





# Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2013–2017

Kirjoittajat: Juha Kiviluoma, Veikko Kekkonen

Luottamuksellisuus: julkinen

<b>Raportin nimi:</b> Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2013–2017	
Asiakkaan nimi: Energiamarkkinavirasto	Asiakkaan viite
Projektin nimi: Tehoreservijärjestelmä	Projektin numero/lyhytnimi
Raportin laatija(t): Juha Kiviluoma, Veikko Kekkonen	Sivujen/liitesivujen lukumäärä: 34/0
Avainsanat: Tehoreservi, tehoreservilaki, kulutusjousto	Raportin numero: VTT-R-07227-12
<p><b>Tiivistelmä</b></p> <p>Tehoreservilain mukaan Energiamarkkinaviraston tulee hankkia tehoreservitarpeen edellyttämä määrä voimalaitosyksiköitä ja sähkönkulutuksen joustoon kykeneviä kohteita. Raportti on tehty palvelemaan Energiamarkkinaviraston päätöksentekoa. Työtä seurannut ohjausryhmä on antanut arvokasta palautetta, mutta raportin sisältö on kirjoittajien näkökulma.</p> <p>Raportissa on laskettu vuosille 2013–2017 tehovajeen odotusarvo, jonka avulla tehoreservin tarvetta voidaan arvioida. Laskennassa arvioidaan todennäköisesti saatavilla olevan kapasiteetin määrä tilastollisin menetelmin. Lähtötietoina on käytetty talouden vaihteluista korjattua kulutusaikasarjaa, osittain historiallisilla tuotantotiedoilla korjattuja voimalaitostietoja, voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantumisarvioita, arviota kulutusjouston tulevasta määrästä, tuulivoiman tuotantoaikasarjaa, arviota tuulivoimakapasiteetin tulevasta määrästä ja arviota naapurimaista saatavilla olevasta kapasiteetista.</p> <p>Lopputuloksen mukaan kapasiteetin teknisestä riittämättömyydestä johtuva tehovaje on vuosina 2013–2017 erittäin epätodennäköinen, vaikka tehoreservia ei hankittaisi. Tehoreservin hankkiminen kuitenkin entisestään pienentäisi tehovajeen todennäköisyyttä. Tehovajeen välttämiseksi käytetään tehoreservin jälkeen häiriöreservejä tai niiden loppuessa kiertäviä sähkökatkoja. Työssä arvioitiin häiriöreservien käytön ja sähkökatkojen aiheuttamien haittojen kustannuksia ja verrattiin niitä tehoreservijärjestelmän kustannuksiin. Vertailun perusteella nykyisen suuruista tehoreservia ei kannata tällä hetkellä ylläpitää. Tarkastelussa on kuitenkin merkittäviä epävarmuuksia, koska osaa lähtötiedoista on vaikea todentaa.</p> <p>Raportissa on käsitelty myös periaatteita, joilla kysynnän jousto voisi toimia osana tehoreservijärjestelmää. Kysynnän jousto voisi olla kustannustehokas tapa vastata kapasiteettitarpeeseen. Raportti käsittelee lyhyesti kulutusjouston erityispiirteitä.</p> <p>Tehoreservilaissa on useita ongelmakohtia. Sähkönkuluttajien ei kannata maksaa ylimääräistä sellaisen kapasiteetin hankinnasta, joka pysyisi järjestelmässä ilman tehoreservin ylläpitomaksuja tai johon investoitaisiin ilman kyseisiä maksuja. Tehoreservilaissa ei kuitenkaan ole välineitä kohdistaa maksuja vain sellaisille voimalaitoksille, jotka järjestelmästä muuten poistuisivat. Kulutusjouston osalta ei ole keinoja erottaa sellaista kulutusjoustoja, joka ei ilman tehoreservimaksuja järjestelmässä jo olisi tai sinne tulisi. Tehoreservissä olevat voimalaitokset tai kulutusjousto joutuvat tarjoamaan vähintään raskaan polttoöljyn muuttuvien kustannusten mukaisesti. Tämä on ongelmallinen lähtökohta markkinan toiminnan ja taloudellisen tehokkuuden näkökulmasta.</p>	
Luottamuksellisuus	julkinen
Espoo 17.11.2012	
 Juha Kiviluoma	 Seppo Hänninen
VTT:n yhteystiedot: <a href="mailto:etunimi.sukunimi@vtt.fi">etunimi.sukunimi@vtt.fi</a> tai PL 1000, 02044 VTT	
Jakelu: asiakas ja VTT	
<i>VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain VTT:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella. Tästä poiketen raportin tilaajalla on raporttiin julkaisuoikeus.</i>	

Report The need for Capacity Reserves for the years 2013–2017	
Raportin laatija(t) Juha Kiviluoma and Veikko Kekkonen	No. of pages 34
Key words Capacity reserve, capacity adequacy, demand response	Report number VTT-R-07227-12
<p><b>Abstract</b></p> <p>The Finnish law on the Capacity Reserves ('Tehoreservilaki') states that the Energy Market Authority has to procure enough power plant and/or demand response capacity to fulfil the needs for capacity reserves. This report has been made to serve the decision making of the Energy Market Authority. A steering committee has given valuable advice, but the opinions in the report are that of the authors.</p> <p>The report estimates the loss of load expectation for the years 2013–2017, which is used to evaluate the need for the capacity reserves. The analysis estimates the available capacity through statistical methods. The input data includes load time series cleared from economical fluctuations, power plant data corrected with historical generation data, forced outage rates for power plants and transmission lines, estimates for demand response, generation time series for wind power, estimates for wind power capacity, and estimates for the capacity available from the neighbouring countries.</p> <p>The result is an extremely low likelihood for capacity inadequacy through 2013–2017 even if no capacity reserves are procured. However, the procurement of capacity reserves would decrease the likelihood further. If capacity runs out, disturbance reserves and later involuntary load shedding are used to avoid imbalance between generation and demand. The report estimated the cost of using disturbance reserves and involuntary load shedding. These were compared with the costs of the current Capacity Reserves. According to the comparison, it is not worthwhile to maintain the current level of Capacity Reserves. However, the analysis contains significant uncertainties, because some of the input data is difficult to authenticate.</p> <p>The report also discusses the principles how demand response could participate in the Capacity Reserves. Demand response could be a cost-efficient way to meet the need for capacity in the power system. The report discusses the special characteristics of demand response shortly.</p> <p>The Finnish law on the Capacity Reserves contains several problematic features. The electricity consumers should not pay extra for capacity that would remain in the power system without payments from the Capacity Reserve or for capacity that would be built without those payments. The Capacity Reserve law does not have any tools to direct the payments to power plants which would otherwise retire. For demand response there are no tools to distinguish demand response which is already in the system or would otherwise appear in the system. Power plants or demand response in the Capacity Reserve is forced to bid in at higher than the marginal price of heavy oil fired power plants. This is problematic from the perspective of well-functioning markets and economic efficiency.</p>	

## Alkusanat

Selvitystyön edistymisen seuraamiseksi ja työn ohjaamiseksi perustettiin ohjausryhmä johon Energiamarkkinavirasto kutsui keskeisimpien sidosryhmien edustajia. Työryhmän koostumus oli asiantuntija (sähköntuotanto) Pia Oesch Energiateollisuus ry:stä, vanhempi asiantuntija Jonne Jäppinen Fingrid Oyj:stä, Sales Manager Finland Sami Oksanen Nord Pool Spot AS:stä, erityisasiantuntija Sami Rinne työ- ja elinkeinoministeriöstä, toimitusjohtaja Mikko Rintamäki Suomen ElFi Oy:stä, asiantuntija Kati Ruohomäki Elinkeinoelämän keskusliitosta, erikoistutkija Juha Kiviluoma VTT:stä sekä Energiamarkkinavirastosta yli-insinööri Mikko Heikkilä, ryhmäpäällikkö Antti Paananen, lakimies Elina Hautakangas ja yli-insinööri Jarno Lamponen.

Raportin kirjoittajat kiittävät Energiamarkkinavirastoa ja ohjausryhmää erinomaisesta yhteistyöstä ja arvokkaasta avusta lähtötietojen keräämisessä. Raportti on kuitenkin kirjoitettu kirjoittajien näkökulmasta, joka saattaa poiketa työryhmän jäsenten näkökulmista. Raporttiin tai laskentaan mahdollisesti jääneistä virheistä on vastuussa raportin ensimmäinen kirjoittaja.

Raportin tekemiseen osallistui myös VTT:n muita asiantuntijoita. Erityiskiitos Tomi Lindroosille avusta lähtötietojen keräämisessä ja raportin tarkastamisessa sekä Jussi Ikäheimolle kulutusjoustoon liittyvistä arvioista ja raportin kommentoinnista.

Espoo 17.11.2012

Tekijät

## Sisällysluettelo

Alkusanat.....	3
Lyhenteet.....	5
1. Johdanto.....	6
2. Tehoreservitarpeeseen vaikuttavia tekijöitä.....	7
3. Tehoreservitarpeen arviointi .....	8
3.1. Tehovajeen odotusarvon laskeminen .....	8
3.2. Lähtötiedot .....	10
3.2.1 Kulutusaikasarja.....	11
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 vaihtoehtois-kustannukset.....	24
3.5. Arvio tehoreservin tarpeesta .....	26
3.6. Tehoreservin vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen .....	27
4. Periaatteet, joilla kulutusjousto voi toimia osana tehoreserviä.....	28
4.1. Kulutusjousto ja sähkömarkkinat.....	28
4.2. Kulutusjousto ja tehoreservin käytösäännöt.....	29
4.3. Pienkuluttajien kulutusjousto.....	29
5. Pohdintaa tehoreservilain ongelmakohdista .....	31
5.1. Sopiva tehoreservin määrä riippuu hinnasta.....	31
5.2. Tehoreservilain ja raportin aikahorisontti.....	31
5.3. Markkinavaikutukset .....	31
5.4. Lainsäädännön vaikutukset erilaisiin tehoreservitoimijoihin .....	32
5.5. Investoinnit uusiin huippuvoimalaitoksiin.....	32
5.6. Huippukulutuksen ulkopuoliset tehovajetilanteet.....	33
6. Yhteenveto .....	34

## Lyhenteet

COPT	Capacity Outage Probability Table (Kapasiteetin epäkäytettävyyden todennäköisyystaulukko)
IE	Industrial Emissions directive (Teollisuuden päästödirektiivi)
LCP	Large Combustion Plants directive (Suurten polttovoimalaitosten direktiivi)
LOLE	Loss of Load Expectation (Tehovajeen odotusarvo)
EMV	Energiamarkkinavirasto
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EUE	Expected unserved energy (Energjavajeen odotusarvo)
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 tehtävänä on määrittää tarvittavan tehoreservin määrä vähintään neljän vuoden välein. Ensimmäisen kerran Energiamarkkinavirasto määrittää reservin määrän vuoden 2013 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 voivat lain mukaan osallistua tehoreservijärjestelmään. Määrittäessään tehoreservin kokonaismäärän, Energiamarkkinavirasto arvioi paljonko kokonaismäärästä voi olla sähkönkulutuksen joustoon kykeneviä kohteita.

Energiamarkkinavirasto toteutti keväällä 2011 tehoreservilaitosten kilpailutuksen ja valitsi kolme voimalaitosta kuluvalla reservikaudelle. Kuluva kausi päättyy 30.6.2013. Tämä selvitystyö toimii taustamateriaalina Energiamarkkinaviraston päätökselle tehoreservin kokonaismäärästä ja mahdollisesta kulutusjouston osuudesta. Energiamarkkinavirasto pyrkii antamaan tehoreservin suuruuden määrittävän päätöksen vuoden 2013 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. Kulutusjoustoreserveillä 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. Tämän hetkisen tiedon mukaan yksikkö on käytettävissä täysimääräisesti aikaisintaan vuonna 2015, jolloin se auttaisi alkutalven huippukulutukseen vasta talvikautena 2015–2016. Olkiluoto 3:sen valmistumiseen liittyvää epävarmuutta arvioidaankin herkkyytstarkastelun avulla.

## 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 investoinnin kustannukset tulisivat myös 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. Viime vuosina kulutus on ylittänyt käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin n. 100 – 400 tunnin ajan vuodessa, mutta käytännössä Suomeen tuodaan lähes aina sähköä kaupallisista syistä.

Tehoreservitarpeeseen vaikuttuvia **virstanpylväitä** lähitulevaisuudessa ovat mm seuraavat:

- Vuoden **2013** 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. Joka tapauksessa nykyiseen tehoreservikauteen osallistuneista sähköntuotantolaitoksista Vaskiluoto ja Kristiina poistuvat käytöstä viimeistään direktiivin seurauksena. Sen lisäksi raporttia varten arvioitiin sähköntuotantokapasiteetin vähenevän 124.5 MW:n verran koostuen neljästä eri kohteesta.
- 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 päästörajojen 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 huonontua. Luoteis-Venäjällä puolestaan samaan aikaan poistuu vanhoja Sosnovy Borin ydinvoimalayksiköitä, eivätkä uudet rakenteilla olevat ydinvoimalat ehdi valmistua vuoden 2016 alkuun mennessä. Siitä huolimatta Venäjän viranomaisarviossa<sup>1</sup> kapasiteetista ei Venäjällä pitäisi olla pulaa.

---

<sup>1</sup> The approved scheme and program development UES of Russia for the period 2011-2017, Federal Grid Company ja System Operator of Russia.



### 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 varmaistamaan riittävän alhainen tehovajeen todennäköisyys. Tässä arvioinnissa on luonnollisesti arvioitava myös se, millä luottamustasolla haluttu todennäköisyystaso on saavutettavissa, sekä arvioitava se, millaisia kustannuksia halutun tehovajaus-todennäköisyyden 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.

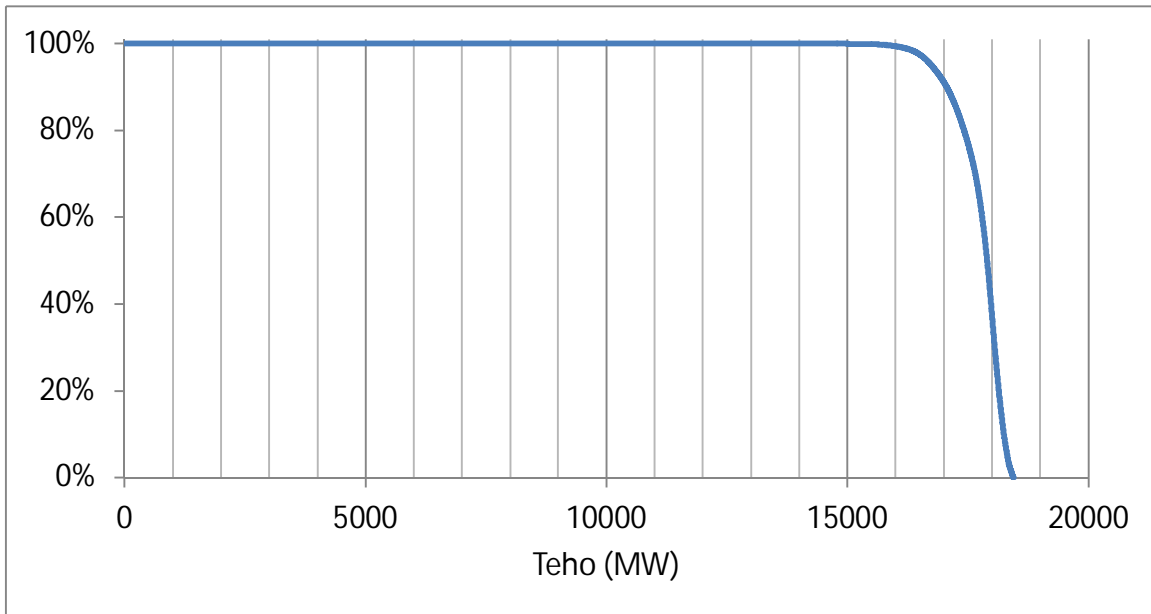
Tässä luvussa määritetään tehovajeen odotusarvo (menetelmä alaluvussa 3.1 ja tulokset alaluvussa 3.3) tulevana vuosina perustuen lähtötietoihin, jotka esitetään alaluvussa 3.2. Lisäksi tehovajeen todennäköisyyttä arvioidaan suhteessa lisätehon hankinnan kustannuksiin ja lyhyiden sähkökatkojen haittakustannuksiin (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 nollassa aina kaikkien kapasiteetilähteiden yhteenlaskettuun kapasiteettiin asti. Pienet MW määrät ovat äärimmäisen epätodennäköisiä kuten Kuva 1 näkyy (kuva on laskennan välituloksista, mutta näytetään tässä esimerkin vuoksi).

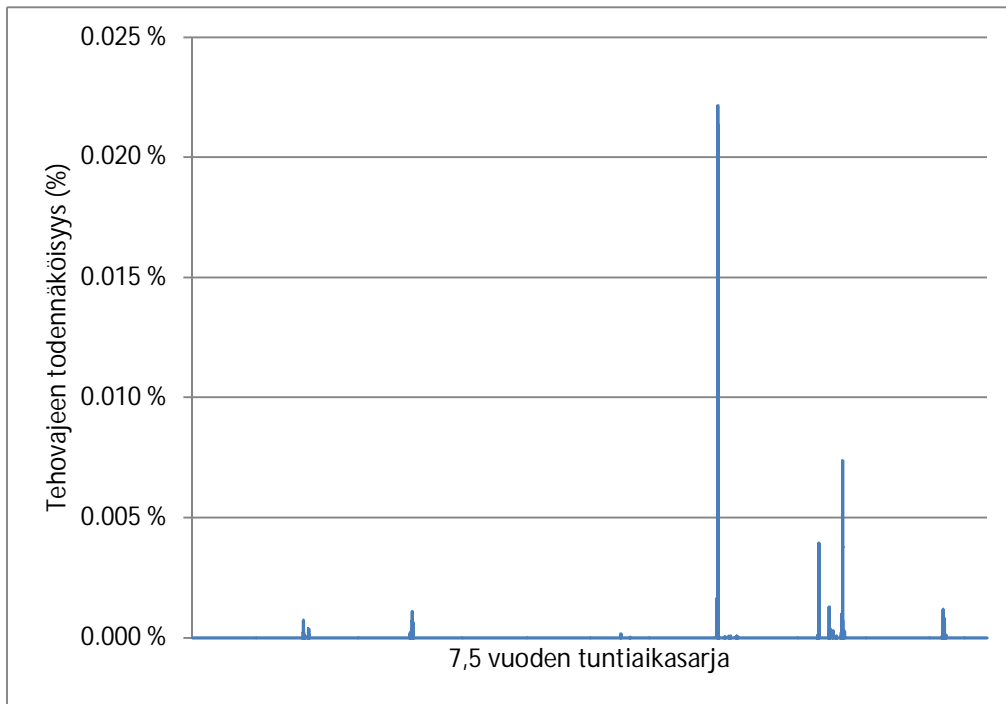


*Kuva 1. Saatavilla olevan kapasiteetin kumulatiivinen todennäköisyysjakauma (esimerkinä vuosi 2013).*

LOLE laskennassa käytetään lähtötietoina yllä kerrotulla tavalla laskettua COPT taulukkoa ja kulutusaikasarjaa. Tämän raportin laskennassa on käytetty tuntiaikasarjaa, 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.

Kuva 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.

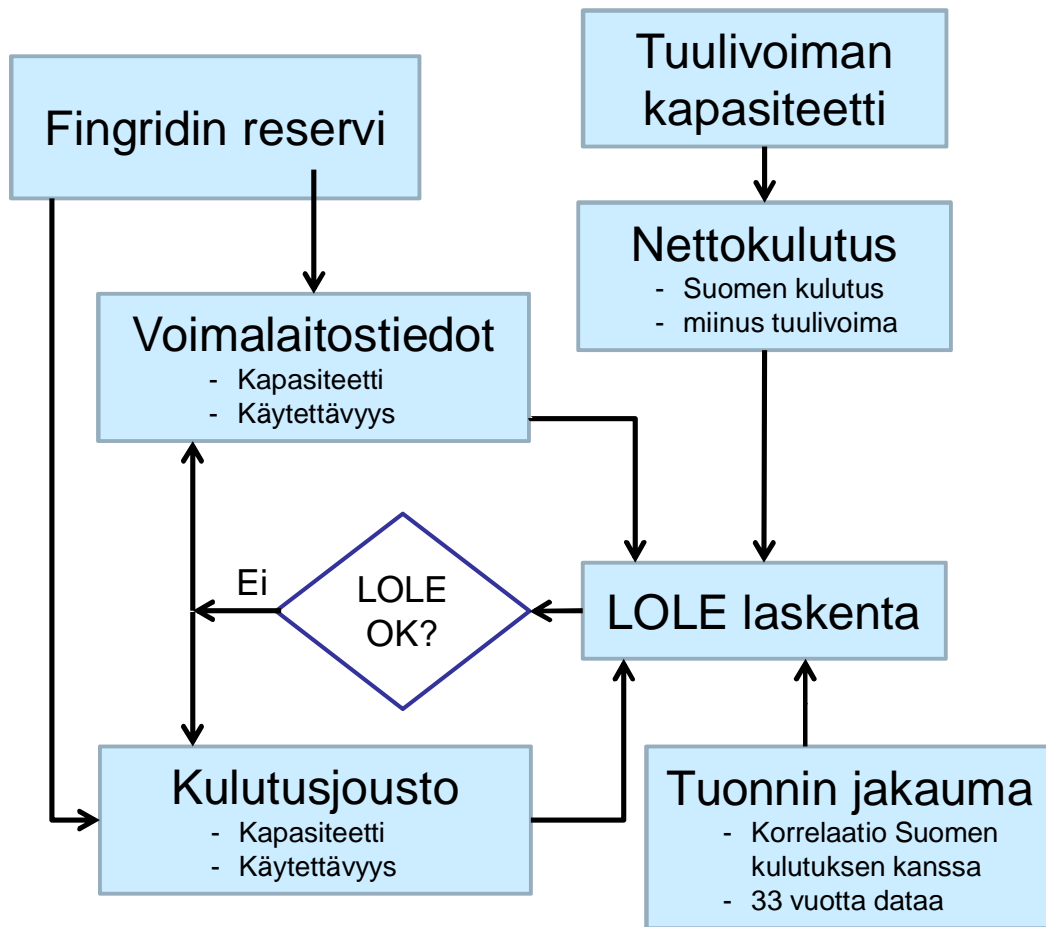


Kuva 2. Tehovajeen todennäköisyys 7,5 vuoden aikasarjan tunteina. Yhteenlaskettu LOLE on 0,00047 h/a.

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. LOLEn 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 2012 puoliväliin.

Kulutusaikasarjasta poistettiin muun kuin lämpötilan vaikutus hyödyntämällä Energiategollisuuden lämpötilakorjattua kuukausikulutusaikasarjaa<sup>2</sup>, jonka avulla voidaan muut vaikutukset erottaa lämpötilan vaikutuksesta.<sup>3</sup> Talouden muutokset eivät saa näkyä käytettävässä kulutusaikasarjassa, koska LOLE lasketaan tuleville vuosille, joiden taloudellinen tilanne ei ole sama kuin historiallinen tilanne. Niinpä arvio tulevasta kulutuksesta korvaa kulutusaikasarjassa esiintyvät taloudellisten muutosten aiheuttamat historialliset kulutusvaihtelut. Lämpötilan aiheuttamat kulutusvaihtelut tulevat kuitenkin näkyä — ne ovat oletettavasti samankaltaisia myös tulevaisuudessa.

<sup>2</sup> <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot>

<sup>3</sup> Koska kyseessä on kuukausiaikasarja, siitä ei saisi erotettua tuntitaso lämpötilan aiheuttamia kulutusvaihteluita. Tämä ei kuitenkaan ole tarpeen, koska tarkoituksena on erottaa talouden aiheuttamat kulutusvaihtelut, joihin kuukausitaso tarkkuus on riittävä.

Tämän jälkeen kulutusaikasarjasta vähennettiin tuulivoimatuotannon tuntiaikasarja. Tuulivoiman aikasarja on samalta ajanjaksolta kuin kulutuksen aikasarja, jotta kulutuksen ja tuulivoimatuotannon väliset korrelaatiot säilyvät<sup>4</sup>. Aikasarjaa on skaalattu vastaamaan tulevaisuudelle arvioitua tuulivoimakapasiteettia. Tuulivoimatuotannon vähentäminen kulutuksesta on suositeltu menetelmä tuulivoiman tai muun vaihtuvan tuotannon huomioimiseksi<sup>5</sup>.

Viimeinen askel kulutusaikasarjan muokkauksessa oli skaalata sen korkein kulutus vastaamaan EMV:ltä saatua huippukulutusarviota<sup>6</sup> vuosina 2012–2017, jotka ovat Taulukko 1. Analyysissä käytettiin kalenterivuosia, jolloin talvikauden 2011–2012 huippu kohdistettiin vuodelle 2012 ja muut vuodet vastaavasti. Käytettävän kulutusaikasarjan pituus on 7,5 vuotta, joka vastaa melko hyvin huippukulutusarviolla tarkoitettua kerran kymmenessä vuodessa esiintyvää huippua. Laskennassa koko 7,5 vuoden kulutusaikasarja ajetaan läpi jokaiselle huippukulutusarvioille erikseen. Laskenta toistettiin myös 33,5 vuoden kulutusaikasarjalla, joka tuotettiin meteorologisesta aineistosta korrelaatiokertoimien avulla. Korrelaatio laskettiin 7,5 vuoden todelliseen aineistoon verrattuna ja selittävinä tekijöinä käytettiin tuulennopeudella korjattua ulkolämpötilaa, lämpötilan 13 tunnin historiaa<sup>7</sup>, vuorokauden aikaa ja viikonpäivää.

*Taulukko 1. Talvikauden huippukulutusarvio (MW), joka vastaa kerran kymmenessä vuodessa esiintyvää tilannetta*

	2011–12	2012–13	2013–14	2014–15	2015–16	2016–17
<b>Huippukulutus</b>	15 100	15 200	15 300	15 400	15 500	15 600

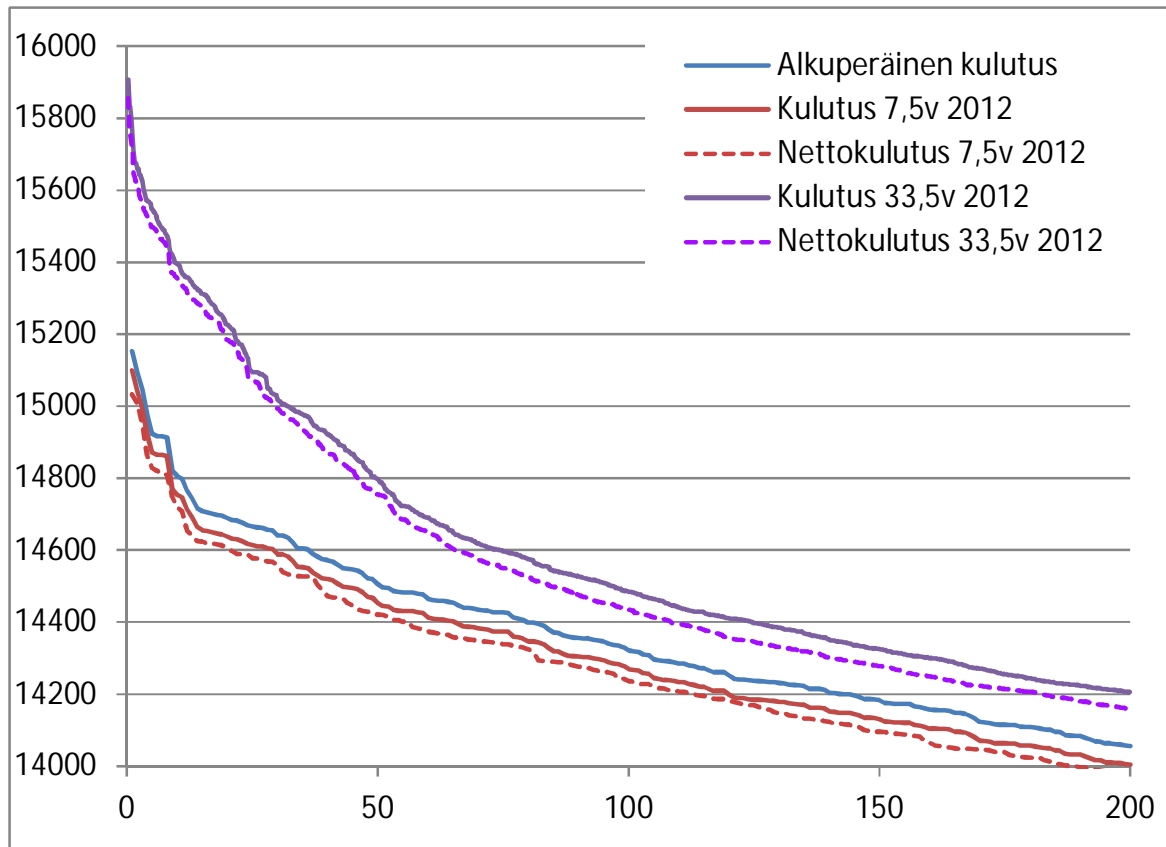
Kuva 4 näyttää esimerkin kulutusaikasarjoja koskevista lähtötiedoista. Kuvassa näkyy 7,5 vuoden aineiston osalta 200 suurinta huippukulutustuntia. Kuten yllä selitettiin, alkuperäisen kulutuksen (sininen viiva) aikasarjaa skaalattiin vastaamaan arvioitua huippukulutusta (punainen viiva). Tästä vähennettiin tuulivoimatuotannon aikasarja (perustuen 197 MW kapasiteettiin vuonna 2012) jolloin saatiin nettokulutus (punainen katkoviiva). Kun käytettiin 33,5 vuoden meteorologista aineistoa (violetti viiva), niin huippukulutus suureni, koska 80-luvulla on ollut kovempia pakkasia kuin viimeisen 7,5 vuoden aineistossa. Myös tästä vähennettiin meteorologisen aineiston avulla arvioitu tuulivoimatuotanto, jotta saatiin nettokulutus (violetti katkoviiva).

<sup>4</sup> 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 työntä) eli korrelaatio kääntyy päinvastaiseksi kaikkein kovimpien pakkasten kohdalla.

<sup>5</sup> Keane, A., Milligan, M., Dent, C. J., Hasche, B., Annunzio, C. D., Member, S., Dragoon, K., et al. (2011). Capacity Value of Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, 26(2), 564–572

<sup>6</sup> Joka puolestaan perustuu TEM:n laatiman ilmasto- ja energistrategian (2008) kulutusarvioon.

<sup>7</sup> Sähkönkulutus kasvaa, kun kova pakkas kestää kauemmin. 13 tunnin lämpötilahistoria antoi parhaan korrelaation sähkönkulutuksen kanssa, jonka vuoksi sitä käytettiin laskennassa.



Kuva 4. Lähtötietoina käytetyt kulutus- ja nettokulutusaikasarjat. Vaaka-akselilla on esitetty 200 huippukulutustuntia suurinta suuruusjärjestyksessä ja pystyakselilla vastaavat huippukulutusaikasarjat (MWh/h).

### 3.2.2 Voimalaitostiedot

Toisena tärkeänä lähtötietona ovat voimalaitostiedot<sup>8</sup>. Lähde kuvaa hyvin olemassa olevan kapasiteetin, mutta erityisesti yhteistuotannon ja vesivoiman osalta huippukulutuksen aikainen tuotanto voi olla merkittävästi kapasiteettia pienempi. Sen vuoksi yhteistuotannon (sekä kaukolämpö että teollinen yhteistuotanto) osalta kapasiteettia vähennettiin vastaamaan viime vuosina korkeimpien hintojen aikaan saavutettuja huipputehoja muutaman kymmenen MW:n tarkkuudella<sup>9</sup>. Kapasiteettia vähennettiin poistamalla vanhimpia voimalaitoksia laskennasta. Kaukolämpö Yhteistuotannon osalta vähennys oli 933 MW kapasiteettia ja poiston kohteena olivat kaikki vuotta 1977 aiemmin rakennetut voimalaitokset. Teollisuuden yhteistuotannon vähennys oli vastaavasti 1125 MW ja rajana vuosi 1992. Koska saavutettu teho ei välttämättä merkitse saavutettavissa olevaa tehoa, saattavat nämä vähennykset tehdä laskelmasta todellisuutta pessimistisemmän. Toisaalta teollinen yhteistuotanto on viime aikoina vähentynyt, joten tulevaisuudessa saavutettava teho voi jäädä myös historiallista pienemmäksi. Tätä mahdollista kehitystä työssä ei huomioitu<sup>10</sup>. Lisäksi työssä oletettiin, että nykyisessä tehoreservissä olevat voimalat eivät jatkaisi toimintaansa ilman tehoreservilaitoksille maksettavia ylläpitokorvauksia. Niiden ylläpitokustannukset ovat varsin korkeat ja nykyisessä kapasiteettitilanteessa markkinoilta lienee varsin epätodennäköistä

<sup>8</sup> Energiamarkkinaviraston ylläpitämä voimalaitostietokanta

<sup>9</sup> Tuntikohtaiset tuotantotilastot tuotantomuodoittain Energiateollisuudelta

<sup>10</sup> Jos näin käy, niin myös sähkönkulutusta poistuu eli tällöin pitäisi myös huippukulutusarvioita pienentää.

saada riittävästi tuottoa lähivuosina. Myöskään Fingridin häiriöreservissä olevat voimat eivät ole laskennassa mukana. Ydinvoimat ovat tuottaneet huippupakkasilla pääsääntöisesti hieman nimellistehoaan enemmän, joten ydinvoimaan ei tehty muutoksia. Muu erillistuotanto on viime vuosina tuottanut korkeiden hintojen aikaan noin 2 500 MW, mutta laskentaan tuli lähtötietojen mukaisesti vain noin 1 940 MW. Energiamarkkinaviraston tiedossa olevat uudet voimalaitokset ja tehonkorotukset on lisätty laskentaan arvioitun aloitusvuoden mukaisesti. Tehoreservissä olevia voimalaitoksia lukuun ottamatta poistuvia voimalaitoksia ei ollut tiedossa.

Lisäksi järjestelmän jokaisesta voimalaitoksesta arvioidaan vikaantumisista johtuva epäkäytettävyys. Pöyryn selvityksen<sup>11</sup> perusteella otettiin käyttöön Taulukko 2 mukaiset vikaantumistodennäköisyydet. Raportin todennäköisyydet saattavat kuvastaa tietyille polttoaineille tyypillisiä laitostyyppisiä. Esimerkiksi bioenergiapohjaisia laitoksia ajetaan pitkäjaksoisesti, jolloin vikaantumiset pysyvät todennäköisesti vähäisempinä kuin hiilivoimaloille, joista monia käynnistetään harvakseltaan vastaamaan huippukysyntään. Lähteen mukaan luvuilla tarkoitetaan ennakoimatonta energiaepäkäytettävyyttä 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
<b>Vikaantumistodennäköisyys (%)</b>	2.1	2.2	3.2	4.2

Olkiluoto 3:n vaikutus kapasiteettiin on merkittävä ja sen kaupallisen tuotannon aloittamisajankohta on epäselvä. Nykyisten tietojen valossa voimala ei ehdi mukaan talvikauden 2014–2015 huippukulutusjaksoon, joten tässä tarkastellaan skenaarioita, joissa voimala on käytössä vuosien 2016 tai 2017 alusta tai vasta analysoitavan jakson jälkeen. Olkiluoto 3 tuo lisää kapasiteettia, mutta samalla se lisää reservitarpeita ja vähentää tuontimahdollisuuksia. Fingridin rakentamat Forssan kaasuturbiinilaitokset (2 x 150 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.<sup>12</sup>

Tuulivoiman osalta arvioitiin tulevaa kapasiteettia Tuulivoimayhdistyksen rekisterissä olevien kehityshankkeiden tietojen avulla. Rekisterin pohjalta luotiin pessimistinen ja optimistinen arvio tulevien vuosien kapasiteetista (Taulukko 3). Tuulivoiman tuotanto vähennettiin laskennassa kulutuksesta. Kun tehovajeen todennäköisyyttä laskettiin eri

<sup>11</sup> Voimalaitosten käytettävyysselvitys, Pöyry 60K30025.01-Q210-003C, EMV:n tilauksesta, 2008. [http://www.emvi.fi/files/Voimalaitosten\\_kaytettavyyselvitys.pdf](http://www.emvi.fi/files/Voimalaitosten_kaytettavyyselvitys.pdf)

<sup>12</sup> Olkiluoto 3:n käyttöönottotalvena kapasiteetti-tilanne saattaa olla oletettua huonompi, jos Olkiluoto 3:n luotettavuus on tuolloin merkittävästi oletettua huonompi ja Olkiluoto 3:n aiheuttamat kapasiteettivaraukset ovat voimassa.

tuulivoiman määrillä, erot paljastuivat varsin pieniksi, jonka jälkeen laskennassa päädyttiin käyttämään arvioiden keskiarvoa.

*Taulukko 3. Tuulivoiman kapasiteettiskenaariot (kapasiteetti vuoden alussa)*

	Pessimistinen skenaario	Optimistinen skenaario	Skenaarioiden keskiarvo (käytetty laskennassa)
<b>2012</b>	197	197	197
<b>2013</b>	287	287	287
<b>2014</b>	347	407	377
<b>2015</b>	407	577	492
<b>2016</b>	467	987	727
<b>2017</b>	567	1387	977

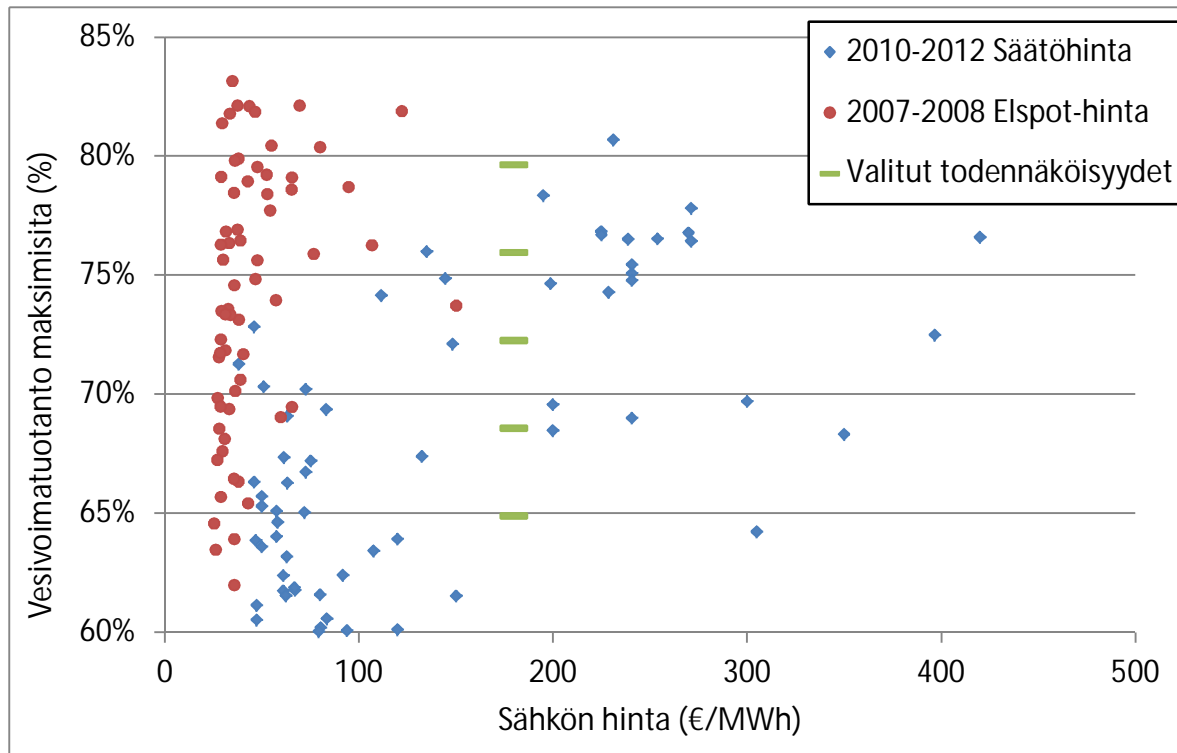
Suomessa asennettua vesivoimakapasiteettia oli vuoden 2012 alussa noin 3135 MW. Käytettävissä oleva vesivoimakapasiteetti vaihtelee mm. varastoaltaiden vedenkorkeuden ja tarvittavan huipputehon keston mukaan. Siksi vesivoimalle tehtiin kapasiteetin saatavuudesta todennäköisyysjakauma käyttämällä toteutuneita tuntituotantotietoja viime vuosilta<sup>13</sup>. 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 Taulukko 4 todennäköisyysjakaumaa. Todennäköisyysjakauma on suhteutettu toteutuneisiin huippuhintojen aikana toteutuneisiin vesivoimatuotantoihin Kuva 5. Tämän lisäksi on huomioitu suunnitellut vesivoiman tehonkorotukset: 2013 +9,4 MW, 2014 +33,4 MW ja 2015 +28 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.*

<b>Todennäköisyys</b>	100 %	80 %	60 %	40 %	20 %
<b>Kapasiteettia vähintään</b>	2200	2325	2450	2575	2700

<sup>13</sup> Energiateollisuus





Kuva 5. Vesivoimantuotanto (% kapasiteetista) korkeimpien sähkönhintojen aikaan, kun Suomen kulutus on ollut yli 14 GWh/h. Vuosilta 2007–2008 oli käytettävissä vain Elspot-hinta ja vuosilta 2010–2012 säätosähkötöiden hinta (sen mukaan kumpaa, ylös- tai alassäätöä, oli kyseisellä tunnilla käytetty). Kuvassa näkyy myös Taulukko 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 2005<sup>14</sup>, GAIA:n selvitystä vuodelta 2011<sup>15</sup> 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 vuoden 2012 osalta kotitalouksien kulutusjoustona käytettiin 0 MW. Optimistisessa skenaariossa se lisääntyi 84 MW:iin vuonna 2017. Pessimistisessä skenaariossa päädyttiin 0 MW:sta 26 MW:iin. Kotitalouksien kulutushuippujen aikainen kulutusjoustoarvio perustuu VTT:n asiantuntijankemeykseen, koska asiasta ei löytynyt

<sup>14</sup> H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjouston potentiaalikäyttö teollisuudessa, VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05, 2005.

<sup>15</sup> Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market, Gaia Consulting Oy, 2011.

varsinaista selvitystä. Taulukko 5 näkyy kotitalouksien ja teollisuuden yhteenlaskettu arvio eri vuosille. Taulukon luvut eivät sisällä Fingridin reserveissä olevaa kulutusjousto.

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

<b>Todennäköisyys</b>	100 %	75 %	50 %	25 %
<b>2012</b>	265	265	265	265
<b>2013</b>	240	245	265	270
<b>2014</b>	216	236	265	285
<b>2015</b>	197	232	270	305
<b>2016</b>	177	227	275	325
<b>2017</b>	193	251	291	349

### 3.2.4 Tuontikapasiteetti Suomen huippukulutuksen aikaan

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

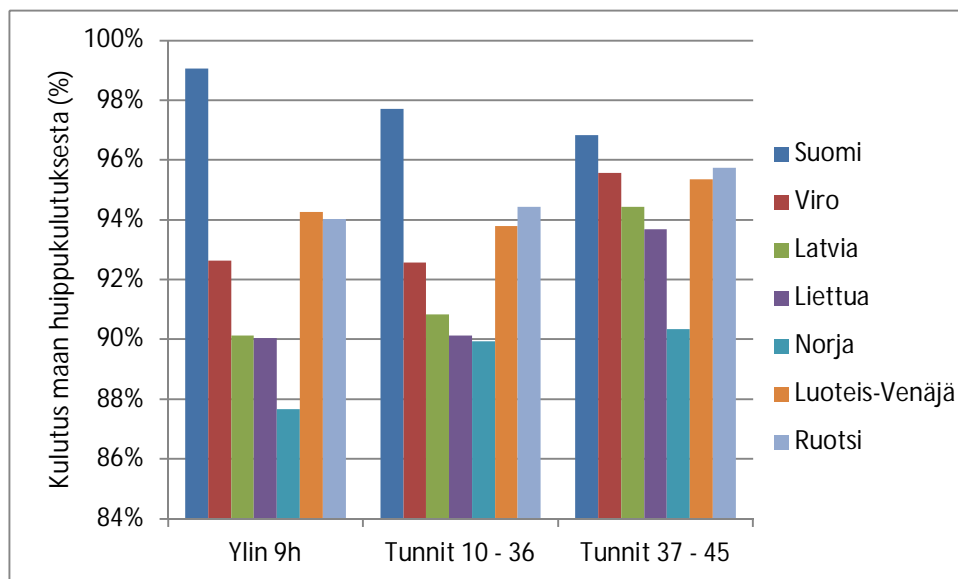
1. Kaupalliset syyt (tuntitasolla). Riskin toteutuminen edellyttäisi, että sähkön hinta olisi naapurimaissa Suomea korkeampi, kun Suomessa on tehovajauksen riski, tai markkinoiden toiminta olisi liian hidasta. Riskiä on yritetty Venäjän osalta huomioida, koska Venäjän sähkömarkkinoiden rakenne on erilainen kuin pohjoismaissa.
2. Sähköverkosta johtuvat syyt. Riski on realisoitunut muutamia kertoja tällä vuosituohannella sekä keski-Ruotsin että Venäjän tuonin suhteen. Laskennassa käytettävät vikaantumistodennäköisyydet kuvastavat tätä riskiä.
3. Tehonvajausta naapurissa Suomen tehonvajaustilanteen aikana. Riskin suuruutta arvioidaan alla.
4. 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 2,5 vuoden pituinen tuntikulutusaikasarja (1.1.2010–30.6.2012). 2,5 -vuoden aikasarja ei ole riittävän pitkä, kun halutaan arvioida huippupakkasten korrelaatioita Suomen ja naapurimaiden välillä, koska huippupakkasia esiintyy vain harvoin vuosina. Tämän vuoksi käytettiin 33,5 vuoden aikasarjoja, jotka saatiin meteorologisen mallin tuottamasta aineistosta<sup>16</sup>. 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

<sup>16</sup> MERRA: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/merra/>

meteorologisesta aikasarjasta käytettiin todellisen kulutusaikasarjan mukaista ajanjaksoa. Korrelaation laskemisessa huomioitiin tuotettu lämpötila-aikasarja, pakkasjakson kesto, vuorokaudenaika sekä viikonpäivä. Lopuksi saaduilla korrelaatiokertoimilla luotiin 33,5 vuoden kulutusaikasarja jokaiselle maalle meteorologisesta aineistosta.

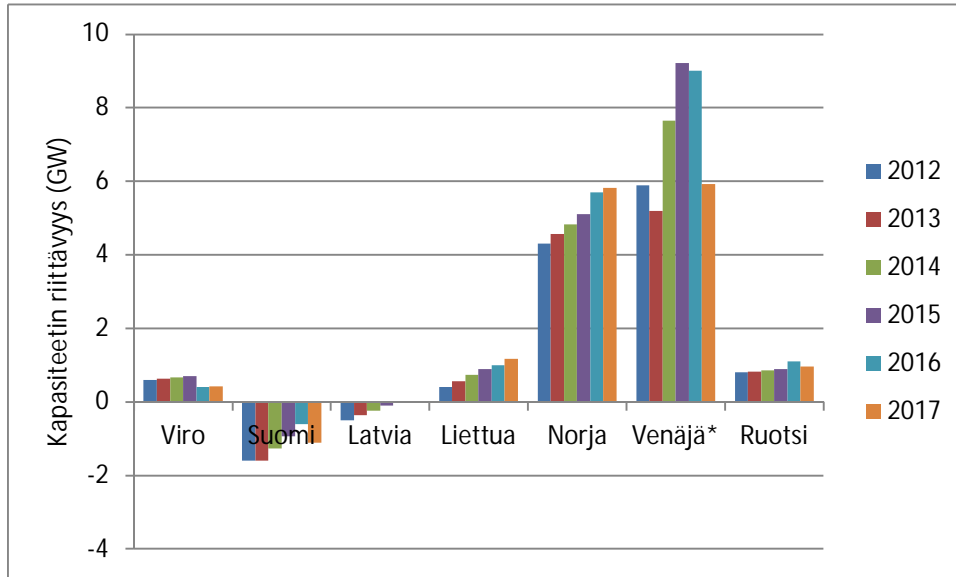
Aikasarjoista saadaan laskettua kuinka suuri kulutus naapurimaissa on samanaikaisesti Suomen huippukulutustuntien kanssa. LOLE perustuu todennäköisyyksiin, joten on luontevaa laskea todennäköisepohjainen korrelaatio Suomen huippukulutustuntien ja naapurimaiden kulutuksen välille. Todennäköisyysjakaumasta tehtiin kolmiportainen. Kuva 6 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 laskee 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). Keskimmäinen 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 kuvan perusteella pikemminkin negatiivinen kuin positiivinen. Suurin korrelaatio Suomen kulutuksen kanssa on Luoteis-Venäjällä ja Ruotsilla.



Kuva 6. 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 33,5 vuoden laskennallisia kulutusaikasarjoja.

Suomeen voitaisiin naapurimaista tuoda kyseisen maan huippukulutuksen ylijäävä kapasiteetti (Kuva 7) ja sen lisäksi 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 Taulukko 6. Koska esimerkiksi Latviasta ei ole suoria siirtoyhteyksiä Suomeen, mutta Latviasta voitaisiin kuitenkin tuoda sähköä Suomeen Viron läpi, huomioitiin tämä yhdistämällä Viron ja Latvian 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 kaikissa lasketuissa

kulutustilanteissa siirtoyhteysien täydeltä<sup>17</sup>. Viron ja Ruotsin (Venäjä arvioidaan alempana erikseen) siirtoyhteysien osalta käytettiin 2 %:n vikaantumistodennäköisyyttä ja ne olivat jokaiselle siirtoyhteydelle toisistaan riippumattomia. Luku on pääosin subjektiivinen arvio. Tilastotietoa pohjoismaisten tasasähköyhteysien vikaantumisesta oli julkaistu vasta yhdeltä vuodelta<sup>18</sup>, jonka perusteella ei voi tehdä luotettavaa arviota. Viime vuosina on ollut muutamia pitkäkestoisia vikaantumisia, joiden perusteella vikaantumistodennäköisyys olisi valittua suurempi, mutta toisaalta viimeaikaiset vikaantumiset ovat olleet poikkeuksellisia.



Kuva 7. ENTSO-E:n arvio kapasiteettitasapainosta (remaining capacity – adequacy reserve margin) eri maissa<sup>19</sup>. Otettu skenaariosta B. Luvut linearisoitu vuosien 2012–2015 sekä 2016–2020 välillä. \*Venäjän arvio perustuu Venäjän Federal Grid Companyn sekä järjestelmäoperaattorin dokumenttiin<sup>20</sup>, jonka taulukossa 5.6 on esitetty arvio kapasiteettitasapainosta 'European Balance Zone':lle.

<sup>17</sup> Ruotsin ja Norjan osalta Entso-E:n Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030 on epäselvä. Siitä ei käy ilmi miten laskennassa on huomioitu erilaiset vesivuodet. Ruotsin osalta mainitaan, että vesivoimakapasiteettia on vähennetty 2500 MW. Epäselvyydestä johtuen on mahdollista, että kuivana vuotena kapasiteettia ei olisikaan Ruotsista saatavilla täydellä teholla, kuten työssä on oletettu.

<sup>18</sup> ENTSO-E: Nordic grid disturbance and fault statistics 2010

<sup>19</sup> ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030

<sup>20</sup> The approved scheme and program development UES of Russia for the period 2011-2017, Federal Grid Company ja System Operator of Russia. схему и программу развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России на период 2011–2017 гг

*Taulukko 6. Käytettävissä oleva siirtokapasiteetti naapurimaista (paitsi Venäjä) kalenterivuosina 2012–2017 ilman Olkiluoto 3:n vaikutusta. Fennoskan-1:ssä on huomioitu talvikautena käytettävissä oleva 50 MW:n ylittehoalue. Estlink 2 on oletettu tulevan käyttöön vuoden 2014 alusta, vaikka se on suunniteltu otettavaksi käyttöön vuoden 2014 alkupuolella.*

	Estlink-1	Estlink-2	Fennoskan-1	Fennoskan-2	FI-SE AC 1	FI-SE AC 2
<b>2012</b>	350	0	550	800	775	775
<b>2013</b>	350	0	550	800	775	775
<b>2014</b>	350	650	550	800	775	775
<b>2015</b>	350	650	550	800	775	775
<b>2016</b>	350	650	550	800	775	775
<b>2017</b>	350	650	550	800	775	775

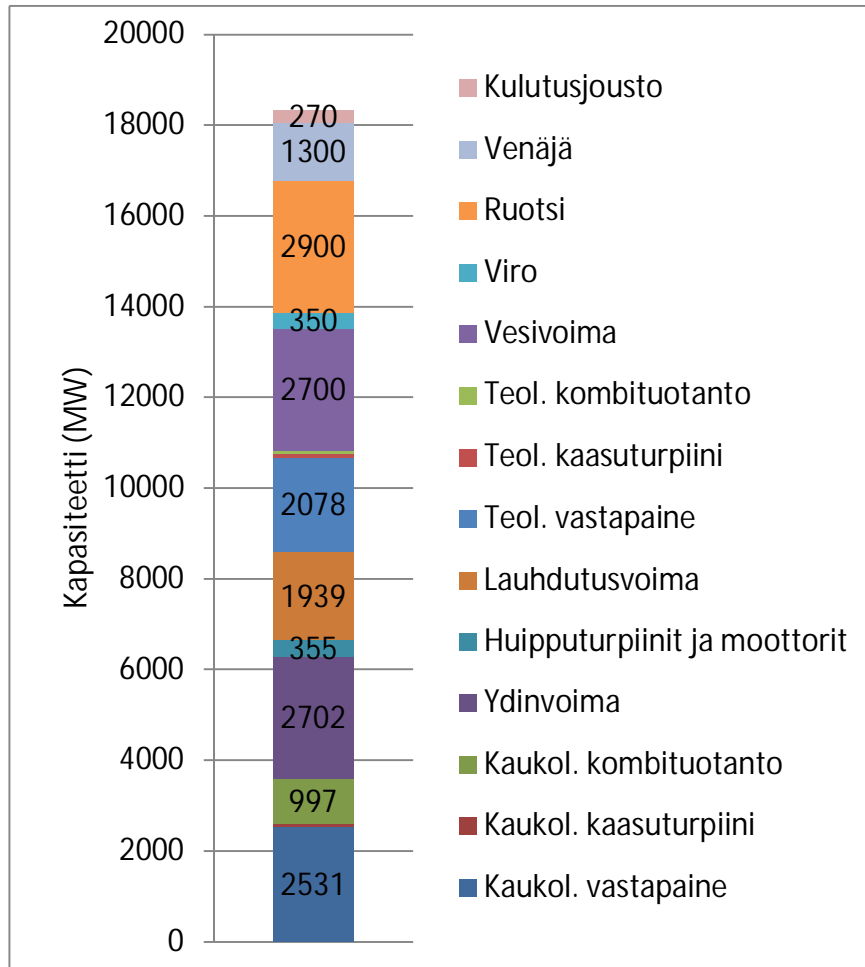
Venäjäen tuonti on Venäjän uuden kapasiteettimaksujärjestelmän jälkeen pienentynyt merkittävästi aiemmasta. Nykyjärjestelmässä Suomen aluehinnan pitää olla selvästi Venäjän energiahintaa suurempi ennen kuin sähkön tuonti Venäjältä Suomeen kannattaa. Jos Suomea uhkaa tehovaje, niin Suomen aluehinta nousee tällöin erittäin korkeaksi. Koska Venäjällä on viranomaistietojen mukaan ylimääräistä kapasiteettia, niin Suomen huippuhinnat johtavat periaatteessa täysimääräiseen tuontiin Venäjältä. Näin ei kuitenkaan analyysissa 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 Taulukko 7 todennäköisyysjakaumaa. Jakauma on subjektiivinen arvio, koska luotettavampaa tietoa ei ollut käytettävissä.

*Taulukko 7. Venäjän tuonnin (MWh/h) todennäköisyysjakauma*

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

### 3.2.5 Yhteenveto lähtötiedoista

Kuva 8 kerää yhteen edellä esitellyt lähtötiedot käyttökelpoiselle kapasiteetille vuoden 2013 osalta. Käyttökelpoinen kapasiteetti ei huomioi vikaantumisia tai muita käyttötilanteessa saatavuutta mahdollisesti vähentäviä tekijöitä.



Kuva 8. Käyttökelpoinen kapasiteetti vuonna 2013

### 3.3. Arvio kapasiteetin riittävydestä

Arvion taustalla on voimalaitoksien, siirtoyhteysien ja kulutusjouston 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. Taulukko 8 on esitetty kuinka usein saatavilla olevassa kapasiteetissa jäädytään todennäköisesti alle tietyn kapasiteettimäärän. Tilanne voi sattua vaikka kesällä, jolloin ei tietysti synny tehovajetta – eli taulukko ei kerro tehovajeen todennäköisyyttä. Taulukossa näkyvä kapasiteetin kasvu vuodesta 2012 vuoteen 2017 johtuu Viron uudesta siirtoyhteydestä, vesivoiman lisäyksistä, kulutusjouston kasvusta sekä muutamasta uudesta voimalaitoksesta. Olkiluoto 3:n vaikutus on myös suhteellisesti selvästi pienempi kuin esimerkiksi Estlink 2:sen vaikutus, vaikka Olkiluoto 3:sen kapasiteetti on lähes 2,5-kertainen. Tämä johtuu neljästä tekijästä (merkittävyysjärjestyksessä):

- Olkiluoto 3 nostaa selvästi suurimman järjestelmässä olevan yksikön kokoa, jonka vuoksi sen vikaantumisella on selvä merkitys todennäköisesti saatavilla olevaan kapasiteettiin.

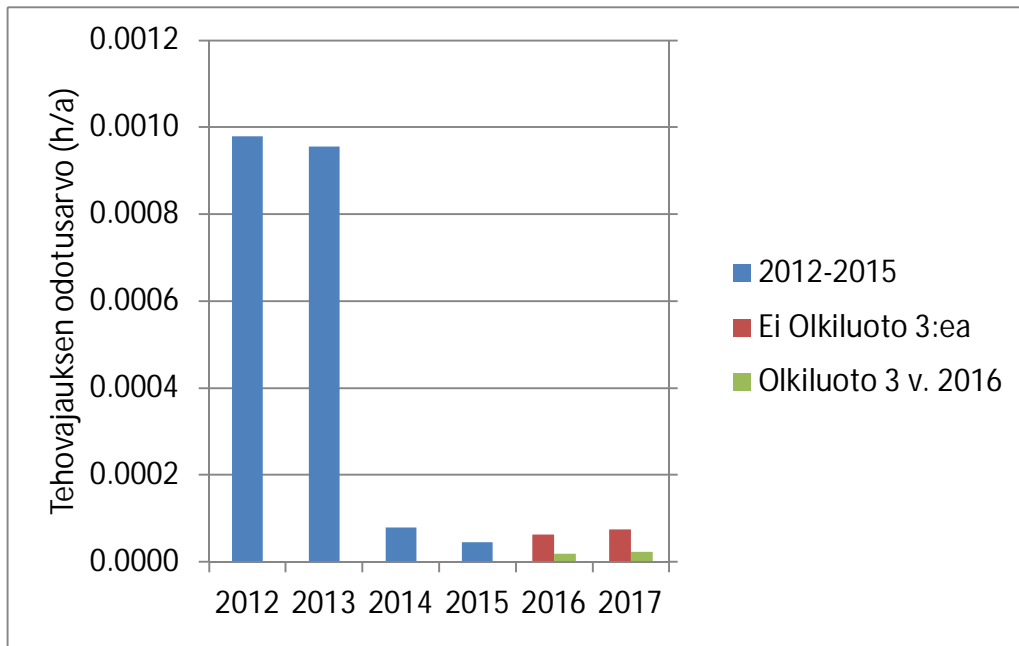
- Olkiluoto 3:n myötä kapasiteettia siirtyy reserveihin.
- Ruotsin vaihtosähköyhteyden käytettävissä oleva kapasiteetti pienenee Olkiluoto 3:n myötä.
- Vuonna 2016 LOLE on jo hyvin pieni, jolloin sen pienentäminen on vaativampaa – myös suhteellisesti.

*Taulukko 8. Todennäköisyys, jolla kapasiteettia (MW) jää saamatta taulukossa olevaa kapasiteettia vähemmän. Taulukko ei kerro tehovajeen odotusarvoa, koska tehovaje riippuu myös kulutuksen suuruudesta.*

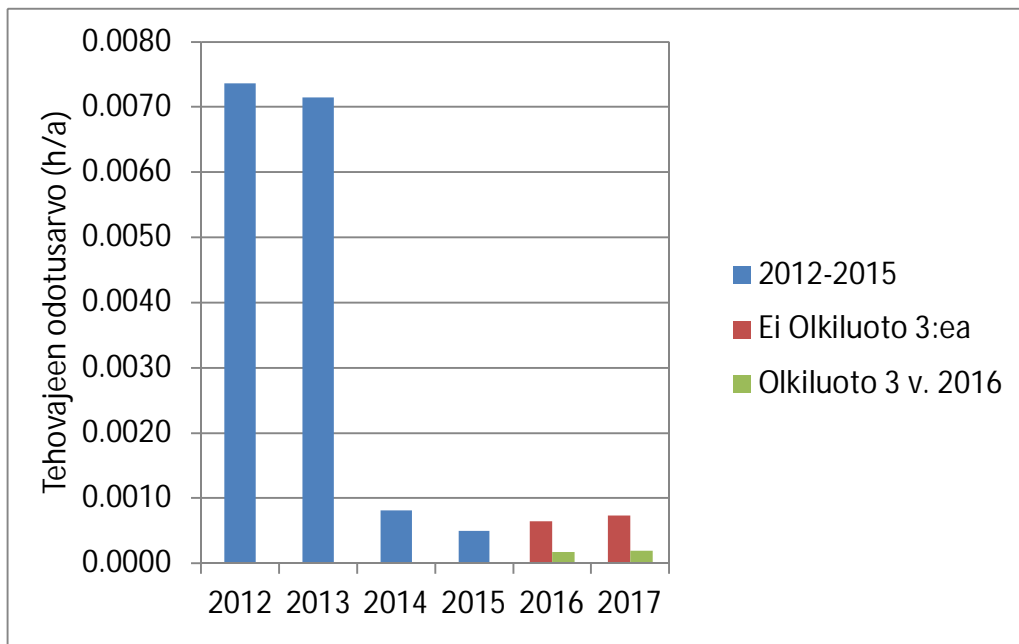
Todennäköisyys	2012	2017	
		Ilman Olkiluoto 3:ea	2017 Olkiluoto 3
<b>1 h / 10 vuodessa (0,0011 %)</b>	14 262	15 109	15 392
<b>10 h / 10 vuodessa (0,0114 %)</b>	14 786	15 651	16 015
<b>100 h / 10 vuodessa (0,1142 %)</b>	15 391	16 263	16 756

Kapasiteetin todennäköisyydestä voidaan johtaa tehon riittävyyden odotusarvo, kun huomioidaan myös kulutusaikasarja. Tällöin huomioidaan muutkin tunnit kuin pelkkä huippukulutustunti. Kun laskennassa käytettiin 7,5 vuoden todelliseen kulutukseen perustunutta tuntiaikasarjaa saatiin Kuva 9:n mukaiset tulokset. Kun aineistoksi vaihdettiin 33,5 vuoden meteorologiseen aineistoon perustuneet kulutus- ja tuulivoimatuotantoaikasarjat on tuloksena Kuva 10. Tehonvajauksen odotusarvon suhteellinen kasvu on melko suuri (pilkku on siirtynyt y-akselilla), mutta todennäköisyys pysyy silti liki nollassa<sup>21</sup>. Kasvu johtuu pidemmän aikasarjan sisältämästä kovemmasta pakkasjaksosta suhteessa 7,5 vuoden aineistoon. Aineistot tehtiin vertailukelpoiseksi pitämällä 7,5 vuoden aineiston sisältämän ajanjakson korkein kulutushuippu yhtä suurena 33,5 vuoden aineistossa.

<sup>21</sup> Jos lähtötietojen epävarmuuksista olisi numeerisia arvioita, niin tulokselle voitaisiin laskea luottamusväli. Tietoja ei kuitenkaan ole saatavilla.



Kuva 9. Tehovajauksen odotusarvo (h/a) eri kalenterivuosina perustuen 7,5 vuoden aikasarjaan

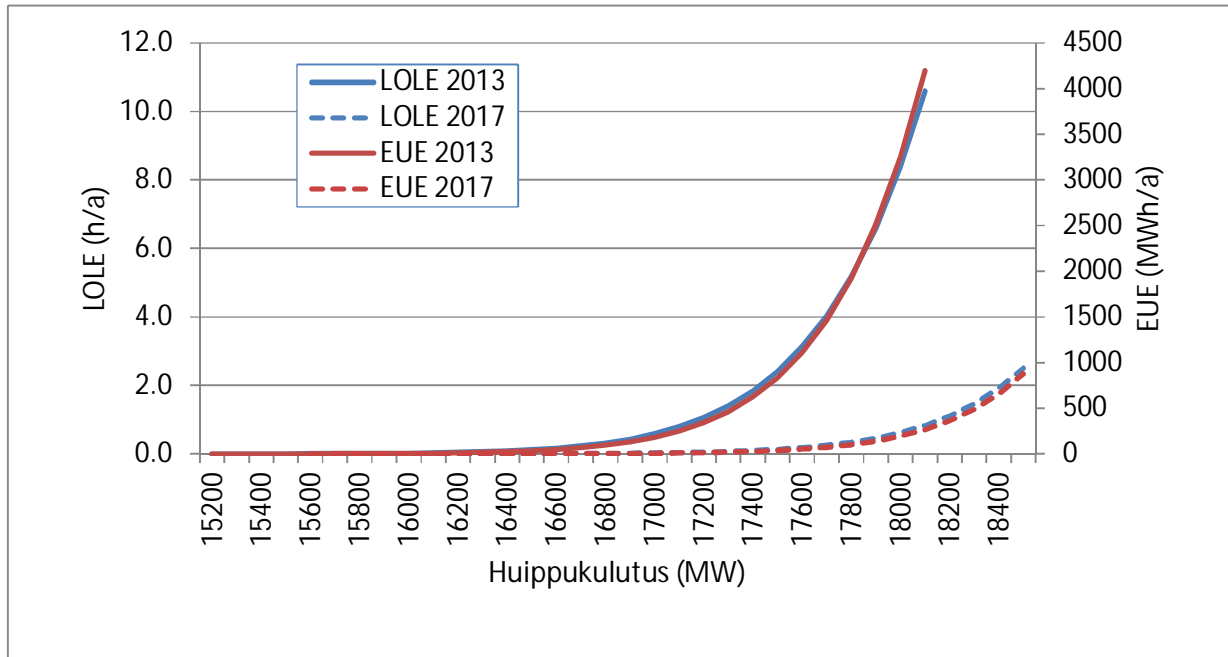


Kuva 10. Tehovajauksen odotusarvo (h/a) eri kalenterivuosina perustuen 33,5 vuoden aikasarjaan

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 vuosille 2013 ja 2017 herkkyystarkastelut, joissa kulutusta lisättiin 100 MW portaissa (Kuva 11). Vuoden 2017 huippukulutuksen lähtötaso oli 400 MW vuotta 2013 korkeammalla, minkä vuoksi kuvaaja ylettyy 400 MW pidemmälle.



Vuoden 2017 arviossa ei ole huomioitu Olkiluoto 3:a. Kulutuksen lisääminen muuttaa LOLEa ja EUEta suunnilleen samalla suuruudella kuin saatavilla olevan kapasiteetin vähentäminen.



Kuva 11. Tehovajeen (LOLE) ja energiavajeen (EUE) odotusarvot vuosille 2013 ja 2017, kun kulutusta kasvatetaan 100 MW portaissa.

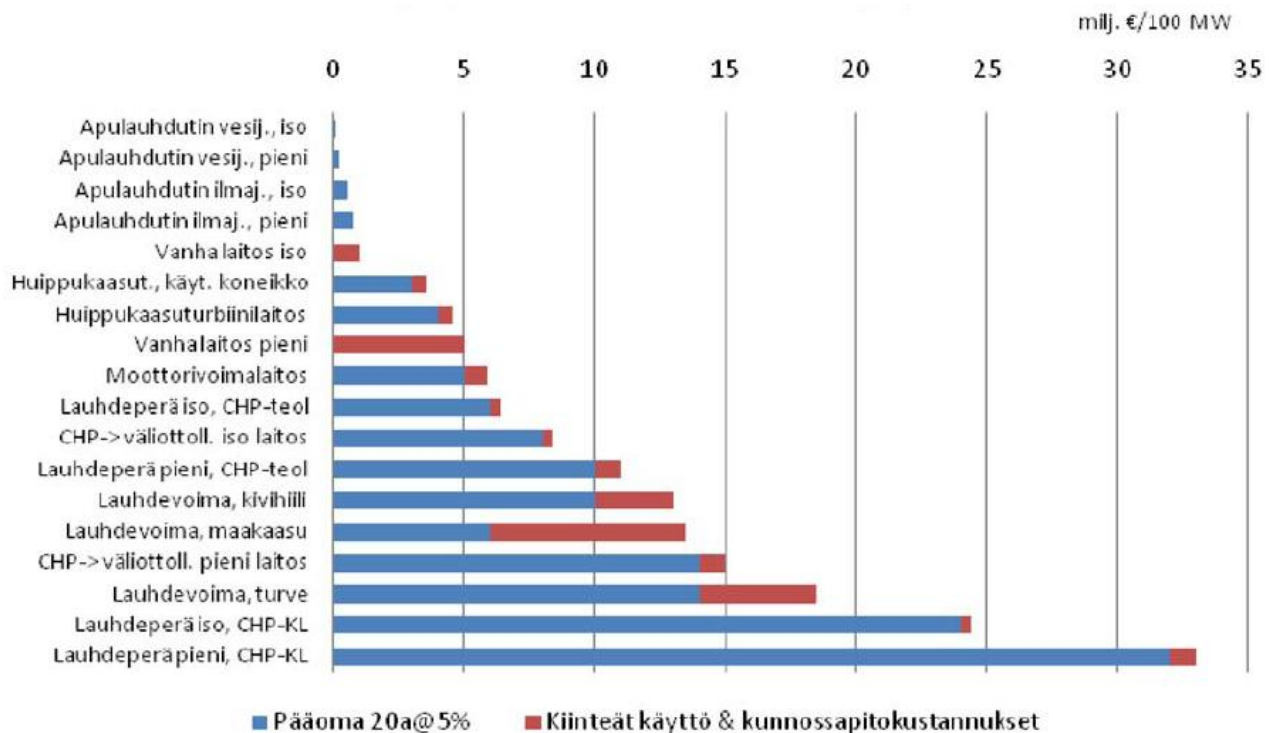
Vuoden 2013 huippukulutusarvion pitäisi olla noin 2 000 MW arvioitua suurempi ennen kuin LOLE lähestyy yhtä tuntia vuodessa. Vuonna 2017 huippukulutusarvion pitäisi vastaavasti olla 2 600 MW arvioitua suurempi. Samaan vaikutukseen päästään, jos voimalaitoskapasiteettia poistuu käytöstä suunnilleen vastaava 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 vaihtoehtois-kustannukset

Työ- ja elinkeinoministeriö ja Energiateollisuus ry ovat teettäneet Pöyryllä vuonna 2010 selvityksen tehoreservijärjestelmän kustannuksista<sup>22</sup> 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 Kuva 12 mukaisesti. Vastaavasti sähköntuotannon muuttuvat kustannukset ovat välillä 44–258 €/MWh, eli 200 h käyttöajalla ne olisivat 1–5 milj. €/100 MWe vuodessa.

<sup>22</sup> Pöyry, Kapasiteetin hankinta mahdolliseen tehoreservijärjestelmään, 2010. Selvitystä on referoitu TEM:n Sähkötehotyöryhmän loppuraportissa, 2010.



Kuva 12. Arvio vuosittaisesta ylläpitokustannuksesta eri voimalaitostyypeille

Nykyisen tehoreservilain mukaisen tehoreservikauden (10/2011 – 6/2013) voimalaitosten käyttövalmiuden ylläpitokorvaukset<sup>23</sup> ovat n. 2,7 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 kantaverkkomaksuin, joka kertyy pienkuluttajille sähkön siirtomaksun yhteydessä. Viimeisen vuoden aikana (10/2011 – 9/2012) sähkönkulutus on ollut 80 TWh ja tehoreservin toteutuneet kustannukset 18.7 milj.€<sup>24</sup>. Kulutukseen suhteutettuna tehoreservin aiheuttama kustannus on siis ollut n. 0,024 c/kWh (0,24 €/MWh).

Tehoreservin kustannuksia tulee verrata tilanteeseen, jossa tehoreservejä ei hankita. Tällöin käytetään ensisijaisesti häiriöreservejä tehovajeen estämiseksi. 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

<sup>23</sup> Energiamarkkinavirasto, Tehoreservikapasiteetin hankintapäätös 27.5.2011, Dnro 191/210/2011

<sup>24</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/lis%C3%A4palvelut/tehoreservi/Sivut/default.aspx>

toimialueensa sähkönkulutusta ennalta laadittujen suunnitelmien mukaisesti”.<sup>25</sup> Tällä hetkellä sähkökatko voidaan kohdistaa tietyille jakeluverkon osille kerrallaan.<sup>26</sup> Tulevaisuudessa ohjattavuus todennäköisesti lisääntyy ja katkot voidaan kohdistaa nykyistä paremmin tiettytyypisiin kulutuskohteisiin.

Sähkökatkojen kustannusta on arvioitu Suomessa viimeksi TKK/TTY:n tekemässä selvityksessä<sup>27</sup>. Sen mukaan haittakustannus kotitalouksille on noin 6 000 €/MWh, mutta haittakustannuksessa voi olla suurta vaihtelua eri kotitalouksien välillä. Muille sähkönkäyttäjille 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. 18.7 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 odotusarvon eri haittakustannusoletuksille*

	Häiriöreservi	Kotitaloudet	Teollisuus
<b> Haittakustannus (€/MWh) </b>	2 000	6 000	28 000
<b> Energiavajeen odotusarvo (MWh), jonka aiheuttama haitta on yhtä suuri kuin tehoreservin toteutunut vuosikustannus </b>	9 350	3 117	668
<b> Vastaava tehovajeen odotusarvo (h/a) </b>	22	8,1	2,0

### 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 2,0–22 tunnin vuosittaisen tehovajeen odotusarvo olisi teoreettisilta kustannuksiltaan suunnilleen samansuuruinen kuin tehoreservijärjestelmä on ollut. Laskettu tehovajeen todennäköisyys jäi ilman nykyisiä tehoreservilaitoksia huomattavasti tätä pienemmäksi, joten johtopäätöksenä on että

<sup>25</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/voimajarjestelman-tila/Sivut/Toiminta-tehopulassa.aspx>

<sup>26</sup> Kiertäviin sähkökatkoihin liittyy oikeudenmukaisuusongelma. Sähkökatkot kohdistuisivat vain osalle käyttäjistä, joka ei ole oikeudenmukaista ilman asianmukaisia korvauksia. Tehoreservin kustannukset puolestaan jakautuvat sähkönkulutuksen mukaisesti. Kirjoittajien mielestä tehovajeesta mahdollisesti aiheutuvat sähkökatkot pitäisi korvata asianmukaisella rahamäärällä sähkönkäyttäjien tasapuolisemman kohtelun vuoksi. Korvaukset voitaisiin rahoittaa kaikkien sähkönkäyttäjien maksamista maksuista, koska tehoreservien ylläpitokorvausten pienemisestä saatavat hyödyt kohdistuvat niin ikään kaikille sähkönkäyttäjille.

<sup>27</sup> A. Silvast, P. Heine, M. Lehtonen, K. Kivikko, A. Mäkinen ja P. Järventausta. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. TKK ja TTY, Joulukuu 2005.

voimalaitospohjaista tehoreserviä ei kannata ylläpitää. Kulutusjouston lisäämisen kustannukset voivat olla paljon pienemmät, jolloin hyväksyttävä tehovajeen kesto muuttuisi lyhyemmäksi. Kulutusjouston investointikustannuksista ei kuitenkaan ole varmuutta ja kustannushajonta on todennäköisesti merkittävää. Tehoreservin hankintamenettelyssä kulutusjoustolle muodostuisi hinta, jota voisi suhteuttaa sillä saavutettavaan hyötyyn.

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 voimalaitoskapasiteetteja, naapurimaiden kapasiteettitasapainoa, kulutusjouston tulevaisuutta ja kulutusennusteita.

Arvion tulos on yllättävä, koska Suomen tehoreservejä on 2007–2011 käynnistetty kolme kertaa<sup>28</sup> ja koska sähkön markkinahinnat ovat nousseet joinain tunteina erittäin korkeiksi. Nämä tilanteet eivät kuitenkaan ole johtuneet fysikaalisesta kapasiteettipulasta. 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 kulutusjouston reagoinnista vasta Elspot-markkinan sulkeutumisen jälkeen. Kyseisten korkeiden hintojen tunnit ovatkin päättyneet säätösähkömarkkinoiden kautta toteutettuun alassäätöön. Korkeita ylösäättöhintoja on puolestaan toteutunut, kun säätösähkömarkkinoilla ei ole riittänyt 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.<sup>29</sup> 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. LOLE laskelman perusteella tehovajeen odotusarvo on liki nolla vuosina 2013–2017, vaikka tehoreserviä ei ylläpidettäisi. Tehoreservi ei siis merkittävästi lisää toimitusvarmuutta kyseisinä vuosina.

---

<sup>28</sup> Sähköenergiaa tehoreserveillä on tuotettu 2007 – 2011 n. 2330 MWh EMV:n mukaan

<sup>29</sup> ENTSO-E Nordic Grid Disturbance and Fault Statistics 2010,

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

## 4. Periaatteet, joilla kulutusjousto voi toimia osana tehoreserviä.

Kulutusjousto on jossain määrin erilainen tapa lisätä sähköntoimitusvarmuutta kuin voimalaitokset. Se voi joustaa alaspäin vain, jos kyseinen kulutus on alun perin tarkoitus olla käytössä. Tämä ei liene ongelma varsinaisten huippukulutustilanteiden 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. Energiategollisuus ry:n arvion mukaan 17.12.2009 hintapiikin aikaan kysyntä jousti Suomessa noin 500 MWh/h, joskin määrää on vaikea arvioida tarkasti<sup>30</sup>. Markkinaperusteinen kulutusjousto ei ole kuitenkaan sama asia kuin tehoreserviin osallistuva kulutusjousto, koska 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 Elspot-markkinan muut tarjoukset 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 €/MWh<sup>31</sup>. 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 tehostomuutta, koska

<sup>30</sup> Energiategollisuus ry:n esitelmä, saatavissa <http://www.slideshare.net/energiategollisuus/shkmarkkinat-talvella-20092010>

<sup>31</sup> H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjouston potentiaalikartoitus teollisuudessa, VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05, 2005

polttoaineita käytettäisiin enemmän kuin olisi optimaalista. Raportin kirjoittajien mielipide asiasta on, että kulutusjoustop (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. Kulutusjoustople 12 h valmiusaika ei ole ongelma ja se voisi olla lyhyempikin ilman, että merkittäviä määriä kulutusjoustopa jäisi järjestelmän ulkopuolelle.<sup>32</sup> Talvijakson ulkopuolella 28.2.–30.11. sen sijaan kulutusjoustopkohteet eivät välttämättä ole lainkaan käytettävissä. Kulutusjoustopon käytettävyydestä kesäjaksolla tulisi sopia tapauskohtaisesti tehoreservin käytösopimuksessa.

Laissa mainitaan myös vaatimus, että kohde kykenee vähintään 10 megawatin sähkönkulutuksen joustopon 10 minuutin kuluessa käsken antamisesta. Monille teollisuuskuormille poiskytkentä on tehtävissä 10 minuutin kuluessa, mutta ne eivät välttämättä kykene jatkuvaan tehonsäätöön. Aggregoioioille sähkölämmityskuormille 10 minuutin aktivointiaika voi olla liian lyhyt. Tähän vaikuttaa etenkin kommunikaation vaatima aika. Kulutusjoustopo 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 alla on paljon asiakkaita. Myös 10 MW kulutuksen joustopo vaatisi melko suuren määrän aggregoioioja pienkuluttajia, varsinkin jos joustopon pituuden täytyy olla useita tunteja.

Tehoreservilaitoksilla on koekäyttövaatimus, jolla pyritään varmistamaan voimalaitosten käytettävyyden tarpeen vaatiessa. Myös kulutusjoustopon toiminta on syytä todentaa. Koekäytön kustannukset ovat kuitenkin kulutusjoustopkohteissa pienet verrattuna tehoreservin ylläpitokorvaukseen.

Kulutusjoustople on tyypillistä, että kulutus pitää palauttaa takaisin alkuperäiselle tasolle tietyn ajan kuluttua, eli joustopolla on maksimikesto. Syynä voivat olla esimerkiksi teollisen prosessin väliivarastot. Käytösäännöissä tulee määritellä miten pitkää joustopoa kerralla vaaditaan, esimerkiksi 4–5 tuntia. Sopivan keston asettaminen on varsin monimutkaista, koska asiaan vaikuttaa huippukulutuksen keston lisäksi aikarajatun kulutusjoustopon määrä. Mitä suurempi kapasiteettimäärä kulutusjoustopolla katetaan, sitä pidemmäksi tarvittava joustopo muodostuu. Samoin tulee määritellä joustopon jälkeinen palautumisaika, jolloin kohde ei ole aktivoitavissa. Erityisesti sähkölämmityskohteissa voi olla tarpeen rajoittaa joustopon jälkeistä kulutuksen jälkihuippua.

## 4.3. Pienkuluttajien kulutusjoustopo

Raportissa on tehty tietyt oletukset pienkuluttajien kulutusjoustopon määrästä. Pienkuluttajien joustopon luettiin tässä vain sähkölämmitys. Määrään vaikuttaa aktivoitavien kohteiden määrä sekä yhden kohteen tarjoaman joustopon tehomäärä ja ajallinen pituus. Yksittäisen kuluttajan joustopon 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

---

<sup>32</sup> H. Pihala, J. Farin ja S. Kärkkäinen, Sähkön kulutusjoustopon potentiaalioartoitus teollisuudessa, VTT Projektioportti PRO3/P3017/05, 2005.

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. 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 kehitysmahdollisuuksia.

### 5.1. 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.

### 5.2. Tehoreservilain ja raportin aikahorisontti

Tässä raportissa tehtävä rajautui lähivuosille (2013–2017), koska tehoreservi määritetään lain mukaisesti vain muutamaksi vuodeksi kerrallaan. Tehoreservien mahdollisen tarpeen näkökulmasta tämä ei kuitenkaan ole riittävän pitkä aikahorisontti. EU:n IE-direktiivi tulee hieman pidemmällä tähtäimellä vaikuttamaan usean voimalaitoksen mahdollisuuksiin tuottaa sähköä kannattavasti. Tällöin kapasiteettia todennäköisesti poistuu Suomesta ja lähialueilta. Tehoreserviä hankittaessa olisikin syytä ymmärtää onko sähkönkuluttajien 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.

### 5.3. Markkinavaikutukset

Tehoreservilaissa on ristiriitaisuutta. Toisaalta tehoreservin käytösäännöt tulisi määrittää niin ”ettei niillä perusteettomasti vaikuteta sähkön tarjontaan ja sähkön hinnan määräytymiseen markkinoilla”<sup>33</sup>, mutta toisaalla laissa määrätään, että tehoreserviin siirtyvät laitokset siirtyvät pois nykyisestä kohdastaan sähkömarkkinoilta. Tehoreservilain 3§ 1 momentin mukaan ”Tehoreservinä toimivan yksikön tuottama sähkö ja sähkönkulutuksen 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.

---

<sup>33</sup> Tehoreservilain 10§ 2 momentti



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 markkinalla 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.

#### 5.4. 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 ajorjestyksessä, koska ilman tehoreserville maksettavia ylläpitokorvauksia näiden laitosten tuotantokapasiteettia ei välttämättä tarjottaisi markkinalle.

Ongelmaksi muodostuvat laitokset, jotka pysyisivät järjestelmässä muutenkin. Sähkönkuluttajien näkökulmasta hyötyjä ei saavutettaisi, aiheutuisi ylimääräisiä kustannuksia ja lisäksi sähkön markkinahinta nousisi niinä tunteina, jolloin voimaloiden tuotantoa ei 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 tehoreservinä vastaavassa järjestelmässä kulutusjousto osallistuu markkinoille samoin kuin Fingridin nopeassa häiriöreservissä oleva kulutusjousto.

#### 5.5. Investoinnit uusiin huippuvoimalaitoksiin

Ylläpitokorvaukset voisivat periaatteessa jouduttaa myös uusien huippuvoimalaitosten investointipäätöksiä. Ylläpitomaksuista saatava tulo on markkinalla 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 järkevyyttä riippuu toisaalta yksityisten toimijoiden riskien kustannusten suuruudesta ja toisaalta julkiseen toimintaan mahdollisesti liittyvien tehottomuuksien kustannuksista.

## 5.6. 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 kulutusjoustoja. 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.

## 6. 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, 7,5 vuoden kulutus- ja tuulivoimatuotantoaikasarjaa, arviota kulutusjouston määrästä tulevaisuudessa sekä huomioitiin naapurimaista huippukulutukseen aikaan saatavissa oleva kapasiteetti käyttämällä 33,5 vuoden meteorologista aineistoa ja 2,5 vuotta toteutuneen kulutuksen aikasarjaa 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 hyvin lähellä nollaa tulevina vuosina.

Häiriöreservin käytöstä tai kuormien irtikytkennästä (kiertävä sähkökatko) aiheutuva haitan 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 huomioida 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 määritelty jokin vähimmäishinta vai ei. Uusien laitoksia ja kulutusjoustoja ei liene mielekästä siirtää pois normaalikäytöstä. Vanhojen, ilman tehoreserviä poistuvien, osalta siirto voi olla mielekästä.

Tehoreservin 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.