

RAPORTTI ENERGIIVIRASTOLLE - 20.9.2016

# Selvitystyö tarvittavasta tehoreservin määrästä ajanjaksolle 2017–2022



Raportti on laadittu Energiaviraston ("Asiakas") käyttöön ja julkaistavaksi. Raportti on laadittu noudattaen Pöyryn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. Pöyryn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti.

Raportin sisältämät tulkinnat ja johtopäätökset perustuvat osittain Pöyryn kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saamiin tietoihin. Pöyry ei ole tarkistanut minkään kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saadun ja raportin laatimiseen käytetyn tiedon oikeellisuutta tai täydellisyyttä, koska se ei ole kuulunut Pöyryn toimeksiannon laajuuteen. Pöyry ei anna raportin perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta (nimenomaista tai konkludenttista) eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta.

Pöyry ei vastaa kolmannelle osapuolelle tämän raportin käyttämisen tai siihen luottamisen perusteella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.

## Yhteystiedot

PL 4 (Jaakonkatu 3)  
01621 Vantaa  
Kotipaikka Vantaa  
Y-tunnus 2302276-3  
Puh. 010 3311  
Faksi 010 33 21031  
<http://www.poyry.com>

Pöyry Management Consulting Oy

## Tekijät:

Jimmy Forsman  
Kari Vilén  
Jenni Patronen  
Javier Revuelta  
Ignacio Cobo



## YHTEENVETO

### *Tausta ja lähestymistapa*

Tehoreservien ylläpidolla pyritään turvaamaan sähkön toimitusvarmuus Suomessa tilanteissa, joissa suunniteltu sähkön tarjonta ei riitä muuten kattamaan ennakoitua sähkön kulutusta. Tehoreserveistä säädetään laissa sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä (117/2011). Tehoreservinä voivat toimia sekä voimalaitokset että sähkön kulutuksen joustoon kykenevät kohteet. Tässä työssä on arvioitu sähkön toimitusvarmuuden kannalta olennaisia tunnuslukuja Suomessa vuosille 2017–2022 ja muodostettu näiden perusteella arvio tarvittavasta tehoreservin määrästä tälle ajanjaksolle. Selvityksen tarkoituksena on toimia taustamateriaalina Energiaviraston päätökselle tehoreservien kokonaismäärästä 1.7.2017 alkavalle tehoreservikaudelle.

Tehon riittävyyden ja toimitusvarmuuden arvioinnilla tarkoitetaan arviointia siitä, kuinka todennäköisesti kysyntään pystytään vastaamaan sähköjärjestelmän kapasiteetilla. Lisäksi arvioidaan, mikä on riittävä ja kustannusten kannalta optimaalinen toimitusvarmuuden taso. Kaikilla teknologioilla, esim. uusiutuvat energiamuodot ja vesi- ja lämpövoima, on 100 prosentista poikkeava todennäköisyys olla käytettävissä, esimerkiksi tuulen puutteesta tai yllättävästä lämpövoimalaitoksen toimintakatkosta johtuen. Tämän vuoksi on aina olemassa mahdollisuus, että kysyntään ei pystytä vastaamaan, riippumatta kysynnän ja asennetun kapasiteetin suhteesta.

Tässä työssä on käytetty todennäköisyyksiin perustuvaa menetelmää, jossa tarkastellaan eri tuotantoteknologioiden ja siirtoyhteyksien käytettävissä olevan kapasiteetin todennäköisyysjakaumia sekä kysynnän epävarmuutta. Näin on saatu laskettua keskeiset toimitusvarmuuden tunnusluvut:

- Tehovajeen odotusarvo, h/a (LOLE, Loss of Load Expected)
- Energiavajeen odotusarvo, MWh/a (EUE, Expected Unserved Energy)

Tehovajeen odotusarvo on todennäköisyyslaskentaan perustuva tunnusluku. Tämä tarkoittaa, että *pitkällä aikavälillä keskimääräisesti* on tietty määrä tunteja per vuosi, jolloin sähkön tarjonta ei riitä vastaamaan kysyntään. Toteutunut määrä voi vaihdella vuosittain merkittävästi, riippuen esimerkiksi talven lämpötiloista, tuuli- ja vesiolosuhteista sekä voimalaitosten ja siirtoyhteyksien ennakoimattomista vikaantumisista. Energiavajeen odotusarvo viittaa siihen, miten paljon sähköenergiaa jää keskimäärin toimittamatta näinä tehovajetunteina.

Tehovaje ei välttämättä tarkoita, että sähkön käyttäjien kulutusta joudutaan rajoittamaan. Ensisijaisesti järjestelmävastaava verkonhaltija Fingrid pyrkii omilla toimenpiteillään estämään sen, että sähkön käyttäjiltä ei tarvitse katkoa sähköjä.<sup>1</sup> Järjestelmäreservien varsinainen käyttötarkoitus on kuitenkin varautua verkko- ja tuotantovikoihin. Näiden käyttäminen tehopulatilanteessa alentaa sähköjärjestelmän kykyä selvittää yllättävistä vioista.

Toimittamatta jääneen energian haittakustannus (VOLL, Value of Lost Load) kuvaa sähkön käyttäjälle koituvaa haittaa sähkökatkosta. VOLL-arvon käyttö auttaa määrittämään taloudellisesti optimaalisen toimitusvarmuuden tason järjestelmässä, koska näin energiavajeen odotusarvolle saadaan määriteltyä kustannus. Tätä kustannusta voidaan verrata lisäkapasiteetin kustannuksiin.

### *Tulokset*

Taulukossa 1 on esitetty teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2017–2022 ilman tehoreserviä. Teho- ja energiavajeen odotusarvot saavuttavat korkeimmat arvonsa vuonna 2018 ennen Olkiluodon 3. yksikön käyttöönottoa. Toimitusvarmuuden taso nousee vuonna 2019 OL3:n käyttöönoton myötä tehovajeen odotusarvon laskiessa noin kymmenesosaan verrattuna vuoden 2018 tasoon.

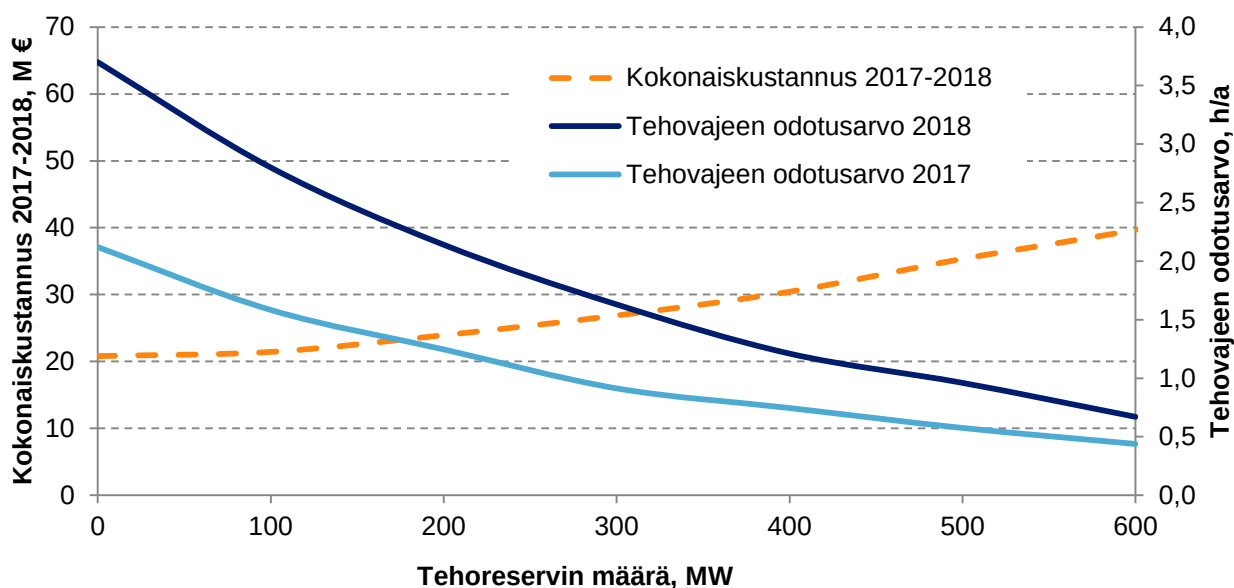
<sup>1</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/voimajarjestelman-tila/Sivut/Toiminta-tehopulassa.aspx>. Viitattu 16.9.2016.

**Taulukko 1 Teho- ja energiavajeen odotusarvot ilman tehoreserviä vuosina 2017–2022**

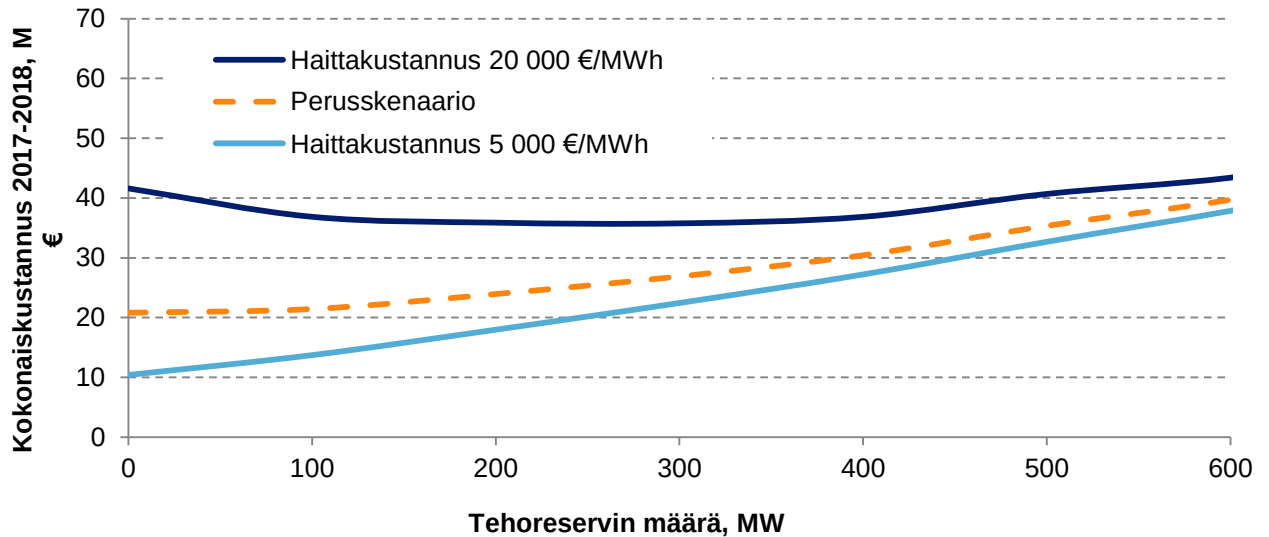
| Vuosi | Tehovajeen odotusarvo (h/a) | Energiavajeen odotusarvo (GWh/a) |
|-------|-----------------------------|----------------------------------|
| 2017  | 2,12                        | 0,76                             |
| 2018  | 3,70                        | 1,32                             |
| 2019  | 0,36                        | 0,11                             |
| 2020  | 1,06                        | 0,38                             |
| 2021  | 0,96                        | 0,35                             |
| 2022  | 0,86                        | 0,32                             |

Kokonaistaloudellisesti kannattavin tehoreservin määrä on suoraan riippuvainen haittakustannuksista ja tehoreservin hankintakustannuksista. Tuloksissa on tarkasteltu kustannustehokkaan tehoreservin määrää eri haittakustannuksilla ja keskimääräisillä hankintakustannuksilla. Haittakustannuksille on käytetty vaihteluväliä 5 000 – 20 000 €/MWh ja hankintakustannuksille 20 000 – 50 000 €/MWh/a. Perusskenaariossa haittakustannukseksi on valittu 10 000 €/MWh ja hankintakustannukseksi 30 000 €/MWh/a.

Perusskenaariossa käytetyillä lähtöoletuksilla kustannustehokas tehoreservin määrä vuosille 2017–2022 on 0 MW, jos otetaan huomioon, että vuoden 2018 tehoreservi olisi hankittava kahden vuoden sopimuksella. Tarkasteltaessa vuosia 2017–2018 yhdessä, jolloin tehotilanne on tarkastellulla aikavälillä tiukin, toimitusvarmuutta voidaan kuitenkin parantaa lisäkapasiteetilla kokonaiskustannusten kasvaessa maltillisesti tällä kahden vuoden ajanjaksolla (Kuva 1).

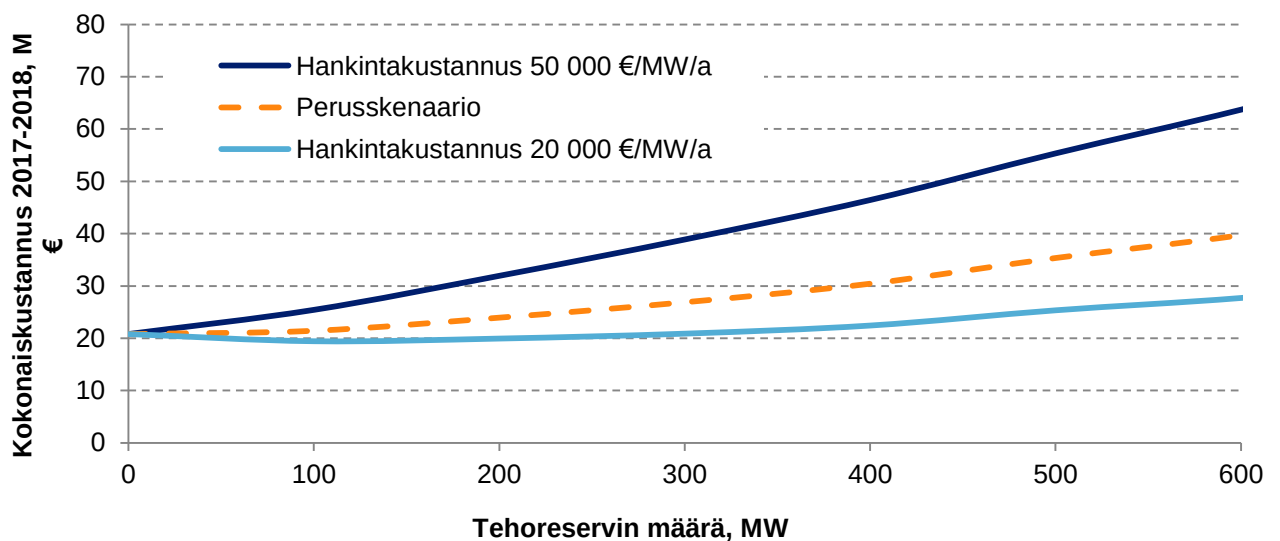

**Kuva 1 Vuosien 2017 ja 2018 yhteenlaskettujen kokonaiskustannusten sekä vuosien 2017 ja 2018 tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservikapasiteetista**

Jos toimittamatta jääneen energian haittakustannukselle käytetään Euroopan maissa käytettyjen arvojen vaihteluvälin ylärajaa (20 000 €/MWh), kustannustehokas tehoreservin määrä vuosille 2017–2018 on 100–400 MW. Kokonaiskustannukset vaihtelevat näillä tehoreservin määrillä vain noin 1 M€ kahden vuoden ajanjaksolla (Kuva 2).



Kuva 2 Yhteenlasketut kokonaiskustannukset vuosille 2017 ja 2018 haittakustannuksen arvoilla 5 000, 10 000 ja 20 000 €/MWh (tehoreservin hankintakustannus 30 000 €/MW/a)

Sama vaikutus on perusskenaariota alhaisemmilla hankintakustannuksilla: 20 000 €/MW/a keskimääräisellä hankintakustannuksella kustannustehokas tehoreservin määrä on 100 MW ja kokonaiskustannukset pysyvät suhteellisen tasaisina välillä 0-300 MW (Kuva 3).



Kuva 3 Yhteenlasketut kokonaiskustannukset vuosille 2017 ja 2018 hankintakustannuksen arvoilla 20 000, 30 000 ja 50 000 €/MW/a (haittakustannus 10 000 €/MWh)

Yksittäisistä vuosista tiukin toimitusvarmuuden kannalta on vuosi 2018, jolloin tehovajeen odotusarvo (LOLE) on 3,7 h/a ilman tehoreservikapasiteettia. Niissä Euroopan maissa, joissa on asetettu virallinen tavoitetaso, jota pienempi tehovajeen odotusarvon tulisi olla, vaihteluväli on 3-8 h/a. Suomessa tehovajeen odotusarvolle ei ole virallista tavoitetta. Jotta vuonna 2018 saavutettaisiin alle 3 h/a LOLE, tarvittaisiin tehoreservikapasiteettia 100 MW, jolloin LOLE putoaa 2,8 tuntiin vuodessa. 100 MW on myös kustannustehokas tehoreservin määrä, jos tarkastellaan ainoastaan vuotta 2018, eikä oteta huomioon, miten tehoreservi käytännössä hankitaan.

Kysynnän ja käytettävissä olevan kapasiteetin osalta tehdyissä herkkyystarkasteluissa todettiin, että tehotilannetta heikentävät muutokset lähtötiedoissa vaikuttavat välittömästi kustannustehokkaan tehoreservin määrään. 2 TWh/a lisäys vuosikysynnässä vuonna 2018 (+2,3 %) lisää optimaalista tehoreservikapasiteettia 300 MW (100 MW → 400 MW), jos vuotta 2018 tarkastellaan yksin.

Samankaltainen tehoreservin tarvetta lisäävä vaikutus on luonnollisesti sillä, jos käytettävissä oleva kapasiteetti pienenee selkeästi. Tässä työssä tätä havainnollistettiin 1000 MW:n vähennyksellä vuonna 2018, joka lisää kustannustehokkaan tehoreservin määrää vastaavalla määrällä, jos käytetään muuten samoja lähtöoletuksia kuin perusskenaariossa ja tarkastellaan ainoastaan vuotta 2018.

|                                                                                                                 |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>YHTEENVETO.....</b>                                                                                          | <b>1</b>  |
| <b>SISÄLTÖ.....</b>                                                                                             | <b>5</b>  |
| <b>1. JOHDANTO .....</b>                                                                                        | <b>6</b>  |
| 1.1 Työn tavoite ja lähtökohdat                                                                                 | 6         |
| 1.2 Tausta                                                                                                      | 6         |
| 1.2.1 Tehon riittävyys ja toimitusvarmuus.....                                                                  | 6         |
| 1.2.2 Tehoreservi sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen tasapainon varmistajana.....                           | 8         |
| <b>2. TYÖN LÄHESTYMISTAPA JA LÄHTÖTIEDOT.....</b>                                                               | <b>9</b>  |
| 2.1 Tehoreservin määrän tarve ja sen vaikutus sähköön toimitusvarmuuteen                                        | 9         |
| 2.1.1 Taustaa tehovajeen odotusarvon tavoitetasosta ja toimittamatta jääneen energian haittakustannuksesta..... | 9         |
| 2.1.2 Teho- ja energiavajeen odotusarvon laskeminen .....                                                       | 10        |
| 2.1.3 Kustannustehokkaan toimitusvarmuustason määrittäminen .....                                               | 12        |
| 2.2 Sähköön kulutusaikasarjan muodostaminen                                                                     | 12        |
| 2.2.1 Kysynnän kehitys Suomessa .....                                                                           | 12        |
| 2.2.2 Kysynnän profiili ja epävarmuus .....                                                                     | 13        |
| 2.3 Käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti                                                                    | 14        |
| 2.3.1 Lämpövoima .....                                                                                          | 15        |
| 2.3.2 Tuuli- ja vesivoima .....                                                                                 | 16        |
| 2.3.3 Tuotantokapasiteetin käytettävyys .....                                                                   | 17        |
| 2.4 Käytettävissä oleva siirtoyhteykskapasiteetti                                                               | 22        |
| 2.4.1 Siirtoyhteykskapasiteetin kehitys.....                                                                    | 22        |
| 2.4.2 Sähköön tuotanto- ja tuontikapasiteetin kehitys Suomen lähialueilla .....                                 | 22        |
| 2.4.3 Siirtoyhteykskapasiteetin käytettävyys .....                                                              | 23        |
| <b>3. TULOKSET.....</b>                                                                                         | <b>26</b> |
| 3.1 Teho- ja energiavajeen odotusarvot                                                                          | 26        |
| 3.2 Kustannustehokas tehoreservin määrä eri lähtöoletuksilla ja herkkyyystarkasteluissa                         | 27        |
| 3.2.1 Perusskenaario .....                                                                                      | 28        |
| 3.2.2 Haittakustannuksen tason vaikutus .....                                                                   | 29        |
| 3.2.3 Tehoreservin hankintakustannuksen vaikutus .....                                                          | 30        |
| 3.2.4 Herkkyyystarkastelu – korkeampi kysyntä .....                                                             | 31        |
| 3.2.5 Herkkyyystarkastelu – selkeästi alhaisempi kapasiteetti .....                                             | 33        |
| 3.3 Johtopäätökset                                                                                              | 34        |
| <b>4. POHDINNAT TEHORESERVIJÄRJESTELMÄN KEHITTÄMISEKSI.....</b>                                                 | <b>35</b> |
| 4.1 Kysyntäjoustoreservi                                                                                        | 35        |
| 4.2 Käyttö sääntöjen kehitysmahdollisuudet ja vaikutus pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin                         | 36        |



## 1. JOHDANTO

### 1.1 Työn tavoite ja lähtökohdat

Energiavirasto tilasi Pöry Management Consulting Oy:ltä selvitystyön tarvittavasta tehoreservin määrästä vuosille 2017–2022. Selvityksen tarkoituksena on toimia taustamateriaalina Energiaviraston päätökselle tehoreservien kokonaismäärästä ja kysyntäjouaston osuudesta 1.7.2017 alkavalle tehoreservikaudelle.

Tehoreservin määrän mitoitus perustuu lain 117/2011 (Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapanoa varmistavasta tehoreservistä) vaatimukseen mitoittaa tehoreservi siten, että se edistää hyvän sähköntoimitusvarmuuden tason ylläpitämistä sähkönkulutuksen huippujen ja sähköntuotannon häiriöiden aikana. Hankinnassa on otettava huomioon tarjolla oleva vaatimukset täyttävä kapasiteetin määrä sekä tehoreservin hankintakustannukset. Lain perusteella Energiaviraston tehtävänä on määrittää tarvittavan tehoreservin määrä vähintään neljän vuoden välein.

Tämä raportti kuvaa työn keskeiset tulokset, tarkastelun lähtökohdat ja oletukset sekä lähestymistavan. Raportissa esitellään ensin työn lähestymistapa. Sen jälkeen kuvataan, mitä lähtötietoja työssä on käytetty, miten historiatietoja on analysoitu ja miten lähtötietojen on oletettu kehittyvän tulevaisuudessa. Seuraavaksi esitellään työn keskeiset tulokset eri lähtöarvoilla ja erilliset herkkyystarkastelut. Lopuksi on pohdintaa nykyisen tehoreservijärjestelmän kehittämiseksi.

Tekijät haluavat kiittää projektin ohjausryhmää hyvästä palautteesta ja rakentavasta keskustelusta. Ohjausryhmässä olivat mukana seuraavat organisaatiot: Elinkeinoelämän Keskusliitto, Energiategollisuus ry, Fingrid Oyj, Huoltovarmuuskeskus, Nord Pool Finland Oy, Paikallisvoima ry, Suomen Elfi Oy ja Työ- ja elinkeinoministeriön energiaosasto.

### 1.2 Tausta

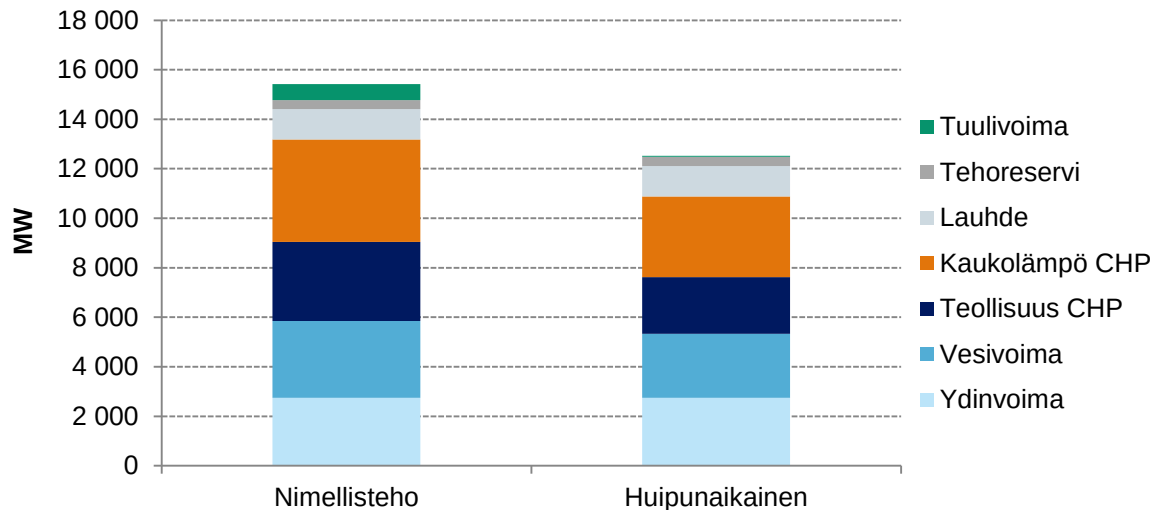
#### 1.2.1 Tehon riittävyys ja toimitusvarmuus

Tehon riittävyyden arvioinnilla tarkoitetaan arviointia siitä, kuinka todennäköisesti kysyntään pystytään vastaamaan sähköjärjestelmän kapasiteetilla ja mikä on riittävä ja kustannusten kannalta optimaalinen toimitusvarmuuden taso. Koska kaikilla teknologioilla, esim. uusiutuvat energiamuodot, vesi- ja lämpövoima, on 100 prosentista poikkeava todennäköisyys olla käytettävissä (esimerkiksi tuulen puutteesta tai yllättävästä lämpövoimalaitoksen toimintakatkosta johtuen), ei ole mahdollista suunnitella 100-prosenttisen luotettavaa järjestelmää ilman kustannusten eksponentiaalista kasvua. Riippumatta kysynnän ja asennetun kapasiteetin suhteesta, on aina olemassa mahdollisuus, että kysyntään ei pystytä vastaamaan.

Tehon riittävyyden arviointiin on useita vaihtoehtoja.

#### *Deterministiset vs. todennäköisyyksiin perustuvat menetelmät*

**Deterministisissä menetelmissä** lasketaan kullekin tuotantoteknologialle nimelliskapasiteettia pienempi huipunaikainen kapasiteetti, jonka oletetaan olevan käytettävissä kulutushuipun aikaan. Järjestelmän huipunaikainen kapasiteetti saadaan laskemalla eri teknologioiden osuudet yhteen. Tätä kapasiteettia verrataan arvioituun kulutushuippuun erilaisina vuosina huomioiden mm. säätilojen vaikutus, jotta saadaan arvioitua tehon riittävyyttä järjestelmässä. Esimerkki huippukulutuksen aikaan käytettävissä olevan kapasiteetin määrittämisestä on esitetty Kuvassa 4.



**Kuva 4 Esimerkki nimelliskapasiteetin ja huippukulutuksen aikaan käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin erosta (luvut eivät vastaa tämän työn lähtötietoja)**

Huippukulutuksen aikaan käytettävissä olevan kapasiteetin määrittäminen oletettavasti kertoo suurella todennäköisyydellä käytettävissä olevan kapasiteetin suhteessa oletettuun huippukulutukseen. Menetelmä perustuu oletukseen, että käytettävissä olevan kapasiteetin ollessa korkeampi kuin huippukulutus, on sähkön toimitusvarmuus turvattu. Määritetty käytettävissä oleva kapasiteetti ei kuitenkaan ole 100 % varmuudella käytettävissä huippukulutuksen aikaan, minkä vuoksi sähkön toimitusvarmuuden ei voida olettaa olevan täysin turvattu.

Menetelmä on yksinkertainen tapa tarkastella järjestelmän tasapainoa ja tulokset ovat helposti tulkittavia. Tulokset ovat myös olleet riittävän tarkkoja järjestelmissä, joissa uusiutuvaan energiaan perustuvien, säästä riippuvien energiamuotojen osuus ei ole merkittävä. Myös muun muassa sähkön ja kaukolämmön yhteistuotannon sekä siirtoyhteyksien käytettävissä oleva kapasiteetti on riippuvainen ulkoisista tekijöistä. Deterministisellä menetelmällä ei myöskään voida arvioida kustannusten kannalta optimaalista toimitusvarmuuden tasoa ja mahdollista lisäkapasiteetin tarvetta.

**Todennäköisyyksiin perustuvat menetelmät** antavat mahdollisuuden tarkastella satunnaisia tilanteita yhdistelemällä eri tuotantoteknologioiden käytettävissä olevan kapasiteetin todennäköisyysjakaumia. Niiden avulla voidaan myös laskea teho- ja energiavajeen odotusarvot, jonka avulla voidaan tehdä esimerkiksi kustannushyötyanalyysi tehoreserville.

Tehon riittävyyteen liittyvät kustannukset loppukäyttäjille riippuvat eksponentiaalisesti tasosta, jolla toimitusvarmuus halutaan taata. Keskeytyksen aiheuttamasta haittakustannusta (VOLL, Value of Lost Load) on perinteisesti käytetty työkaluna sähkötoimituksen keskeytysten aiheuttaman haitan arvioimiseen. Vaikka haittakustannus olisi korkea, tyypillisesti 5 000 – 20 000 €/MWh kehittyneissä maissa, on olemassa kustannustehokas varakapasiteettimäärä, jolla kokonaiskustannusten ja haittakustannusten summan odotusarvo saa pienimmän arvonsa. Suuremmasta määrästä varakapasiteettia seuraa loppukäyttäjille enemmän ”vakuutuskustannuksia” kuin vastaavan katkon haittakustannus.

Monte Carlo -simulaatio on yleisesti käytetty todennäköisyyksiin perustuva menetelmä, jolla voidaan testata kaikkia mahdollisia vaihtoehtoja järjestelmän tehontarpeesta ja kapasiteetin käytettävyydestä. Todennäköisyyksiin perustuvat mallit ottavat parhaiten huomioon uusiutuvien energialähteiden satunnaisen luonteen ja siirtoyhteydet. Tämä on myös se suunta, johon eurooppalaisissa selvityksissä ollaan menossa ENTSO-E:n koordinoimana. Tehon riittävyyden arvioinnissa on lisäksi syytä kiinnittää huomiota muutamaa erityistekijään:

- Muista teknologioista poiketen vesivoima ei ole riippumaton järjestelmän tulevasta tilasta – kaikkien vesivoimavarantojen käyttäminen nyt voi tarkoittaa katkoksia tulevaisuudessa. Vesivoiman tulisi minimoida vuosittainen LOLE, mikä on otettava huomioon vesivoimavarantojen käytössä.

- Siirtoyhteyksiin liittyvät markkina- ja verkkosäännöt silloin, kun rajajohdon molemmissa päissä on niukkuustilanne. Sopimukset kantaverkkoyhtiöiden ja valvontaviranomaisten välillä ovat erityisen tärkeitä tällaisissa epätodennäköisissä tilanteissa.

Muilla tekijöillä, kuten hinnasta riippuvalla kysynnällä ja kysyntäjoustolla, on lisäksi iso rooli laskelmissa tehon riittävydestä.

### **1.2.2 Tehoreservi sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen tasapainon varmistajana**

Tehoreservien ylläpidolla pyritään turvaamaan sähkön toimitusvarmuus Suomessa tilanteissa, joissa suunniteltu sähkön tarjonta ei riitä kattamaan ennakoitua sähkön kulutusta. Tehoreserveistä säädetään laissa sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä (117/2011). Tehoreservinä voivat toimia sekä voimalaitokset että sähkön kulutuksen joustoon kykenevät kohteet.

Tehoreservi mitoitetaan siten, että se edistää hyvän sähköntoimitusvarmuuden tason ylläpitämistä sähkönkulutuksen huippujen ja sähköntuotannon häiriöiden aikana. Tällä hetkellä (kausi 1.7.2015 – 30.6.2017) tehoreservi muodostuu voimalaitoksista Naistenlahti 1 ja Haapavesi sekä kysyntäjoustopuolella Suomenojan lämpöpumpusta.

Tehoreservissä olevat voimalaitokset on varattu täysin tehoreservin käyttöön, eivätkä ne osallistu sähkömarkkinoille. Kulutusjoustokohteet ovat kohteita, jotka kykenevät hetkelliseen sähkön kulutuksen vähentämiseen tarvittaessa. Kulutusjoustokohde voi muodostua myös useamman kohteen aggregoinnista. Tehoreservissä olevat kohteet saavat korvauksen reservissä olosta. Tehoreservin kustannukset rahoitetaan sähkönkulutukselle kohdistettavilla erillisillä maksuilla. Tehoreservin hankinta tapahtuu Energiaviraston toteuttaman hankintamenettelyn kautta, ja hankinnan kokonaismäärän määrittelyssä huomioidaan kokonaistaloudellisuus.

## 2. TYÖN LÄHESTYMISTAPA JA LÄHTÖTIEDOT

### 2.1 Tehoreservin määrän tarve ja sen vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen

Sähkön toimitusvarmuuden ja tehonriittävyys tarpeen arvioinnissa on käytetty Pöyryn kehittämää MAC3-mallia (Montecarlo Adequacy Calculation). Naapurimaista Suomeen tuotavan sähkön tuontipotentiaalia on mallinnettu käyttäen Pöyryn Euroopan-laajuista sähkömarkkinamallia BID3:a.

#### 2.1.1 Taustaa tehovajeen odotusarvon tavoitetasosta ja toimittamatta jääneen energian haittakustannuksesta

Tehovajeen odotusarvo (LOLE) on todennäköisyyslaskentaan perustuva toimitusvarmuuden tunnusluku. Tämä tarkoittaa, että *pitkällä aikavälillä keskimääräisesti* on tietty määrä tunteja per vuosi, jolloin sähkön tarjonta ei riitä vastaamaan kysyntään. Toteutunut määrä voi vaihdella vuosittain merkittävästi riippuen esimerkiksi talven lämpötiloista, tuuli- ja vesiolosuhteista sekä voimalaitosten ja siirtoyhteyksien ennakoimattomista vikaantumisista. Kysynnän ja sään satunnaisuudesta johtuen onkin esimerkiksi mahdollista, että 10 vuoden ajanjaksolla tehovajetta on yhtenä vuotena 20 h ja muina vuosina 0 h. Tällöin tilastollinen LOLE-arvo näille vuosille on keskimäärin 2 h/a.

LOLE-arvo ei myöskään ota kantaa, miten suuri energiavaje on hetkinä, kun sähkön kysyntä on tarjontaa suurempi. Tehovaje ei siis ole sama kuin koko sähköjärjestelmän laajuinen katkos. Ensisijaisesti järjestelmävastaava verkonhaltija Fingrid pyrkii omilla toimenpiteillään estämään sen, että sähkön käyttäjiltä ei tarvitse katkoa sähköä.<sup>2</sup> Järjestelmäreservien varsinainen käyttötarkoitus on kuitenkin varautua verkko- ja tuotantovikoihin. Näiden käyttäminen tehopolutilanteessa alentaa sähköjärjestelmän kykyä selvittää yllättävistä vioista.

Tehovajeen odotusarvoa käytetään joissain maissa virallisena toimitusvarmuuden tavoitetasona. Ao. taulukossa on esitelty tietyissä EU-maissa käytettyjä tavoitetasoja LOLE-arvolle. Näiden arvo vaihtelee välillä 3–8 tuntia vuodessa.

**Taulukko 2 EU-maissa käytettyjä tavoitetasoja tehovajeen odotusarvolle<sup>34</sup>**

| Maa           | LOLE-tavoitetaso                                                               |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------|
| Ranska        | 3 h/a                                                                          |
| Belgia        | Alle 3 h/a<br>Alle 20 h/a (kylmä talvi kerran 20 vuodessa, 5 % todennäköisyys) |
| Irlanti       | Alle 8 h/a                                                                     |
| Portugali     | 8 h/a                                                                          |
| Iso-Britannia | 3 h/a                                                                          |

Toimittamatta jääneen energian haittakustannus (Value of Lost Load, VOLL) kuvaa sähkön käyttäjälle koituvaa haittaa sähkökatkosta. VOLL-arvon käyttö auttaa määrittämään taloudellisesti optimaalisen toimitusvarmuuden tason järjestelmässä, koska näin energiavajeen odotusarvolle saadaan määritettyä kustannus, jota voidaan verrata lisäkapasiteetin kustannuksiin.

Kansallisen VOLL-arvon määrittelyyn on kuitenkin haastavaa useasta syystä. Sähkön käyttäjän kokemaan haittaan vaikuttavat useat tekijät, muun muassa:

- Katkon kesto ja ajanhetki

<sup>2</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/voimajarjestelman-tila/Sivut/Toiminta-tehopulassa.aspx>. Viitattu 16.9.2016.

<sup>3</sup> [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_sw\\_d\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_sw_d_en.pdf). Viitattu 30.8.2016.

<sup>4</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223653/emr\\_consultation\\_annex\\_c.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223653/emr_consultation_annex_c.pdf). Viitattu 30.8.2016.

- Asiakassegmentti (teollisuus, PK-yritykset, kuluttajat)
- Varoitusaika

Lisähaastetta aiheuttaa se, että kaikki sähkön käyttäjät eivät pysty määrittämään tarkkaan, miten paljon he olisivat valmiita maksamaan siitä, että sähköt eivät mene poikki tai miten paljon heille pitäisi sähkökatkosta korvata. Tämän vuoksi yhden haittakustannusarvon käyttäminen toimitusvarmuustason selvittämisessä vaatii esimerkiksi painotetun keskiarvon ottamista segmentteittäin ja ajankohdittain. Ao. taulukossa on esitelty muissa maissa käytettäviä tai eri selvityksissä arvioituja arvoja haittakustannukselle. Vertailun vuoksi taulukossa on mukana edellisessä tehoreservin määrän selvitystyössä käytetyt arvot haittakustannukselle kotitalous- ja teollisuussegmentissä Suomessa. Arvot vaihtelevat välillä 3 000 – 28 000 €/MWh.

**Taulukko 3 Haittakustannusten arvoja eri maissa<sup>5678</sup>**

| Maa            | Haittakustannus (Value of Lost Load, VOLL)            |
|----------------|-------------------------------------------------------|
| Ranska         | 20 000 €/MWh                                          |
| Irlanti        | 10 898 €/MWh                                          |
| Italia         | 3 000 €/MWh (mahdollisesti tulevaisuudessa)           |
| Iso-Britannia* | Noin 16 940 £/MWh                                     |
| Koillis-USA    | 9 283 – 13 925 \$/MWh                                 |
| Suomi          | Kotitaloudet: 6 000 €/MWh<br>Teollisuus: 28 000 €/MWh |

### 2.1.2 Teho- ja energiavajeen odotusarvon laskeminen

Laskennassa lähtötietoina ovat nimellinen kokonaiskapasiteetti ja kysyntä sekä näiden kehitys. Eri teknologioiden käytettävissä olevaa kapasiteettia arvioidaan todennäköisyysjakaumien avulla. Nämä saadaan muodostettua tiivistetysti seuraavien lähtötietojen avulla:

- Lämpö- ja ydinvoimalaitosten vikaantumistodennäköisyydet
- Vesi- ja tuulivoiman käytettävyys historiallisten tietojen perusteella
- Teollisen sähkön ja lämmön yhteistuotannon käytettävyys historiallisten tietojen perusteella
- Sähkön ja kaukolämmön yhteistuotannon korrelaatio kysynnän kanssa
- Todennäköisyyksiin perustuva siirtoyhteyksien osuus huomioiden siirtoyhteyksien vikaantumiset ja lähialueiden tehoilijäämä
- Vesi- ja tuulivoiman korrelaatio kysynnän kanssa
- Vesi- ja tuulivoiman sekä kysynnän maantieteellinen korrelaatio Suomessa ja sen lähialueilla

Yhdistämällä nämä saadaan muodostettua käytettävissä olevan käytettävissä olevan kokonaiskapasiteetin todennäköisyysjakauma jokaiselle tunnille, jota on havainnollistettu ao. kuvassa (Kuva 5).

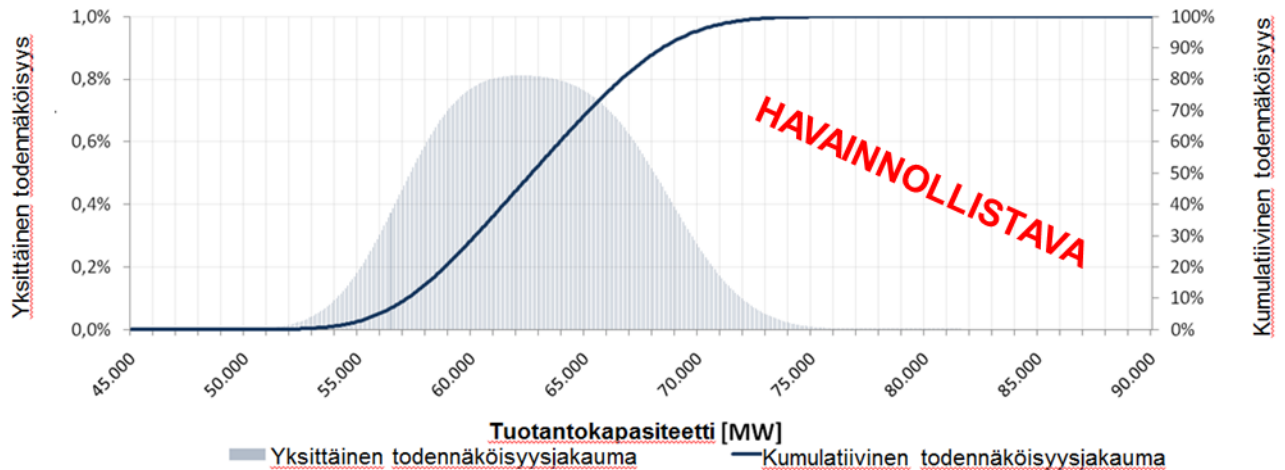
<sup>5</sup> [http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_swd\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_swd_en.pdf). Viitattu 31.8.2016.

<sup>6</sup> [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/224028/value\\_lost\\_load\\_electricity\\_gb.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/224028/value_lost_load_electricity_gb.pdf). Viitattu 31.8.2016.

<sup>7</sup> [http://www.ercot.com/content/gridinfo/resource/2015/mktanalysis/ERCOT\\_ValueofLostLoad\\_LiteratureReviewandMacroeconomic.pdf](http://www.ercot.com/content/gridinfo/resource/2015/mktanalysis/ERCOT_ValueofLostLoad_LiteratureReviewandMacroeconomic.pdf). Viitattu 31.8.2016.

<sup>8</sup> [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/VT\\_Tehoreserviselvitys\\_2015\\_2020.pdf/150e5acd-06ec-49dd-94e6-dd169e7e7196](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/VT_Tehoreserviselvitys_2015_2020.pdf/150e5acd-06ec-49dd-94e6-dd169e7e7196). Viitattu 31.8.2016.





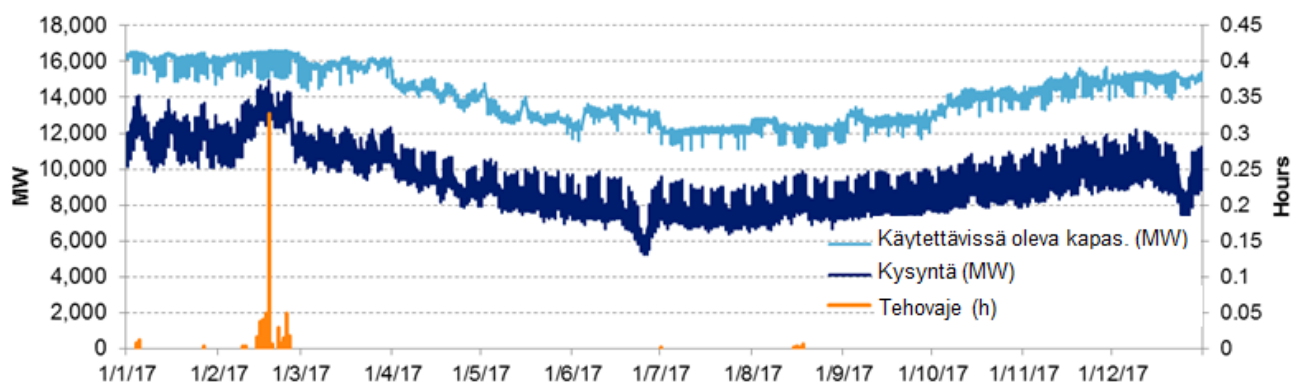
**Kuva 5 Esimerkki käytettävissä olevasta kokonaiskapasiteetista yksittäiselle tunnille (luvut eivät viittaa tämän työn lähtötietoihin)**

Kysynnälle muodostetaan vastaavan kaltainen todennäköisyysjakauma tunneittain, joka riippuu vuosikysynnän kehityksestä, kysyntäprofiilista ja kysynnän epävarmuudesta.

Monte Carlo -simulaatiolla arvotaan kysynnän ja kokonaiskapasiteetin jakaumista arvot ja verrataan näitä toisiinsa. Simulaatiossa otetaan huomioon kysynnän ja tiettyjen tuotantomuotojen välinen korrelaatio. Simulaation lopuksi lasketaan ne kerrat, kun kysyntä on ollut suurempi kuin käytettävissä oleva kapasiteetti. Jakamalla tämä simulointien lukumäärällä saadaan todennäköisyys tehovajeen tapahtumiselle. Tulosten avulla saadaan laskettua järjestelmälle keskeiset toimitusvarmuuden tunnusluvut:

- Tehovajeen odotusarvo, h/a (LOLE, Loss of Load Expected)
- Energiavajeen odotusarvo, MWh/a (EUE, Expected Unserved Energy)

LOLE:n laskennassa tehovajeen todennäköisyys kerrotaan vuodessa olevien tuntien lukumäärällä. EUE:n laskennassa jokaisen tehovajemahdollisuuden todennäköisyys kerrotaan tehovajeen määrällä, joka saadaan kysynnän ja käytettävissä olevan kapasiteetin erotuksesta. Ao. kuvassa on esitetty esimerkkinä keskimääräinen kysyntä ja käytettävissä oleva kapasiteetti sekä tehovajeen odotusarvo tuntitasolla.

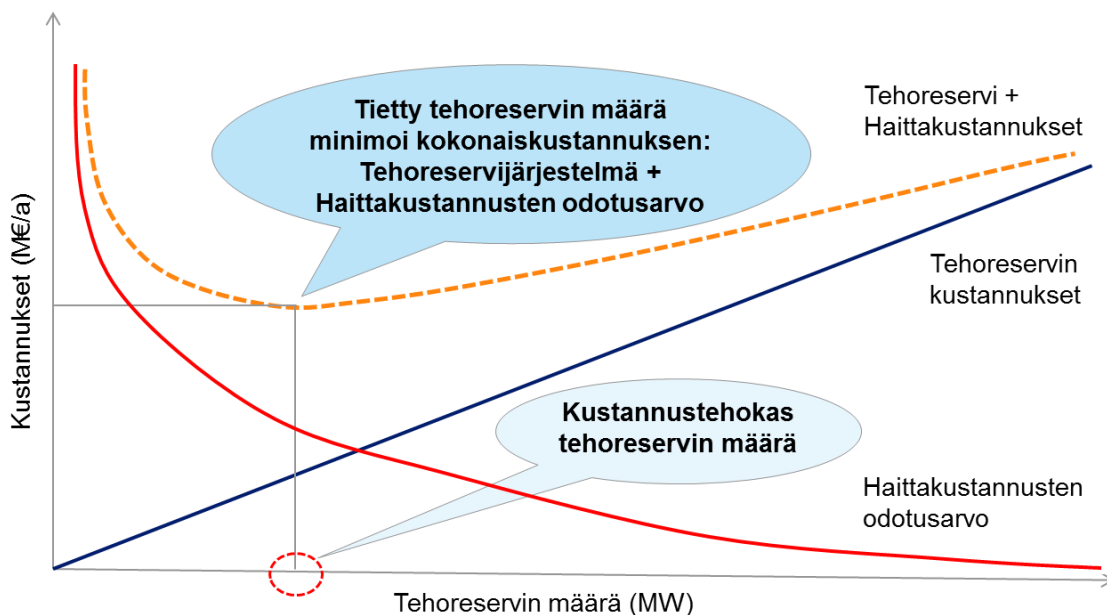


**Kuva 6 Esimerkki keskimääräisestä käytettävissä olevasta kapasiteetista ja kysynnästä sekä tehovajeesta. Kuvassa ei ole esitetty käytettävissä olevan kapasiteetin ja kysynnän vaihteluväliä. Arvot eivät kuvaa lopullisia tuloksia**

Sähkön kulutusaikasarjan muodostaminen sekä käytettävissä olevan kokonaiskapasiteetin todennäköisyysjakaumien muodostaminen eri tuotantotyypeille ja siirtoyhteyksille on kuvattu luvuissa 2.2–2.4.

### 2.1.3 Kustannustehokkaan toimitusvarmuustason määrittäminen

Energiavajeen odotusarvon lisäksi kustannustehokas toimitusvarmuuden taso riippuu käytettävistä haittakustannuksista (VOLL) sekä tehoreservin hankintakustannuksista. Näiden avulla määritetään kuluttajalle aiheutuvat kokonaiskustannukset. Kuvassa 7 on esitetty haittakustannus (energiavajeen odotusarvo  $\times$  VOLL) ja tehoreservin hankintakustannus (tehoreservikapasiteetti  $\times$  kapasiteetin yksikkökustannus) lisäkapasiteetin funktiona. Kasvatettaessa tehoreservikapasiteettia, toimitusvarmuus paranee ja toimittamatta jääneestä energiasta johtuva haittakustannus laskee, kun taas tehoreservin kustannus samanaikaisesti nousee. Täysin varmaa toimitusvarmuuden tasoa ei voida teoriassa saavuttaa eikä sen tavoittelu ole kustannuksiltaan järkevää. Kuvassa 7 esitetyllä tavalla voidaan määrittää kustannustehokas tehoreservin määrä, jolla kuluttajalle aiheutuvat kokonaiskustannukset (haittakustannus + tehoreservin hankintakustannus) ovat alhaisimmat.



Kuva 7 Kustannustehokkaan tehoreservikapasiteetin määrittäminen

## 2.2 Sähkön kulutusaikasarjan muodostaminen

### 2.2.1 Kysynnän kehitys Suomessa

Sähkön kysyntä ei ole viime vuosina kasvanut vaan pysynyt välillä 82–85 TWh. Viime vuosien alhaiseen kysyntään on johtanut poikkeuksellisen korkea keskilämpötila. Lisäksi heikko talouskasvu on pitänyt sähkön kulutuksen kasvun alhaisena. Vuosina 2017–2022 talouskasvussa ei arvioida tapahtuvan merkittäviä muutoksia, jotka johtaisivat sähkön kysynnän merkittävään kasvuun. Tässä työssä käytetään sähkön kulutuksen ennusteena Pöyryn perusskenaarion mukaista hidasta kasvua noin 86 TWh:iin vuoteen 2022 mennessä.

Työssä tehdään myös herkkyystarkastelu, jossa sähkön kulutuksen ennusteena käytetään 15.6.2016 julkaistun Energia- ja ilmastostrategian perusskenaarion sähkön kulutusoletuksia.<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Energia- ja ilmastostrategian ja keskipitkän aikavälin ilmastopolitiikan suunnitelman perusskenaario, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2016

Energia- ja ilmastostrategian perusskenaariossa talouskasvuoletukset ovat korkeammat kuin Pöyryn mallinnuksessa käytetyt, mikä johtaa korkeampaan sähkön kulutukseen. Ao. taulukossa on esitetty työn perusskenaariossa ja herkkyystarkastelussa käytettävä sähkön kulutus vuosina 2017–2022.

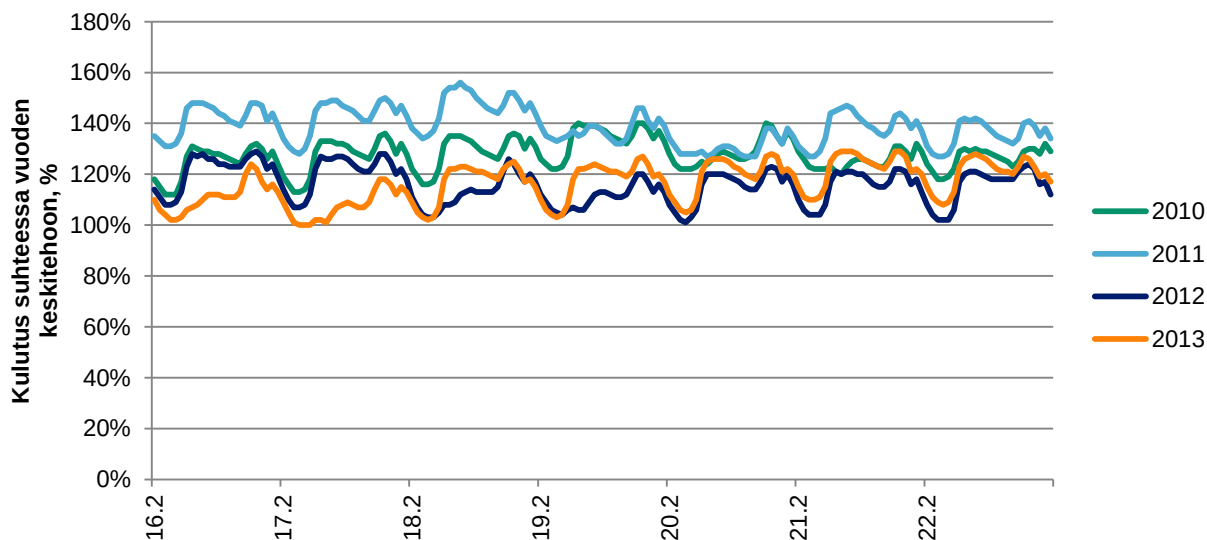
**Taulukko 4 Sähkön kysynnän ennusteet perusskenaariossa ja herkkyystarkastelussa**

| Sähkön kysyntä                     | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Perusskenaario, Pöyryn ennuste     | 84,9 | 85,4 | 85,6 | 86,0 | 86,1 | 86,0 |
| Herkkyystarkastelu, TEM:n ennuste* | 86,9 | 87,4 | 87,8 | 88,3 | 88,6 | 89,0 |

\* Energia ja ilmastostrategian perusskenaario, 2016

## 2.2.2 Kysynnän profiili ja epävarmuus

Sähkön kysynnälle muodostetaan tuntitason perusprofiili valitsemalla suurimman huippukulutuksen vuosi viimeisen kymmenen vuoden ajalta. Kuvassa 8 on esitetty esimerkkivuosien kulutusprofiilit ajanjaksolta, jolloin vuonna 2011 saavutettiin korkein tuntikeskiteho, noin 15 GW. Tuntitason perusprofiili muodostetaan käyttäen tuntikeskitehon ja vuoden keskitehon suhdetta, jonka avulla muodostetaan tuleville vuosille kulutusprofiilit huomioiden muutokset sähkön vuosikulutusennusteissa.



**Kuva 8 Sähkön kulutuksen tuntikeskiteho suhteessa vuoden keskitehoon helmikuun viikkona vuosina 2010-2013**

Keskimääräinen huippukulutus muodostetaan kertomalla tarkasteltavan vuoden vuosikeskiteho perusprofiilin korkeimmalla suhdeluvulla (kulutus suhteessa vuoden keskitehoon, Kuva 8). Käyttämällä Taulukossa 4 esitettyjä vuosikulutusennustuksia ja vuoden 2011 kulutusprofiilia, saadaan mallinnuksen perusskenaarion keskimääräisiksi huippukulutuksiksi Taulukossa 5 esitetyt arvot.

**Taulukko 5 Keskimääräisen huippukulutuksen kehitys vuosina 2017–2022 käyttäen vuoden 2011 kulutusprofiilia**

| Pöry, perusskenaario                 | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Keskimääräinen huippukulutus, MWh/h* | 15 120 | 15 210 | 15 240 | 15 320 | 15 330 | 15 320 |

\* Vuoden 2011 kulutusprofiili

Vuosien 2006–2015 toteutuneiden kulutustietojen pohjalta samantyyppisille tunneille on muodostettu todennäköisyysjakauma satunnaismuuttujalle. Mallinnuksessa positiivinen tai negatiivinen satunnaismuuttuja lisätään todennäköisyysjakauman mukaan perusprofiiliin arvoihin, jolloin malli huomioi myös käytettävästä perusprofiilista poikkeavat tilanteet. 10 % todennäköisyydellä tapahtuva huippukulutus vaihtelee välillä 15,9–16,1 GW vuosina 2017–2022.

Sähkön huippukysynnän kehitys pitkällä aikavälillä on riippuvainen sähkön kokonaiskulutuksesta, mutta myös kulutusprofiilin kehityksestä. Huippukysynnän määrän kuitenkin määrittää lämmitystarve, joka on korkeimmillaan kylminä talvipäivinä. Sähkön kulutus rakenne on muuttunut etenkin vuoden 2008 jälkeen teollisuuden sähkön kulutuksen laskun myötä. Lisäksi lämpöpumput lämmitys- ja jäähdytyskäytössä ovat lisääntyneet etenkin kotitalouskäytössä korvaten muun muassa öljylämmitystä ja suoraa sähkölämmitystä. Lämpöpumppujen yleistymisen nostaa sähkölämmityksen osuutta ja sähkön kulutusta korkean lämmön kysynnän tunteina, jolloin lämpöpumput eivät toimi optimaalisesti ja lämmöntarpeen kattamiseksi tarvitaan lisälämmitystä. Työssä käytetään viimeisen kymmenen vuoden tuntitasoisen kulutusprofiileita. Huolimatta siitä, että vuoden sisäinen sähkön kulutusprofiili on muuttunut, arvioidaan viimeisen kymmenen vuoden kulutusprofiilien vastaavan hyvin vuosien 2017–2022 kulutusprofiileita. Kulutus- ja tuotantoprofiileista muodostetaan jokaiselle tunnille normaalijakaumat, minkä vuoksi myös toteutuneita korkeammat sähkön kulutustunnit huomioidaan mallinnuksessa.

Kulutuksen noustessa hyvin korkeaksi myös sähkön hinnan oletetaan nousevan, mikä kannustaa sähkönkäyttäjää joustamaan kulutuksen määrästä. Varsinaisesta kysyntäjoukon osallistumisesta Elspot-markkinoille on kuitenkin vähän julkista tietoa saatavilla, eikä Nord Pool julkaise aluehintojen muodostumisen kysyntä-tarjonta-käyriä. Esimerkiksi talven 2009–2010 sähkön hintapiikkien aikaisen kysyntäjoukon on arvioitu olleen Suomessa noin 400–500 MW tai jopa enemmän.<sup>10</sup> Fingridin arvion mukaan Elspot-markkinoilla on kysyntäjoukkoa 200–600 MW vuonna 2016.<sup>11</sup> Tämän vuoksi mallinnuksessa käytetään ylätasoa arviota, että markkinoilla on käytettävissä olevaa kysyntäjoukkoa 400 MW tehopolitiikassa.

## 2.3 Käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti

Kapasiteetin kehitystä tarkastellessa esitetään kapasiteetit nimellistehoina, jotka kuvaavat vuoden alun tilannetta. Eri ajankohtina käytettävissä oleva kapasiteetti poikkeaa nimellistehosta. Käytettävissä olevaa kapasiteettia eri ajankohtina arvioidaan tuotantomuodoittain muodostettavien todennäköisyysjakaumien avulla luvussa 2.3.3.

Suomen sähköntuotantorakenne koostuu ydinvoimaloista, sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksista, lauhdevoimalaitoksista, vesivoimasta sekä tuulivoimasta. Suomen nimellissähköntuotantokapasiteetti on noin 15 000 MW ilman tehoreservissä ja nopeassa häiriöreservissä olevia laitoksia. Reservilaitokset eivät sisälly mallinnuksessa mukana oleviin tuotantokapasiteetteihin, koska ne toimivat markkinoiden ulkopuolella. Tehoreservin tarkoitus on varmistaa tehon riittävyys ja nopean häiriöreservin turvata taajuuden ylläpito äkillisessä suuren tuotantoyksikön tai tuontiyhteyden putoamisessa verkosta. Suomen kaupallinen maksimituotantokapasiteetti on noin 5 100 MW.

<sup>10</sup> Työ- ja elinkeinoministeriö: Sähkötehotyöryhmän loppuraportti. 31.3.2010.

<sup>11</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/Kysyntajoukko/Sivut/default.aspx>. Viitattu 29.8.2016.

Viime vuosina sähkön tuotantorakenteessa on tapahtunut suuria muutoksia lauhdevoimakapasiteetin vähenemisen ja tuulivoimakapasiteetin kasvamisen myötä. Säädettyä ja huipunaikana käytettävissä olevaa lauhdevoimaa on poistunut markkinoilta yli 2 000 MW viimeisen viiden vuoden aikana, kun taas tuulivoiman tuotantokapasiteetti samana aikajaksona on noussut noin 1 000 MW. Olkiluoto 3 ydinvoimayksikön käyttöönoton myötä perusvoimatuotanto lisääntyy ja siten kasvattaa lauhdevoiman poistumisen myötä laskenutta huippukulutuksen aikaista sähkön tuotantokapasiteettia.

Tässä työssä käytetyt tiedot tulevien vuosien uusista voimalaitosinvestoinneista perustuvat julkisuudessa esillä olleisiin hankkeisiin, joista on tehty investointipäätös. Näiden osalta oletetaan että hankkeet toteutuvat ja aikataulu toteutumiselle on tiedossa. Tiedot korvausinvestoinneista ja poistuvista laitoksista perustuvat julkisuudessa esillä olleisiin hankkeisiin siltä osin kuin tietoa on ollut saatavilla. Pidemmällä aikavälillä laitosten korvausinvestoinnit ja poistumiset, joista tietoa ei ole vielä saatavilla, perustuvat tekniseen käyttöikään huomioiden laitosten käyttöönottovuosi. Tuulivoiman osalta on käytetty viimeisimpiä tietoja Tuulivoimayhdistys Ry:n ylläpitämästä hankeluettelosta ja Energiaviraston asiantuntijoiden näkemystä syöttötariffin piiriin hyväksytyjen hankkeiden toteutumisesta.<sup>12</sup>

### 2.3.1 Lämpövoima

Ydinvoima-, yhteistuotanto- ja lauhdevoimalaitosten kapasiteetti kattaa yli 70 % Suomen kaikkien voimalaitosten nimellistehosta. Lämpövoimalaitokset ovat suurelta osin käytettävissä myös huippukulutuksen aikaan. Ydinvoiman ja lauhdevoiman käytettävyyttä rajoittaa ainoastaan vikaantuminen, kun taas yhteistuotantokapasiteetin käyttöä ohjaa kaukolämmön ja teollisuuslämmön kysyntä.

Suomen ydinvoimakapasiteetti koostuu neljästä reaktorista, joiden kokonaiskapasiteetti on noin 2750 MW. Rakenteilla oleva Olkiluoto 3 (OL3) oletetaan otettavan mallinnuksessa käyttöön talvikaudelle 2018–2019, jolloin voimala tuottaisi täydellä teholla sähköä vuoden 2019 alusta alkaen.<sup>13</sup> Muita ydinvoimakapasiteettiin vaikuttavia muutoksia ei oleteta tapahtuvan vuosina 2017–2022.

Perinteinen lauhdevoimatuotanto on viime vuosina ollut kannattamatonta ja heikot näkymät ovat pakottaneet toimijoita sulkemaan laitoksia. Viime vuosina lauhdevoimakapasiteettia on poistunut markkinoilta yli 2000 MW ja tällä hetkellä markkinoilla on enää yksi suuren kokoluokan perinteinen lauhdelaitos. Suurin muutos lauhdevoiman osalta on jo tapahtunut, minkä vuoksi lauhdevoimakapasiteetissa ei oleteta tapahtuvan merkittäviä muutoksia välillä 2017 – 2022 vaan kapasiteetti pysyy noin 750 MW tasolla.

Yhteistuotantolaitosten lisälauhdetuotantokapasiteetti, joka on käytettävissä korkean lämmönkysynnän aikana, on esitetty erikseen. Yleisesti yhteistuotantolaitosten lisälauhdeosuus raportoidaan kuuluvaksi yhteistuotantolaitosten kapasiteettiin, mutta mallinnettaessa tehonriittävyttä, tulee laitokset luokitella operointimallin mukaisesti. Lisälauhdeosuus vastaa kapasiteettia, joka ei ole riippuvainen lämmöntarpeesta vaan ainoana rajoittavana tekijänä on vikaantuminen, kuten perinteisillä lauhdevoimalaitoksillakin. Lämmön huippukysynnän aikaan kaukolämmön yhteistuotannon lisälauhdeosuus on noin 210 MW ja teollisuuden yhteistuotannon lisälauhdeosuus on noin 350 MW. Oletuksena on, että yhteistuotantolaitokset tuottavat ensisijaisesti lämpöä ja maksimoivat sen tuotannon siten, että lämmön kysyntä pystytään kattamaan normaalin ajotilanteen mukaisesti. Kapasiteetissa ei arvioida tapahtuvan muutosta välillä 2017 – 2022. Lisälauhdetuotantotiedot perustuvat toimijoiden Energiavirastolle toimittamiin tietoihin.

Yhteistuotannon kokonaisnimelliskapasiteetti (ei sisällä lisälauhdeosuuksia) on noin 6400 MW ilman korkean lämmönkysynnän aikana käytettävissä olevaa lisälauhdetuotanto-osuutta. Suurin osa, noin

<sup>12</sup> <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/hankelista>. Viitattu 20.6.2016

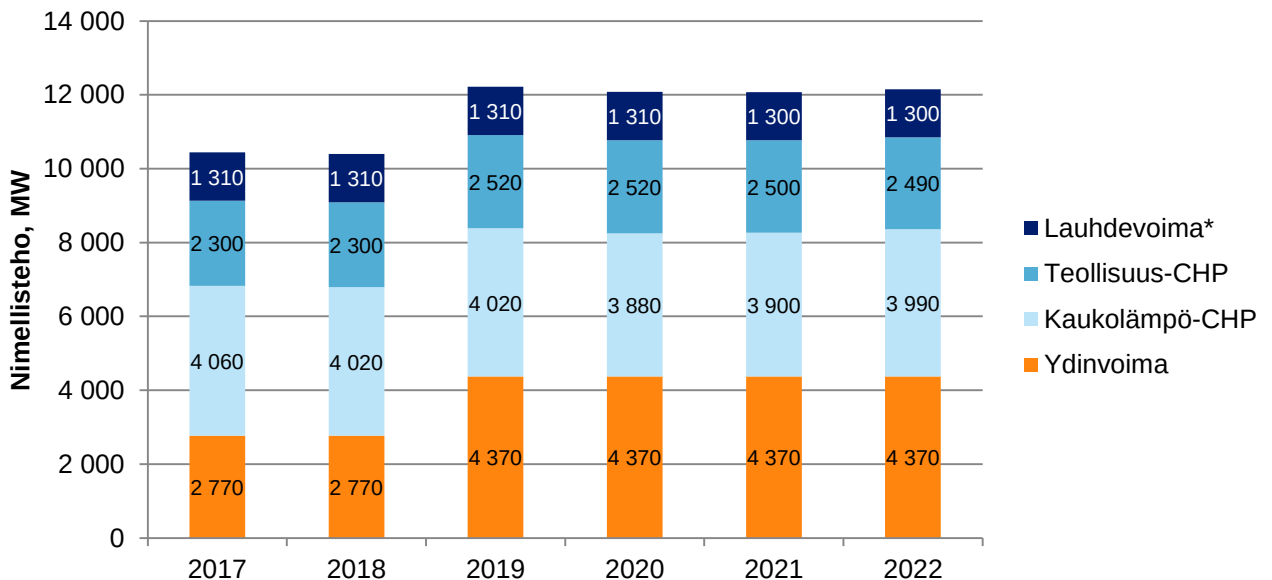
<sup>13</sup> <https://umm.nordpoolspot.com/messages/66429>. Viitattu 16.9.2016.



4000 MW koostuu kaukolämpöä tuottavista yhteistuotantolaitoksista ja noin 2300 MW teollisuuden yhteistuotantolaitoksista. Vaikka kaukolämmön yhteistuotannolla tuotetun sähkön määrä on viime vuosina laskenut merkittävästi, ei kapasiteetti ole laskenut samassa suhteessa. Useita alun perin 2020-luvun vaihteessa suunniteltuja yhteistuotantolaitosten korvausinvestointeja on lykätty myöhemmäksi. Alhainen sähkön hintataso ja heikot sähkön hintanäkymät ovat kuitenkin johtaneet siihen, että jotkin toimijat ovat päättäneet investoida erillislämmöntuotantoon yhteistuotannon sijaan. Kaukolämmön yhteistuotantolaitosten kapasiteetin arvioidaan laskevan hieman vuoteen 2022 mennessä.

Toisin kuin kaukolämmön yhteistuotantokapasiteetti, teollisuuden yhteistuotantokapasiteetin arvioidaan kasvavan noin 200 MW vuoteen 2022 mennessä. Merkittävin muutos on Äänekosken biotuotetehdasinvestointi ja sen tuoma lisäys sähköntuotantokapasiteettiin. Teollisuuden kaasuturbiinilaitosten käyttöä on korvattu ja tullaan korvaamaan lähivuosina. Tämän ei kuitenkaan oleteta vaikuttavan sähköntuotantokapasiteettiin laskevasti, sillä pääasiassa kaasuturbiinit jäävät varalle ja ovat käytettävissä huippukulutuksen aikaan tekniset rajoitteet, kuten ylösajoajat huomioiden. Muuten teollisuuden osalta ei ole oletettu tehtaiden sulkemisia, jotka johtaisivat sähköntuotantokapasiteetin laskuun.

Kuvassa 9 on esitetty sähkön ja lämmön yhteistuotannon, lauhdetuotannon ja ydinvoiman tuotantokapasiteetit vuosina 2017–2022.



**Kuva 9 Ydinvoima-, yhteistuotanto- ja lauhdevoimakapasiteetin kehitys vuosina 2017–2022**

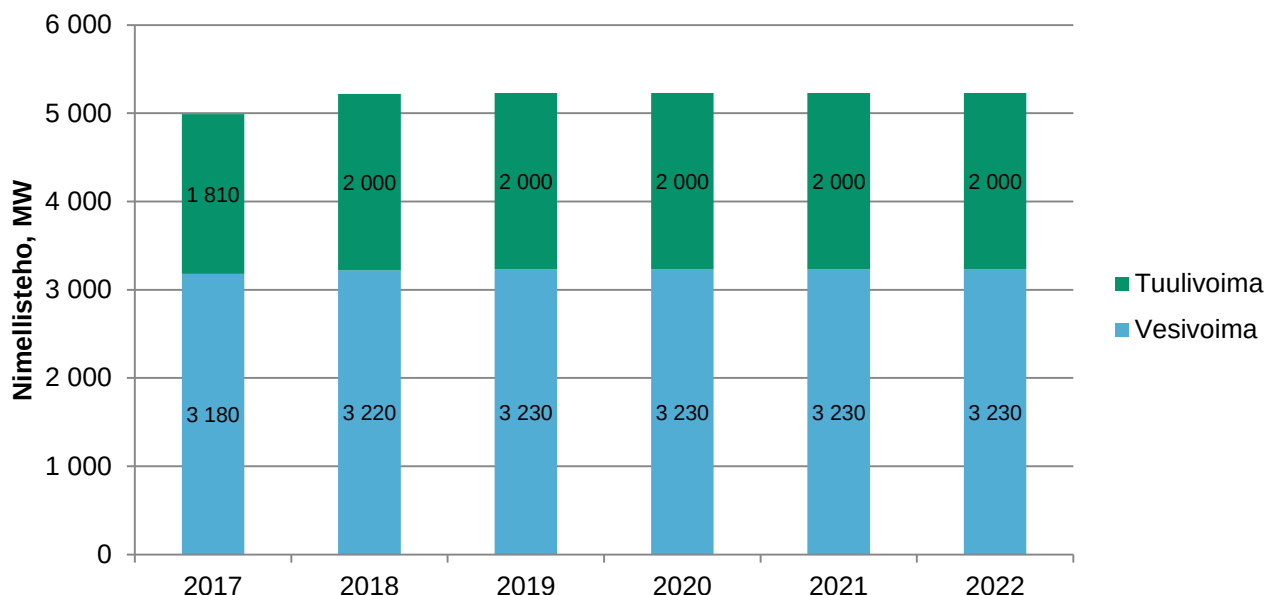
\*Lauhdevoimakapasiteetti sisältää yhteistuotantolaitosten huippukysynnän aikaan käytettävissä olevan lisälauhdeosuuden

### 2.3.2 Tuuli- ja vesivoima

Tuulivoimakapasiteetti on syöttötariffijärjestelmän turvin noussut yli 1000 MW:iin vuoden 2016 alkuun mennessä. Energia- ja ilmastostrategian perusskenaariossa on arvioitu, että tukijärjestelmään hyväksyttävän tuulivoimakapasiteetin arvioidaan jäävän 2000–2200 MVA:iin. Tämän vuoksi oletetaan, että tuulivoimakapasiteetti tulee kasvamaan nykyisen syöttötariffin myötä noin 2000 MW:iin. Tuulivoimayhdistys ry:n hankelistauksen mukaan 2000 MW:n kokonaiskapasiteetti tullaan saavuttamaan vuoden 2017 loppuun mennessä. Tässä selvityksessä tuulivoimainvestointien ei oleteta jatkuvan ilman uutta tukijärjestelmää tarkasteluajanjaksolla, minkä vuoksi tuulivoimakapasiteetin arvioidaan pysyvän 2000 MW tasolla.

Suomen vesivoimatuotantokapasiteetti on noin 3200 MW, josta suuri osa sijaitsee Pohjois-Suomen vesistöissä. Osa tästä kapasiteetista koostuu voimalaitoksista, joiden tuotantoa voidaan säädellä, mikä on tärkeä tekijä sähkötehon riittävyyden kannalta huippukulutuksen aikana. Etelä-Suomen vesivoimaloista kaikki laitokset ovat jokivoimaloita, joiden tuotanto on riippuvainen jokien virtaamasta. Vesivoimakapasiteetti on hyödynnetty Suomessa jo lähes kokonaan ja suuria uusinvestointeja ei oleteta tapahtuvan vuoteen 2022 mennessä. Vesivoimatuotantokapasiteetin pieni kasvu johtuu voimaloiden peruskorjauksissa toteutettavista tehonkorotuksista.

Kuvassa 10 on esitetty vesivoima- ja tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 2017–2022.



Kuva 10 Vesivoima- ja tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 2017–2022

### 2.3.3 Tuotantokapasiteetin käytettävyys

Yhteistuotanto, tuulivoima- ja vesivoimatuotanto ovat riippuvaisia ulkoisista tekijöistä, minkä vuoksi todennäköisyysjakaumien muodostamisessa hyödynnetään historiadataa niiltä osin kuin historiadan käyttäminen on mahdollista ja se vastaa tulevien vuosien käyttäytymistä. Tuotantotiedot sisältävät toteutuneet epäkäytettävyydet minkä vuoksi kyseisten tuotantomuotojen osalta ei huomioida erikseen ennakoimatonta vikaantumista. Ennakoimatonta vikaantumista ja sen aiheuttamia huoltotoimenpiteitä kuvataan termillä ennakoimaton epäkäytettävyys (Forced Outage Rate, FOR), joka kuvaa kuinka monta tuntia suhteessa tarkasteltavan ajanjakson tunteihin laitos on ollut epäkäytettävissä ennakoimattoman vikaantumisen ja siitä aiheutuneen huollon vuoksi. Mallinnuksessa käytettävät FOR-arvot perustuvat Energiaviraston Pöryllä teettämään voimalaitosten käytettävyys selvitykseen<sup>14</sup>. Ennakoimaton epäkäytettävyys vaihtelee tuotantomuodoittain, laitostyyppittäin sekä myös polttoaineittain.

Lauhdevoima- ja ydinvoimatuotanto eivät ole säästä riippuvaisia, minkä vuoksi niiden osalta mallinnuksessa huomioidaan erikseen ennakoimaton epäkäytettävyys. Hiililauhdevoiman ennakoimaton epäkäytettävyys on 4,2 % ja ydinvoiman 2,1 %. Lauhdevoiman ennakoimaton epäkäytettävyys on yleisesti muita lämpövoimatuotantomuotoja korkeampi, koska lauhdevoimalaitoksilla on tyypillisesti enemmän ylös- ja alasajoja.

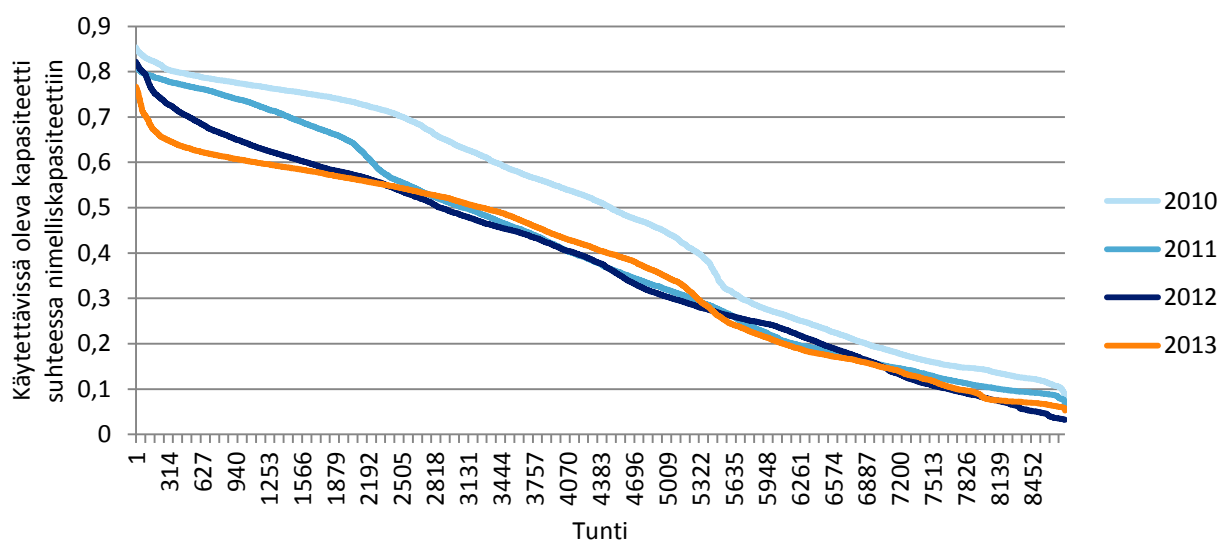
<sup>14</sup> Voimalaitosten käytettävyys selvitys, Pöry Energy Oy, 2008

Voimalaitosten ja rajasiirtoyhteysien osalta huomioidaan myös suunnitellut vuosihuollot. Suomessa voimalaitosten ja rajasiirtoyhteysien vuosihoollot toteutetaan kesäaikaan, jolloin sähkön kysynnän ja tuotannon välinen marginaali on tyypillisesti suurempi kuin talviaikaan. Tehoreservikausi koskee talvikuukausia minkä vuoksi vuosihoollot ja niiden ajoitus eivät ole erityisen merkittäviä tehoreservin tarpeellisuutta ja määrää tarkastellessa. Kuitenkin, ydinvoimaloiden osalta käytetään ilmoitettua vuosihoollon ajankohtia niiltä osin kuin ne ovat saatavilla. Muiden voimalaitosten osalta käytetään vuosihoollon tyypillisiä pituuksia ja ajankohtia.

### Sähkön ja lämmön yhteistuotanto

Kaukolämmön ja teollisuuden yhteistuotanto poikkeavat tuotantoprofiileiltaan toisistaan, minkä vuoksi molemmille on muodostettu omat todennäköisyysjakaumat. Kaukolämmön yhteistuotanto on voimakkaasti riippuvainen ulkoilman lämpötilasta, kun taas teollisuuden osalta tuotanto on ympäri vuoden huomattavasti tasaisempaa.

Kaukolämmön ja sähkön yhteistuotannon osalta käytetään viimeisen kymmenen vuoden toteutuneita tuntikohtaisia sähkön tuotantotietoja, joista muodostetaan pysyvyyskäyrät (Kuva 11). Pysyvyyskäyrä muodostetaan asettamalla sähkön tuotannon tuntikeskitehot suuruusjärjestykseen. Pysyvyyskäyrän avulla käytettävissä oleva kapasiteetti jaetaan sataan eri ryhmään. Sekä sähkön kysynnän että kaukolämmön ja sähkön yhteistuotannon ollessa ulkoilman lämpötilariippuvaisia, käytetään mallinnuksessa käytettävissä olevan kapasiteetin osalta sähkön kysynnän pysyvyyskäyrää vastaavaa arvoa. Toisin sanoen, korkeammalla sähkön kysynnällä myös kaukolämmön ja sähkön yhteistuotanto on korkeampi. Kuten Kuvasta 11 nähdään, tuotanto vaihtelee eri vuosien välillä merkittävästi etenkin korkean tuotannon osalta (pysyvyyskäyrien vasen reuna).

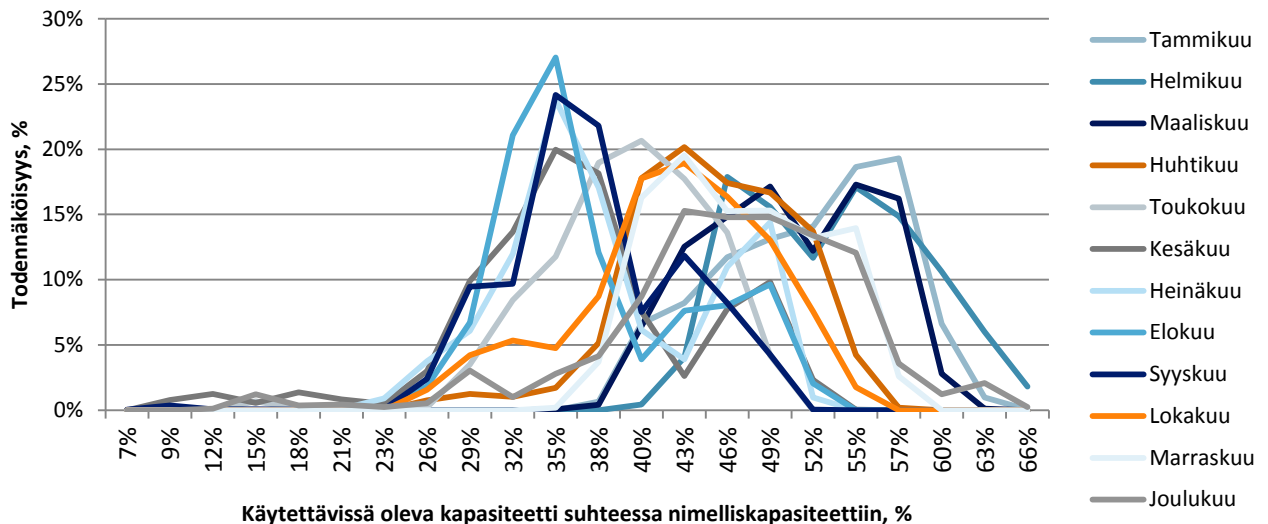


**Kuva 11 Sähkön ja kaukolämmön yhteistuotannon sähköntuotannon pysyvyyskäyrät vuosina 2010-2013**

Mallinnusta varten sähkön ja kaukolämmön yhteistuotannon pysyvyyskäyristä valitaan perusprofiili käyttäen kulutuksen perusprofiilia vastaavaa vuotta (2011). Perusprofiilin jokaiselle ryhmälle lasketaan keskiarvo sekä keskimääräinen vaihtelevuus käyttäen kaikkien vuosien jokaista tuntia. Malli valitsee kysyntää vastaavan ryhmän tuotannon keskiarvon sekä satunnaismuuttujan, joka vastaa kyseisten tuntien tuotannon hajontaa. Kyseisen ryhmän käytettävissä olevan kapasiteetin ja nimelliskapasiteetin suhde kerrotaan kyseisen vuoden nimelliskapasiteetilla. Esimerkiksi, käyttäen vuoden 2011 perusprofiilia, vuonna 2018 korkeimman tuotannon ryhmän keskimääräinen tuotanto on noin 3 220 MW (ei sisällä lisälauhdeosuutta). Huomioiden kyseisen ryhmän hajonta, tuotanto voi olla matalampi tai korkeampi kuin keskimääräinen tuotanto.

Teollisuuden CHP-laitokset tuottavat tyypillisesti ensisijaisesti prosessihöyryä, jonka kysyntä ei riipu ulkoilman lämpötilasta. Höyryn ja lämmön tarve on yleensä suhteellisen tasaista ympäri

vuorokauden teollisuuslaitoksissa, joissa on sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos. Tämän vuoksi myös sähkön tuotanto on kohtalaisen tasaista vuorokauden ympäri ja eri viikon päivinä. CHP-laitosten tuotanto vaihtelee kuitenkin kuukausitasolla, minkä vuoksi historiadataan perustuen on muodostettu jokaiselle kuukaudelle tyypilliset todennäköisyysjakaumat (Kuva 12). Esimerkiksi, vuonna 2018 elokuussa teollisuuden yhteistuotannon sähkön tuotanto on todennäköisimmin noin 800 MW ja 10 % todennäköisyydellä tuotanto on enemmän kuin 1 130 MW.



Kuva 12 Teollisuuden sähkön ja lämmön yhteistuotannon todennäköisyysjakaumat eri kuukausina

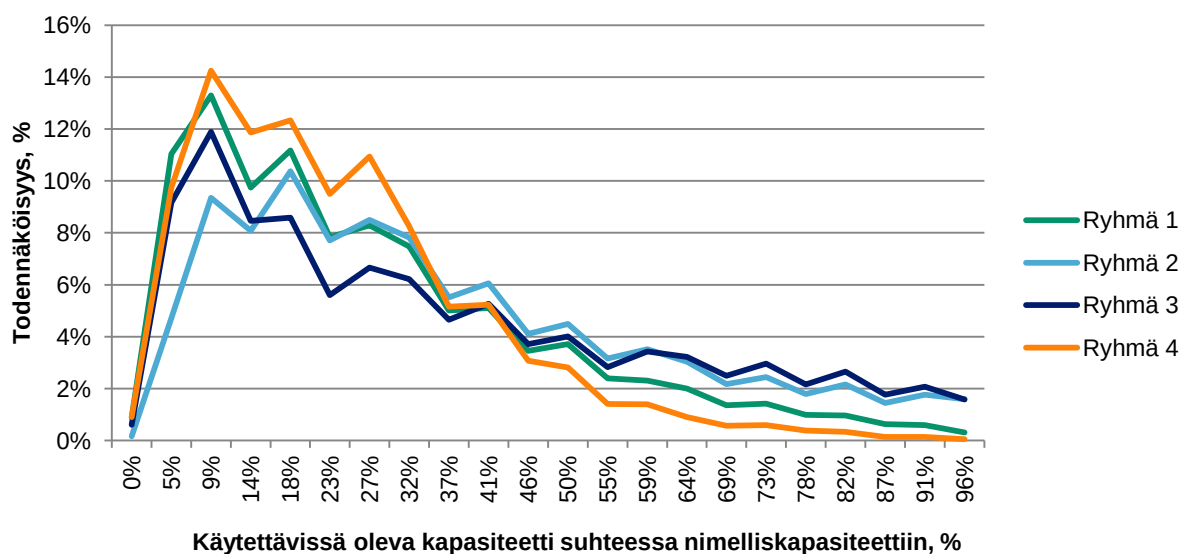
### Tuulivoima

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tyypillisesti vuorokauden tunnista sekä vuodenajasta riippuen. Tämän vuoksi vuoden tunnit on jaettu neljään ryhmään tuotantoon ja hajontaan perustuen hyödyntäen viimeisen 20 vuoden tuotantotietoja (Taulukko 6). Tuulivoiman tuotanto on tyypillisesti hieman tavanomaista korkeampaa ulkoilman lämpötilan ollessa hyvin matala ja kysynnän korkea. Tämän vuoksi mallinnuksessa on huomioitu historiatietojen avulla laskettu positiivinen korrelaatio tuulivoiman ja kysynnän välillä.

**Taulukko 6 Tuulivoiman ryhmittely käyttökertoimen ja hajonnan mukaan**

| Kuukausi/<br>tunnit | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 |
|---------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| 1                   | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| 2                   | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| 3                   | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| 4                   | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  |
| 5                   | 4 | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| 6                   | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| 7                   | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| 8                   | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  | 4  |
| 9                   | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  | 1  |
| 10                  | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3  | 3  | 3  | 3  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| 11                  | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |
| 12                  | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  | 2  |

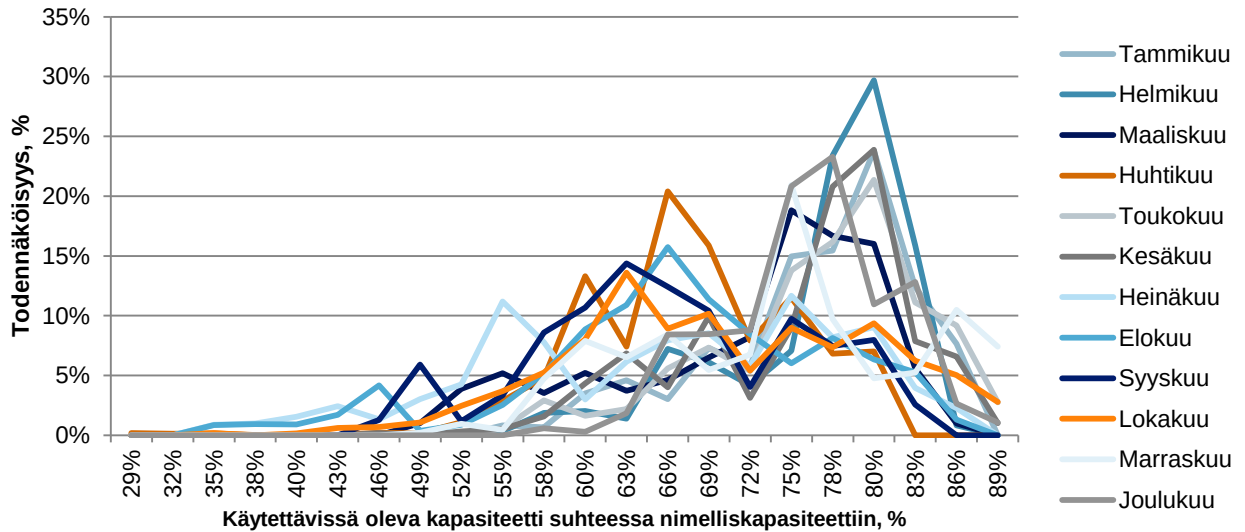
Tuulivoimatuotannon osalta vuoden tunnit on jaettu ryhmiin siten, että jokaiselle tunnille saadaan sille ominainen todennäköisyysjakauma. Esimerkiksi kesäkuukausien yön tunteina (ryhmä 4) sekä tuotanto että tuotannon vaihtelu on tyypillisesti keskimääräistä alhaisempaa. Talviaikaan keskipäivän tunteina (ryhmä 3) tuotanto ja sen vaihtelu on keskimääräisestä suurempaa. Todennäköisyysjakaumat neljälle eri ryhmälle on esitetty Kuvassa 13.


**Kuva 13 Tuulivoiman käytettävissä olevan kapasiteetin todennäköisyysjakaumat**

### Vesivoima

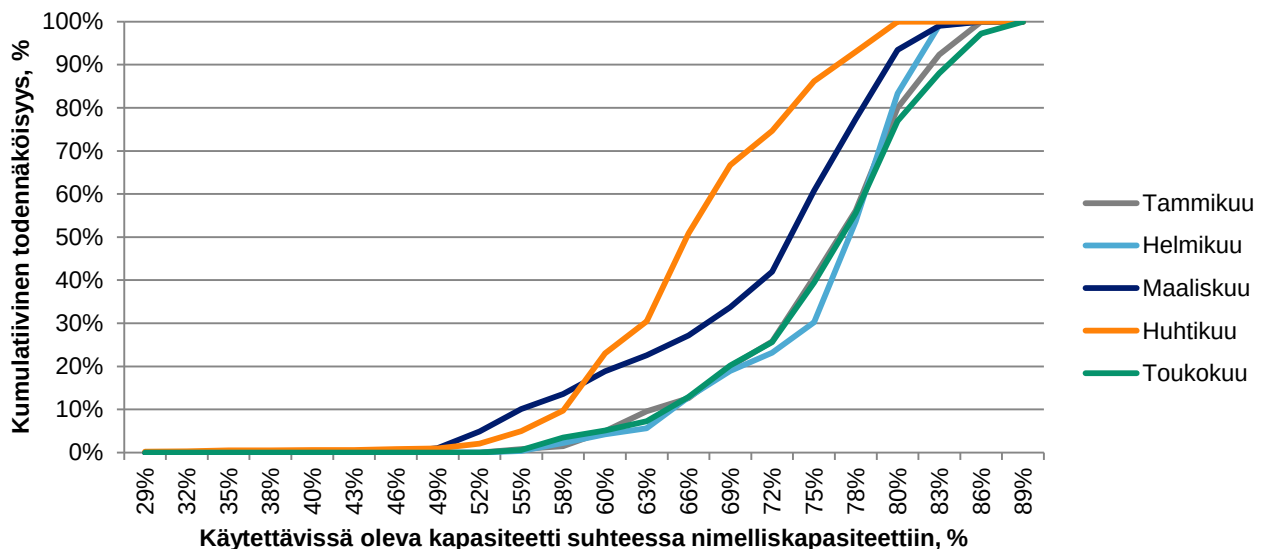
Vesivoimatuotannon todennäköisyysjakaumien muodostuksessa ei voida suoraan käyttää toteutuneita tuotantotietoja, sillä toteutunut tuotanto ei tyypillisesti vastaa käytössä olevan kapasiteetin arvoa. Vesivoimatuotantoa yleensä optimoidaan lyhyellä aikavälillä muutaman päivän aikajänteellä. Käytettävissä oleva kapasiteetti on määritetty toteutuneiden tuotantotietojen avulla valitsemalla korkein tuotetun energian arvo 3-4 päivän aikana. Vastaava määrittäminen on tehty käyttäen kymmenen viimeisen vuoden tuotantotietoja, joiden perusteella on määritetty todennäköisyysjakaumat kuukausitasolla (Kuva 14). Kulutuksen ollessa korkea on sähkön hinta tyypillisesti keskimääräistä korkeampi, jolloin on myös houkuttelevaa tuottaa enemmän säädettävää

vesivoimaa. Tämän vuoksi mallinnuksessa on huomioitu kysynnän ja vesivoiman välinen riippuvuus siten, että vesivoimatuotanto on korkeampi korkean kysynnän aikaan.



**Kuva 14 Vesivoiman käytettävissä olevan kapasiteetin todennäköisyysjakaumat eri kuukausina**

Yleensä vesivoiman tuotanto Suomessa on suurinta toukokuussa lumien sulamisen aikaan. Mikäli mahdollista, myös talvikuukausille yritetään keskittää vesivoimatuotantoa korkeampien sähkön hintojen vuoksi. Kumulatiivisen todennäköisyysjakauman (Kuva 15) avulla voi verrata vesivoimatuotantoa kuukausien välillä helpommin kuin yksittäisten todennäköisyysjakaumien avulla. Kumulatiivinen todennäköisyysjakauma kertoo kuinka suurella todennäköisyydellä kapasiteettia on käytettävissä korkeintaan tietyn verran. Kuvasta nähdään, että tuotanto (käytettävissä oleva kapasiteetti suhteessa nimelliskapasiteettiin) on todennäköisemmin alhaisempaa huhtikuussa kuin toukokuussa.



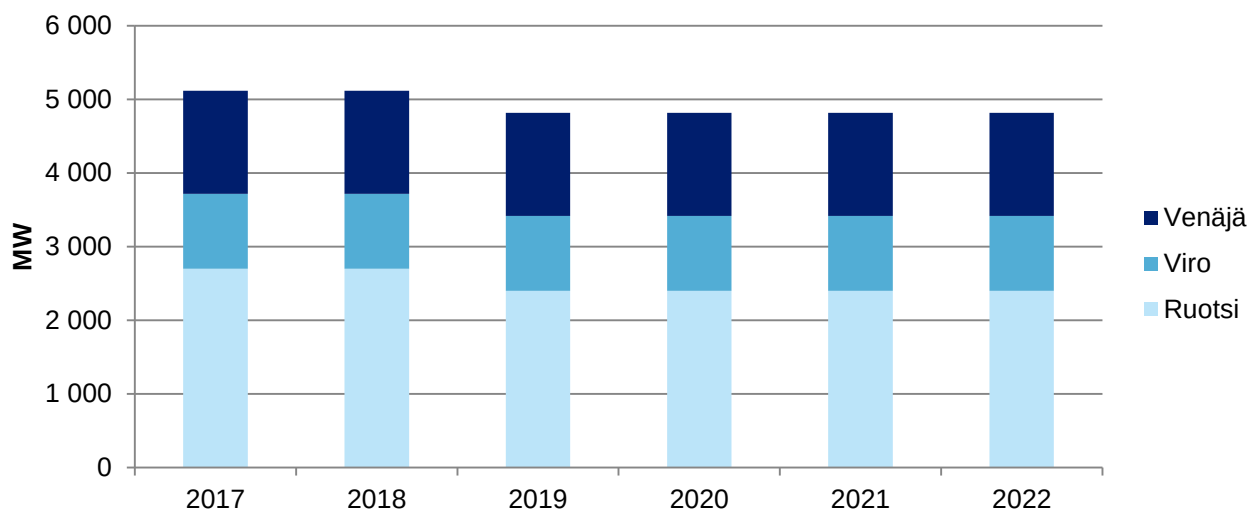
**Kuva 15 Käytettävissä olevan kapasiteetin ja nimelliskapasiteetin kumulatiivinen todennäköisyysjakauma esimerkkikuukausina**



## 2.4 Käytettävissä oleva siirtoyhteyskapasiteetti

### 2.4.1 Siirtoyhteyskapasiteetin kehitys

Suomella on rajasiirtoyhteyksiä Ruotsin, Norjan, Viron ja Venäjän kanssa, joiden kaupallinen maksimituontikapasiteetti on tällä hetkellä noin 5 100 MW. Suomen ja Norjan välinen siirtoyhteys lasketaan Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen väliseen kaupalliseen siirtoon. OL 3 käyttöönoton jälkeen Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välisten rajasiirtoyhteyksien kaupallinen tuontikapasiteetti laskee 300 MW, sillä kyseinen määrä varataan häiriöreservien käyttöön. Suomen ja Ruotsin välille suunnitellun uuden rajasiirtoyhteyden ei oleteta toteutuvan tarkasteluajanjakson puitteissa. Kuvassa 16 on esitetty Suomen ja naapurimaiden väliset kaupalliset maksimituontikapasiteetit vuosina 2017–2022.



Kuva 16 Suomen ja naapurimaiden välinen kaupallinen enimmäistuontikapasiteetti vuosina 2017–2022

### 2.4.2 Sähkön tuotanto- ja tuontikapasiteetin kehitys Suomen lähialueilla

Sähkön tuotantokapasiteetin kehitys lähialueilla vaikuttaa Suomeen käytettävissä olevaan sähkön tuontikapasiteettiin. Tässä luvussa keskitytään nimelliskapasiteetin kehityksen kuvaamiseen ja vuoden eri tunteina käytettävissä olevaa kapasiteettia arvioidaan luvussa 2.4.3. Vaikka Suomella on kaupallisessa käytössä olevia rajasiirtoyhteyksiä vain Ruotsin, Viron ja Venäjän kanssa, vaikuttaa myös Baltian maiden ja etenkin Norjan sähkön tuotantokapasiteetti ja sen käytettävyyden Suomeen tuotavaan sähkön määrään eri ajankohtina. Pohjoismaiden ja Baltian kapasiteetin kehityksen näkemykset perustuvat Pöyryn perusskenaarion arvioon.

Ruotsi ja etenkin Norja ovat hyvin vesivoimaintensiivisiä maita ja Norjassa lähes kaikki sähkö tuotetaan vesivoimalla. Ruotsin ja Norjan välisten rajasiirtoyhteyksien kautta myös Suomeen tuodaan vesivoimalla tuotettua sähköä Norjasta. Ruotsissa sekä Norjassa asennettu voimalaitoskapasiteetti on yli kaksinkertainen Suomen nimelliskapasiteettiin verrattuna. Ruotsin vesivoimakapasiteetti on yli 15 GW, ydinvoimakapasiteetti yli 9 GW ja tuulivoima yli 6 GW. Tämän lisäksi Ruotsissa on yhteistuotantokapasiteettia ja muuta lämpövoimaa. Norjan vesivoimakapasiteetti on noin 32 GW, minkä lisäksi on pieniä määriä tuuli- ja lämpövoimaa.

Ruotsissa on päätetty sulkea ydinvoimaloita ainakin 2200 MW:n edestä vuosikymmenen vaihteeseen mennessä. Investointien tuulivoimaan oletetaan jatkuvan vielä tulevina vuosina, mutta hiipuvan vuosikymmenen vaihteen paikkeilla saavuttaen noin 10 GW:n kokonaiskapasiteetin. Norjassa vesivoimatuotantokapasiteetin arvioidaan hieman kasvavan nykyisestä.

Baltian maiden sähkön tuotantokapasiteetti on yhteensä alle 10 GW. Viron sähköntuotanto perustuu suurelta osin palavaa kiveä käyttäviin voimalaitoksiin. Kokonaiskapasiteetti on noin 2 500 MW, josta 2 000 MW koostuu palavan kiven voimalaitoksista. IE-direktiivi velvoittaa vähentämään palavaa kiveä käyttävien voimalaitosten päästöjä lähivuosina. Nykyiset voimalaitokset vaativat tulevana vuosina lisäinvestointeja päästöjen hallintaan tai voimalaitosten korvausinvestointeja. Korvausinvestoinneilla palavan kiven käyttöä korvattaisiin mahdollisesti biomassapohjaisella polttoaineella ja/tai hiilellä. Sähkön hinnan alhainen taso ja epävarmat kehitysnäkymät ovat pitkittäneet päätösten tekemistä. Vuonna 2015 Viroon valmistui uusi 300 MW:n palavaa kiveä ja biomassaa käyttävä voimalaitos. Myös tuulivoimakapasiteetti on kasvanut Virossa ja sen arvioidaan jatkavan kasvuaan tulevana vuosina. Epävarmasta sähkön ja voimalaitosten kannattavuuden kehityksestä huolimatta Pöryn arvion mukaan kokonaiskapasiteetti ei tule merkittävästi muuttumaan vuosina 2017–2022.

Latvian kokonaiskapasiteetti on hieman alle 3 000 MW, josta yli puolet koostuu vesivoimakapasiteetista ja loppu sähkön ja lämmön yhteistuotantokapasiteetista. Tuulivoimakapasiteetti on lisääntynyt viime vuosina ja kasvun oletetaan jatkuvan. Kokonaiskapasiteetin ei arvioida merkittävästi muuttuvan Latviassa tulevana vuosina. Liettuan kokonaiskapasiteetti on noin 3 500 MW ja koostuu pääosin vesivoimasta, sähkön ja lämmön yhteistuotannosta sekä kaasuturbiineista. Liettuan viimeinen ydinvoimareaktori suljettiin 2009 ja suunnitteilla ollutta ydinreaktoria ei ole alettu rakentamaan. Tuulivoiman kasvun oletetaan jatkuvan tulevana vuosina, mutta muita merkittäviä kapasiteettiin vaikuttavia tekijöitä ei oleteta tapahtuvan vuosina 2017–2022.

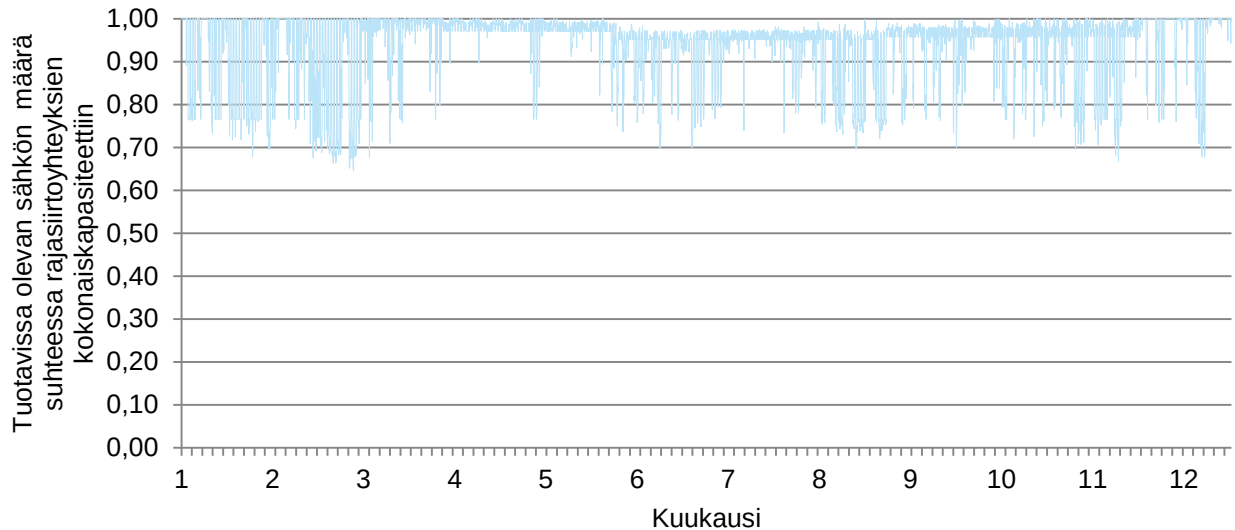
Luoteis-Venäjän tuotantokapasiteetti on noin 12,6 GW kun taas huippukuorma on noin 7,5 GW. Käytettävissä olevan kapasiteetin arvioidaan kasvavan tulevana vuosina uusien ydinreaktoreiden sekä suunnitellun pumppuvoimalaitoksen valmistumisen myötä.<sup>15</sup>

#### **2.4.3 Siirtoyhteyskapasiteetin käytettävyys**

Tuontisähkön saatavuus ei riipu ainoastaan siirtoyhteyden kapasiteetista vaan myös naapurimaiden ja -alueiden kulutuksen ja tuotannon tasapainosta. Myös edellisessä luvussa käsitelty kapasiteetin kehitys naapurimaissa vaikuttaa kapasiteetin riittävyys sen kautta myös Suomeen tuotavaan sähkön määrään. Toinen sähkön tuontiin vaikuttava tekijä on rajasiirtoyhteyksien vikaantuminen.

Tuontisähkön saatavuutta on arvioitu käyttämällä historiadataa sääolosuhteiden osalta ja ottaen huomioon tulevaisuuden tuotanto- ja tuontikapasiteetin kehitys lähialueiden maissa ja maiden välillä. Tulevien vuosien tuontisähkön saatavuus riippuu naapurimaiden- ja alueiden kyvystä kattaa ensimmäisenä oma kysyntä ja mahdollisuudesta tuoda Suomeen ylijäämä sähkö. Naapurimaiden kapasiteetin riittävyttä on arvioitu muodostamalla jokaiselle alueelle tuntitason käytettävissä olevan kapasiteetin profiilit käyttäen Pöryn BID3 markkinamallia. Käytettävissä olevaa kapasiteettia (alueen tuotanto vähennettynä alueen kysynnällä sekä huomioiden sähkön vienti ja tuonti) verrataan kyseisen alueen ja Suomen väliseen siirtoyhteyden kapasiteettiin. Tämän avulla muodostetaan profiilit, jotka kuvaavat kuinka paljon kyseisen siirtoyhteyden kautta voidaan tuoda sähköä Suomeen suhteessa siirtoyhteyden kapasiteettiin. Kuvassa 17 on esitetty naapurimaista tuotavissa olevan sähkön määrä suhteessa rajasiirtoyhteyksien kokonaiskapasiteettiin.

<sup>15</sup> Dynamic transmission tariff on the EU (Finnish) border – Russian border, SKM Market Predictor AS, 2015



**Kuva 17 Naapurimaista tuotavissa olevan sähkön määrä suhteessa kaikkien rajasiirtoyhteysien (noin 5 100 MW) kapasiteettiin vuonna 2018. Profiili kuvaa vuoden 2018 tilannetta käyttäen perusprofiilia (2011), jonka lisäksi mallinnuksessa huomioidaan jokaiselle tunnille tyypillinen hajonta**

Edellä esitetty profiili kuvaa perusprofiilia, jonka lisäksi mallinnuksessa huomioidaan jokaiselle ajanhetkelle tyypillinen positiivinen tai negatiivinen satunnaismuuttuja joka lisätään perusprofiiliin. Määritettäessä naapurimaista Suomeen vietäväksi käytettävissä olevaa kapasiteettia, mallinnuksessa käytetään kysynnän perusprofiilin määrityksessä käytetyn vuoden säädettä. Tällä varmistetaan, että riippuvuudet kulutuksen ja tuulivoimatuotannon välillä ovat oikein huomioitu läpi Euroopan. Lisäksi, tarkastellessa esimerkiksi vuotta 2018, otetaan huomioon kehitys lähialueiden tuotantokapasiteeteissa ja siirtoyhteysissä.

Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen sekä Venäjän ja Suomen välisten siirtoyhteysien kautta kapasiteettia on saatavilla Suomeen tuotavaksi erittäin hyvin. Vesivoiman tuotantokapasiteetti sijaitsee suurelta osin Pohjois-Norjassa sekä Ruotsin pohjoisosissa, minkä vuoksi pohjoisen rajasiirtoyhteyden kautta saatavuus on erittäin hyvä. Lisäksi Luoteis-Venäjällä on runsaasti ylikapasiteettia mikä mahdollistaa hyvän saatavuuden Suomen ja Venäjän välisille siirtoyhteysille. Venäjän tuontiin vaikuttavat kapasiteettimaksut, jotka nostavat Luoteis-Venäjän hinnat vuorokauden kulutushuippujen aikaan korkeiksi ja siten sähkön tuonti Suomeen on vähentynyt. Kaupankäynti Suomen ja Venäjän välillä perustuu pääosin bilateraali kauppaan, jossa Venäjältä tuotava sähkön määrä seuraavalle päivälle päätetään ennen Nord Poolin kaupankäynnin sulkeutumista ja sähkön hinnan laskemista/ilmoittamista seuraavalle päivälle. Osa sähkönsiirtoyhteyskapasiteetista on varattu myös pörssi-kaupalle (Elspot ja Elbas).

Etelä-Ruotsin ja Etelä-Suomen sekä Viron ja Suomen välisten siirtoyhteysien kautta kapasiteettia on saatavilla heikommin. Ruotsissa kulutus keskittyy hinta-alueille SE3 ja SE4, joiden kautta on useita rajasiirtoyhteys Manner-Eurooppaan. Suuri osa etenkin vesivoimatuotannosta sijaitsee suurinta kulutusalueita pohjoisemmassa. Lisäksi Etelä-Ruotsista on poistumassa merkittävä määrä ydinvoimaa lähivuosina, mikä aiheuttaa entisestään kulutuksen ja tuotannon epätasapainoa. Samalla se pienentää Suomeen tuotavissa olevan sähkön määrää.

Kaikki rajasiirtoyhteydet on mallinnettu erikseen huomioiden jokaiselle yhteydelle ominainen ennakoimaton epäkäytettävyysskerroin. Rajasiirtoyhteysien käytettävyys vaihtelee siirtoyhteyden teknisten ominaisuuksien mukaan. Osa siirtoyhteysistä on suhteellisen uusia ja toimia käytettävyyden parantamiseen on tehty. Tämän vuoksi useamman vuoden takaiset toteutuneet käytettävyydetiedot eivät anna oikeaa kuvaa tämän hetken ja tulevien vuosien teknisestä käytettävyydestä. Ennakoimaton epäkäytettävyys Suomen ja naapurimaiden välisille

rajasiirtoyhteysille on määritetty perustuen ENTSO-E:n tilastoihin pohjoismaisten rajasiirtoyhteysien käytettävyydestä, joita on verrattu viime vuosien UMM-tilastoihin<sup>1617</sup>. Myös Fingridin asiantuntijan näkemystä on kuultu rajasiirtoyhteysien käytettävyyksistä. Taulukossa 7 on listattu ennakoimaton epäkäytettävyys eri rajasiirtoyhteysille.

**Taulukko 7 Rajasiirtoyhteysien ennakoimaton epäkäytettävyys**

| <b>Rajasiirtoyhteys</b>           | <b>Ennakoimaton epäkäytettävyys</b> |
|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Fennoskan 1 & 2                   | 6 %                                 |
| Pohjois-Suomen ja -Ruotsin yhteys | 2 %                                 |
| Estlink 1 & 2                     | 6 %                                 |
| Venäjä                            | 2 %                                 |

<sup>16</sup> Nordic and Baltic grid disturbance and fault statistics 2010-2014, ENTSO-E

<sup>17</sup> <http://umm.nordpoolspot.com>. Viitattu 27.6.2016

### 3. TULOKSET

Mallinnuksen tuloksia vuosille 2017–2022 tarkastellaan tehovajeen ja energiavajeen odotusarvojen osalta sekä erikseen eri haittakustannusten ja tehoreservin hankintakustannusten suhteen. Tehovajeen ja energiavajeen odotusarvot kertovat toimitusvarmuuden tason, mutta eivät ota kantaa kuluttajille aiheutuviin kustannuksiin. Käyttämällä eri haittakustannusten ja tehoreservin hankintakustannusten arvoja voidaan määrittää tehoreservikapasiteetin määrä, jolla saavutetaan alhaisimmat kokonaiskustannukset.

#### 3.1 Teho- ja energiavajeen odotusarvot

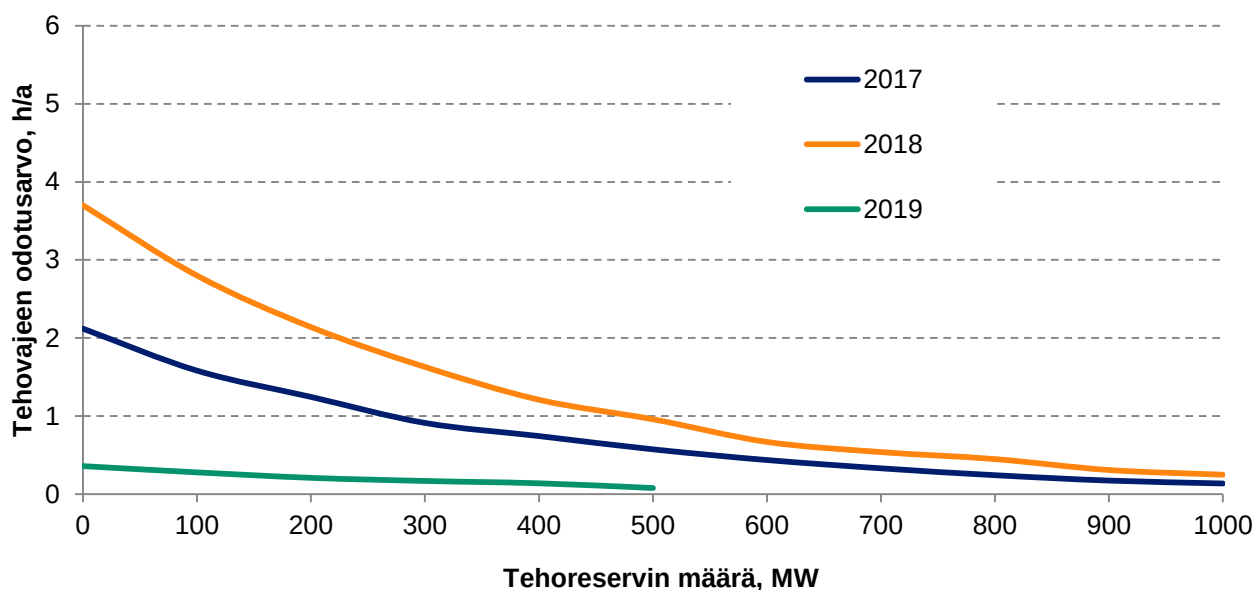
Teho- ja energiavajeen odotusarvot saavuttavat korkeimmat arvonsa vuonna 2018 ennen Olkiluodon 3. yksikön käyttöönottoa ilman tehoreserviä. Toimitusvarmuuden taso nousee vuonna 2019 OL3:n käyttöönoton myötä tehovajeen odotusarvon laskiessa noin kymmenesosaan verrattuna vuoden 2018 tasoon.

Vuonna 2018 tehovajeen odotusarvo on 3,7 h/a. Tehovajeen odotusarvoa vastaava energiavajeen odotusarvo on tällöin 1,3 GWh/a. Vuoden 2019 jälkeen tehovajeen odotusarvo nousee kysynnän kasvun myötä. Tuotantokapasiteetin osalta toimitusvarmuuden tasoon vaikuttavat muutokset koskevat lähinnä sähkön ja kaukolämmön yhteistuotantokapasiteetin pientä laskua. Taulukossa 8 on esitetty teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2017–2022.

**Taulukko 8 Teho- ja energiavajeen odotusarvot ilman tehoreserviä vuosina 2017–2022**

| Vuosi | Tehovajeen odotusarvo (h/a) | Energiavajeen odotusarvo (GWh/a) |
|-------|-----------------------------|----------------------------------|
| 2017  | 2,12                        | 0,76                             |
| 2018  | 3,70                        | 1,32                             |
| 2019  | 0,36                        | 0,11                             |
| 2020  | 1,06                        | 0,38                             |
| 2021  | 0,96                        | 0,35                             |
| 2022  | 0,86                        | 0,32                             |

Kuvassa 18 on esitetty tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservin määrästä vuosina 2017–2019. Vuonna 2018 tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservin määrästä on suurin. Esimerkiksi vuonna 2018 300 MW:n tehoreservikapasiteetti laskee tehovajeen odotusarvoa alle puoleen verrattuna tilanteeseen ilman tehoreservikapasiteettia. Vertailun vuoksi vuonna 2019 tehoreservikapasiteetti ei merkittävästi laske tehovajeen odotusarvoa verrattuna lähtötilanteeseen. Vuosina 2020–2022 tehovajeen odotusarvon kehitys osuus vuosien 2017 ja 2019 väliin, mutta niitä ei ole erikseen mallinnettu.



Kuva 18 Tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservin määrästä vuosina 2017-2018

### 3.2 Kustannustehokas tehoreservin määrä eri lähtöoletuksilla ja herkkyystarkasteluissa

Kokonaiskustannusten kannalta optimaalista toimitusvarmuuden tasoa ja tehoreservin määrää tarkastellaan seuraavien tekijöiden osalta:

- Eri haittakustannuksilla eli VOLL-arvoilla, koska Suomessa ei ole tällä hetkellä määritelty tiettyä arvoa toimitusvarmuustarkasteluihin
- Eri tehoreservin hankintakustannusten arvoilla, koska hankintavaiheessa kapasiteettitarjouksissa on hajontaa
- Erilliset herkkyystarkastelut korkeammalle kysynnälle ja alhaisemmalle käytettävissä olevalle kapasiteetille, jotta nähdään mikä vaikutus lähtötietojen muutoksella on toimitusvarmuuden tasoon ja kustannustehokkaan tehoreservin määrään

Taulukossa 9 on kuvattu tarkastellut skenaariot eri haittakustannuksilla (VOLL) ja tehoreservin hankintakustannuksilla (COE, Cost of Extension). Näiden arvojen valintaa on perusteltu seuraavissa luvuissa. Kuten edellisessä luvussa todettiin, toimitusvarmuuden taso paranee merkittävästi vuonna 2019, vuosien 2017 ja 2018 ollessa kriittisimmät. Perusskenaariossa tulokset esitetään vuosille 2017–2022, kun taas eri haitta- ja tehoreservin hankintakustannuksilla tuloksia tarkastellaan keskittyen kriittisimpiin vuosiin 2017 ja 2018 siten, että molempien vuosien kokonaiskustannukset ovat yhteenlaskettuna. Tämä tarkastelutapa on valittu siksi, että tehoreservikapasiteetti tulisi hankkia vähintään 2 vuodeksi, jotta se olisi käytössä myös vuonna 2018, jolloin tehovajeen odotusarvo on korkea.

Korkeamman kysynnän sekä alhaisemman kapasiteetin herkkyystarkastelu toteutetaan perusskenaarion haitta- ja tehoreservin hankintakustannuksilla.



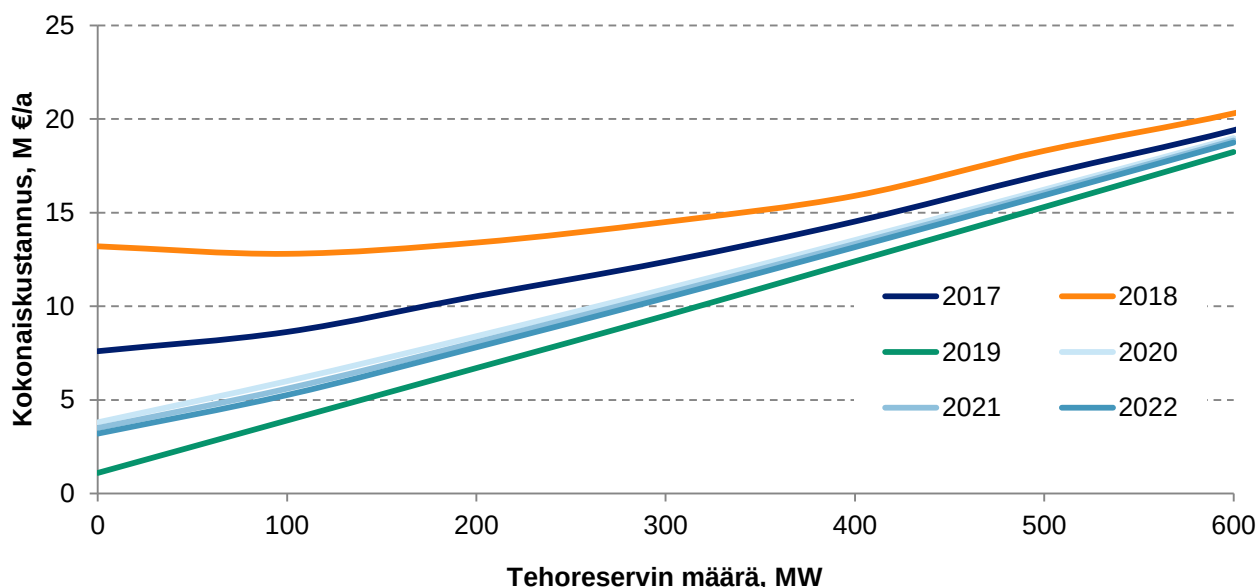
**Taulukko 9 Tarkasteltavat lähtöarvot haittakustannukselle (VoLL) ja tehoreservin keskimääräiselle hankintakustannukselle**

|                                    |        | Haittakustannus, €/MWh |                       |             |
|------------------------------------|--------|------------------------|-----------------------|-------------|
|                                    |        | 5 000                  | 10 000                | 20 000      |
| Reservin hankintakustannus, €/MW/a | 20 000 |                        | Alhainen COE          |             |
|                                    | 30 000 | Alhainen VoLL          | <b>Perusskenaario</b> | Korkea VoLL |
|                                    | 50 000 |                        | Korkea COE            |             |

### 3.2.1 Perusskenaario

Perusskenaariossa haittakustannukseksi on valittu 10 000 €/MWh ja tehoreservin hankintakustannukseksi 30 000 €/MW/a. Haittakustannus sijoittuu kansainvälisen haittakustannusvertailun vaihteluväliin (luku 2.1.1). Tehoreservin hankintakustannus vastaa olemassa olevan kaasuturbiinilaitoksen tyypillisiä vuotuisia ylläpitokustannuksia. Perusskenaariossa tehoreservilaitosten hankintaperiaatteeksi on oletettu, että käytetään olemassa olevaa kapasiteettia, joka ei vähennä kapasiteettia markkinoilta. Käytännössä tämä tarkoittaa nykyisiä tehoreservilaitoksia tai jo markkinoilta poistuneita laitoksia. Mikäli hankittavat laitokset pienentävät markkinoilla olevaa kapasiteettia, tulee se huomioida tuloksia tarkastellessa.

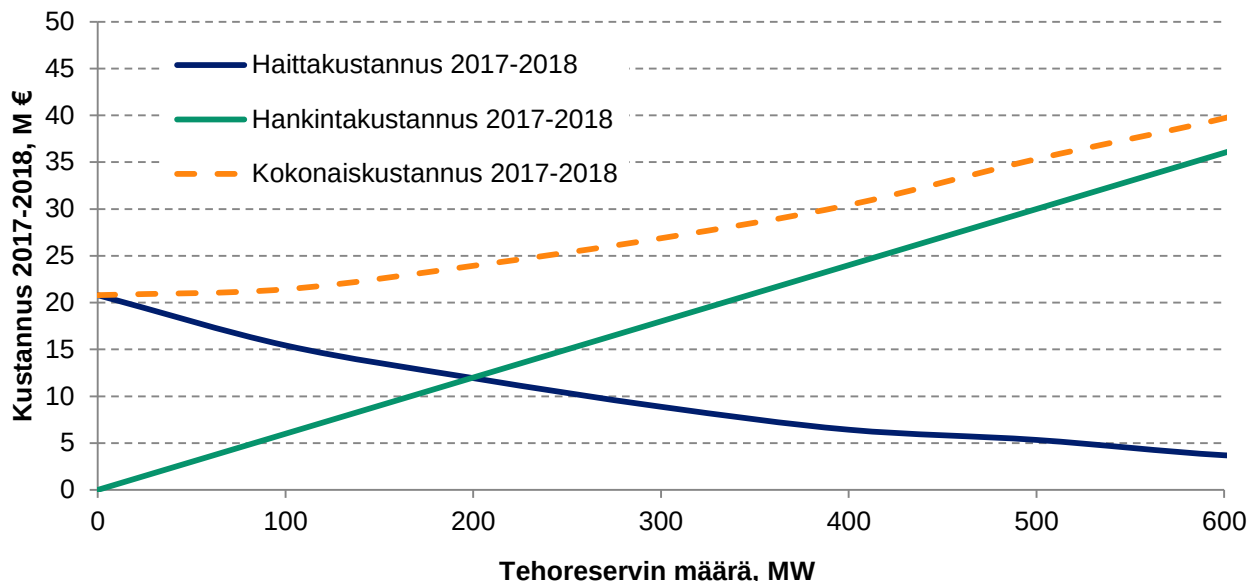
Kuvassa 19 on esitetty haittakustannuksista ja hankintakustannuksista koostuvat kokonaiskustannukset perusskenaariossa vuosina 2017–2022. Kustannustehokas toimitusvarmuuden taso ja tehoreservin määrä saavutetaan kokonaiskustannusten ollessa alhaisimmat. Vuotta 2018 lukuun ottamatta, jokaisena vuotena alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan tehoreservikapasiteetin ollessa 0 MW. Vuonna 2018 kokonaiskustannukset saavuttavat minimitason tehoreservikapasiteetin ollessa 0-100 MW.



**Kuva 19 Kokonaiskustannusten riippuvuus tehoreservikapasiteetista perusskenaariossa vuosina 2017-2022**

Tehoreservin tarvetta määriteltäessä tulee vuosien 2017 ja 2018 kustannuksia tarkastella yhteenlaskettuna. Kuvassa 20 on esitetty vuosien 2017 ja 2018 yhteenlasketut haittakustannukset, hankintakustannukset ja kokonaiskustannukset ja niiden riippuvuus tehoreservikapasiteetista. Edellisen kuvan mukaan vuoden 2018 kustannustehokas tehoreservin määrä on 0-100 MW.

Tarkasteltaessa vuosia 2017 ja 2018 yhteenlaskettuna, kustannustehokas tehoreservin määrä on 0 MW. Kokonaiskustannusten määrä pysyy kuitenkin lähes samalla tasolla, vaikka tehoreservin määrä olisi 100 MW.



Kuva 20 Vuosien 2017 ja 2018 yhteenlaskettujen haittakustannuksen, hankintakustannuksen ja kokonaiskustannusten riippuvuus tehoreservikapasiteetista

### 3.2.2 Haittakustannuksen tason vaikutus

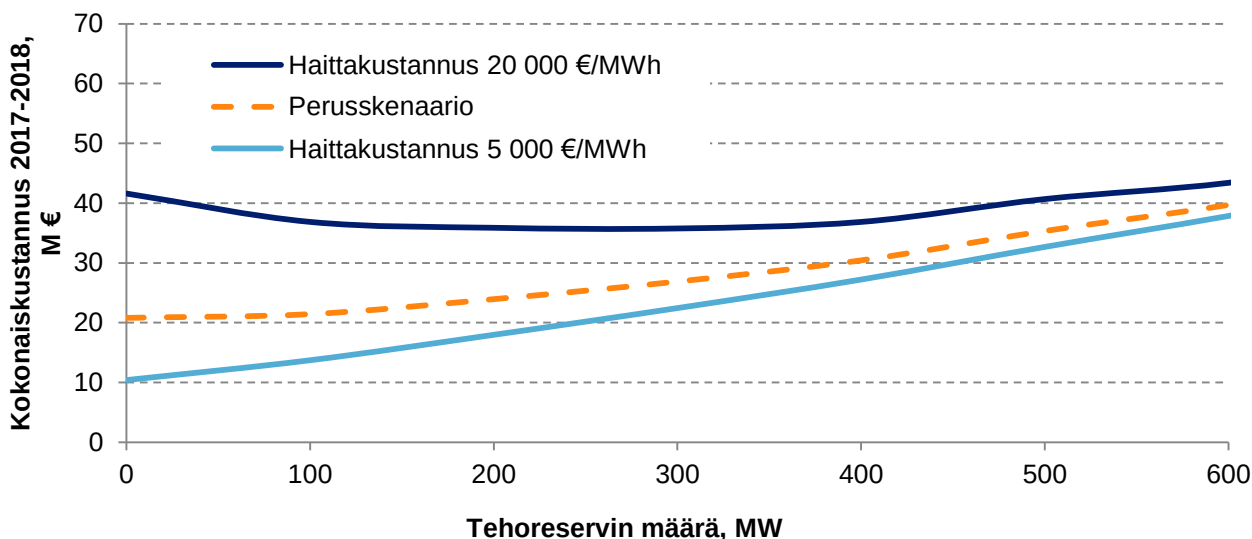
Tarkastelussa haittakustannusten arvot vaihtelevat välillä 5 000 – 20 000 €/MWh. Alaraja vastaa säätösähkömarkkinoiden hintakattoa ja ylärajana käytetään arvoa, joka vastaa Iso-Britanniassa teetetyt tutkimuksen mukaan pienille ja keskisuurille yrityksille aiheutuvia haittakustannuksia. Arvioitaessa kustannusoptimaalista toimitusvarmuuden tasoa eri haittakustannuksilla käytetään tehoreservin hankintakustannuksena perusskenaarion arvoa 30 000 €/MW/a. Tässä luvussa tarkasteltavat skenaariot on esitetty ao. taulukossa.

Taulukko 10 Haittakustannuksen (VOLL) tarkastellut lähtöarvot (oranssi tausta)

|                                    |        | Haittakustannus, €/MWh |                |             |
|------------------------------------|--------|------------------------|----------------|-------------|
|                                    |        | 5 000                  | 10 000         | 20 000      |
| Reservin hankintakustannus, €/MW/a | 20 000 |                        | Alhainen COE   |             |
|                                    | 30 000 | Alhainen VoLL          | Perusskenaario | Korkea VoLL |
|                                    | 50 000 |                        | Korkea COE     |             |

Haittakustannusten taso vaikuttaa kokonaiskustannuksiin ja kustannustehokkaaseen tehoreservin tasoon. Haittakustannuksen arvolla 20 000 €/MWh alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan tehoreservikapasiteetin ollessa 100–400 MW (Kuva 21). Kokonaiskustannukset vaihtelevat näillä tehoreservin määrillä vain noin 1 M€ kahden vuoden ajanjaksolla. Kyseisellä tehoreservin määrällä kokonaiskustannukset vuosina 2017 ja 2018 ovat yhteensä noin 36 M€. Haittakustannuksen arvolla 5 000 €/MWh kokonaiskustannukset jäivät alhaisemmiksi ja kustannukset johtuvat pääosin

tehoreservin hankintakustannuksista. Matalalla haittakustannuksella alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan ilman tehoreserviä.



Kuva 21 Yhteenlasketut kokonaiskustannukset vuosille 2017 ja 2018 haittakustannuksen arvoilla 5 000, 10 000 ja 20 000 €/MWh (tehoreservin hankintakustannus 30 000 €/MW/a)

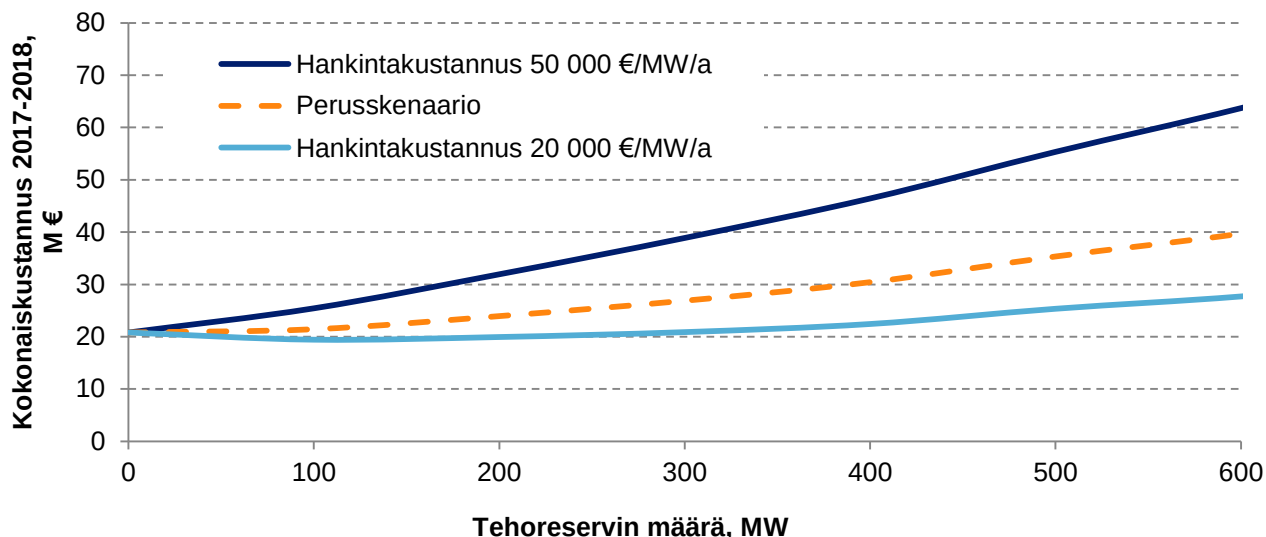
### 3.2.3 Tehoreservin hankintakustannuksen vaikutus

Herkkyystarkastelussa tehoreservin hankintakustannuksen arvot vaihtelevat välillä 20 000 – 50 000 €/MW/a. Nykyisten tehoreservilaitosten hankintakustannukset olivat välillä 22 000 – 24 000 €/MW/a, jotka ovat alhaisemmat kuin perusskenaarion tyypillisen kaasuturbiinilaitoksen vuosittainen ylläpitokustannus. Tämän vuoksi herkkyyystarkastelun alarajaksi on valittu hieman nykyisten reservilaitosten kustannusta alhaisempi arvo. Keskimääräiseen hankintakustannukseen voi vaikuttaa myös kysyntäjoustoreservin suurempi osuus kokonaismäärästä. Nykyiseen tehoreserviin kuuluvan kysyntäjoustoyksikön hankintakustannus oli 12 000 €/MW/a. Mikäli tehoreservikapasiteettia hankittaisiin selvästi enemmän, nousisi hankintakustannus todennäköisesti korkeammaksi. Vastaavissa selvityksissä on usein myös tarkasteltu optimaalista toimitusvarmuuden tasoa käyttämällä uuden kaasuturbiinilaitoksen vuotuisia ylläpito- ja pääomakustannuksia, noin 80 000 €/MW/a (CONE, Cost of New Entry). Suomen tapauksessa tämä ei ole todennäköinen vaihtoehto minkä vuoksi herkkyyystarkastelun ylärajaksi on valittu 50 000 €/MW/a, joka osuu tälle kaudelle valitsematta jääneiden voimalaitosten tarjousten vaihteluväliin (37 500 – 61 500 €/MW/a). Haittakustannuksena herkkyyystarkastelussa käytetään tehoreservin perusskenaarion arvoa 10 000 €/MWh. Tässä luvussa tarkasteltavat skenaariot on esitetty ao. taulukossa.

Taulukko 11 Tehoreservin hankintakustannusten herkkyyystarkasteluskenaariot (oranssi tausta)

|                                    |        | Haittakustannus, €/MWh |                |             |
|------------------------------------|--------|------------------------|----------------|-------------|
|                                    |        | 5 000                  | 10 000         | 20 000      |
| Reservin hankintakustannus, €/MW/a | 20 000 |                        | Alhainen COE   |             |
|                                    | 30 000 | Alhainen VoLL          | Perusskenaario | Korkea VoLL |
|                                    | 50 000 |                        | Korkea COE     |             |

Hankintakustannuksen arvolla 50 000 €/MW/a vuosien 2017 ja 2018 yhteenlasketut kokonaiskustannukset nousevat jyrkästi tehoreservikapasiteetin noustessa ja kustannustehokas tehoreservin määrä on 0 MW (Kuva 22). Hankintakustannuksen arvolla 20 000 €/MW/a alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan tehoreservikapasiteetin ollessa noin 100 MW vuosina 2017 ja 2018. Alhaisimmalla hankintakustannuksella yhteenlasketut kokonaiskustannukset vuosille 2017 ja 2018 pysyvät noin 20 M€ tasolla tehoreservikapasiteetin ollessa 0–300 MW.



Kuva 22 Yhteenlasketut kokonaiskustannukset vuosille 2017 ja 2018 hankintakustannuksen arvoilla 20 000, 30 000 ja 50 000 €/MW/a (haittakustannus 10 000 €/MWh)

### 3.2.4 Herkkyystarkastelu – korkeampi kysyntä

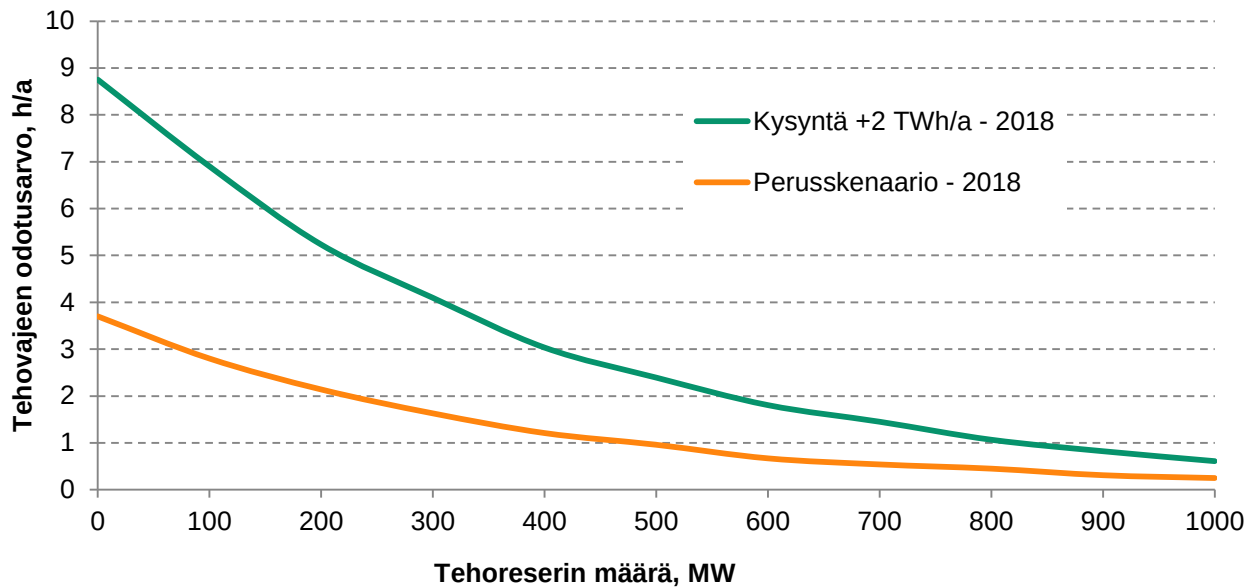
Työ- ja elinkeinoministeriössä valmisteilla olevassa energia- ja ilmastostrategiassa sähkön vuosikulutus strategian perusskenaariossa on vuonna 2018 noin 2 TWh korkeampi kuin tämän työn mallinnuksen perusskenaariossa. Toimitusvarmuuden tasoa korkeammalla kysynnällä on tarkasteltu ainoastaan vuotta 2018. Taulukossa 12 on esitetty sähkön kysynnän ennusteet mallinnuksen perusskenaariossa sekä energia- ja ilmastostrategian perusskenaariossa.

Taulukko 12 Sähkön kysynnän ennusteet perusskenaariossa ja herkkyystarkastelussa

| Sähkön kysyntä                     | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Perusskenaario, Pöryn ennuste      | 84,9 | 85,4 | 85,6 | 86,0 | 86,1 | 86,0 |
| Herkkyystarkastelu, TEM:n ennuste* | 86,9 | 87,4 | 87,8 | 88,3 | 88,6 | 89,0 |

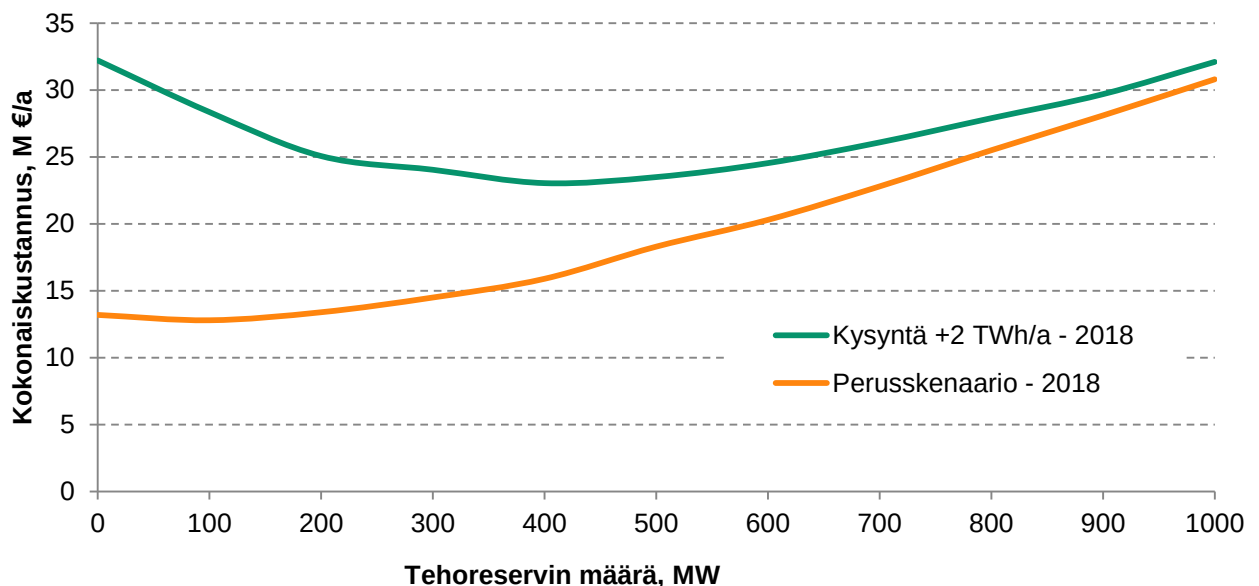
\* Energia ja ilmastostrategian perusskenaario, 2016

Mallinnuksen lähtöoletusten muuttuessa myös teho- ja energiavajeen odotusarvot muuttuvat. Korkeammalla kysynnällä tehovajeen odotusarvo ilman tehoreservikapasiteettia on 8,8 h/a vuonna 2018. Tehovajeen odotusarvoa vastaava energiavajeen odotusarvo on 3,2 GWh/a. Kuvassa 23 on esitetty tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservin määrässä perusskenaariossa ja kysynnän ollessa 2 TWh/a korkeampi vuonna 2018. Korkeammalla kysynnällä tehovajeen odotusarvo laskee nopeammin verrattuna perusskenaarioon tehoreservimäärän noustessa.



**Kuva 23 Tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreserin määrästä vuonna 2018 perusskenaariossa ja kysynnän ollessa 2 TWh/a korkeampi**

Korkeamman kysynnän herkkyytstarkastelussa on käytetty perusskenaariota vastaavia haittakustannuksen (10 000 €/MWh) ja hankintakustannuksen (30 000 €/MW/a) arvoja. Alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan tehoreservikapasiteetin ollessa 400 MW, jolloin tehovajeen odotusarvo on 3,0 h/a (Kuva 24). Tarkastelussa on verrattu korkeamman kysynnän tilannetta perusskenaarioon ainoastaan vuoden 2018 osalta, ei yhteenlaskettuna vuosille 2017 ja 2018.

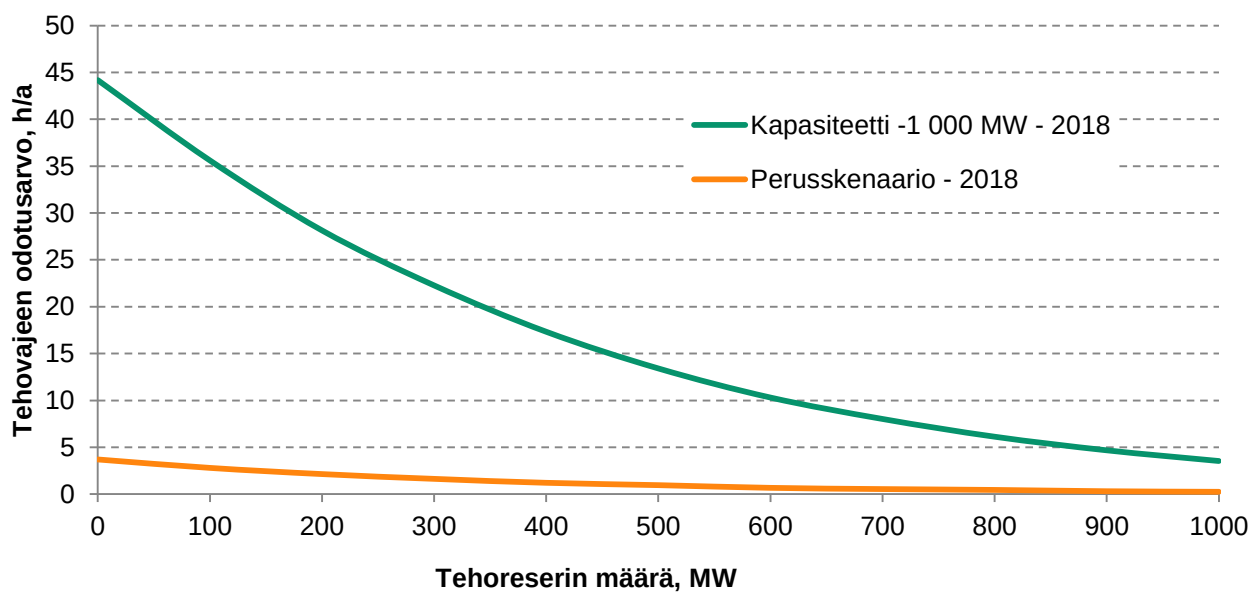


**Kuva 24 Kokonaiskustannukset korkeammalla kysynnällä (+2 TWh/a) ja perusskenaariossa vuonna 2018. Haittakustannus 10 000 €/MWh ja hankintakustannus 30 000 €/MW/a**

### 3.2.5 Herkkyystarkastelu – selkeästi alhaisempi kapasiteetti

Työssä tarkasteltiin myös tilannetta, jossa käytettävissä olevaa kapasiteettia on 1 000 MW vähemmän kuin perusskenaarion lähtötiedoissa. Tämä voi olla seurausta esimerkiksi pitkäkestoisesta rajasiirtoyhteyksien tai voimalaitosten vikaantumisesta tai muusta epäkäytettävyydestä.

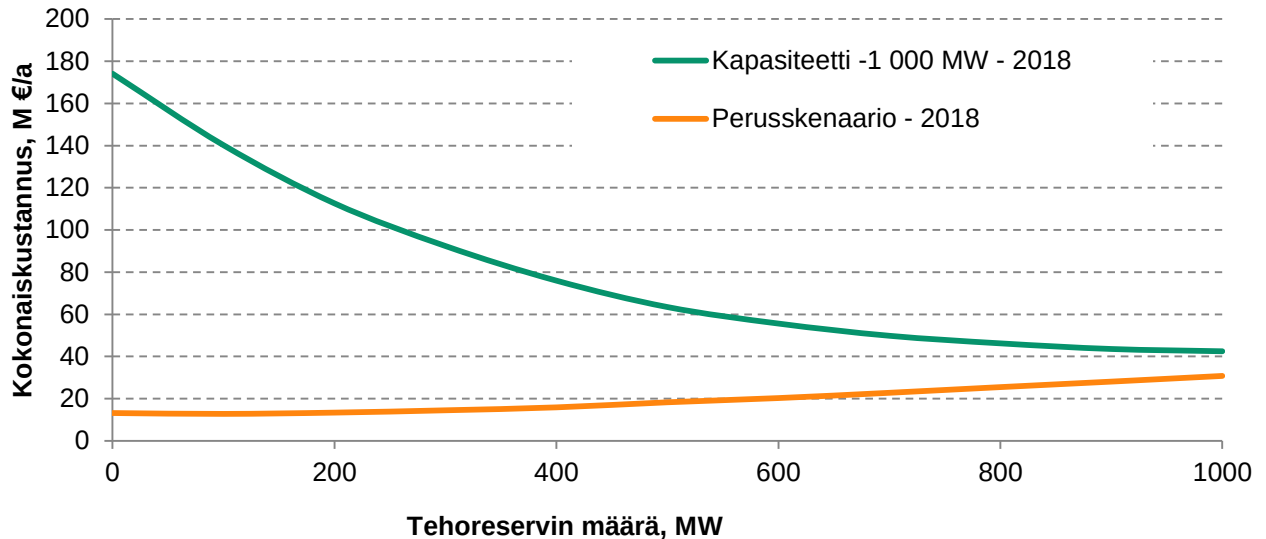
Vuonna 2018 alhaisemmalla kapasiteetilla on merkittävä vaikutus toimitusvarmuuden tasoon. Tehovajeen odotusarvo ilman tehoreservikapasiteettia on noin 44 h/a ja energiavajeen odotusarvo 17,4 GWh/a.



**Kuva 25 Tehovajeen odotusarvon riippuvuus tehoreservin määrästä vuonna 2018 perusskenaariossa ja kapasiteetin ollessa 1 000 MW alhaisempi kuin perusskenaarion lähtötiedoissa**

Alhaisemman kapasiteetin herkkyystarkastelussa on käytetty perusskenaariota vastaavia haittakustannuksen (10 000 €/MWh) ja hankintakustannuksen (30 000 €/MW/a) arvoja. Alhaisimmat kokonaiskustannukset saavutetaan tehoreservin määrän ollessa 1 000 MW eli juuri käytettävissä olevan kapasiteetin muutoksen verran (Kuva 26). Mikäli tehoreservikapasiteettia hankittaisiin kyseinen määrä, olisi keskimääräinen hankintakustannus todennäköisesti korkeampi kuin 30 000 €/MW/a. Käytettäessä hankintakustannusta 50 000 €/MW/a, kustannustehokkaan tehoreservikapasiteetin määrä laskisi 100–200 MW.





Kuva 26 Kokonaiskustannukset alhaisemmalla kapasiteetilla (-1 000 MW) ja perusskenaariossa vuonna 2018. Haittakustannus 10 000 €/MWh ja hankintakustannus 30 000 €/MW/a

### 3.3 Johtopäätökset

Perusskenaariossa käytetyillä lähtöoletuksilla – haittakustannus 10 000 €/MWh ja tehoreservin keskimääräinen hankintakustannus 30 000 €/MW/a – kustannustehokas tehoreservin määrä vuosille 2017–2022 on 0 MW, jos otetaan huomioon, että vuoden 2018 tehoreservi olisi hankittava kahden vuoden sopimuksella. Toimitusvarmuutta voidaan kuitenkin parantaa lisäkapasiteetilla kokonaiskustannusten kasvaessa maltillisesti vuosina 2017–2018, jolloin tehotilanne on tarkastellulla aikavälillä tiukin. Jos toimittamatta jääneen energian haittakustannukselle käytetään eri Euroopan maissa käytettyjen arvojen vaihteluvälin ylärajaa (20 000 €/MWh), kustannustehokas tehoreservin määrä näille vuosille on 100–400 MW. Kokonaiskustannukset vaihtelevat näillä tehoreservin määrittäillä vain noin 1 M€ kahden vuoden ajanjaksolla. Sama vaikutus on perusskenaariota alhaisemmilla hankintakustannuksilla: 20 000 €/MW/a keskimääräisellä hankintakustannuksella kustannustehokas tehoreservin määrä on 100 MW kokonaiskustannusten pysyessä suhteellisen tasaisina välillä 0–300 MW.

Vuosista tiukin toimitusvarmuuden kannalta on 2018, jolloin tehovajeen odotusarvo (LOLE) on 3,7 h/a. Niissä Euroopan maissa, joissa on asetettu virallinen tavoitetaso tehovajeen odotusarvolle, vaihteluväli on 3–8 h/a. Suomessa tehovajeen odotusarvolle ei ole virallista tavoitetta. Vuonna 2018 alle 3 h/a LOLE vaatisi tehoreservikapasiteettia 100 MW, jonka vaikutuksesta LOLE putoaa 2,8 tuntiin vuodessa. 100 MW on myös kustannustehokas tehoreservin määrä, jos vuotta tarkastellaan 2018 yksin, eikä oteta huomioon, miten tehoreservi käytännössä hankitaan.

Kysynnän ja käytettävissä olevan kapasiteetin osalta tehdyistä herkkyystarkasteluista nähdään, että tehotilannetta heikentävät muutokset lähtötiedoissa vaikuttavat välittömästi kustannustehokkaan tehoreservin määrään. 2 TWh/a lisäys kysynnässä vuonna 2018 (+2,3 %) lisää optimaalista tehoreservikapasiteettia 300 MW (100 MW → 400 MW), jos vuotta 2018 tarkastellaan yksin. Samankaltainen vaikutus on luonnollisesti sillä, jos käytettävissä oleva kapasiteetti pienenee selkeästi. Tässä työssä tätä havainnollistettiin 1000 MW:n vähennyksellä vuonna 2018, joka lisää kustannustehokkaan tehoreservin määrää vastaavalla määrällä, jos käytetään muuten samoja lähtöoletuksia kuin perusskenaariossa ja vuotta 2018 tarkastellaan yksin.

## 4. POHDINNAT TEHORESERVIJÄRJESTELMÄN KEHITTÄMISEKSI

### 4.1 Kysyntäjoustoreservi

Tehoreservikapasiteetin edellisessä hankinnassa kaudelle 2015–2017 oli mukana yksi tarjous kysyntäjoustokohteesta, 10 MW lämpöpumpputyksikkö.<sup>18</sup> Tämän hankintakustannus oli 12 000 €/MW/a, mikä oli alempi kuin minkään tarjotun voimalaitosyksikön kustannus. Kustannukset eivät kuitenkaan ole suoraan verrattavissa, koska kysyntäjoustokohteet osallistuvat tehoreserviin vain talvikaudella 1.12.–28.2., kun taas voimalaitokset ovat osa tehoreservikapasiteettia koko hankintakauden ajan, joskin selkeästi pidemmällä käynnistysajalla talvikauden ulkopuolella. Kysyntäjoustopuolelta tavoiteltiin hankinnassa 40 MW:a, mutta vain yksi kohde osallistui tarjouskilpailuun.

Tämän perusteella on oletettavissa, että nykyiset osallistumisvaatimukset tai hintataso eivät houkuttele kysyntäjoustokohteita osallistumaan tehoreserviin. Ruotsin tehoreservilain mukaan vähintään 25 % tehoreservin määrästä tulisi olla kysyntäjoustoa<sup>19</sup> ja nykyisestä 1000 MW:n tehoreservistä kysyntäjoustoa on 340 MW<sup>20</sup>. Kysyntäjoustokapasiteetti koostuu kahdesta teollisuuslaitoksesta, jollaisia Suomen tehoreservistä ei löydy. Yksi selkeä ero Suomen ja Ruotsin välillä on se, että Ruotsissa kysyntäjoustokohteille sallitaan talvikaudella 95 % käytettävyys<sup>21</sup>, kun taas tehoreservilain mukaan Suomessa kaiken tehoreservikapasiteetin on oltava käytettävissä koko talvikauden ajan<sup>22</sup>. Tämä todennäköisesti vähentää mahdollisten tarjoajien määrää.

Tehoreservilaissa vaaditaan lisäksi, että kysyntäjoustokohteen on kyettävä 10 MW:n joustoon 10 minuutin kuluessa ja sillä on oltava valmius vähintään 200 tunnin käyttöaikaan sopimuksen mukaisella täydellä teholla talvikaudella. Ensimmäinen vaatimus voi sulkea pienempien toimijoiden osallistumisen tehoreserviin. Esimerkiksi Fingrid on päättänyt laskea säätösähkösopimusten vähimmäiskapasiteetin 5 MW:iin alkaen syksystä 2016 lisätäkseen tarjontaa säätösähkömarkkinoilla.<sup>23</sup> 5 MW:n vähimmäiskapasiteetti on käytössä myös Ruotsin tehoreservissä. Jälkimmäinen vaatimus voi myös sulkea pois potentiaalisia tarjoajia ja sen tarvetta olisi syytä tarkastella ottaen huomioon, miten usein tehopolutilanteita voi tapahtua yhden talvikauden aikana.

Tämän työn ohjausryhmässä nostettiin myös esiin haasteena kysyntäjoustopuolelta osallistumiselle pitkät, yleensä kahden vuoden, hankintajaksot. 100 %:n käytettävyyden takaaminen kahdeksi talveksi eteenpäin voidaan nähdä haastavana esimerkiksi teollisuuskohteissa. Tehoreservilaki sallii eripituiset hankintajaksot erityyppisen kapasiteetin osalta.<sup>24</sup> Tämä mahdollistaisi lyhyemmät hankintajaksot kysyntäjoustopuolelta kuin voimalaitoskapasiteetille ja antaisi lisäksi mahdollisuuden hankkia eri määrän tehoreservia eri talvikausille. Tässä tosin riskinä on, että jos myöhemmässä hankinnassa tarjouksia ei saada riittävää määrää, tehoreservin kokonaismäärä voi jäädä tavoitetta pienemmäksi. Täydentävät hankinnat ovatkin ehkä olennaisempia tilanteissa, jossa alkuperäisessä hankinnassa valitun tehoreservimäärän ulkopuolelle jäävät tarjoukset ovat selvästi kalliimpia, jolloin niitä ei kokonaiskustannusten osalta kannataisi muutenkaan valita, tai jos tilanne muuttuu hankintahetkestä merkittävästi esimerkiksi voimalaitosten sulkemisten myötä.

<sup>18</sup> <https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Tehoreservin+hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+230415.pdf/d12eb349-f1b5-4327-99e7-783a95521f2e>. Viitattu 31.8.2016.

<sup>19</sup> [http://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016423-om-effektreserv\\_sfs-2016-423](http://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2016423-om-effektreserv_sfs-2016-423). Viitattu 31.8.2016.

<sup>20</sup> <http://www.svk.se/om-oss/press/forbrukningsreduktionsresurser-i-effektreserven-upphandlade-for-vintern-20152016-1965509/>. Viitattu 31.8.2016.

<sup>21</sup> <http://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/reserver/effektreserv/>. Viitattu 8.9.2016.

<sup>22</sup> Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä varmistavasta tehoreservistä. 9 §

<sup>23</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Lehdist%C3%B6tiedoteliitteet/2016/FINGRID-Sahkomarkkinat-tulevaisuus-2016-WEB.PDF>. Viitattu 31.8.2016.

<sup>24</sup> Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä varmistavasta tehoreservistä. 5 §

Kysyntäjoustoreservi on määritelmällisesti sähkömarkkinoiden ulkopuolella. Tämä tarkoittaa sitä, että joustoon kykenevä sähkönkulutuksen kohde ei voi osallistua Elspot-markkinoiden hinnan muodostukseen. Tämä voi tietyissä tilanteissa johtaa mahdollisesti merkittävästikin korkeampiin sähkön hintoihin, jos joudutaan käynnistämään kalliita huippuvoimalaitoksia sen sijaan, että tietty osa kysynnästä joustaisi. Kysyntäjoustoreserviä on kuitenkin perusteltua käyttää siirtymäkauden keinona, jos tämä on keino esimerkiksi välttää investointeja uusiin varavoimalaitoksiin ja kannustaa uusiin kysyntäjoustoinvestointeihin, jolloin tämä kysyntäjoustopotentialiaali voi osallistua myöhemmin sähkömarkkinoille.

Jos kysyntäjouaston määrää tehoreservissä halutaan lähitulevaisuudessa kasvattaa, yksi kehitysehdotus on hankkia kysyntäjoustoreserviä yhdeksi talvikaudeksi kerrallaan. Lisäksi tulisi tarkastella, onko nykyisiä käytettävyyksvaatimuksia mahdollista muuttaa. Muita tarkasteltavia asioita ovat tarjousten vähimmäiskoko ja 200 tunnin käyttöajan vaatimus. Viimeiset kolme asiaa vaativat kuitenkin muutoksia tehoreservilakiin. Pitkällä aikavälillä kysyntäjouaston tulisi kuitenkin osallistua sähkömarkkinoille ja tukea toimitusvarmuutta esimerkiksi hintajouaston kautta Elspot-markkinoilla.

## **4.2 Käytösääntöjen kehitysmahdollisuudet ja vaikutus pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin**

Nykyisten käytösääntöjen mukaan tehoreservillä tuotetun sähkön hinnaksi Elspot-markkinoilla asetetaan korkeimman kaupallisen tarjouksen hinta lisättynä laskentateknisellä komponentilla (+0,1 €/MWh). Kuten tämänkin työn tulosten käsittelyssä on tehty, tehoreservillä tuotetun energian arvoa tulisi verrata toimittamatta jääneen energian haittakustannukseen. Tällä hetkellä Elspot-markkinoilla on hintakatto, 3 000 €/MWh. Nykyisillä käytösäännöillä tehoreservin aktivointi saattaa heikentää niukkuustilanteiden hintasignaaleja, eikä hinta pääse välttämättä muodostumaan lähelle hintakattoa. Tämä voi heikentää etenkin sellaisten huippuvoimalaitosten mahdollisuutta kattaa kustannuksensa, jotka aktivoidaan harvoin ja jotka ovat täten erityisen riippuvaisia korkeiden hintojen tunneista. Jotta tehoreservi olisi aidosti markkinoiden ulkopuolella eikä aiheuttaisi hintakattoa edes välillisesti, tehoreservin aktivointihintaa tulisi nostaa Elspot-markkinan hintakattoon. Tätä mieltä on myös järjestelmäoperaattori Fingrid keväällä julkaisemassaan keskustelupaperissa sähkömarkkinoiden kehittämisestä.<sup>25</sup>

Samassa keskustelupaperissa Fingrid ehdottaa tehoreservimaksujen kohdistamista talvikauden arkipäiville ja päivätunneille. Tehoreservijärjestelmä rahoitetaan sähkönkulutukselle kohdistettavilla maksuilla, joita kerätään nykyisin tasaisesti ympäri vuoden. Valtaosa tehoreservijärjestelmän kustannuksista syntyy kuitenkin talvikaudella ja tehovajetilanteet syntyvät todennäköisimmin talvikauden arkipäivinä. Fingridin esimerkkiehdotuksen mukaan tehoreservimaksun yksikköhinnaksi muodostuisi noin 0,75 €/MWh kohdistettuna talvikauden arkipäivien ja päivätuntien kulutukselle ja 0 €/MWh muille tunneille käytettäessä käynnissä olevan tehoreservikauden hankintakustannuksia.<sup>26</sup> Tällä hetkellä tehoreservimaksu on noin 0,074 €/MWh kohdistettuna tasaisesti kaikille tunneille. Näin tehoreservimaksu kohdistuisi paremmin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti ja korkeammat hinnat kannustaisivat esimerkiksi aktiivisempaan kysyntäjouastoon. Tässä on kuitenkin otettava huomioon, onko maksun suuruus todella sellainen, että sillä olisi todellista vaikutusta, ja onko tehoreservijärjestelmä oikea tapa ohjata sähkön kulutusta vai tulisiko tämän tapahtua puhtaasti markkinaehtoisesti.

Edelleen Fingrid ehdottaa, että tehoreserveillä tai sitä vastaavilla mekanismeilla tuotetun sähkön hinnoitteluperiaatteet harmonisoitaisiin alueellisesti Itämeren alueen maissa. Tällä hetkellä Suomen ja Ruotsin tehoreservien hinnoitteluperiaatteet on harmonisoitu, mutta etenkin lisääntyvän

<sup>25</sup> <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Lehdist%C3%B6tiedoteliitteet/2016/FINGRID-Sahkomarkkinat-tulevaisuus-2016-WEB.PDF>. Viitattu 2.9.2016.

<sup>26</sup>

<https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/FG+20160420+EV+Tehoreservij%C3%A4rjestelyn+kehitys.pdf/0e67d483-cd4c-4cab-8756-d2d68e8fda51>. Viitattu 2.9.2016.

siirtoyhteyskapasiteetin myötä tilanne muissa Pohjoismaissa ja Pohjoismaiden ulkopuolella vaikuttaa enemmän hinnan muodostukseen Suomessa. Hinnoitteluperiaatteiden ja muiden käytösääntöjen harmonisoinnissa on tällöin erityisen tärkeää huomioida, ettei tehoreservin kaltaisten strategisten reservien aktivointi heikennä hinnanmuodostusta niukkuustilanteissa. Alueellisesti optimaalinen ratkaisu Pohjoismaissa olisi alueellinen toimitusvarmuuden määrittely ja mahdollisesti tarvittavan tehoreservin määrän arviointi ottaen huomioon kansalliset reunaehdot, joita syntyy esimerkiksi siirtoyhteysklien käytettävyydestä ja mahdollisista pullonkauloista.

**Pöyry Management Consulting Oy**

P.O.Box 4, Jaakonkatu 3,  
FI-01621 Vantaa, Finland

Pöyry on kansainvälinen konsultointi- ja suunnitteluyhtiö. Palvelemme energia-alan ja teollisuuden asiakkaita maailmanlaajuisesti. Paikallispalveluissa keskitymme avainmarkkinoillemme. Tarjoamme liikkeenjohdon konsultointia ja suunnittelupalveluita sekä vahvaa projektien toteutuskkyä ja asiantuntemusta. Keskeiset toimialamme ovat energiantuotanto, sähkön siirto ja jakelu, metsäteollisuus, kemianteollisuus ja biojalostus, metalli- ja kaivosteollisuus, liikenne ja vesi. Pöyryllä on laaja paikallistoimistoverkosto ja yhtiön palveluksessa on noin 6 000 asiantuntijaa.

[www.poyry.com](http://www.poyry.com)

