto voi olla mielekäästä.

Teho-reservin hankinnassa on syytä pyrkiä varmistamaan, että ilman tehoreserviä järjestelmässä pysyvät voimalaitokset eivät voi hankintaan osallistua. Tavoiteltuja hyötyjä ei saavutettaisi, jos kilpailutuksessa pärjäisivät parhaiten voimalaitokset, jotka muutenkin pysyisivät järjestelmässä. Silloin ei kapasiteettia saada lisää eikä tehovajeen todennäköisyyttä pienennettyä. Sama ongelma koskee myös olemassa olevaa kulutusjoustoja.