



**Huoltovarmuuskeskus, Energiavirasto ja työ- ja elinkeinoministeriö**

## **Selvitys keinoista sähkötehon riittävyyden varmistamiseksi kulutushuipuissa**

INNOVATION  
BY EXPERIENCE



# RAPORTTI



Tekijät  
Ville Hankalin  
Leena Sivill  
Leena Rantanen  
Jarkko Hellsten  
Kalevi Juuri

Päiväys  
11/08/2016

Projektitunnus  
ZHVKSTF

**Huoltovarmuuskeskus, Energiavirasto ja työ- ja elinkeinoministeriö**

## Selvitys keinoista sähkötehon riittävyyden varmistamiseksi kulutushuippuissa



## Tiivistelmä

Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista - kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen on arvioitu olevan 3400 MW suurempi kuin käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti talvikaudella 2015-2016, kun tuontikapasiteetti oli 5100 MW. Tehovaje olisi siten mahdollinen, jos sähköjärjestelmässä on yhtä aikaa useita häiriöitä tai rajoituksia tuotanto- ja siirtokapasiteetissa huippukysynnän aikaan talvipakkasilla. Tehotaseen on arvioitu olevan kriittisin talvikautena 2017-2018 ennen Olkiluoto 3 käyttöönottoa. Ruotsin ja Viron talvikuukausien tehotaseen ennakoidaan laskevan, kun taas Luoteis-Venäjällä kapasiteetin riittävyyden ennakoidaan paranevan. Talvikauden ulkopuolella voi tulla tilanteita, jolloin säättävää kapasiteettia on vähän käytössä. Tehopula voi muuttua muutamaa tuntia pidempikestoiseksi tehopulaksi, jos kylmä kausi ja huippukulutuksen aikana sattuvat merkittävät vikaantumiset pitkittyvät.

Laajamittainen sähkökatko aiheuttaisi yhteiskunnan toiminnoissa vaikutuksia lähes jokaisella alueella. Maanlaajuisen sähkökatkon kustannuksiksi on esitetty 100 miljoonaa euroa tunnilta. Sähkökatkojen haittakustannuksiksi kotitalouksille on esitetty 6000 eur/MWh ja muille sähkökäyttäjille 11 000 – 28 000 eur/MWh. Pidemmissä kuin tunnin mittaisissa katkoissa koettu haitta on huomattavasti suurempi. Sähkömarkkinalain mukaisesti kuluttajille maksettuihin korvauksiin verrattuna koetut haitat ovat moninkertaiset.

Sähkön markkinahinnan ollessa alhaalla nykyiset verot ja tuet kannustavat vain tuulivoimainvestointeihin. Tässä tilanteessa CHP:n korvaava kapasiteetti perustuu lämpölaitoksiin. Ympäristönsuojelulain mukaisesti jokainen energiantuotantolaitos on rekisteröitävä tai sillä on oltava ympäristölupa ja lisäksi päästölupa. Asetuksissa on esitetty vähäisen käyttöajan laitoksille lievempiä päästöraja-arvoja. Suurten laitosten ympäristöluvut tullaan tarkastamaan tekeillä olevan BAT-BREF-dokumentin valmistuttua.

Kysyntäjoustoa toteutetaan jo nyt kaikilla sähkön markkinapaikoilla. Sähkön tukkumarkkinalla suurteollisuuden kysyntäjoustoa on tarjolla noin 200-600 MW. Kotitalouksien suurimmat joustopotentialit ovat sähkölämmityksissä. AMR-mittareiden ominaisuudet ja kytkennät vaihtelevat verkkoyhtiöittäin. Joissain tapauksissa mittareiden tekniset ominaisuudet mahdollistavat tuntitason ohjauksen, mutta käytännössä se vaatisi uudelleenkytkentöjä kiinteistöissä. On vielä epäselvää, miten kysyntäjousto pystyy kilpailemaan joustavan tuotannon, verkkoinvestointien ja varastojen kanssa tulevaisuudessa tai että pystyykö kysyntäjousto tarjoamaan järjestelmän vaatimaa joustoa.

Tehdyn analyysin perusteella lisäsähkötehoa voidaan hankkia alhaisimmin investointikustannuksin jatkamalla markkinoilta jo poistuneiden ja markkinoilta poistumassa olevien voimalaitosten käyttöä. Näiden laitosten lisätehopotentiaalin on arvioitu olevan yhteensä noin 1900 MW. Toiminnassa olevien laitosten operointitapoja muuttamalla ja mahdollisesti läisäinvestoinneilla voisi olla saavutettavissa noin 400 MW lisätehoa huippukulutuksen aikaan. Kiinteän polttoaineen laitokset vaativat investointeja tai polttoainemuutoksia päästöraja-arvojen kiristyessä vuonna 2020. Olemassa oleville laitoksille ja hätäkäyttöyksiköille on mahdollista hakea lievennyksiä päästöraja-arvoihin. Käytettyjä kaasuturbiini- ja moottorivoimalaitoksia on saatavilla runsaasti markkinoilta maailmanlaajuisesti. Sähköntuotannon lisäkapasiteetin kokonaistaloudellisuutta arvioitaessa investointikustannusten lisäksi ylläpito-, käynnistys- ja kiinteät käyttökustannukset ovat merkittävässä roolissa. Käyttökustannusten kannalta lisäkapasiteetin olisi edullista sijaita olemassa olevan

# RAPORTTI



teollisen tai voimalaitostoiminnan yhteydessä ja/tai olla kaukokäytettävää. Kaasukäyttöisten voimalaitosten etäoperointi on tyypillisesti järjestettävissä helpoiten. Kiinteän polttoaineen käyttö vaatii tyypillisesti käyttöhenkilökunnan läsnäolon laitoksen käydessä.



## Alkusanat

Tämä raportti on laadittu Huoltovarmuuskeskuksen, Energiaviraston ja työ- ja elinkeinoministeriön toimeksiannosta. Työssä laadittiin katsaus selvityksiin sähkötehon riittävyydestä Suomessa, arvioitiin tehopulan mahdollisia vaikutuksia huoltovarmuuteen, analysoitiin vaihtoehtoja sähköntuotannon huipputehon ja reservikapasiteetin lisäämiseksi lähivuosina sekä arvioitiin tehoreservin kustannustehokkaimman lisäämisen mahdollisuudet. Työ suoritettiin huhti-kesäkuussa 2016, loppuraportti valmistui elokuussa.

Tekijät haluavat kiittää projektin ohjausryhmää (Petri Nieminen, Huoltovarmuuskeskus / Ville Väre, Energiavirasto / Tatu Pahkala, työ- ja elinkeinoministeriö) selkeistä ohjeista ja hyvistä kommentteista.

Espoo 11.8.2016

Tekijät



## Sisältö

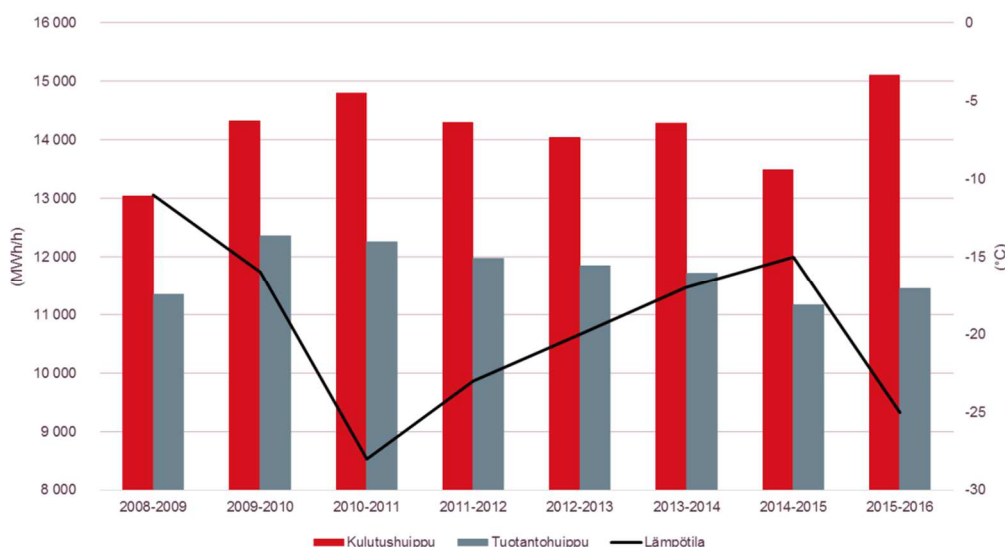
|       |                                                                                                   |    |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Sähkötehon riittävyys Suomessa .....                                                              | 6  |
| 2     | Tehopulan mahdolliset vaikutukset .....                                                           | 12 |
| 2.1   | Sähkömarkkinat ja menettely tehopulatilanteissa .....                                             | 12 |
| 2.2   | Mahdollisia tehopulatilanteita .....                                                              | 13 |
| 2.3   | Tehopulan vaikutuksia yhteiskunnalle .....                                                        | 18 |
| 2.4   | Tehopulan vaikutuksia sähkön kuluttajille.....                                                    | 19 |
| 3     | Vaihtoehtoiset keinot sähköntuotannon huipputehon ja reservikapasiteetin lisäämiseksi .....       | 22 |
| 3.1   | Teknisesti käyttöön otettava sähköntuotantokapasiteetti.....                                      | 22 |
| 3.1.1 | Olemassa olevien laitosten tehonkorotusmahdollisuudet .....                                       | 22 |
| 3.1.2 | Markkinoilta poistumassa olevat voimalaitokset .....                                              | 23 |
| 3.1.3 | Markkinoilta poistuneet laitokset .....                                                           | 24 |
| 3.1.4 | Käytettyinä saatavilla olevat voimalaitokset ja uudet laitokset ...                               | 24 |
| 3.2   | Nykyisten verojen ja muiden ohjauskeinojen vaikutukset tuotantorakenteeseen .....                 | 25 |
| 3.3   | Luvituksessa olevien ongelmien tarkastelu .....                                                   | 28 |
| 3.4   | Kysyntäjouston mahdollisuudet.....                                                                | 31 |
| 4     | Tehoreservin kustannustehokkaan lisäämisen mahdollisuudet .....                                   | 36 |
| 4.1   | Kustannustehokkaimmat keinot lisätä tehoreservikapasiteettia ja lainsäädännölliset muutokset..... | 36 |
| 4.2   | Muu varautuminen .....                                                                            | 39 |
| 5     | Yhteenveto .....                                                                                  | 41 |



# RAPORTTI

## 1 Sähkötehon riittävyys Suomessa

Suomi on osa pohjoismaista sähkömarkkinaa. Sähkömarkkinat ovat toistaiseksi varmistaneet sähkötehon riittävyyden Suomessa. Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista kulutushuippujen aikana. Kulutushuippujen tehotarve riippuu voimakkaasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötilasta ja pakkasjaksojen pituudesta. Esimerkiksi tammikuun 2016 kulutushuippu Suomessa, 15 105 MWh/h, ajoittui loppiaisen jälkeiselle torstaille 7.1.2016 tunnilla 17 - 18. Kotimainen tuotanto oli tällöin 10 874 MWh/h ja nettotuontia oli 4 231 MWh/h. Kovin pakkasen kesti kolme päivää keskiviikosta perjantaihin. Tammikuun kolme ensimmäistä viikkoa oli kokonaisuudessaan kylmin jakso sitten vuoden 1987<sup>1</sup>. Talven tuotantohuippu, 11 456 MWh/h, mitattiin keskiviikkona 13.1.2016 tunnilla 17 - 18. Sähkön huipputehon riippuvuutta lämpötilasta on esitetty kuvassa 1 alla. Viime talvea edeltävä korkein huippukulutus koettiin talvella 2010-2011, jolloin sähkönkulutuksella painotettu lämpötila oli talvea 2015-2016 kylmempi, -28 °C.<sup>2</sup>



Kuva 1. Edeltävien talvien kulutushuiput, tuotantohuiput ja kulutushuippujen lämpötilat<sup>3</sup>

Energiavirasto arvioi syksyllä 2015 kulutushuipun aikana käytettävissä olevaksi sähköntuotantokapasiteetiksi 11 600 MW talvikaudella 2015-2016. Kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen arvioitiin olevan 3 400 MW suurempi kuin käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti Suomessa<sup>4</sup>. Sähkön rajasiirtojen kapasiteetti on 5100 MW. Tehovaje olisi siten mahdollinen, jos sähköjärjestelmässä on yhtä aikaa useita häiriöitä tai rajoituksia tuotanto- ja siirtokapasiteetissa huippukysynnän aikana. Sähköntuonnilla on ollut ja on merkittävä rooli Suomen kulutuksen kattamisessa myös silloin, kun Suomen oma kapasiteetti riittäisi kattamaan kulutuksen. Tämä johtuu siitä, että sähköä on saatavilla edullisemmin rajojemme ulkopuolelta.

ENTSO-E:n skenaarioissa Suomen tuontiriippuvaisuuden arvioidaan jatkuvan aina mallinnetun jakson 2025 loppuun (kuva 2 alla). Tuonnin kapasiteetti säilyisi kuitenkin

<sup>1</sup> Verkkouutiset, 23.1.2016. Saatavissa: [http://www.verkkouutiset.fi/kotimaa/saa\\_kylmyys\\_viikonloppu-45745](http://www.verkkouutiset.fi/kotimaa/saa_kylmyys_viikonloppu-45745) & Twitter Ilmatieteenlaitos (@meteorologit) 22.1.2016.

<sup>2</sup> Fingrid, 4.3.2016. Sähköjärjestelmän toiminta talvella 2015-2016 -raportti.

<sup>3</sup> Päivinen, R. 2016. Talvikauden tehotilanne. Fingrid.

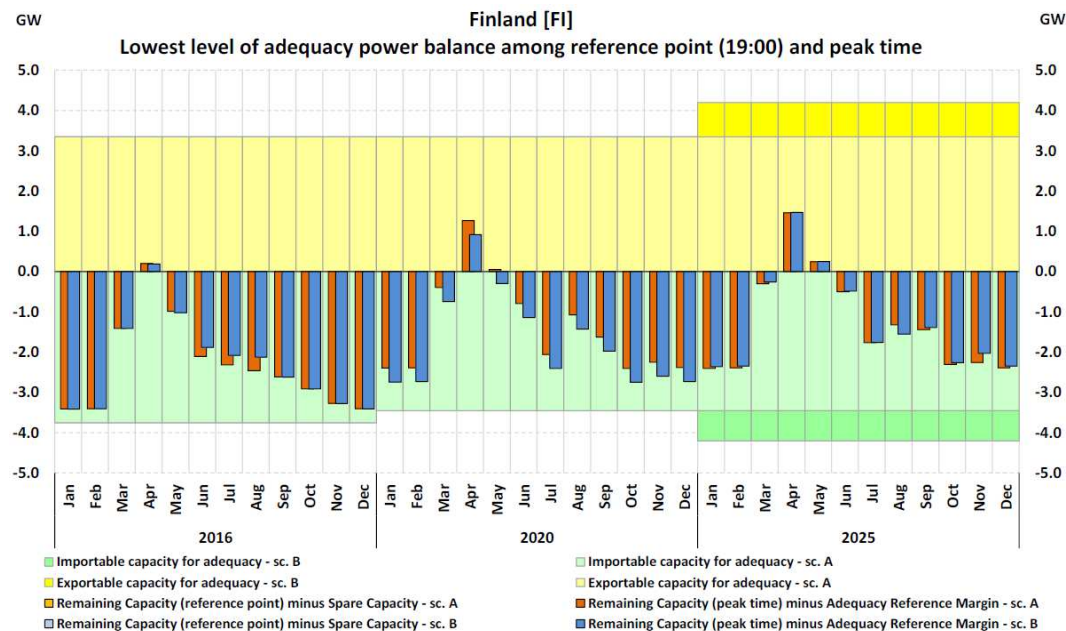
<sup>4</sup> Energiavirasto, 2015. Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2015. Helsinki.





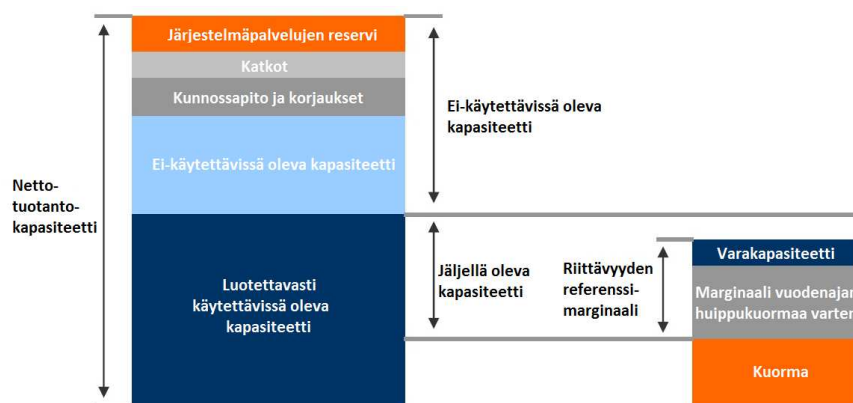
# RAPORTTI

riittävänä ja tuontiriippuvuus hieman vähenee. Kapasiteetin riittävyys on arvioitu kunkin kuukauden arvioidussa huippukuormatilanteessa.



Kuva 2. ENTSO-E:n vuoden 2015 skenaariot Suomen tuotanto- ja rajasiirotkapasiteettien riittävydestä vuoteen 2025

ENTSO-E:n skenaariot perustuvat kansallisten siirtoverkkoyhtiöiden toimittamiin kapasiteetin riittävyysennusteisiin. Yllä esitetyistä skenaarioista A edustaa konservatiivista kehitystä ja skenaario B todennäköistä kehitystä. Konservatiivisen kehityksen skenaariossa A huomioidaan ainoastaan olemassa oleva kapasiteetti ja sellaiset tuotantoinvestoinnit, joista on lopullinen investointipäätös. Tämän lisäksi skenaariossa huomioidaan jäljellä olevan teknisen käyttöiän arvioon perustuvat kapasiteetin käytöstäpoistot. Todennäköisen kehityksen skenaariossa B huomioidaan myös sellaiset tuotantoinvestoinnit, joiden arvioidaan todennäköisesti toteutuvan, vaikkei investointipäätöstä ole. Kuormaennusteet molemmissa skenaarioissa perustuvat siirtoverkkoyhtiöiden verkonkehittämissuunnitelmissaan käyttämiin korkeimpiin kysyntäennusteisiin. ENTSO-E:n kapasiteetin riittävyyslaskennassa käyttämien komponenttien laskentaperiaatteet on esitetty alla kuvassa 3.

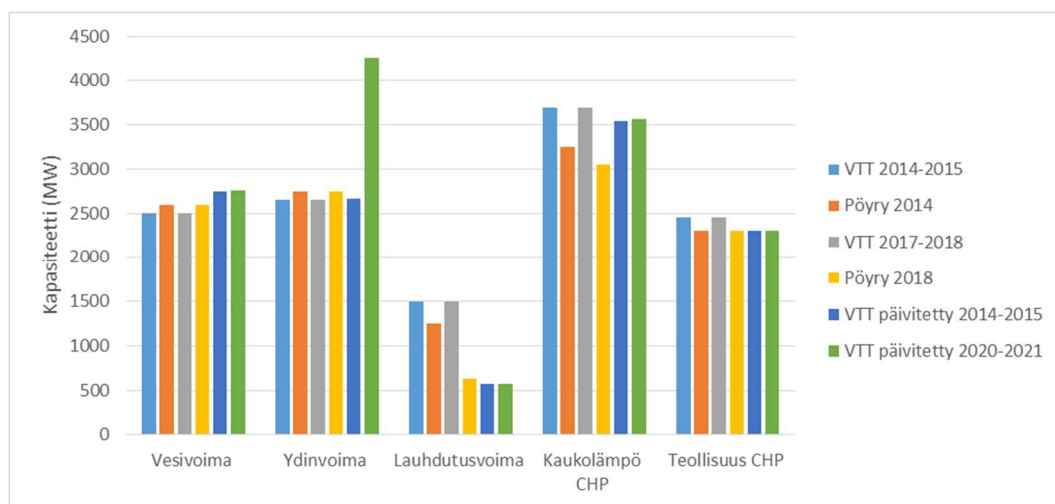


Kuva 3. Jäljellä olevan kapasiteetin (Remaining Capacity) ja riittävyyden referenssimarginaalin (Adequacy Reference Margin) laskentaperiaatteet (ENTSO-E, 2015)





VTT on arvioinut Suomen tehovajeen odotusarvoja vuosille 2015-2020 perustuen vikaantumistodennäköisyyksiin ja skenaarioihin tuotanto- ja siirtokapasiteettien, kysynnän ja kysyntäjoustopuutteen kehittymisestä<sup>5</sup>. Myös Pöyry on arvioinut skenaarioperusteisesti kapasiteetin riittävyyttä aikavälillä 2015-2030<sup>6</sup>. Pöyryn arviossa lauhdekapasiteettia poistuu markkinoilta VTT:n skenaarioita enemmän (ks. kuva 4 alla) tuotantokapasiteetti-arvion ollessa noin 11 400 MW vuonna 2014 ja pienenevän vuoteen 2018 mennessä ennen OL3 käyttöönottoa.



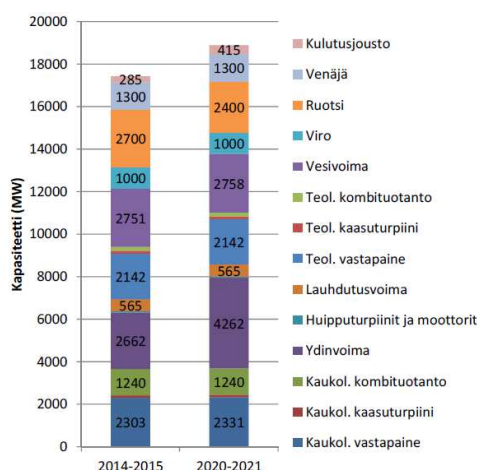
Kuva 4. Voimalaitoskapasiteetit VTT:n skenaariossa 2014, Pöyryn skenaarioissa 2015 lähivuosille sekä VTT:n päivitettyssä skenaariossa.

VTT on myöhemmin päivittänyt kapasiteetti-arvioitaan. Myös päivitettyt arviot on esitetty kuvassa 4 ja tarkemmin kuvassa 5<sup>7</sup>. VTT:n uudessa arviossa tuotantokapasiteetti on noin 12 000 MW talvella 2014-2015. Vuoteen 2020 mennessä tapahtuva kapasiteetin lisäys johtuu lähes yksinomaan ydinvoiman lisäyksestä.

<sup>5</sup> Kiviluoma J, Helistö N, 2014. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015-2020. VTT, Espoo.

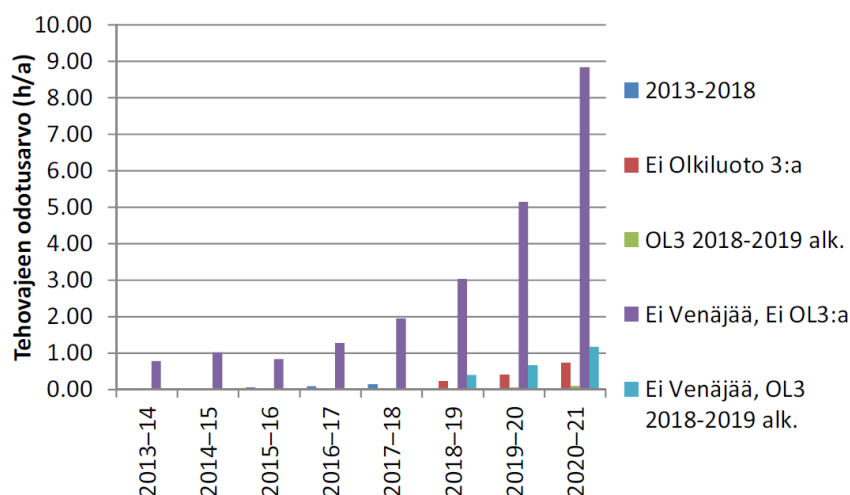
<sup>6</sup> Pöyry Management Consulting, 2015. Suomen sähkötehon riittävyys ja kapasiteettirakenteen kehitys vuoteen 2030. Vantaa.

<sup>7</sup> Helistö N, Kiviluoma J, 2015. Lisäselvitys tehoreservin tarpeesta lauhdekapasiteetin vähentyessä. VTT, Espoo.



Kuva 5. Voimalaitoskapasiteetit VTT:n päivitetystä skenaariossa 2015 kapasiteettityypeittäin vuosille 2014-2015 ja 2020-2021.

VTT:n päivitetyn skenaarion 2015 mukaan tehovaje on vuoteen 2021 mennessä kriittisin talvikautena 2017-2018 ennen kuin Olkiluoto 3 käynnistyy loppuvuodesta 2018. Tehoreservin kustannukset on tässäkin tilanteessa arvioitu suuremmiksi kuin tuonnin, häiriöreservien ja kiertävien sähkökatkojen käytön. Tehovajeen odotusarvo kasvaisi tunteihin vasta, jos siirtoyhteisissä tai tuotannossa olisi lisäksi kapasiteetiltaan merkittäviä pysyviä rajoitteita, kuten tuonti Venäjältä ja Olkiluoto 3 pois käytöstä kokonaan (ks. tulokset kuvassa 6, joka perustuu kuvan 5 kapasiteetteihin).



Kuva 6. Tehovajeen odotusarvot talvikauteen 2020-2021 asti VTT:n 2015 skenaarioissa

Toimitusvarmuuteen Suomessa vaikuttaa tuontiriippuvuudesta johtuen rajasiirtokapasiteetin lisäksi tuontimaiden oman tuotantokapasiteetin riittävyys ja muiden rajasiirtojen tilanne. Suomen rajasiirtokapasiteetit pysyvät esitetyissä ennusteissa vakioina talvikauden 2020-2021 loppuun saakka. Sen sijaan Suomen tuontimaiden tuotantokapasiteetti on laskeva Ruotsissa, Liettuassa ja Virossa perustuen ENTSO-E:n<sup>8</sup> esittämiin arvioihin tehotasapainosta.

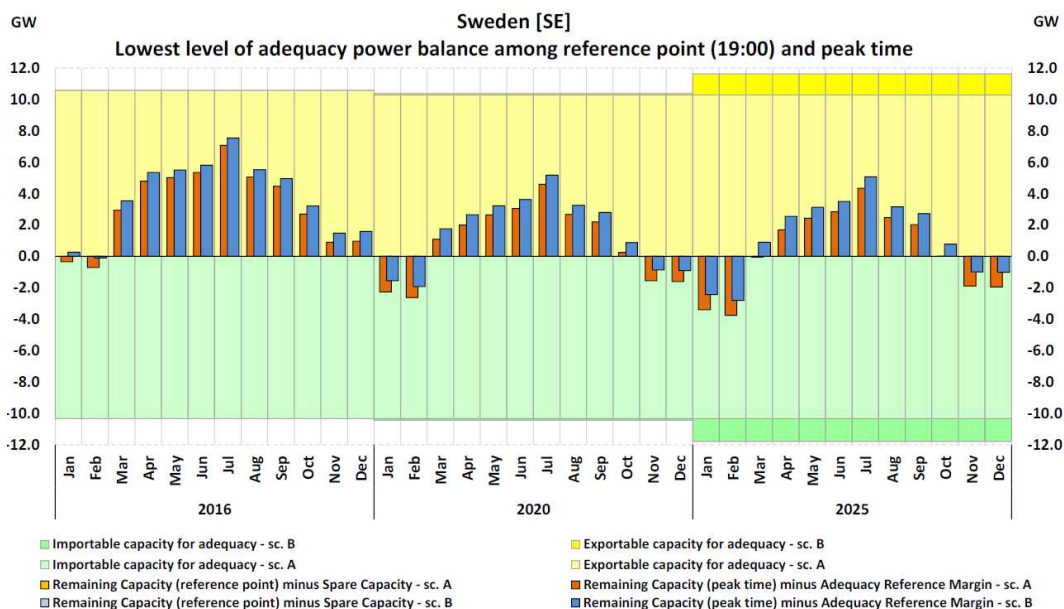
<sup>8</sup> ENTSO-E, 2015. Scenario outlook % adequacy forecast 2015. Saatavilla osoitteessa: [http://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630\\_SOAF\\_2015\\_publication\\_wcover.pdf](http://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf)



# RAPORTTI

Ruotsissa on käyty kevään aikana keskustelua käytössä olevasta ydinvoimaverosta, joka heikentää ydinvoiman kannattavuutta. E.ON on ilmoittanut, että Oskarshamn 1 (492 MW) käytöstäpoisto aloitetaan 2017 puolivälissä ja Oskarshamn 2 (661 MW) ei enää käynnisty<sup>9</sup>. Lokakuussa 2015 Vattenfall puolestaan ilmoitti, että Ringhals 1 (865 MW) suljetaan vuonna 2020 ja Ringhals 2 (865 MW) vuonna 2019. Edellä mainittu kapasiteetin merkittävä alenema näkyy myös ENTSO-E:n vuonna 2015 laadituissa skenaarioissa (kuva 7), joissa on huomioitu ilmoitettu ydinvoimakapasiteetin vähenemä tarkastelujaksolla siten, että skenaariossa A:ssa on tuotantokapasiteetissa mukana Ringhals 1 ja 2, mutta Oskarshamnin laitokset eivät ole mukana tuotantokapasiteetissa. Skenaariossa B:ssä on oletettu kaikkien näiden neljän yksikön jatkavan toimintaansa ja ne ovat mukana tuotantokapasiteetissa. Siten Ruotsin tehotase on kuvassa esitettyä alhaisempi 2020 ja 2025. Tuoreimman tiedon mukaan ydinvoiman verotuksesta luovutaan, joten keskusteluissa esitetty uhka Ruotsin koko ydinvoimakapasiteetin ennenaikaisesta alasajosta ei olisi toteutumassa<sup>10</sup>.

ENTSO-E:n skenaariossa Ruotsin oman sähkönkulutuksen ennustetaan hieman kasvavan. Ennustettu kulutus on 142,7 TWh vuonna 2016, 146,8 TWh vuonna 2020 ja 148,2 TWh vuonna 2025. Toisaalta vuositason sähkönkulutuksen ja kulutushuipun välinen korrelaatio ei ole kuitenkaan selvä vaan lyhyetkin kylmät jaksot saattavat johtaa korkeisiin kulutuslukuihin. Ruotsissa käytössä olevan sertifikaattijärjestelmän on ajateltu kannustavan edelleen tuulivoima- ja bioenergiapohjaisiin tuotantoinvestointeihin. Ruotsin tuulivoimasta arvioidaan olevan käytettävissä 6% huippukulutusaikaan.



Kuva 7. ENTSO-E:n vuonna 2015 laaditut skenaariot Ruotsin tuotanto- ja rajasiirtokapasiteettien riittävyydestä vuoteen 2025

Siirtokapasiteetin täysimääräinen hyödyntäminen huipunkäyttötilanteessa Baltiasta Suomeen edellyttää mahdollisesti sähköntuontia Baltiaan riippuen Baltian omasta tehotilanteesta. Baltian tehotase on kuitenkin heikkenemässä ENTSO-E:n tietojen

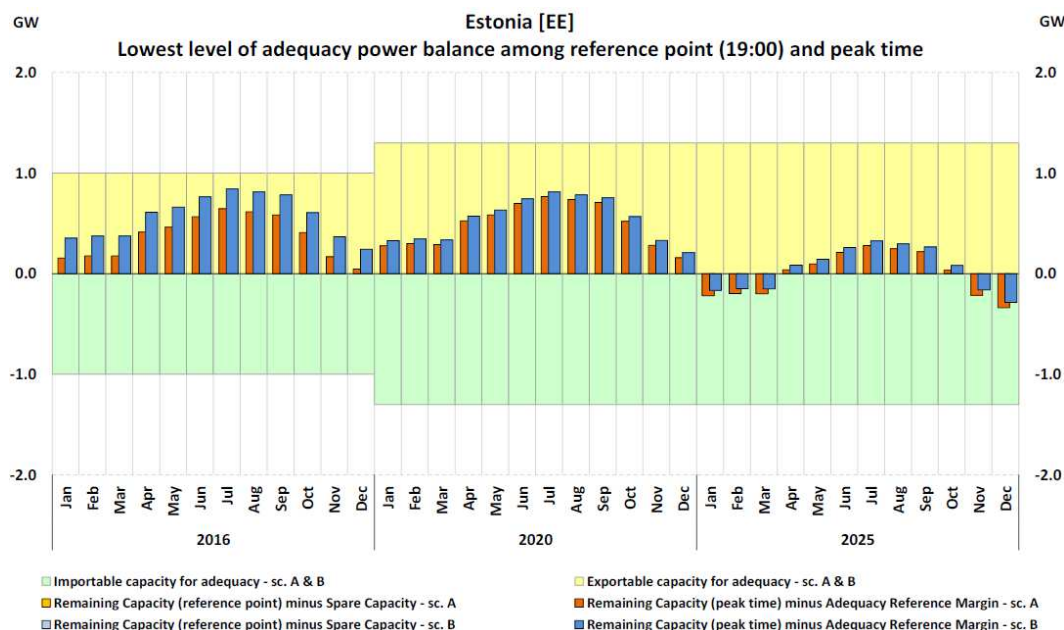
<sup>9</sup> <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx>. Viitattu 15.6.2016.

<sup>10</sup> <http://www.svt.se/nyheter/inrikes/regeringen-overens-om-energiuppgorelse>



# RAPORTTI

perusteella sähkön alhaisen markkinahinnan heikentäessä lauhdevoiman kannattavuutta Virossa. Toistaiseksi vain vanhentuneita laitoksia on suljettu pysyvästi (Balti 9 ja 10 vuonna 2015), mutta kevään 2016 edetessä on jo ilmoitettu markkinatilanteesta johtuvista tuotantoseisokeista (Eesti G1 163 MW ja G5 173 MW 1.5.2016 alkaen)<sup>11</sup>. ENTSO-E:n 2015 skenaarioissa Viro muuttuu talvikuukausina tuontiriippuvaiseksi vuoteen 2025 mennessä (kuva 8).



Kuva 8. ENTSO-E:n vuoden 2015 skenaariot Viron tuotanto- ja rajasiirtokapasiteettien riittävyydestä vuoteen 2025

Luoteis-Venäjällä on tällä hetkellä ylikapasiteettia; käytettävissä oleva kapasiteetti ylittää noin 30 %:lla arvioidun huippukuorman. Huippukuorma on noin 7,5 GW ja tuotantokapasiteetti 12,6 GW. Tosin osan ylikapasiteetista (n. 17 %) selittää laitosten epäkäytettävyys. Luoteis-Venäjällä on suunnitelmia korvata kaksi vanhaa ydinvoimalaitosta kolmella uudella reaktorilla. Laitosten toimitus on myöhästynyt alkuperäisestä aikataulusta, mutta laitosten odotetaan valmistuvan 2017-2021 (Leningrad 2, 1-3 yksiköt). Lisäksi Luoteis-Venäjälle on tulossa pumppuvoimalaitos, jonka kapasiteetti on 1540 MW. Näiden investointien arvioidaan lisäävän alueen kokonaistuotantokapasiteettia, vaikka vanhoja ydinvoimalaitosyksiköitä suljetaankin. Kun otetaan huomioon kysynnän hidas kasvu, kapasiteetin riittävyyden ennustetaan paranevan vuoteen 2018<sup>12</sup>. Venäjän sähkömarkkinoilla otettiin käyttöön vuoden 2011 alussa kapasiteettimarkkinoihin perustuva markkinamalli, jossa sähkön ostohintaan lisätään kapasiteettimaksu arkipäivien huippukulutustunteina. Tämä on vähentänyt tuontia Suomeen erilaisesta markkinamallista ja erityisesti huippukulutustuntien aikana markkina-alueiden välisistä hintaeroista johtuen.

<sup>11</sup> <http://umm.nordpoolspot.com/messages/82194>

<sup>12</sup> SKM Market Predictor, 2015. Dynamic transmission tariff on the EU (Finnish) border – Russian border.



# RAPORTTI

## 2 Tehopulan mahdolliset vaikutukset

### 2.1 Sähkömarkkinat ja menettely tehopulatilanteissa

Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska ja Baltian maat muodostavat yhteiset sähkömarkkinat. Sähkölle muodostuu tukkuhinta Nord Poolin Elspot-markkinalla. Kaupankäynti sulkeutuu joka päivä seuraavan päivän osalta klo 13 Suomen aikaa. Osto- ja myyntitarjousten perusteella muodostetaan seuraavan päivän jokaiselle tunnille sähkön spot-hinta. Sähköpörssin Elbas intraday-markkina jatkuu kutakin käyttötuntia edeltävälle tunnille. Elbas-markkinalla korjataan tilannetta, jos kulutus tai tuotanto muuttuu ennustetusta. Elspot- ja Elbas-markkinoilta hankitaan sähköä ja sinne voi tarjota sähkön tuotannon ohella sähkön kysynnän joustoja.

Käyttötunnin aikainen tuotanto ja kulutus tasapainotetaan pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla. Fingridin ylläpitämät säätösähkömarkkinat ovat osa pohjoismaisia säätösähkömarkkinoita. Säättotarjouksia voivat antaa tuottajat ja kuluttajat kaikista resursseista, jotka kykenevät toteuttamaan 10 MW tehonmuutokset 15 minuutin kuluessa.

Sähköverkon taajuuden ylläpitoa ja palautusta varten on lisäksi olemassa reservejä. Taajuudenvakautusreservien tarkoitus on vakauttaa sähköjärjestelmän taajuus hyväksyttävälle tasolle nopeasti, yleensä sekunneissa. Tuotteita Suomessa ovat taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi. Taajuuden palautusreservit puolestaan palauttavat taajuuden hyväksyttävälle tasolle sekunneista viiteentoista minuuttiin. Palautuksen tuotteita Suomessa ovat säätösähkömarkkinat ja nopea häiriöreservi. Nopea häiriöreservi koostuu Fingridin varavoimalaitoksista, käyttösopimuslaitoksista ja irtikytkettävistä kuormista. Nopea häiriöreservi kattaa yhden mitoittavan vikatapauksen (n. 1230 MW vuonna 2016<sup>13</sup>).

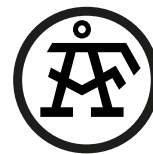
Tehoreservijärjestelmän tarkoitus on turvata sähkön toimitusvarmuus Suomessa tilanteissa, joissa sähkön markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan sähkönkulutusta<sup>14</sup>. Tehoreservissä olevien laitosten tulee olla talvikaudella 12 tunnin käynnistysvalmiudessa ja talvikauden ulkopuolella yhden kuukauden valmiudessa. Tehoreserviin voivat osallistua voimalaitokset ja sähkönkulutuksen joustoon kykenevät kohteet. Tehoreservikaudella 1.7.2015 - 30.6.2017 tehoreservijärjestelmään kuuluvat Tampereen Energiantuotanto Oy:n voimalaitos Naistenlahti 1 (129 MW), Kanteleen Voima Oy:n Haapaveden voimalaitos (160 MW) ja joustokohteena Fortum Power and Heat Oy:n Suomenojan lämpöpumppu (10 MW). Laitosten ylläpitokustannukset kahden vuoden sopimuskaudelta ovat yhteensä noin 13,4 miljoonaa euroa.<sup>15</sup> Energiavirasto valmistelee parhaillaan hankintaa 1.7.2017 alkavalle tehoreservikaudelle. Hankintapäätös on tarkoitus tehdä vuoden 2016 loppuun mennessä.

Venäjältä hankittavan sähkön tuonti on vähentynyt kapasiteettimarkkinan nostettua tuontisähkön hintaa. Venäjän tuonnin lisäys tapahtuu n. vuorokauden viipeellä, joten sillä ei voida vastata akuuttiin tehovajeeseen vaan se reagoi muutamien päivien mittaiseksi odotettuun vajeeseen. Fingrid voi kuitenkin yrittää hankkia sähköä Venäjältä järjestelmänhallintaan myös huomattavasti nopeammalla aikataululla.

<sup>13</sup> Fingrid.fi. Viitattu 15.4.2016.

<sup>14</sup> Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapaino varmistavasta tehoreservistä, 117/2011.

<sup>15</sup> Energiavirasto, 2016. Tehoreservijärjestelmä. <http://www.energiavirasto.fi/tehoreservijarjestelma>. Viitattu 14.4.2016.



Suomen sähköverkon tehotasapainon ylläpito ja vastuu on Fingridillä. Tehotasapainon ylläpitämiseksi tehovajeen tilanteessa on käytössä kolmivaiheinen menetelmä:

1. **Kiristyneessä tehotilanteessa** ennusteiden mukainen tuotanto ja tuonti eivät riitä kattamaan kulutusta lähitunteina. Tällöin Fingrid käynnistyyttää tehoreservin, ellei se ole jo käynnistynyt spot-markkinan perusteella. Fingrid informoi markkinatoimijoita ja pyytää lisää säätötarjouksia.
2. **Tehopulan** uhatessa Fingrid käynnistää verkko- ja tuotantovikoja varten hankittua nopeaa häiriöreserviä. Lisäksi suurteollisuutta saatetaan kytkeä väliaikaisesti irti kantaverkosta. On huomattava, että Fingridin laitokset on varattu korvaamaan muissa laitoksissa tai rajasiirtoyhteyksissä tapahtuvia äkillisiä vikaantumia. Tässä tilanteessa Fingrid voi jo rajoittaa kulutusta siten, että nopeat häiriöreservit ovat käytettävissä äkillisten vikaantumisten varalle. Jos Fingridin laitoksia käytetään sähkötehon tuotantoon tehopulan lieventämiseksi, sähköjärjestelmän kyky selvittää yllättävistä vioista alenee.
3. **Vakavassa tehopulassa** koko varatuotanto on käytössä ja Fingrid rajoittaa kulutusta. Fingrid ottaa yhteyttä verkonhaltijoihin, jotka toteuttavat kulutuksen irtikytkennän ennalta laadittujen suunnitelmiensa mukaisesti. Kulutuksen irtikytkentöjen kohdistuksissa pyritään minimoimaan yhteiskunnallinen haitta. Jos tehopula jatkuu pitkään, rajoituksia kierrätetään aiheutuvan haitan minimoimiseksi.

Ruotsi ja Norja ovat varautuneet suuren vesivoimatuotantonsa takia energiavajeeseen (kuiva vuosi) kun taas Suomessa ja Tanskassa on kiinnitetty enemmän huomiota mahdolliseen tehovajeeseen. Ruotsissa mahdolliset huippukulutuksen aikaiset kulutuksen irtikytkennät kohdistetaan teollisuuteen, joka vastaa sähkön kysynnästä jopa 40 %, mutta on lukumääräisesti 0,6 % sähkön käyttäjistä. Norjassa sääntelyn aikaisia sääntöjä ollaan muokkaamassa. Käytössä olevia keinoja kulutuksen rajoittamiseen ovat mm. käyttörajoitukset suurjänniteverkossa, käyttörajoitukset pienjänniteverkossa ja suorat pienjänniteverkon irtikytkennät. Sähkön siirrolle ja kaupalle voidaan asettaa rajoituksia.<sup>16</sup>

## 2.2 Mahdollisia tehopulatilanteita

Todennäköisin tehopulatilanne on muutaman tunnin kestoinen, ajoittuen aamun ja/tai illan kulutushuippuihin kylminä talvipäivinä. Näissä huipputehoa vaativissa tilanteissa kahden suuren voimalaitoksen tai rajasiirtoyhteyden vioittuminen voivat johtaa tehopulaan. Todennäköisimmin tehopula vaikuttaisi pieneen osaan sähkönkäyttäjiä, mutta kaikkein pahimmassa tapauksessa se voisi johtaa jopa maan laajuiseen sähkökatkoon. Tämä tilanne vastaisi N-2 -tilannetta kun Fingridin mitoituskriteeri on N-1, eli sähköjärjestelmä kestää tavanomaisen yhden vian ja vikaantuneen komponentin irtoamisen verkosta ilman tuotannolle tai kulutukselle aiheutuvaa keskeytystä ja ilman seurannaisvikoja.

Talvikauden ulkopuolella voi tulla tilanteita, jolloin säätävää kapasiteettia (lauhde, CHP, vesivoima, kysyntäjousto) on vähän käytössä. Tällöin äkillisissä ja voimakkaissa tuotannon ja/tai kulutuksen muutostilanteissa voidaan joutua tilapäisesti irtikytkemään kulutusta. Säädön kannalta haasteellinen tilanne on myös jos rajasiirtoyhteydet toimivat täydellä kapasiteetilla, jolloin säädön toteuttamiseen on käytettävissä vain kotimaisia

<sup>16</sup> NordBER, 2015. Energy shortage. Coordinated handling of a potential disturbance in the Nordic power system.



# RAPORTTI

resursseja. Syys-lokakuussa 2015 ylössäättötarjouksia annettiin keskimäärin 160 MWh/h vähemmän kuin vuotta aiemmin<sup>17</sup>. Säättösähkötarjousten väheneminen kertoo, että joustavaa kapasiteettia on poistunut markkinoilta. Tosin Suomi muodostaa yhteisen säättösähkömarkkinan Ruotsin ja Norjan kanssa ja rajasiirtoyhteyksien mahdollistaessa säättösähköä hankitaan pohjoismaiselta säättötarjouslistalta.

Tehopula voi muuttua muutamaa tuntia pidempikestoiseksi tehopulaksi jos kylmäkausi pitkittyy, erityisesti kuivana vuotena, tai huippukulutuksen aikana merkittävien vikaantumisten kesto pitkittyy. Kylmän jakson pitkittyessä rakennukset alkavat jäähtyä, jolloin hankitaan mahdollisesti sähkötoimisia lisälämmittäjiä jotka vaikuttavat sähkön kokonaiskulutukseen. Ilmastomuutoksella voi olla vaikutusta kylmien säätötilojen esiintymistodennäköisyyksiin ja kesto.

Taulukossa 1 on tarkasteltu esimerkinomaisia skenaarioita sähkön tuotannon ja rajasiirtojen rajoitusten vaikutuksia tehotaseeseen. Tarkastelu on suoritettu vertaamalla kapasiteettien rajoituksia tammikuun 2016 huippukulutuksen mukaiseen kulutukseen. Tarkastelu on karkean tekninen ja esitetyt tehovajeen määrät ovat hyvin viitteellisiä. Tarkastelussa ei ole otettu huomioon skenaarioiden todennäköisyyksiä, epäkäytettävyyksiä eikä kulutusjoustoja. Todellisuudessa kulutus reagoi aina jollain tavalla vallitsevaan tilanteeseen. Myöskään vaikutuksia sähköjärjestelmän säädettävyyteen ei ole huomioitu. Tarkastelussa on käytetty alla olevia lukuja. Fingridin nopeaa häiriöreserviä ei ole huomioitu tehovajeen arvioinnissa, sillä se on tarkoitettu ensisijaisesti häiriöiden hallintaan. On myös syytä huomata, että Suomella on sekä Ruotsiin, Viroon että Venäjälle teknisesti useampi kuin yksi siirtoyhteys.

|                                     |           |
|-------------------------------------|-----------|
| - Kulutus                           | 15 105 MW |
| - Suomen sähköntuotantokapasiteetti | 11 300 MW |
| - Tuontikapasiteetti, Ruotsi        | 2700 MW   |
| - Tuontikapasiteetti, Viro          | 1000 MW   |
| - Tuontikapasiteetti, Venäjä        | 1400 MW   |
| - Tehoreservikapasiteetti           | 300 MW    |
| - (Nopea häiriöreservi              | 1200 MW)  |

Huippukulutuksen mukaista sähkönkulutusta ei voitaisi kattaa ilman tuontia Ruotsista vaan kyseessä olisi vakava tehopula. Suomen sähkön tuotannon, Viron ja Venäjän tuonnin ja tehoreservin yhteiskapasiteetti on n. 14 000 MW. Tehovaje olisi siten n. 1100 MW ilman Ruotsin tuontia. Fingridin nopea häiriöreservi (n. 1200 MW) riittäisi periaatteessa kattamaan ko. vajeen, mutta tilanteen pitkittyessä reservi tulisi varata varsinaista tehtäväänsä varten estämään koko sähköjärjestelmän kaatumista vikaantumisten varalle.

Vastaavasti sähkönsaannin ollessa rajoittunut Venäjältä, riittäisi Suomen tuotanto, tuonti Ruotsista ja Virolta sekä tehoreservi teoreettisesti kattamaan kulutuksen. Todennäköinen luokittelu tilanteelle olisi kuitenkin kiristynyt tehotilanne tai tehopula tehotaseen ollessa hyvin kriittinen. Suomen tuotanto ja tuonti Ruotsista ja Venäjältä riittäisivät kattamaan kulutuksen Viron tuonnin ollessa rajoittunut, mutta tämänkin skenaarion luokittelu olisi todennäköisesti kiristynyt tehotilanne, ellei jopa tehopula. Pitkään jatkuessaan nämä tilanteet aiheuttaisivat haasteita sähköjärjestelmän toiminnalle vikaumisriskien kasvaessa.

<sup>17</sup> Energiavirasto, 2015. Kertomus sähkön toimitusvarmuudesta 2015.



# RAPORTTI



*Taulukko 1. Sähkön tuotanto- ja tuontikapasiteetin riittävyys eri skenaarioissa huippukulutustilanteen mukaiseen kulutukseen verrattuna.*

| Skenaario                                                                        | Tehopulan todennäköinen luokittelu     | Arvioitu tehovajeen suuruus         | Aikajänne, jolla todennäköisesti syntyy yhteis-kunnallisia vaikutuksia |     |     |   | Tehopulan enimmäis-laajuus <sup>18</sup> | Pien-kuluttajat <sup>19</sup>                   | PK-teollisuus <sup>20</sup>                   |
|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-----|-----|---|------------------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1                                                                                | 2                                      |                                     | h                                                                      | d   | w   | m |                                          |                                                 |                                               |
| Sähköä ei saatavilla Ruotsista (2700 MW)                                         | -                                      | Vakava tehopula                     | 1100                                                                   | x   | x   | x | x                                        | 220 000 omakotitalon kulutusta vastaavasti      | 4 400 pk-yrityksen kulutusta vastaavasti      |
| Sähköä ei saatavilla Venäjältä (1400 MW)                                         | -                                      | Kiristynyt tehotilanne / (Tehopula) | -                                                                      | (x) | x   | x | -                                        | -                                               | -                                             |
| Sähköä ei saatavilla Virossa (1000 MW)                                           | -                                      | Kiristynyt tehotilanne / (Tehopula) | -                                                                      | (x) | x   | x | -                                        | -                                               | -                                             |
| Tuontipoltto-aineiden (kivihiili ja öljy) merikuljetusten estyminen (n. 2300 MW) | -                                      | Vakava tehopula                     | 700                                                                    |     |     |   | x                                        | Jopa 140 000 omakotitalon kulutusta vastaavasti | Jopa 2 800 pk-yrityksen kulutusta vastaavasti |
| Tuontipoltto-aineiden (maakaasu) saatavuus rajoittunut (n. 1200 MW)              | -                                      | Kiristynyt tehotilanne / (Tehopula) | -                                                                      | (x) | x   | x | -                                        | -                                               | -                                             |
| Ydinvoimalaitosten yhtäaikainen käyttöseisokki (2740 MW)                         | -                                      | Vakava tehopula                     | 1140                                                                   | x   | x   | x | x                                        | 230 000 omakotitalon kulutusta vastaavasti      | 4 600 pk-yrityksen kulutusta vastaavasti      |
| Suomen lauhdevoiman sulkeutuminen (n. 600 MW)                                    | -                                      | -/ Kiristynyt tehotilanne           | -                                                                      |     |     |   |                                          | -                                               | -                                             |
| Suomen kaukolämpö-CHP-voiman sulkeutuminen (n. 3500 MW)                          | -                                      | Energiapula<br>Vakava tehopula      | 2000                                                                   | x   | x   | x | x                                        | Jopa 400 000 omakotitalon kulutusta vastaavasti | 8 000 pk-yrityksen kulutusta vastaavasti      |
| Pohjolassa alhaiset vesivarastot                                                 | Pitkittynyt kylmä kausi Pohjois-maissa | -/ (Kiristynyt tehotilanne)         | ?                                                                      |     | (x) | x | -                                        | -                                               | -                                             |

Tuontipolttoaineiden (kivihiili ja öljytuotteet) tuonnin estyminen vaikuttaisi erityisesti rannikon lauhde- ja CHP-laitoksiin (n. 2300 MW) ja se johtaisi jopa 700 MW:n suuruiseen tehopulaan. Kivihiiltä ja öljytuotteita on saatavilla varmuusvarastoista muutamaksi

<sup>18</sup> Tehotasetta on verrattu esimerkinomaisesti talven 2016 huippukulutuksen tilanteeseen. Tehovajeen laajuutta arvioitaessa on oletettu kaikkien mahdollisten toimien olevan käytettävissä. Fingridin nopeaa häiriöreserviä ei käytetä tehovajeen helpottamiseen.

<sup>19</sup> Oletus sähkölämmitteinen omakotitalo, vuosikulutus n. 15 000 kWh, tyypillinen sähköteho talvella 5 kWh/h

<sup>20</sup> Oletus 250 kWh/h sähköteho Silvast et al. 2005 mukaisesti.



# RAPORTTI

kuukaudeksi, joten tehopula aiheutuisi vasta kuukausien viipeellä. Suomen ohella polttoaineiden saatavuus saattaisi olla rajoittunut myös naapurivaltioissa. Tätä ei ole huomioitu esimerkkilaskelmassa. Maakaasun saannin estyminen vaikuttaisi maakaasukäyttöiseen voimantuotantoon (n. 1200 MW) sekä teollisuuteen. Tehotase olisi kuitenkin tällaisessa tilanteessa edelleen positiivinen olettaen että muu tuotanto ja tuonti olisivat käytettävissä. Mutta tehotaseen ollessa varsin kriittinen, tilanne luokiteltaisiin todennäköisesti kiristyneeksi tehotilanteeksi. Kiinteän polttoaineen laitoksissa käytetään käynnistys- ja tukipolttoaineena tyypillisesti öljyä tai maakaasua. Siten tuontipolttoaineiden saatavuuden rajoitteilla olisi todennäköisesti vaikutuksia myös näiden laitosten käytettävyydelle.

Jos kaikki ydinvoimalaitokset ovat pois tuotantokäytöstä yhtä aikaa, aiheuttaisi se n. 1140 MW:n suuruisen tehovajeen. Lauhde- ja CHP-voiman kilpailukyvyistä on käyty keskustelua viime aikoina ja voimantuotantoa on poistunut markkinoilta. Jos lauhdevoima poistuisi täysin, riittäisi jäljelle jäänyt tuotanto ja tuonti periaatteessa kattamaan kysynnän mukaisen tehon. Kaiken CHP-tuotannon korvaantuessa lämpölaitoksilla olisi seurauksena tehopulan lisäksi pidempikestoinen sähköenergian pula.

Pohjolan alhaiset vesivarastot vaikuttavat vesivoiman tuotantoon. Tällä voi olla vaikutuksia Suomen oman tuotannon lisäksi sähkön tuontiin Ruotsista. Alhaiset vesivarannot ja pitkä kylmäkausi saattaisivat vaikuttaa sähkön saantiin Ruotsista, jolloin Suomen pitäisi lisätä omaa tuotantoa sekä tuontia Virosta ja Venäjältä. Tarkkaa määrää on hyvin haasteellista arvioida. Pitkittynyt kylmäkausi johtaisi sähkön kasvaneeseen kulutukseen.

Taulukossa 2 on esitetty esimerkinomaisia vikaantumistapauksia, jotka voisivat johtaa tehopulaan. Tarkastelu on tehty vastaavasti kuin taulukossa 1. Siirtoyhteyksien (vähintään kahden, 1500 MW) ja ydinvoimalaitoksen yhtäaikaisen vioittumisen tapauksessa jouduttaisiin todennäköisesti rajoittamaan sähkön kulutusta. Teknisten vikojen kesto riippuu vian laajuudesta ja esimerkiksi varaosien saatavuudesta. Helmikuussa 2015 OL2-yksikkö oli pois käytöstä 3 viikkoa generaattorivian seurauksena. Muut tuotanto- ja siirtokapasiteetit riittäisivät periaatteessa juuri ja juuri kattamaan ydin- ja lauhdelaitosten yhtäaikaisen vioittumisen. Tehotase olisi kuitenkin hyvin kriittinen ja tilanteesta seuraisi todennäköisesti kiristynyt tehotilanne tai jopa tehopula.



# RAPORTTI

Taulukko 2. Esimerkinomaisia suuria vikaantumisia, jotka voisivat johtaa tehopulaan huippukulutusta vastaavassa tilanteessa.

| Skenaario/<br>Vikaantuminen                         |                                                       | Tehopulan<br>todennäköinen<br>luokittelu | Arvioitu<br>tehovajeen<br>suuruus | Aikajänne,<br>jolla<br>todennäköisesti<br>syntyisi<br>yhteis-<br>kunnallisia<br>vaikutuksia |   |   |   | Tehopulan<br>enimmäis-<br>laajuus <sup>21</sup>     |                                                   |
|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---|---|---|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|                                                     |                                                       |                                          |                                   | h                                                                                           | d | w | m |                                                     |                                                   |
| 1                                                   | 2                                                     |                                          |                                   |                                                                                             |   |   |   | Pien-<br>kuluttajat <sup>22</sup>                   | PK-<br>teollisuus <sup>23</sup>                   |
| Siirto-<br>yhteyksien<br>vioittuminen<br>(1500 MW)  | Ydinvoima-<br>laitoksen<br>vioittuminen<br>(880 MW)   | Vakava<br>tehopula                       | Jopa<br>800                       | x                                                                                           | x | x |   | 160 000<br>omakotitalon<br>kulutusta<br>vastaavasti | 3 200<br>pk-yrityksen<br>kulutusta<br>vastaavasti |
| Ydinvoima-<br>laitoksen<br>vioittuminen<br>(880 MW) | Lauhdevoima-<br>laitoksen<br>vioittuminen<br>(560 MW) | Kiristynyt<br>tehotilanne                | -                                 |                                                                                             |   |   |   | -                                                   | -                                                 |
| Pohjolassa<br>alhaiset<br>vesivarastot              | Ydinvoima-<br>laitoksen<br>vioittuminen<br>(880 MW)   | Kiristynyt<br>tehotilanne                | ?                                 | (x)                                                                                         | x | x |   | -                                                   | -                                                 |

Kuten yllä todettu, alhaisilla vesivarastoilla voi olla vaikutuksia Suomen oman tuotannon lisäksi sähkön tuontiin Ruotsista. Tarkkaa määrää on hyvin haasteellista arvioida. Ydinvoimalaitoksen vikaantumisella saattaisi olla kiristyneeseen tehotilanteeseen johtavia seurauksia tässä tilanteessa.

Taulukko 3. Vikaantumistodennäköisyyksien odotusarvo polttoaineittain luokiteltuna.

| Polttoaine                       | Uraani | Turve/bio | Öljy/maakaasu | Hiili |
|----------------------------------|--------|-----------|---------------|-------|
| Vikaantumistodennäköisyys<br>(%) | 2,1    | 2,2       | 3,2           | 4,2   |

Yllä esitetyissä skenaarioissa ja tapahtumissa ei ole tarkasteltu niiden todennäköisyyksiä. Kiristyneen tehotilanteen tai tehopulan keston pitkeytyessä todennäköisyys voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantumisille kasvaa. Voimalaitosten vikaantumistodennäköisyyksiä on esitetty taulukossa 3 yllä<sup>24</sup>. Luvuilla tarkoitetaan 50 % todennäköisyydellä tapahtuvaa ennakoimatonta epäkäytettävyyttä prosentteina vuoden tunneista. VTT on puolestaan arvioinut<sup>25</sup> Viron ja Ruotsin tasasähkösiirtoyhteyksien vikaantumistodennäköisyydeksi 6% ENTSO-E:n laatimien pohjoismaisten tasasähköyhteyksien häiriökeskeytysten tilastojen perusteella. VTT:n asiantuntija-arvio kunkin Ruotsin vaihtosähköyhteyden vikaantumisille oli 2 % samaisessa raportissa. Venäjän tuonnin osalta VTT käytti subjektiivista arviota luotettavamman tiedon puuttuessa.

<sup>21</sup> Tehotasetta on verrattu esimerkinomaisesti talven 2016 huippukulutuksen tilanteeseen. Tehovajeen laajuutta arvioitaessa on oletettu kaikkien mahdollisten toimien olevan käytettävissä. Fingridin nopeaa häiriöreservä ei käytetä tehovajeen helpottamiseen.

<sup>22</sup> Oletus sähkölämmittimen omakotitalo (erillinen pientalo), tyypillinen sähköteho talvella 5 kWh/h

<sup>23</sup> Oletus 250 kWh/h sähköteho

<sup>24</sup> Pöyry, 2008. Voimalaitos käytettävyysselvitys. EMV:n tilaus.

<sup>25</sup> Kiviluoma J, Helistö N, 2014. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015-2020. VTT, Espoo.



# RAPORTTI

## 2.3 Tehopulan vaikutuksia yhteiskunnalle

Nykyaikainen yhteiskunta on hyvin riippuvainen sähkön saannista. Fingrid<sup>26</sup> on esittänyt maanlaajuisesta sähköjakelun katkeamisesta aiheutuviksi kustannuksiksi 100 miljoonaa euroa tunnilta. Tämän lisäksi kustannuksia aiheuttavat seurannaisvaikutukset kuten vedenjakelun häiriöt, polttoaineen jakelu- ja kuljetusongelmat ja ruokahuolto. Sähkön tehopulan vaikutuksia yhteiskunnalle onkin tutkittu kahdessa viime vuonna ilmestyneessä arvioissa. Sisäministeriö laati kansallisen riskiarvion<sup>27</sup> ja Turvallisuuskomitea<sup>28</sup> tarkasteli yhteiskunnan sähköriippuvuutta. Laajamittainen sähkökatko aiheuttaisi yhteiskunnan toiminnoissa vaikutuksia ainakin vesi- ja jätehuoltoon, elintarvikehuoltoon, pankkeihin ja maksuliikenteeseen, liikenteeseen ja polttoainehuoltoon, tele- ja tietoliikenteeseen, lämmitykseen, päiväkoteihin ja kouluihin, sairaaloihin, terveyskeskuksiin, maatalouteen ja kalanviljelyyn. Lisäksi pelastus- ja turvallisuustoimet vaikeutuisivat sähkön puuttuessa. Tuotantotehon tai siirron rajoitteiden lisäksi tulee varautua kyberuhkiin, jotka voivat kohdistua sähköjärjestelmään.

Rajoitteet tuontipolttoaineiden saatavuudessa esimerkiksi merikuljetusten estymisen seurauksena voivat aiheuttaa tehopulaa, jos rajoitteet kestävät useita kuukausia. Tällöin lämpö- ja voimalaitokset eivät saisi polttoainetta, mikä johtaisi sähkön ja lämmön tuotannon häiriintymiseen erityisesti rannikkoseuduilla. Lisäksi sisämaan kotimaisten lämpö- ja voimalaitospolttoaineiden tuotanto on hyvin riippuvainen nestemäisistä tuontipolttoaineista käynnistys- ja tukipolttoaineena. Tuontipolttoaineita varmuusvarastoidaan 5 kuukauden kulutusta vastaava määrä valtion varmuusvarastoissa sekä energian tuottajien ja polttoaineiden maahantuojien varastoissa.

Sisäministeriön riskiarviossa todetaan, että kantaverkon kaatuessa sen kokoaminen uudelleen toimivaksi voisi viedä päiviä. Koko maan laajuinen sähkökatko kestäisi pisimpään eteläosassa maata. Jotkin kaupungit voisivat toimia sähkösaarekkeina tuottaen itse oman sähkönsä kantaverkon vaurioituessa. Sitä ei ole kuitenkaan kokeiltu käytännössä. Edellinen koko maan kattava sähkökatko tapahtui 1970-luvulla.

Veden jakelu käyttäjille, jätevesien johtaminen viemäreissä puhdistamolle ja veden käsittely toimivat sähköllä. Monet vesihuoltolaitokset ovat hankkineet varavoimalaitoksia tai varustaneet laitokset liittymäpistein siirrettäviä varakoneita varten. Vuonna 2012 varavoima puuttui joka kymmenenneltä vesilaitokselta. Mahdollinen vesitorni mahdollistaa veden jakelun jatkumisen ilman sähköäkin noin tunnista jopa kolmeen päivään, riippuen vesitornin ja verkoston mitoituksesta. Sähkökatko vaikuttaa myös veden lämmitykseen ja juomaveden laatu voi vaarantua käsittelyn keskeytyessä tai käsittelemättömien jätevesien päästessä maastoon vedenottamon läheisyydessä.

Laaja sähkökatko sammuttaa liikenteenohjausjärjestelmät ja katuvalot. Turvallisuuden kannalta kriittiset kohteet kuten tunnelit on varustettu varavoimajärjestelmin. Rautateiden sähkönsyöttöasemat ja liikenteenohjaus on asetettu etusijalle tilanteissa, joissa sähkönsaantia joudutaan rajoittamaan. Meriliikenne tuottaa itse sähkönsä, mutta satamat ja esimerkiksi lossien rantautumislaitteet vaativat toimiakseen sähköä.

<sup>26</sup> Fingrid, 2014. Yhteisillä linjoilla. Fingridin tiedote maanomistajille 2014.

<sup>27</sup> Sisäministeriö, 2015. Kansallinen riskiarvio 2015.

<sup>28</sup> Turvallisuuskomitea, 2015. Sähköriippuvuus modernissa yhteiskunnassa.



# RAPORTTI

Päälentokenttien toiminta on turvattu akustoin ja varavoimakonein, mutta sähkökatkon pitkittyessä kenttien toiminta saatetaan joutua lopettamaan.

Polttoaineen jakelu vaatii toimiakseen sähköä. Huoltoasemia ei ole varustettu varavoimakonein tai niiden liitynnöillä. Laaja, pitkään kestävä sähkökatko voi pysäyttää liikenteen polttoainejakelun keskeydyttyä. Vuonna 2013 on alkanut kokeilu, jossa neljä huoltoasemaa on varustettu varavoimakonein turvaten asemien toiminnan sähkökatkon aikana. Tele- ja tietoliikenneverkot on jaettu tärkeysluokkiin. Tärkeysluokkien välillä on eroja, mutta pääsääntöisesti verkot toimivat vähintään 3 tuntia sähkökatkon aikana. Pankki- ja maksuliikenne vaikeutuisivat tai loppuisivat kokonaan sähkökatkon seurauksena. Kauppojen maksujärjestelmät toimivat vähän aikaa varasähköllä, mutta sen jälkeen kaupankäynti pysähtyisi.

Sairaalat on varustettu varavoimakonein turvaamaan kriittiset toiminnot ja mahdollistamaan ei-kriittisten toimintojen hallittu alasajo. Sairaaloiden toiminta vaikeutuu sähkökatkon pitkittyessä ja terveystakeskuksia voidaan joutua sulkemaan. Häätäkeskusten toiminta on turvattu sähkökatkojen varalta. Hälytysajoneuvojen polttoainehuolto vaikeutuu pitkissä sähkökatkoissa.

Rakennusten lämmitysmuodoista vain suora puulämmitys ei tarvitse sähköä. Turvallisuuskomitean raportin esimerkkilaskelmissa puurakenteinen pientalo jäähdyi -26 °C pakkasessa huonelämpötilasta 15 asteeseen 12 tunnissa. Kivirakenteinen talo jäähdyi vastaavasti 18 tunnissa. Myös ilmanvaihdolla on merkittävä vaikutus jäähdytysnopeuteen. Lämpötilan nostaminen takaisin normaalille tasolle nostaa osaltaan sähkön kulutusta ja vie aikaa.

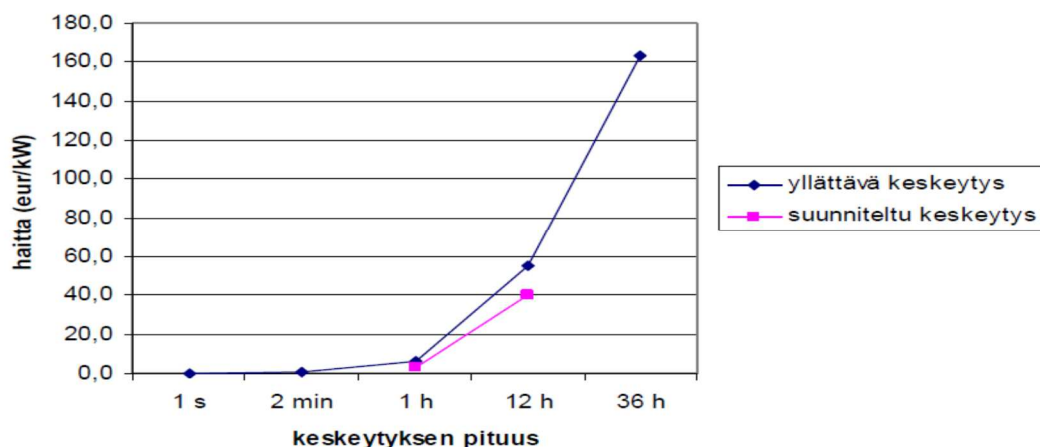
## 2.4 Tehopulan vaikutuksia sähkön kuluttajille

Sähkökatkojen haittavaikutuksia on arvioitu Suomessa TKK:n ja TTY:n tekemässä selvityksessä vuonna 2005<sup>29</sup>. Tutkimuksen yhteenvedossa kerrotaan haittakustannuksiksi kotitalouksille 6000 eur/MWh vaihtelun ollessa suurta eri kotitalouksien välillä. Muille sähkönkäyttäjille (mm. teollisuus) haitaksi raportoitiin 11 000 – 28 000 eur/MWh.

Kyselytutkimuksessa raportoitiin kotitalouksien kokema haittakustannus ajan funktiona. Katkojen oletettiin tapahtuvan talvella arkena haitallisimpaan aikaan ja ne olivat yhdestä sekunnista 36 tunnin mittaisia. Lisäksi otettiin huomioon sähkökatkon yllättävyys. Kotitalouksien itsellensä arvioimien rahallisten haittojen keskiarvot keskeytyksen ajan funktiona on esitetty kuvassa 9. Kuvasta havaitaan, että muutamien minuuttien mittainen keskeytys ei ole merkittävä, mutta tunnin jälkeen koettu haitta kasvaa voimakkaasti. Tunnin mittaisen keskeytyksen haitaksi saadaan n. 6000 eur/MWh, 12 h keskeytyksen haitaksi n. 720 000 eur/MWh ja 36 h keskeytyksen haitaksi n. 5,8 Meur/MWh. Erään sähkölämmitteisen esimerkkiomakotitalon<sup>30</sup> tunnin mittaisen keskeytyksen koetuksi haitaksi talvella saadaan n. 30 eur ja 12 tunnin haitaksi n. 3600 eur.

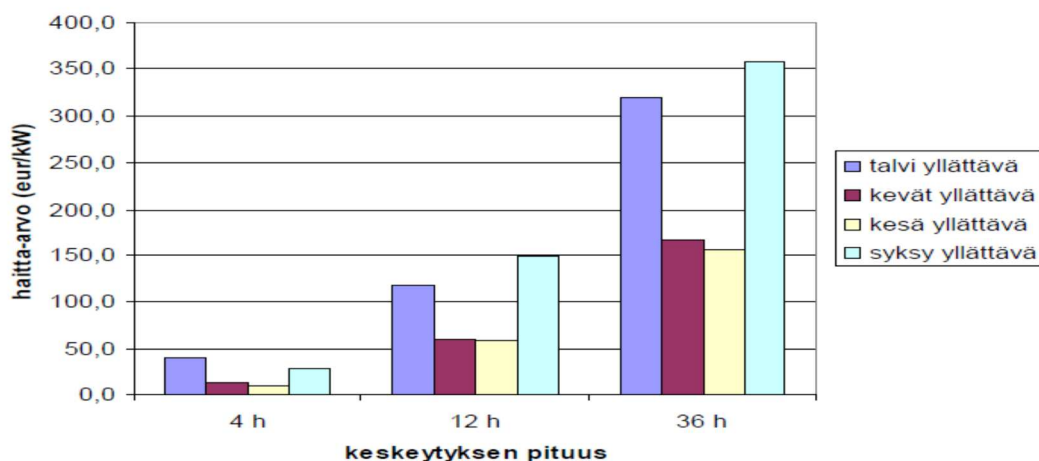
<sup>29</sup> Silvast et al., 2005. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. TTY ja TKK.

<sup>30</sup> Sähkölämmitteinen omakotitalo Etelä-Suomessa. Sähkön vuosikulutus n. 15 000 kWh, talven 2016 päiväkohtainen huippukulutus 120 kWh/d.



Kuva 9. Kotitalouksien haaita-arvot sähkökatkon pituuden funktiona.

Vuodenaikojen vaikutus sähkökatkojen haittaan otettiin huomioon maatalouden kokemassa haitassa, kuva 10. Koettu haaita oli suurin talvella ja syksyllä. Viljelystilojen toiminta ajoittuu syksyyn, mikä selittää syksyn suurta haittavaikutusta. Kesällä ja keuhällä koettu haaita oli noin 2-3 kertaa syksyä ja talvea vähäisempi.

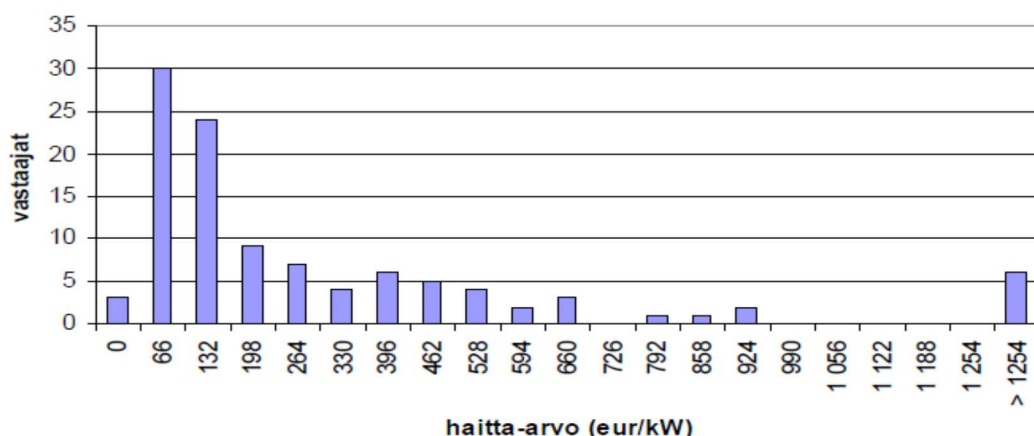


Kuva 10. Maatalouksien haaita-arvot 4-36 h vuodenajoittain.

PK-teollisuuden 12 tunnin sähkökatkosta kokema arvioitu haaita vaihteli suuresti 0 – 1254 eur/kWh välillä. Kuvassa 11 on esitetty PK-teollisuuden arvioima haaita 12 tunnin yllättävästä sähkökatkosta talvella. Suurin osa vastaajista ilmoitti haitaksi n. 66-132 eur/kWh. 12 tunnin mittaisen keskeytyksen haitaksi muodostuisi näin ollen 792 000 – 1,6 Meur/MWh. Yhden tunnin mittaisen keskeytyksen haaita-arvioista suurin osa oli 15 eur/kWh, joka vastaa 15 000 eur/MWh. Vuotuisesta jalostusarvosta ja sähkökulutuksesta laskettuna sähkökatkon haaita on 4900 eur/MWh menetetystä tuotannosta johtuen.



# RAPORTTI



Kuva 11. PK-teollisuuden arvioima haaita yllättävästä 12 h:n keskeytyksestä talvella työaikana.

Edellä mainitun tutkimuksen perusteella voidaan päätellä, että esimerkiksi tehoreservin määrää arvioitaessa käytetyt haaita-arvot 6000 eur/MWh ja 11 -28 keur/MWh eivät sellaisenaan ole skaalattavissa pidempikestoisiin huoltovarmuustilanteisiin vaan pidempikestoinen haaita per MWh on huomattavasti kyseenomaisia arvoja suurempi.

Sähkön tehopolun haittavaikutuksia voidaan arvioida myös sähköyhtiöiden sähkökatkoista sähkömarkkinalain<sup>31</sup> mukaisesti kuluttajille maksamiin korvauksiin. Vakiokorvaukset riippuvat jakelun keskeytyksen kestosta. Korvaus on 10 % vuotuisesta siirtopalvelumaksusta keskeytyksen ollessa 12 – 24 tuntia nousten portaittain 200 %:iin vuotuisesta siirtopalvelumaksusta keston ollessa yli 12 vuorokautta. Myös sähkötehon riittävyyttä ja sen perusteita pohdittaessa voidaan sähkötehon riittävyyden varmuutta verrata sähkömarkkinalain edellyttämään siirtoyhtiöiden toimitusvarmuuteen. Laki edellyttää, että haja-asutusalueilla, vapaa-ajan asunnot pois lukien, ei siirtymäajan jälkeen saa esiintyä yli 36 tunnin ja taajamissa yli 6 tunnin sähkökatkoksia.

<sup>31</sup> Sähkömarkkinalaki 588/2013





# RAPORTTI

## 3 Vaihtoehtoiset keinot sähköntuotannon huipputehon ja reservikapasiteetin lisäämiseksi

### 3.1 Teknisesti käyttöön otettava sähköntuotantokapasiteetti

Tässä kappaleessa arvioidaan teknisesti käyttöön otettavaa sähköntuotantokapasiteettia. Arvio käsittää olemassa olevien laitosten tehonkorotusmahdollisuudet, markkinoilta poistumassa olevien voimalaitosten jatkamisen edellytykset, markkinoilta poistuneiden laitosten käyttöönoton, käytettyinä saatavilla olevat voimalaitokset ja uudet laitokset. Arvio perustuu konsultin näkemyksiin ja voimalaitostietokantaan sekä tyypillisiin kustannuksiin. Voimalaitosten päästöraajat ovat tiukkenemassa (katso kappale 3.3). Riippuen sovellettavista päästörajoista, laitokset voivat vaatia hyvinkin erisuuruiset investoinnit alittaakseen asetetut rajat.

#### 3.1.1 Olemassa olevien laitosten tehonkorotusmahdollisuudet

Suomen ydinvoimalaitosten sähköntuotantoteho on n. 2750 MW. Ydinvoimalaitosten merkittävimmät tehonkorotukset on jo tehty ja laitosten jäljellä oleva tehonkorotuspotentiaali on vähäinen. Suomen vesivoimalaitosten sähköntuotantokapasiteetti oli n. 2600 MW vuoden 2016 huippukulutuskaudella<sup>32</sup>. Oy Vesirakentajan<sup>33</sup> vuoden 2007 selvityksessä mainitut olemassa olevien vesivoimalaitosten tehonkorotuspotentiaalit (n. 200 MW) on pääsääntöisesti jo toteutettu. Lisäkapasiteettia olisi mahdollista rakentaa lähinnä Kemihaaran (37 MW) ja Kollajan (32 MW) altaisiin. Vesivoiman varastoaltaiden sääntelyn helpottaminen mahdollistaisi laitosten joustavamman säädettävyyden. Joissain tapauksissa sääntelyrajat voivat rajoittaa laitosten operointia sähkön huippukulutuksen aikana.

Olemassa olevien CHP-laitosten sähköntuotannon hyötysuhteen kasvattaminen, esimerkiksi uudella lauhdeperällä, on haasteellista. Tyypillisesti voimalaitosten tilan puute rajoittaa mahdollisuuksia. CHP-laitosten olemassa olevien lauhdeperien operointi huippukuormituksen aikaan vaatii, että kaukolämpöverkossa on riittävästi muuta lämmöntuotantokapasiteettia korvaamaan CHP-laitoksella tuotettu kaukolämpöteho. Jos kaukolämpöverkossa on olemassa muuta lämmöntuotantokapasiteettia, mutta jota ei käytetä taloudellisista syistä, tulee muun lämmöntuotantokapasiteetin käyttö kompensoida. Teoreettinen maksimipotentiaali lisäsähköteholle on nimelliskapasiteetin ja huippukulutuksen aikaisen sähkötehon erotus, jonka arvioidaan olevan Suomen laitoksissa yhteensä noin 400 MWe. Käytännön potentiaali on tätä pienempi. Laitoskohtaisesti voitaisiin saavuttaa keskimäärin noin 20 MWe lisätehoa. Menetelmä ei vaadi lisäinvestointeja jos kaukolämpöverkossa on jo olemassa riittävästi varakapasiteettia. Jos kaukolämmön tuottamiseksi joudutaan rakentamaan lisäkapasiteettia, muodostuu investoinniksi saavutettavaan lisäsähkötehoon kohdistettuna noin 2000 keur/MWe. Investointi sähkötehoa kohti olisi suurempi kuin uudella kaasuturbiinilla.

CHP-laitoksen sähköteho laskee huippukulutusaikana nimellistehosta n. 10-15% kaukolämmön menoveden lämpötilan noston myötä. Eräs vaihtoehto on tuottaa CHP-laitoksella sähköä nimellisteholla ja nostaa kaukolämmön menoveden lämpötilaa erillisellä lämpökattilalla. Näin saavutettavissa olevan huippukulutuksen aikaisen

<sup>32</sup> Tilastokeskus, 2016. Energian hankinta ja kulutus. 4. vuosineljännes 2015. Helsinki: Tilastokeskus. Saatavilla: [www.stat.fi](http://www.stat.fi).

<sup>33</sup> Oy Vesirakentaja, 2007. Voimaa vedestä.



# RAPORTTI

lisäsähkötehon arvioidaan olevan parisataa megawattia ja kustannusten kuten edellä lauhdeperän operoinnissa.

Teollisuuden rakennemuutoksen myötä osa teollisuuden voimalaitoksista käy vajaakuormalla. Laitokset on tyypillisesti suunniteltu tuottamaan höyryä ja sähköä teollisuuden prosesseille ja mahdollisesti kaukolämpöä läheisille kaupungeille. Sähköntuotantokapasiteetti on vähentynyt höyrykuormien vähennyttyä. Mahdolliset apulauhduttimien lisäämiset näihin laitoksiin voisivat toimia pienenä lisäkapasiteettina per laitos, arviolta muutamasta megawattista pariin kymmeneen. Vaikkakin laitosryhmän teoreettinen potentiaali on suuri, nimellistehon ja arvioidun huipun aikaisen tuotannon erotus eli hieman alle 900 MWe, olisi käytännön potentiaali vähäinen. Koska näitä laitoksia on usean eri toimijan omistuksessa ja saatavat lisätehot ovat pieniä, tämä vaihtoehto ollee haastava toteuttaa ja kustannus/hyöty voi jäädä pieneksi. Tyypillinen investointi sähköntuotantokapasiteetin lisäämiseksi on noin 70–130 keur/MWe saavutetulle lisäsähköteholle kohdistettuna. Kannustamalla operoimaan olemassa olevia apulauhduttimia huippukulutuksen aikaan voitaneen saada hieman lisätehoa teollisuuden vastapainevoimalaitoksista kulutushuipputilanteissa.

Olemassa olevien kaasukombivoimalaitoksien operointia voisi joustavoittaa varustamalla ne nk. ohituspiipulla. Kombilaitoksen höyryprosessi on tyypillisesti kaasuturbiiniprosessia hitaampi käynnistää ja sen kuorman muutosnopeudet ovat hitaammat. Ohituspiipulla varustetut laitokset on nopeampi käynnistää ja operoida, mikä mahdollistaa niiden käynnistämisen myös lyhyeksi oletettuja ajotilanteita varten. Laitoksen kokonaisteho saattaa laskea, mutta verrattuna tapaukseen että laitosta ei käynnistettäisi ollenkaan, saadaan ohituspiipulla huippukulutuksen aikaista lisätuotantokapasiteettia.

### 3.1.2 Markkinoilta poistumassa olevat voimalaitokset

Markkinoilta tulee lähivuosina poistumaan CHP-voimalaitoksia vajaan 400 MWe edestä. Riippuen käyttötunneista, osan laitoksien käyttöä voitaisiin jatkaa 2023 saakka olemassa olevalla ympäristöluvalla ilman merkittäviä lisäinvestointeja. Joidenkin laitosten käyttöä voisi mahdollisesti jatkaa polttoainemuutoksilla. Laitosten tekninen kunto tulee selvittää, mutta jos vuotuiset käyttötunnit huippuvoimakäytössä ovat vähäisiä, voisi näiden laitosten käyttöikä olla mahdollista jatkaa. Arvio tarvittavista lisäinvestoinneista laitosten tuotantokäytön jatkamiseksi on noin 0–170 keur/MWe.

Osassa CHP-laitoksissa on kiinteä lauhdeperä, jota ei ole teknisesti mahdollista kytkeä irti. Osassa näistä laitoksista on suunnitelmia purkaa lauhdeperä pois taloudellisesti kannattamattomana. Tämä vähentäisi osaltaan sähköntuotantokapasiteettia vaikkakin laitokset ja lauhdeperät ovat teknisesti toimintakuntoisia.

Teollisuuden erillistuotantovoimalaitoksia on tulossa teknisen käyttöikänsä päähän lähivuosien aikana hieman vajaa 200 MWe edestä ja siten poistumassa sähkömarkkinoilta. Laitoksille on suunnitteilla korvausinvestointeja. Vanhoja laitoksia voi olla joissain tapauksissa mahdollista hyödyntää esimerkiksi polttoainemuutoksin vaikkakin käytöstä poistuvien turbiinien tekninen kunto ja kattiloiden operoitavuus eivät tyypillisesti ole optimaalisia huippukuormakäyttöä varten. Polttoainemuutoksilla voidaan välttää merkittävät investoinnit ilmansuojeluteknologioihin, joskin laitosten muuttuvat käyttökustannukset ovat verrattain korkeat polttoaineen hinnasta johtuen. Arvio tarvittavista lisäinvestoinneista käytön jatkamiseksi on noin 60–1640 keur/MWe.



# RAPORTTI

## 3.1.3 Markkinoilta poistuneet laitokset

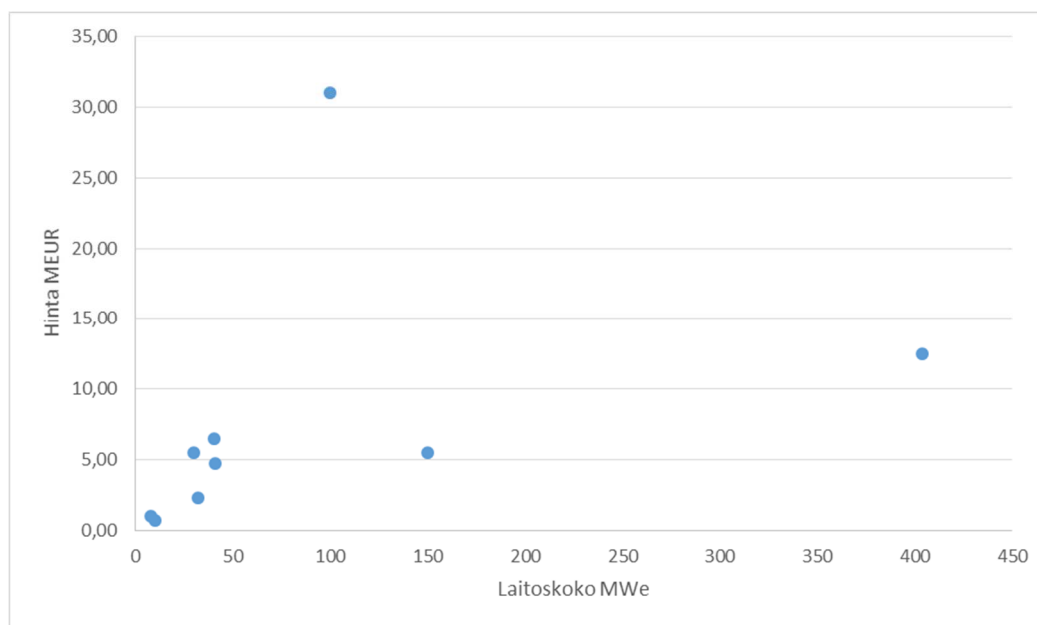
Markkinoilta jo poistuneita kiinteän polttoaineen voimalaitoksia voi olla mahdollista ottaa huippuvoimakäyttöön ja operoida niitä vuoteen 2020 saakka ilman merkittäviä lisäinvestointeja olemassa olevien ympäristölupien mukaisesti. Investointiarvio on noin 0-24 keur/MWe ja laitosten yhteenlaskettu sähköntuotantokapasiteetti on noin 1300 MWe. Laitoksille voi hakea lievempiä päästörajoja vuoden 2020 jälkeiselle ajalle alle 1500 h/a mukaiselle käyttöajalle. Laitoksilla pitää tyypillisesti tässäkin tapauksessa investoida päästöjen puhdistusteknologiaan. Investointitarpeet kiinteän polttoaineen laitoksille ovat noin 12-130 keur/MWe luokkaa sähkötehoa kohden laskettuna.

Raskasöljykäyttöisiä voimalaitoksia on poistunut hiljattain markkinoilta noin 400 MWe edestä. Näiden laitosten käyttöönotto ja muuntaminen kevyt polttoöljy -käyttöisiksi vaatisi noin 10-30 keur/MWe kokoiset investoinnit. BAT-päätelmillä voi olla vaikutusta laitosten päästörajoihin. Vastaavasti vanhojen, markkinoilta poistuneiden kaasuturbiinilaitosten käyttökuntoon saattaminen vaatisi 0-125 keur/MWe mukaiset investoinnit. Mahdollisesti käyttöönotettavien kaasuturbiinilaitosten yhteenlasketun kapasiteetin arvioidaan olevan luokkaa 200 MWe.

Kustannustehokas vaihtoehto markkinoilta poistuneiden, kiinteää polttoainetta käyttävien laitosten käytön jatkamiseksi 2020 jälkeen voisi olla muuttaa ne käyttämään kevyttä polttoöljyä. Laitosten muuntaminen vaatisi noin 16-25 keur/MWe suuret investoinnit. Sähköntuotannon muuttuvat kustannukset ovat tällöin tyypillisesti suuremmat kuin kiinteällä polttoaineella ja sähkönteho tippunee nykyisestä, mutta jos laitoksien vuotuiset käyttötunnit ovat pieniä, voi tämä vaihtoehto olla kokonaistaloudellisesti kannattavin. Lisäksi nestemäinen polttoaine on helppo varastoitava esimerkiksi turve- ja puupolttoaineisiin verrattuna.

## 3.1.4 Käytettyinä saatavilla olevat voimalaitokset ja uudet laitokset

Konsultin keväällä 2016 suorittaman katsauksen perusteella markkinoilla on käytettyjä huippukuormakäyttöön soveltuvia kaasuturbiinilaitoksia isossa (n. 50-150 MWe), keskisuudessa (n. 20-50 MWe) ja pienessä (< 10 MWe) kokoluokassa. Tarjolla on kokonaisia laitoksia ja pelkkiä turbiineja ja laitosten tekninen kunto vaihtelee suuresti. Osa laitoksista on jopa toimittamattomia laitoksia, jotka sijaitsevat vielä laitevalmistajan tiloissa. Useimmat laitokset vaatisivat tyypillisesti peruskunnostuksen ja mahdollisesti investoinnin uusiin polttimiin. Vanhoissa laitoksissa ei ole takuita, mutta toimittamattomissa laitoksissa valmistajan takuut voivat olla voimassa. Kunnostuksen, huollon ja varaosien saatavuuden perusteella suositeltavia malleja ovat laitokset, joita on rakennettu ja huollettu lisenssisopimuksin. Saatavilla on myös käytettyjä moottorivoimalaitoksia 2-10 MWe kokoluokassa usealta eri valmistajilta.



Kuva 12. Eräiden vuonna 2016 myynnissä olevien käytettyjen kaasuturbiinivoimalaitosten hintoja.

Myytävänä olevien laitosten esimerkkihintoja ja -kokoluokkia on esitetty kuvassa 12. Laitosten kunto ja ikä vaikuttavat ratkaisevasti hintaan. Kuvan 100 MW:n laitos on uusi laitos, jota ei ole toimitettu asiakkaalle. Muut laitokset ovat olleet tuotantokäytössä. Vanhojen laitosten hintataso on n. 50-200 kEUR/MWe kun käyttämättömien, hyvässä kunnossa olevien laitosten hintataso on luokkaa >300 kEUR/MWe. Usein hinnat ovat neuvoteltavissa. Moottorivoimalaitosten hinnat ovat samaa suuruusluokkaa.

Uusien kaasuturbiinivoimalaitosten tyypilliset hinnat ovat n. 250-700 kEUR/MWe laitoskoosta riippuen. Suurten moottorivoimalaitosten hintataso on n. 600-800 kEUR/MWe suuruusluokkaa.

## 3.2 Nykyisten verojen ja muiden ohjauskeinojen vaikutukset tuotantorakenteeseen

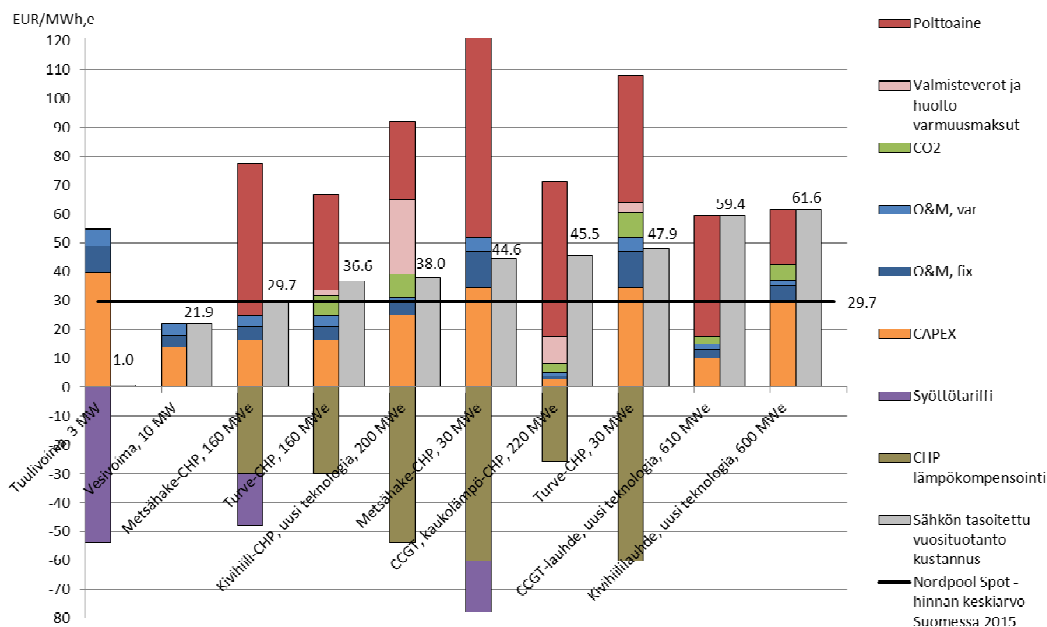
Suomessa valmisteverot ja syöttötariffit vaikuttavat eri tuotantomuotojen väliseen ajojärjestykseen ja investointien kannattavuuteen. Kuvassa 13 esitetään eri tuotantomuodoille ja laitospasiteeteille uusinvestointien tasoitettut sähkön vuosituotantokustannukset, joissa oletetaan vesivoima- ja CHP-laitosten huipunkäyttöajoiksi 6000 tuntia, lauhdelaitoksille 4000 h ja tuulivoimalle 3000 tuntia vuodessa. Kuvasta puuttuvat voimalaitostyyppinä ydinvoima ja jätevoimalaitokset.

Tässä käytetyn CHP:n tasoitettujen vuosikustannusten laskentamenetelmän<sup>34</sup> etuja on, että menetelmä mahdollistaa keskenään erilaisten teknologioiden ja laitoskokojen vertailun. CHP-laskennassa huomioidaan sähköntuotantoon investoimisen aiheuttamat lisäkustannukset verrattuna siihen, että investoitaisiin pelkkään lämpölaitokseen. Lisäkustannus on lopuksi jaettu laitoksessa tuotettavan sähkön määrällä (MWh/vuosi), jotta kustannusta voidaan verrata sähkön markkinahintaan. Jos lisäkustannus on kannattava suhteessa sähkön markkinahintaan, kannattaa investoida CHP-laitokseen

<sup>34</sup> CHP-laitosten tasoitettut sähköntuotannon vuosikustannukset on laskettu:  $D = (A - B) / C$ , jossa  
A = CHP-laitosinvestoinnin tasoitettut vuosituotantokustannukset (sis. lämpö ja sähkö), EUR/vuosi  
B = vaihtoehtoisen lämmöntuotantoinvestoinnin tasoitettut vuosituotantokustannukset (käyttäen samaa lämpömäärää kuin CHP-laitoksella), EUR/vuosi. Lämpökompensoinnin hintana käytetty tässä 30 EUR/MWh lämpöä olettaen vaihtoehtoisiin investointina metsähakelämpökattila.  
C = CHP-laitoksen vuosittainen sähköntuotantomäärä, MWh/vuosi.



pelkän lämpökattilan sijasta. Tällä menetelmällä laskettu tasoitettu CHP-sähkön vuosituotantokustannus on suoraan vertailukelpoinen muiden sähköntuotantomuotojen tasoitettuihin vuosituotantokustannuksiin verrattuna sähkön- ja lämmöntuotannon kapasiteeteista riippumatta.



Kuva 13. Sähkön tasoitettujen vuosituotantokustannukset uusille laitoksille (kuvassa verot ja syöttötariffit 1.3.2016 mukaisesti, muut arvot vuoden 2015 keskiarvoja).

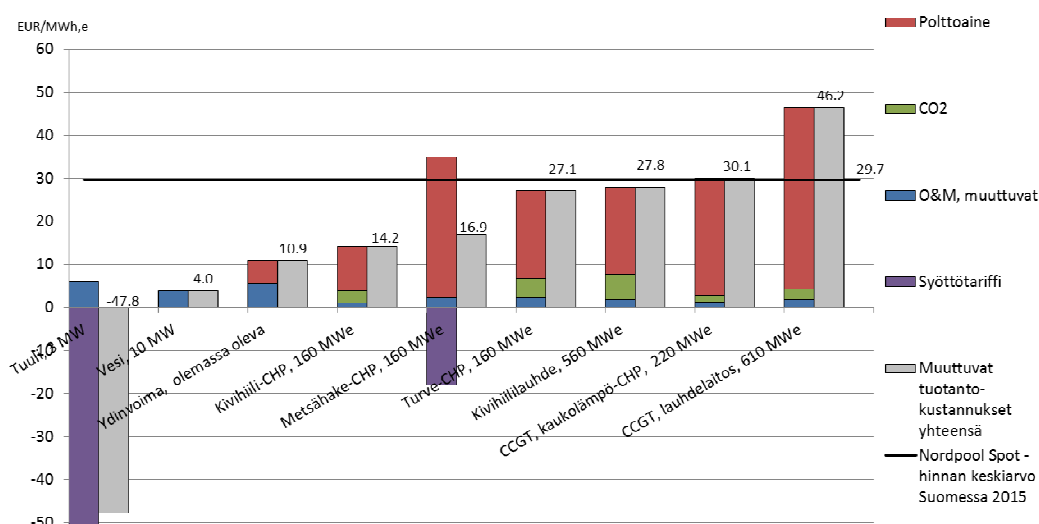
Kuvan 13 tulosten perusteella nykyiset verot ja tuet kannustavat ainoastaan tuulivoimainvestointeihin, koska sähkön markkinahinta on alhainen ja merkittävä vesivoiman lisärakentaminen ei ole mahdollista Suomessa. Nykyisen tuulivoimatariffin osalta lähivuosina rakennettava kapasiteetti rajoittuu 2500 megavoltiampeeriin (MVA) eli energiana noin 6 TWh vuodessa huipunkäyttöajasta riippuen. Käytännössä tuo tuotantotukijärjestelmän tuulivoimalle asetettu 2 500 MVA:n kokonaiskapasiteetti on täyttynyt. Tuulivoimahankkeille myönnetty kiintiöpäätökset ovat voimassa enintään 1.11.2017 asti, mihin mennessä tuulivoimatuottajan on jätettävä hyväksymishakemus tukijärjestelmään. Viimeiset tuulivoimaloiden tukijärjestelmään hyväksymistä koskevat päätökset tehdään arviolta vuoden 2018 alussa. Tuotantotukilakiin lokakuussa 2015 voimaan tulleiden muutosten seurauksena hylättyjä syöttötariffihakemuksia ei korvata uusilla siten, että alkuperäinen 2500 MVA:n kiintiö täyttyisi. Tukijärjestelmään hyväksyttävän tuulivoimakapasiteetin määrän arvioidaan siten jäävän 2 000 – 2 200 MVA:iin. Jätevoimalaitoksia voidaan Suomessa rakentaa rajoitetusti johtuen ympäristömääräyksistä sekä jätteen saatavuudesta polttoon. Ydinvoima on jätetty pois vertailusta, koska lisärakentamisen kustannukset ovat projektikohtaisia. Fennovoima-projektin takuuhinnaksi ensimmäisten 12 vuoden ajalta on julkisuudessa ilmoitettu 50 EUR/MWh, jos laitos valmistuu 2024 mennessä<sup>35</sup>.

Kuvan 14 (alla) perusteella maakaasu on ajojärjestyksessä viimeisenä, kun vertaillaan eri sähköntuotantomuotojen lyhytaikaisten marginaalituotantokustannusten vuosikeskiarvoja. Maakaasukombivoimalaitoksen sähköntuotannon keskimääräiset marginaalikustannukset jäävät sähkön markkinahinnan keskiarvon yläpuolelle, mikä

<sup>35</sup> <http://www.talouselama.fi/uutiset/osakassopimus-paljastaa-tallinen-on-fennovoiman-salattu-hintatakuu-3463403>



tarkoittaa, ettei olemassa olevia laitoksia kannata ajaa peruskuormalaitoksina. Maakaasusta luopuminen CHP-tuotannossa on siksi ajankohtainen kysymys, joka vaikuttaa Suomen sähköntuotantokapasiteetin rakenteeseen. Korvaava kapasiteetti perustuu CHP-kapasiteetin sijasta lämpölaitoksiin, jos sähkön markkinahinta pysyy alhaisena. Olemassa olevia laitoksia, joilla on edelleen teknistä käyttöikää jäljellä, ylläpidetään siten, että ne ovat lämmönkulutuksen ja sähkön markkinatilanteen mukaan käytettävissä.



Kuva 14. Sähköntuotannon marginaalikustannukset tuotantomuodoittain olemassa oleville laitoksille (kuvassa syöttötariffit 1.3.2016 mukaisesti, muut arvot vuoden 2015 keskiarvoja).

CHP-laitosinvestoinnit, joiden valmistuminen on lähivuosina odotettavissa, ovat kaikki biopolttoaineisiin perustuvia: Turun Seudun Energiantuotannon NA4 (sähköteho 146 MW; arvioitu käynnistyminen 2017)<sup>36</sup>, Kilpilahden voimalaitos (30 MW; 2018)<sup>37</sup>, Lahti Energian Kymijärvi III (110 MW; 2020)<sup>38</sup> ja Oulun Energian Laanilan monipolttoainevoimalaitos (noin 100 MW; 2020-2021)<sup>39</sup>. Kaikki em. investoinnit ovat luonteeltaan korvausinvestointeja. Ekokemin Salon jätteenpolttolaitoshanke on tällä hetkellä lykkääntynyt<sup>40</sup> ja Riikinnevan ekovoimala Leppävirralla käynnistyy joulukuussa 2016<sup>41</sup>. Muut tiedossa olevat suunnitteilla olleet suuret CHP-voimalaitoshankkeet Suomessa ovat peruuntuneet, lykkääntyneet ja/tai korvautuneet lämpölaitoshankkeilla, kuten esimerkiksi Helenin Vuosaari C<sup>42</sup>. Tällä hetkellä suunnitteilla olevissa CHP-investoinneissa on myös mahdollista, että höyryturbiini-investointeja lykätään tai tilalle suunnitellaan lämpökattila sähkön markkinatilanteesta johtuen.

Suomen sähköntuotannon rakenteeseen vaikuttavat kaukolämpö-CHP-laitosten lisäksi teollisuuden CHP-voimalaitokset. Äänekoskelle rakennettavan uuden biotuotetehtaan sähköntuotanto on arvioitu 2,4-kertaiseksi omaan sähkönkulutukseen nähden<sup>43</sup> ja

<sup>36</sup> <http://www.esitteemme.fi/tse/MailView/>

<sup>37</sup> <http://www.kilpilahti.fi/yritykset-kilpilahdessa/kilpilahden-voimalaitos-oy/>

<sup>38</sup> <http://www.lahtienergia.fi/lahti-energia/energiantuotanto/kymijaervi-iii-hanke>

<sup>39</sup> <https://www.ouluenergia.fi/asiasanat/voimalaitoshanke>

<sup>40</sup> <http://www.sss.fi/2015/10/markkinaoikeus-salon-jatteenpolttolaitos-kilpailutettava-uudelleen/>

<sup>41</sup> <http://riikinvoima.fi/>

<sup>42</sup> <https://www.helen.fi/uutiset/2015/uusi-hajautettu-malli-hiilidioksidipaastojen-vahentamiseen/>

<sup>43</sup> Äänekosken biotuotetehtaan ympäristövaikutusten arviointiohjelma 2014. Metsä-Fibre Oy.



# RAPORTTI

koneiston tuotantotehoksi on ilmoitettu 260 MW<sup>44</sup>. Siten nettosähköteho ollee noin 150 MWe. Biotuotetehdas valmistuu arviolta vuoden 2017 kolmannella neljänneksellä<sup>45</sup>. Teollisuuden tilauskannalla ja rakennemuutoksilla on vaikutuksia olemassa olevan teollisuus-CHP-kapasiteetin käytettävyyteen ja sähkön kysyntään. Tällä hetkellä julkisuudessa ei ole esitetty tietoja kokonaisten tuotantolaitosten sulkemisista lähivuosina.

## 3.3 Luvituksessa olevien ongelmien tarkastelu

Ympäristönsuojelulakia (527/2014) sovelletaan muun muassa teolliseen ja muuhun toimintaan, josta aiheutuu tai saattaa aiheutua ympäristön pilaantumista. Laki edellyttää, että energiantuotantolaitoksella on polttoainetehosta ja polttoaineista riippuen joko ympäristölupa tai että laitos on rekisteröity ympäristönsuojelun tietojärjestelmään. Ympäristölupa on oltava energiantuotantolaitoksella, jossa on vähintään 20 MW:n kiinteää polttoainetta käyttävä energiantuotantoyksikkö tai jonka energiantuotantoyksiköiden yhteenlaskettu polttoaineteho on vähintään 50 MW (ns. direktiivilaitos). Ympäristölupa on voimassa toistaiseksi. Jos toimintaa muutetaan olennaisesti, on muutokselle haettava ympäristölupa.

Rekisteröitävän laitoksen (eli polttoaineteholtaan alle 20 tai 50 MW) on täytettävä valtioneuvoston asetuksen 750/2013 (ns. **PIPO-asetus**) ympäristönsuojeluvaatimukset. Myös energiantuotantolaitoksen, jolla on ympäristölupa, on täytettävä vähintään PIPO-asetuksen vaatimukset. PIPO-asetuksessa säädetään mm. savukaasupäästöjen raja-arvoista, savupiipun korkeudesta, puhdistinlaitteiden jätevesien ja öljyisten jätevesien käsittelystä, polttoaineiden varastoinnista, jätehuollosta, meluntorjunnasta ja tarkkailusta. PIPO-asetusta tullaan uudistamaan Euroopan Unionissa voimaan tulleen keskisuurista polttolaitoksista ilmaan joutuvien epäpuhtauspäästöjen rajoittamista koskevan direktiivin (MCP-direktiivi<sup>46</sup>) takia. Direktiivin edellyttämät muutokset PIPO-asetukseen on tehtävä vuoden 2017 loppuun mennessä. Olemassa olevat energiantuotantolaitokset on rekisteröitävä 1.1.2018 mennessä ja uudet viimeistään 90 päivää ennen toiminnan aloittamista.

PIPO-asetuksessa on esitetty eri päästörajat laitostyypeittäin, polttoaineittain sekä uusille ja olemassa oleville energiantuotantoyksiköille. Olemassa oleville vara- ja huippukuormaa (käyntiaika alle 1500 h/a) tuottaville kattilalaitoksille on esitetty lievennyksiä päästörajoihin. Lievennykset riippuvat käytetystä polttoaineesta. Uusille yli 20 MW tehoisille vara- ja huippukuorman diesel- ja kaasumootoreille on myös esitetty lievennyksiä (NOx, SO2, hiukkaset), kaasuturbiineille ei. Olemassa oleville vara- ja huippukuorman dieselmootoreille ja kaasuturbiineille on myös esitetty lievennyksiä; dieselmootoreille SO2:n ja hiukkasten osalta, kaasuturbiinille NOx:n osalta. Uusille moottori- ja kaasuturbiinikäyttöisille hätäkäyttöyksiköille (< 500 h/a) on esitetty erilliset päästöraja-arvot.

Valtioneuvoston asetuksella 936/2014 (ns. SUPO-asetus) säädetään polttoaineteholtaan vähintään 20/50 megawatin polttolaitosten eli suurten polttolaitosten ilmaan johdettavien päästöjen raja-arvoista sekä muista päästöjen rajoittamista koskevista velvoitteista. Raja-arvot määräytyvät polttoainetehon ja käytettävien polttoaineiden perusteella. Jos kahden tai useamman energiantuotantoyksikön savukaasut johdetaan saamaan piippuun, lasketaan niiden polttoainetehot yhteen polttoainetehoa

<sup>44</sup> <https://transparency.entsoe.eu/>

<sup>45</sup> <http://biotuotetehdas.fi/mika-hanke>

<sup>46</sup> Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2015/2193 tiettyjen keskisuurista polttolaitoksista ilmaan joutuvien epäpuhtauspäästöjen rajoittamisesta.





# RAPORTTI

määritettäessä. Yhteenlaskuun otetaan mukaan kuitenkin vain vähintään 15 MW:n energiantuotantoyksiköt. SUPO-asetus on tiukentanut savukaasupäästöjen raja-arvoja, ja niitä on tullut noudattaa 1.1.2016 alkaen. Poikkeuksen raja-arvojen noudattamisesta on voinut saada, jos toiminnanharjoittaja on sitoutunut rajoittamaan laitoksen käyntiajan 17 500 tuntiin 1.1.2016–31.12.2023 välisenä aikana. Jos laitosta halutaan käyttää vielä ko. ajanjakson jälkeen, laitokselle täytyy hakea uusi ympäristölupa. Laitos katsotaan tällöin uudeksi laitokseksi päästöjen raja-arvoja määrittäessä. Lisäksi SUPO-asetuksen mukaisten raja-arvojen noudattamista on voinut lykätä 1.7.2020 asti, jos laitos on liittynyt kansalliseen siirtymäsuunnitelmaan. Polttoaineteholtaan enintään 200 MW:n kaukolämpölaitokset ovat taas voineet saada siirtymäaikaa 31.12.2022 asti. Tämä koskee tietyin tarkennuksin myös CHP-laitoksia, jotka tuottavat kaukolämpöä julkiseen kaukolämpöverkkoon. Lisäksi SUPO-asetuksen mukaiselle vanhalle (ympäristölupa myönnetty ennen 27.11.2002) energiantuotantoyksikölle voidaan asettaa lievemmat raja-arvot rikkidioksidi- ja typenoksidipäästöille, jos energiantuotantoyksikkö toimii enintään 1 500 tuntia vuodessa laskettuna viiden vuoden keskiarvona.

SUPO-asetuksessa on asetettu lievemmat typenoksidien raja-arvot olemassa oleville kaasuturbiineille ja kombilaitoksille, jos niiden käyttö on alle 1500 h/a. SUPO:ssa asetettuja raja-arvoja typenoksidi- ja hiilimonoksidipäästöille ei sovelleta hätätarkoituksessa (alle 500 h/a, tarkoittaa sähkön tuotantoa) käytettävään uuteen tai olemassa olevaan kaasukäyttöiseen yksikköön tai hätätapauksessa käytettävään olemassa olevaan kaasuturbiiniin (kaasu- ja nestemäiset polttoaineet). Dieselmoottorille ei sovelleta SUPO:n päästöraja-arvoja. Ympäristöluvassa voidaan lisäksi määrätä lievemmat päästöraja-arvot, jos päätelmien mukaiset päästöraja-arvot johtaisivat kohtuuttoman korkeisiin kustannuksiin verrattuna saavutettaviin ympäristöhyötyihin laitoksen maantieteellisen sijainnin tai teknisten ominaisuuksien taikka paikallisten ympäristöolojen vuoksi. Em. poikkeamiset ovat voimassa vain määräajan tai enimmillään seuraavaan luvan tarkistamiseen asti.

Tulevaisuudessa ympäristöluvan päästöraja-arvojen, tarkkailun ja muiden lupamääräysten on lisäksi perustuttava Euroopan Unionin suurten polttolaitosten (Large Combustion Plants, LCP) BREF-vertailuasiakirjan (BAT Reference Document) BAT-päätelmiin (Best Available Techniques). BAT-päätelmissä esitetään parhaaseen käytettävissä olevaan tekniikkaan liittyvät päästötasot, siihen liittyvä tarkkailu ja kulutustasot. BREF-asiakirja<sup>47</sup> on julkaistu vuonna 2006 ja sen uudistaminen on parhaillaan käynnissä. Uudistus tulee tiukentamaan päästöraja-arvoja. Kun komissio on julkaissut päätöksen uusista BAT-päätelmistä, on laitoksen ympäristölupa tarkistettava ja energiantuotantolaitosten toiminnan on vastattava BAT-päätelmiä viimeistään neljän vuoden kuluttua. BAT-päätelmät julkaistaneen alkuvuonna 2017, jolloin vuonna 2021 laitoksen normaaleissa toimintaolosuhteissa päästöjen tulee olla enintään BAT-päätelmien päästötasoja vastaavia. Tämä vaatii useilta laitoksilta investointeja päästöjen vähentämiseen. Myös uudistettavana olevan LCP-BREF-vertailuasiakirjan luonnos sisältää lievennyksiä BAT-päästötasojen soveltamisesta hätätarkoituksessa käytettäviin kaasuturbiineihin ja moottoreihin, joiden käyttöaika on alle 500 tuntia vuodessa. BAT-päätelmissä parasta käyttökelpoista tekniikkaa vastaavat savukaasupäästötasot esitetään vaihteluväleinä. Siten toiminnanharjoittajan ei ole mahdollista ennakoida ympäristöluvassa asetettavia raja-arvoja täsmällisesti ja savukaasupäästöjen vähentämistä koskevia investointipäätöksiä on hankalaa tehdä ennen ympäristöluvan myöntämistä.

<sup>47</sup> <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu>



# RAPORTTI

Kuvassa 15 on esitetty yhteenveto polttolaitoksia koskevasta päästölainsäädännöstä. PIPO-asetus koskee siis pieniä laitoksia kun taas SUPO-asetus koskee suuria laitoksia.

| PIPO                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | SUPO                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"><li>• Pienet laitokset</li><li>• &lt;50 MW, pa kaasuoily</li><li>• &lt;20 MW, pa kiinteä pa</li><li>• Rekisteröintimenettely</li><li>• Mahdolliset lievennykset</li><li>• Olemassa olevat vara- ja huippukäyttöyksiköt (&lt; 1500 h/a), moottorilaitoksista myös uudet</li><li>• Uusille hätäkäyttöyksiköille (GT ja moottorilaitokset) erilliset raja-arvot</li><li>• Asetuksen tarkastus 2017</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Suuret laitokset</li><li>• Ympäristölupien hakeminen viranomaisilta</li><li>• Mahdolliset lievennykset</li><li>• Siirtymäsuunnitelma: SUPO:n raja-arvot voimaan 2020, ei käyttörajoituksia</li><li>• Olemassa oleva polttolaitos &lt;17500 h 2016-2023</li><li>• Olemassa oleva yksikkö (&lt; 1500 h/a)</li><li>• Uusi ja olemassa oleva kaasukäyttöinen hätäkäyttöyksikkö (&lt; 500 h/a)</li><li>• Olemassa oleva hätäkäyttöinen GT (&lt;500 h/a)</li><li>• Dieselmoottorilaitos</li><li>• Laitosten ympäristölupien tarkastus BAT-päätelmien perusteella (n. 2021)</li></ul> |

Kuva 15. Yhteenveto polttolaitoksia koskevasta päästölainsäädännöstä.

Sujuva ympäristölupaprosessi lähtee hakemuksesta, johon on sisällytetty ympäristölainsäädännössä edellytetyt asiat siten, että hakemuksen ja lupa-asian laajuus vastaavat toisiaan. Myös perusteltujen ehdotusten esittäminen lupamääräyksiksi edistää hakemuksen käsittelyä. Uudet hankkeet, toiminnan olennaiset muutokset tai yksittäisten määräysten muuttaminen edellyttävät laajuudeltaan erilaisia lupahakemuksia ja selvityksiä. Uuden laitoksen osalta haasteena on hankkeen suunnittelun ja ympäristölupahakemuksen oikea ajoitus. Hankkeen suunnittelun on oltava niin pitkällä, että ympäristölupahakemuksessa pystytään esittämään tiedot riittävän yksityiskohtaisesti. Puutteellinen hakemus tai hankesuunnitelman muuttuminen hakemuksen vireillepanon jälkeen hidastaa hakemuksen käsittelyä, sillä hakemusta joudutaan yleensä täydentämään ja täydennysten takia lupaprosessiin liittyvä kuulemismenettely voidaan joutua uusimaan. Hankkeesta tiedottaminen alueen asukkaille ja muille sidosryhmille edistää myös osaltaan lupaprosessin sujumista, sillä se voi vaikuttaa ympäristölupahakemuksesta jätettävien muistutusten määrään. Lupaviranomaisen kanssa on suositeltavaa neuvotella ennen hakemuksen jättämistä. Ympäristölupapäätöstä koskevien mahdollisten valitusten aiheuttaman viivästyksen välttämiseksi uutta laitosta tai toiminnan muutosta koskevaan hakemukseen on usein hyvä sisällyttää myös pyyntö saada aloittaa toiminta ennen lainvoimaista lupapäätöstä. Toiminnan aloittamislupaa voidaan myös hakea erikseen.

Ympäristölupaa haetaan aluehallintovirastolta, jonka toiminta-alueella laitos sijaitsee. Kaikkien aluehallintovirastojen tavoitteena on käsitellä uuden toiminnon ympäristölupahakemus kymmenessä kuukaudessa ja olemassa olevan toiminnon vastaavasti 12 kuukaudessa. Viime vuosina ympäristölupahakemukset on käsitelty lähes tavoiteajassa Etelä-Suomen ja Itä-Suomen aluehallintovirastoissa. Ympäristölupien keskimääräiset käsittelyajat eri aluehallintovirastoissa vuosina 2012–2014 on esitetty taulukossa 4.



# RAPORTTI

Taulukko 4. Ympäristölupahakemusten keskimääräinen käsittelyaika eri aluehallintovirastoissa vuosina 2012–2014<sup>48</sup>.

| Aluehallinto-<br>virasto    | Ympäristölupahakemuksen keskimääräinen käsittelyaika, kk |      |      |           |                         |      |      |           |
|-----------------------------|----------------------------------------------------------|------|------|-----------|-------------------------|------|------|-----------|
|                             | Uusi toiminto                                            |      |      |           | Olemassa oleva toiminto |      |      |           |
|                             | 2012                                                     | 2013 | 2014 | keskiarvo | 2012                    | 2013 | 2014 | keskiarvo |
| <b>Etelä-Suomi</b>          | 11,5                                                     | 9,4  | 8,25 | 9,7       | 15,8                    | 15,3 | 13,4 | 14,8      |
| <b>Itä-Suomi</b>            | 9                                                        | 9,9  | 12,6 | 10,5      | 10,7                    | 13,3 | 13,8 | 12,6      |
| <b>Länsi- ja Sisä-Suomi</b> | 20,4                                                     | 16,9 | 15,6 | 17,6      | 19,1                    | 18,9 | 17,8 | 18,6      |
| <b>Pohjois-Suomi</b>        | 13,5                                                     | 15,8 | 14,1 | 14,5      | 13,5                    | 12,6 | 16   | 14,0      |
| <b>Tavoiteaika</b>          | 10                                                       |      |      |           | 12                      |      |      |           |

Aluehallintoviraston lupapäätöksestä voi valittaa Vaasan hallinto-oikeuteen ja tämän päätöksestä edelleen korkeimpaan hallinto-oikeuteen. Vaasan hallinto-oikeudessa ympäristöasioiden käsittelyaika on ollut keskimäärin 15 kuukautta<sup>49</sup> ja korkeimmassa hallinto-oikeudessa vastaavasti 13,7 kuukautta<sup>50</sup>. Aluehallintovirastolta voi hakea lupaa aloittaa uusi toiminta tai toiminnan muutos ympäristölupapäätöstä noudattaen ennen kuin ympäristölupa on saanut lainvoiman.

Uutta laitosta suunniteltaessa on huomioitava ajoissa mahdollinen YVA-lain mukaisen ympäristövaikutusten arviointimenettelyn tarve tai onko alueella voimassa olevaa kaavoitusta tarvetta muuttaa. YVA-menettely on YVA-asetuksen 713/2006 mukaan toteutettava kattila- tai voimalaitoshankkeeseen, jonka suurin polttoainetehto on vähintään 300 MW. Päästökauppalaki edellyttää, että kokonaislämpöteholtaan yli 20 MW polttolaitoksella on päästölupa. Päästöluvan myöntää Energiavirasto.

## 3.4 Kysyntäjouston mahdollisuudet

Kysyntäjousto voi johtaa joko kysynnän siirtymiseen toiseen ajankohtaan tai kysynnän poistumiseen kokonaan. Kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa jo nyt kaikilla sähkön markkinapaikoilla, kts. kuva 16. Fingrid arvioi tukkumarkkinalla olevan tällä hetkellä 200-600 MW joustoa. Eri markkinapaikkojen aktivointien määrät, korvaustasot sekä tekniset vaatimukset vaihtelevat. Kysyntäjoustoa toteuttaa sähkömarkkinoilla tällä hetkellä lähinnä suurteollisuudessa. Jouston suuruus riippuu sähkön hintatasosta ja teollisuuden tuotantotilanteesta. Kysyntäjoustoa on esitetty tarvittavan lisää joustavan tuotantokapasiteetin vähentyessä ja hintaan reagoimattoman tuotannon lisääntyessä. Fingrid<sup>51</sup> on arvioinut tunnin sisäiseksi joustotarpeeksi vuonna 2020 +500/(-1100) MW ja on arvioinut vuonna 2020 markkinoilla olevan 500-1000 MW edestä kysyntäjoustoa, joka koostuu sekä suurteollisuudesta että pienemmistä kulutuskohteista. VTT:n<sup>52</sup> arvio on samaa suuruusluokkaa, markkinoilla olevan kysyntäjouston määräksi vuonna 2013 on arvioitu 285 MW sen noustessa 415 MW:iin vuoteen 2021 mennessä. VTT ei sisällyttänyt arvioonsa häiriöreserveihin tarvittavia joustoja (oletus 455 MW) ja osa potentiaalista luettiin pois ko. tarkastelussa tarvittavan jouston pituuden (n. 5 h) vuoksi.

<sup>48</sup> <http://www.avi.fi>. Aluehallintovirastojen tuloksellisuusraportit vuodelta 2014.

<sup>49</sup> <http://www.oikeus.fi/hallinto-oikeudet/vaasanhallinto-oikeus/fi/index/tilastotietoja.html>

<sup>50</sup> <http://www.kho.fi/materia/attachments/kho/aineistoa/tilastoja/s48RyQpI1/KHO.fi.pdf>

<sup>51</sup> Jäppinen, J. 2014. Joustavuuden lisääminen sähkömarkkinoilla. Fingrid. Sähkömarkkinapäivä 7.4.2014.

<sup>52</sup> Kiviluoma J, Helistö N, 2014. Selvitys tehoreservin tarpeesta vuosille 2015-2020. VTT, Espoo



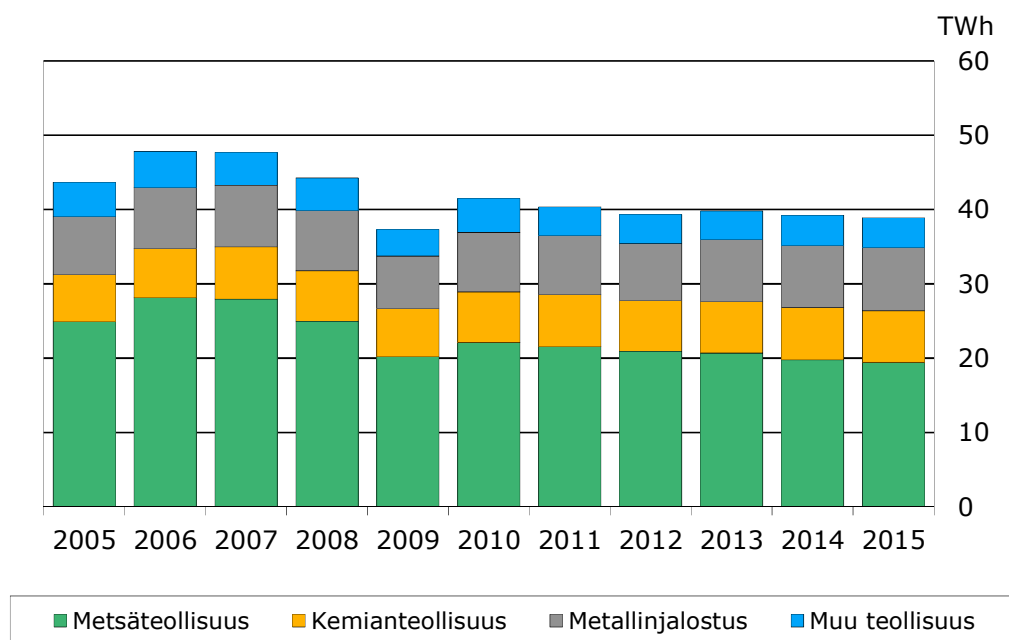
Kuva 16. Kysyntäjouston markkinapaikat ja markkinoilla olevan kysyntäjouston määrä 2016 (lähde: Fingrid.fi).

Teollisuusaloista metsäteollisuudessa on arvioitu olevan kysyntäjoustopotentiaalia 800 MW, metalliteollisuudessa 330 MW ja kemianteollisuudessa 160 MW, ja kokonaispotentiaaliksi Pohjoismaissa Elspot-markkinalla on arvioitu n. 4000-5000 MW<sup>53</sup>. Sähköintensiivisen hintaintensiivisen teollisuuden ja lauhdetuotannon vähentymisen on todettu aiheuttavan haasteita systeemin joustavuudelle<sup>54</sup> ja vaikuttavan teollisuuden joustopotentiaalia katso kuva 17. Sähköintensiivisen teollisuuden kysyntäjoustoa ollee mahdollista lisätä lähinnä sivuprosessien osalta. Metsäteollisuuden satojen megawattien säädettävää kuormaa on jo hyödynnetty kysyntäjoustossa mm. tehtasapainon ylläpidon reserveinä (taajuusohjattuna ja nopeana häiriöreservinä). Metalliteollisuudessa reagoidaan jo nyt sähkömarkkinoiden korkeisiin hintoihin. Integroidut prosessit rajoittavat säätömahdollisuuksia, mikä vaikeuttaa kysyntäjoustoon osallistumista. Kemianteollisuuden elektrolyysiprosessien sähköteho on useita kymmeniä megawatteja ja niitä käytetäänkin jo nyt kysyntäjoustossa. Edellisten teollisuusalojen sivuprosessien lisäksi hyödyntämätöntä kysyntäjoustopotentiaalia on kaivannais-, kone- ja metallituote-, elintarviketeollisuudessa sekä kiinteistöyhtiöissä, vedenkäsittelyprosesseissa ja kasvihuoneissa. Tietyissä tapauksissa markkinapaikkojen asettamat vaatimukset ja kysyntäjoustosta saatavat riittämättömät korvaukset saattavat kuitenkin rajoittaa kohteiden osallistumista kysyntäjoustoon.<sup>55</sup>

<sup>53</sup> Jäppinen, J. 2013. Kysyntäjouston luomat mahdollisuudet sähkömarkkinoille. Fingrid.

<sup>54</sup> Thema Consulting Group. 2014. Demand response in the Nordic electricity market. Norden.

<sup>55</sup> Pöyry, 2014. Sähkön kysyntäjoustopotentiaalin kartoitus Suomessa.



Kuva 17. Teollisuuden sähkönkäyttö vuonna 2005-2015 (energia.fi).

Jakeluverkkotasolla kysyntäjoustoa ei ole juurikaan hyödynnetty tähän mennessä. Pienkäyttäjät voivat osallistua joustoon automaattisesti, sopimus pohjaisesti tai omaan aktiivisuuteen perustuen. Niin kutsutut aggregaattorit voivat muodostaa pienkulutuksesta ja -tuotannosta isomman kokonaisuuden, joka voi osallistua eri kysyntäjoustopotentialien markkinoille. Niin Suomessa kuin Euroopassakin käydään vilkasta keskustelua aggregaattorien roolista ja periaatteista niiden osallistumisesta markkinoille. Tällä hetkellä sähkön myyjät toimivat Suomessa aggregaattorin roolissa.

Kotitalouksien suurimmat ohjauspotentiaalit on todettu olevan omakotitalojen sähkölämmityksessä ja lämpöpumppujen sähkökäytössä lämmityskaudella<sup>56</sup>. ÅF<sup>57</sup> arvioi sähköjärjestelmän joustoja käsitelleessä työssään sähkölämmitteisten asuntojen kysyntäjoustopotentialiksi 600-1200 MW. Kysynnän jouston taloudellinen potentiaali on sitä parempi, mitä reaaliaikaisemmista markkinoista on kyse. Spot-markkinoiden tuotto-odotukset ovat vaatimattomia reservi- ja säätösähkömarkkinoihin verrattuna. Elspot day-ahead markkinan pohjalta on periaatteessa toteutettavissa tuntihintapohjaista ohjausta olemassa olevien AMR-mittareiden avulla. Asennettujen AMR-mittareiden tekniset ominaisuudet ja suoritettavat kytkennät vaihtelevat verkkoyhtiöittäin. Tuntitasen ohjaus voi siten vaatia kytkentämuutoksia kiinteistöissä tai erillisen ohjausyksikön ja joustojen käytännön toteutus vaatii vielä tietojärjestelmärajapintojen standardointia. Elbas- ja säätösähkömarkkinoihin osallistumisen todetaan olevan haastavampaa sisältäen mm. teknisiä haasteita riittävän nopeaan ja luotettavaan tiedonsiirtoon liittyen. Nämä markkinat vaativat edistyneempiä kotiautomaatiojärjestelmiä. Palvelu-, liike- ja toimistorakennuksissa on monipuolisia taloteknisiä ratkaisuja, jotka mahdollistavat osallistumisen nopeimmillekin markkinoille.

Suomen rakennuskannan keskimääräinen sähkötehon tarve 0 °C ulkolämpötilassa on esitetty taulukossa 5. Taulukosta havaitaan sähkölämmityksien suuri potentiaali kysyntäjoustopotentialissa. Lämmityksien hetkellinen jousto vaikuttaisi vähemmän yhteiskunnan

<sup>56</sup> Järventausta, P. et al. 2015. Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli)-Loppuraportti. TUT.

<sup>57</sup> ÅF, 2012. Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään?



# RAPORTTI

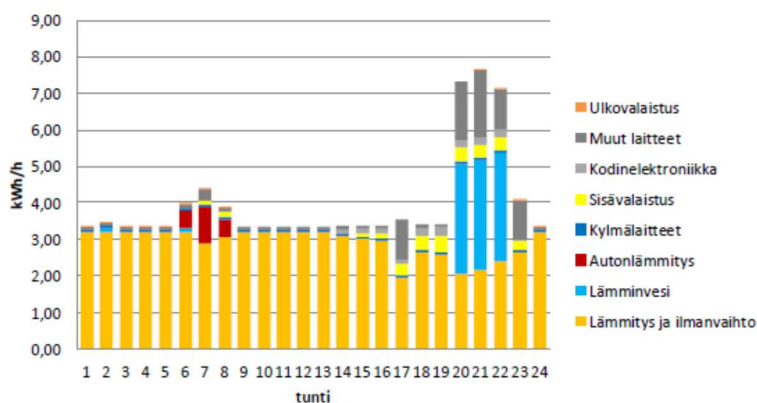
toimintaan kuin esimerkiksi toimintasähkön jousto. Myös ilmanvaihtokoneet voisivat tarjota päiväaikaista kysyntäjoustopotentialia.

Taulukko 5. Rakennuskannan keskimääräinen sähkötehon tarve<sup>58</sup>.

| Rakennuskannan keskimääräinen sähkötehon tarvearvio 0 °C ulkolämpötilalla (keskimääräinen ulkolämpötila lämmityskaudella).<br>Lähde: TEHOREM -mallin kehitysversio | tilojen sähkölämmitys | lämmin käyttövesi | toiminta-sähkö | valaistus-sähkö | talo-tekniikka | yhteensä | Tarkempi tarkastelu-kohde: ilmanvaihtokoneet päivä-aikaan |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------|----------------|-----------------|----------------|----------|-----------------------------------------------------------|
|                                                                                                                                                                    | MW                    | MW                | MW             | MW              | MW             | MW       | MW                                                        |
| Omakotitalot                                                                                                                                                       | 1379                  | 193               | 609            | 118             | 137            | 2436     | 49                                                        |
| Rivitalot                                                                                                                                                          | 207                   | 28                | 131            | 26              | 28             | 420      | 12                                                        |
| Asuinkerrostalot                                                                                                                                                   | 30                    | 4                 | 333            | 71              | 108            | 546      | 41                                                        |
| Yksityiset palvelurakennukset                                                                                                                                      | 183                   | 23                | 264            | 267             | 148            | 885      | 146                                                       |
| Julkiset palvelurakennukset                                                                                                                                        | 61                    | 6                 | 147            | 151             | 91             | 457      | 64                                                        |
| Tuotantorakennukset                                                                                                                                                | 317                   | 32                | 846            | 363             | 304            | 1863     | 224                                                       |
| Vapaa-ajan asuinrakennukset                                                                                                                                        | 130                   | 2                 | 31             | 9               | 9              | 182      | 0                                                         |
|                                                                                                                                                                    |                       |                   |                |                 |                | 0        |                                                           |
| asuinrakennukset yhteensä                                                                                                                                          | 1616                  | 225               | 1074           | 215             | 273            | 3402     | 102                                                       |
| palvelurakennukset yhteensä                                                                                                                                        | 243                   | 29                | 412            | 418             | 239            | 1341     | 209                                                       |
| asuin- ja palvelurakennukset yhteensä                                                                                                                              | 1859                  | 254               | 1485           | 633             | 512            | 4743     | 312                                                       |
| kaikki rakennukset yhteensä                                                                                                                                        | 2306                  | 288               | 2363           | 1004            | 825            | 6788     | 536                                                       |

Kysyntäjoustopotentiaaliin vaikuttaa kokonaispotentialiin ohella sähkön kulutusprofiilit. Kuvassa 18 on esitetty esimerkki sähkölämmitteisen omakotitalon tyypillisestä päivänsisäisestä sähkön kulutusprofiilista. Lämminvesivaraajan aktivoituminen illalla nostaa kulutusta merkittävästi. Aamun kulutushuippu on omakotitaloissa tyypillisesti iltapäivän ja illan kulutusta pienempi.

Perhe Virta - Sähkönkäyttö pakkaspäivänä (-10 °C) lämmitys vain sähköllä



Kuva 18. Esimerkki sähkölämmitteisen talon päivänsisäisestä kulutusprofiilista<sup>59</sup>.

Kotitalouksien kysyntäjoustopotentiaalia on tutkittu myös Fingridin ja There Corporationin pilotointiprojektissa<sup>60</sup>. Omakotitalojen ohjattavissa olevat kuormat ja niiden tyypilliset tehot ja määrät on esitetty alla taulukossa 6. Verrattaessa taulukkoa 6 aiempaan taulukkoon, havaitaan että arviot sähkökuormista vaihtelevat. Pilotointiprojektissa havaittiin, että kotitalouksien älyohjatut käyttövesivaraajat

<sup>58</sup> Järventausta, P. et al. 2015. Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli)-Loppuraportti. TUT.

<sup>59</sup> Rouhiainen, V. ja Heiskanen, E. 2015. Tuntimittauksen havainnollistaminen esimerkein. Loppuraportti. Adato Energia Oy.

<sup>60</sup> There Corporation, 2016. Kysynnänjoustopilottiprojekti. Loppuraportti.





# RAPORTTI

soveltuvat sekä häiriöreservi- että säätösähkömarkkinalle. Pidemmissä kuormanohjauksissa (esim. säätösähkö) jälkitehon nousu on huomioitava lämmitysten uudelleen aktivoinnissa. Kotitalouksien lisäksi Fingrid on tutkinut mm. varavoimakoneiden, pakkasvarastojen ja UPS-järjestelmien hyödyntämistä taajuusohjattuna häiriöreservinä ja käyttöreservinä sekä säätösähkömarkkinoilla<sup>61</sup>.

Taulukko 6. Pilotointiprojektissa esitetyt omakotitalojen kuormapotentiaalit.

| Ohjattavissa oleva kuorma                 | Kuorma (kW) | Arvio määrästä  | Kokonaispotentiaali (MW) |
|-------------------------------------------|-------------|-----------------|--------------------------|
| Suora sähkölämmitys                       | 3-6         | 380 000-400 000 | 1140-2400                |
| Varaava lattialämmitys                    | 3-6         | 120 000-150 000 | 360-900                  |
| Käyttövesivaraaja (sähkölämmityskodit)    | 3           | 430 000-480 000 | 1290-1440                |
| Varaava sähkölämmitys (isot vesivaraajat) | 9-30        | 50 000-60 000   | 450-1800                 |
| Öljylämmitys (sähkövastus öljykattilassa) | 6           | 140 000-180 000 | 840-1080                 |

TUT:n tutkimuksessa todetaan että kotitalouksien kysyntäjouaston yleistymiseksi sen tulee olla riittävän kannattavaa loppukäyttäjille, hinnoittelumallien selkeitä, tekniikan luotettavaa ja helppokäyttöistä ja loppuasiakkaiden informaatio asiasta tulisi olla riittävällä tasolla. Nykyiset rakentamismääräykset eivät ota huomioon tehon ja energian eroa vaan rakennusten energiankulutusta tarkastellaan lähinnä vuosienenergiana. Projektissa myös todetaan että verkkoyhtiöillä ei ole nykyisin kannustinta edistää kysynnän joustoa. Keskeisiä esteitä ovat myös hajanaiset toimijat, standardoimattomat prosessit, tietojärjestelmien rajapinnat ja toimintavasteiden suuri hajonta. Kotitalouksien tietoisuus sähkön hinnasta kasvaa niiden solmiessa uusia sähkön spot-hintaan sidottuja sähkösopimuksia. Tämä muodostanee osaltaan kulutusjoustoja kun sähkön käyttöä pyritään rajoittamaan korkeiden hintojen aikana.

Kysyntäjousto voi lisätä pohjoismaisen sähkömarkkinan kustannustehokkuutta kolmella tavalla; se voi vaikuttaa sähkön hinnan muodostukseen alentamalla korkeita hintapiikkejä, se voi tarjota sähkösystemin vaatimia joustoja ja se voi vähentää verkkoinvestointien tarvetta<sup>62</sup>. Kysyntäjouaston tarpeeseen ja jouston hintaan tulevaisuudessa liittyy kuitenkin monia epävarmuuksia. On vielä epäselvää, miten kysyntäjousto pystyy kilpailemaan joustavan tuotannon, verkkoinvestointien ja varastojen kanssa tulevaisuudessa tai että pystyykö kysyntäjousto tarjoamaan vaadittua joustoa. Raportissa esitetään, että kysyntäjouaston tukemiseksi ei tulisi luoda keinoja ennen kuin sen rooli ja potentiaali tulevaisuuden systeemissä ymmärretään paremmin. Kysyntäjouaston tutkimuksessa pitäisi tutkia sen potentiaalia eri markkinoilla näiden markkinoiden asettamien vaatimusten mukaisesti.<sup>63</sup>

<sup>61</sup> Fingrid.fi. Kysyntäjouaston projektit. Viitattu 10.5.2016.

<sup>62</sup> Thema Consulting Group. 2014. Demand response in the Nordic electricity market. Norden.

<sup>63</sup> Thema Consulting Group. 2014. Demand response in the Nordic electricity market. Norden.





# RAPORTTI

## 4 Tehoreservin kustannustehokkaan lisäämisen mahdollisuudet

### 4.1 Kustannustehokkaimmat keinot lisätä tehoreservikapasiteettia ja lainsäädännölliset muutokset

Taulukossa 6 on esitetty yhteenveto kappaleen 3.3. sähkön lisätehon arvioista. Investointien arviointi perustuu tyypillisiin kustannuksiin. Tarkempi arvio vaatii laitoskohtaisen arvioinnin. Lisäpotentiaalin arvio on suuntaa-antava ja tässäkin tapauksessa tarkempi arvio vaatisi laitoskohtaisten analyysien suorittamista. Taulukon yhteenvedosta havaitaan että investoinnilta kustannustehokkain keino hankkia lisätehoa (EUR/MW) on markkinoilta jo poistuneiden tai poistumassa olevien laitosten hyödyntäminen. Näiden laitosten potentiaali on myös tässä raportissa esitetyistä keinoista suurin. Arvio ei sisällä laitosten käyttöön ja kunnossapitoon liittyviä kustannuksia, jotka voivat muodostaa tietyissä tapauksissa suuren osan operointikustannuksista.

Taulukko 7. Sähkön lisätehon kustannustehokkuus ja potentiaali.

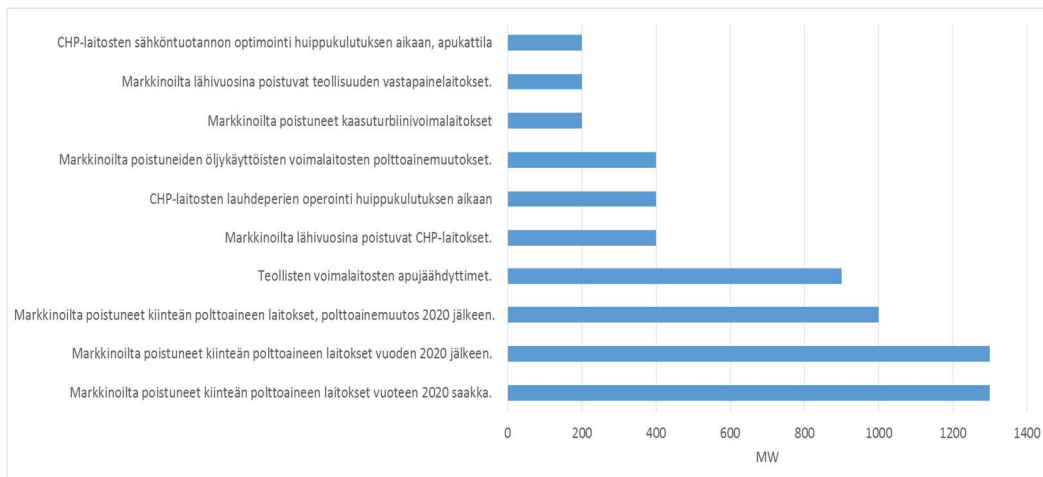
| Laitostyyppi ja toimenpiteet                                                                        | Arvio lisäsähkön tuottamiseksi tai käytön jatkamiseksi vaadittavista investoinneista (keur/MWe) | Arvio huippukulutuksen aikaisesta lisätehopotentiaalista |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Markkinoilta poistuneet kiinteän polttoaineen voimalaitokset vuoteen 2020 saakka.                   | 0-24                                                                                            | Noin 1300                                                |
| Markkinoilta poistuneet kaasuturbiinivoimalaitokset                                                 | 0-125                                                                                           | Noin 200                                                 |
| Markkinoilta lähivuosina poistuvat CHP-laitokset.                                                   | 0-170                                                                                           | Noin 400                                                 |
| CHP-laitosten lauhdeperien operointi huippukulutuksen aikaan                                        | 0-2000<br>(riippuen vaaditaanko uusi lämpökattila)                                              | Noin 400                                                 |
| Markkinoilta poistuneiden öljykäyttöisten voimalaitosten polttoainemuutokset.                       | 10-30                                                                                           | Noin 400                                                 |
| Markkinoilta poistuneet kiinteän polttoaineen voimalaitokset vuoden 2020 jälkeen.                   | 12-130                                                                                          | Noin 1300                                                |
| Markkinoilta poistuneet kiinteän polttoaineen voimalaitokset, polttoainemuutos vuoden 2020 jälkeen. | 16-25                                                                                           | Noin 1000                                                |



# RAPORTTI

|                                                                                                                   |                                                |                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Käytetyt kaasuturbiinivoimalaitokset                                                                              | 50-200                                         | Tyypillinen laitoskoko<br>10 – 150                                |
| Käytetyt moottorivoimalaitokset                                                                                   | 50-200                                         | Tyypillinen laitoskoko<br>2-10                                    |
| Markkinoilta lähivuosina poistuvat teollisuuden vastapainelaitokset.                                              | 60-1640                                        | Noin 200                                                          |
| Teollisten voimalaitosten apujäähdyttimet.                                                                        | 70-130                                         | Teoreettinen potentiaali jopa 900<br>Käytännön potentiaali pieni. |
| Uusi Diesel-generaattori, pieni                                                                                   | 200-400                                        | Tyypillinen laitoskoko<br>100-200 kWe                             |
| Uusi kaasuturbiinivoimalaitos                                                                                     | 250-700                                        | Tyypillinen laitoskoko<br>45-300                                  |
| Uusi moottorivoimalaitos                                                                                          | 600-800                                        | Tyypillinen laitoskoko<br>2-10                                    |
| Pumppuvoimalaitos                                                                                                 | 600-2100                                       | Tyypillinen laitoskoko<br>180-1400                                |
| Höyryvoimalaitos, biolauhde ja CHP                                                                                | 1500-2000                                      | Tyypillinen laitoskoko<br>200-350                                 |
| CHP-laitosten sähköntuotannon optimointi huippukulutuksen aikaan, kaukolämpöveden lämpötilan nosto apukattilalla. | 1500-2000<br>(jos vaaditaan uusi lämpökattila) | Noin 200                                                          |
| Pienikokoinen hakkeen kaasutus- ja moottorivoimalaitos                                                            | 3000-4500                                      | Tyypillinen laitoskoko<br>40 kWe                                  |

Kuvassa 19 on esitetty arvio olemassa olevien ja käytöstä poistuneiden laitosten tehoreservipotentiaalista. Markkinoilta poistuneita laitoksia voisi olla otettavissa tehoreservikäyttöön 1300 MW edestä. Teollisten voimalaitosten apujäähdyttimien potentiaali on käytännössä huomattavasti pienempi kuin 900 MW. Öljy- ja kaasukäyttöisten laitosten yhteenlaskettu potentiaali on noin 600 MW.



Kuva 19. Arvio olemassa olevien ja käytöstä poistuneiden/poistumassa olevien laitosten tehoreservipotentiaalista.

Tämän raportin kappaleissa 1 ja 2 esitetyn mukaisesti tämän hetkisen käsityksen mukaisesti odotettavissa olevat tehovajetilanteet ovat lyhytkestoisia. Voidaankin olettaa, että vuotuiset käyttötunnit lisäkapasiteetin laitoksilla jäisivät vähäisiksi. Investointikustannukset, kiinteät käyttökustannukset ja käynnistyskustannukset vaikuttavat merkittävästi laitosten vuosittaisiin kustannuksiin. Kiinteiden käyttökustannusten ja voimalaitoksen operoinnin joustavuuden kannalta olisi edullista että tuotantokapasiteetti käyttäisi kaasumaista tai nestemäistä polttoainetta, tyypillisesti maakaasua tai kevyttä polttoöljyä. Kaasuturbiini- tai moottorivoimalaitokset ovat joustavia operoida ja niiden ohjaus voidaan mahdollisesti toteuttaa kaukokäyttöisesti. Nestemäistä polttoainetta käyttävän höyryvoimalaitoksen kaukokäyttöinen operointi on edellisiä laitostyyppisiä haasteellisempaa ja etäohjauksen mahdollisuus tulee tarkastella tapauskohtaisesti. Kiinteää polttoainetta käyttävät voimalaitokset vaativat tyypillisesti käyttöhenkilökunnan läsnäolon laitoksen ollessa käynnissä.

Suurimmat riskit lisäkapasiteetin hankkimiseksi liittyvät lähinnä vanhojen laitosten tekniseen kuntoon, käynnistysvarmuuteen ja BAT-päätelmien tuleviin vaikutuksiin laitosten ympäristöluville. Toisaalta myös BAT-referenssidokumenttien luonnosversioissa on esitetty joustoja hätäkäyttölaitoksille. Soveltuvan laitospaikan osoittaminen uusille voimalaitoksille ja lämpökattiloille lisälämmön tuottamiseksi voi olla joissain tapauksissa haasteellista. Laitoksille sovellettaviin päästörajoihin vaikuttaa laitostyyppin ja käytetyn polttoaineen lisäksi erityisesti se, käsitelläänkö laitosta uutena vai olemassa olevana yksikkönä. Laitoksille sovellettavat päästöraajat tulee tarkastella tapauskohtaisesti, eikä rajoja ole jokaisessa tapauksessa mahdollista täysin ennakoida ennen ympäristöluvan myöntämistä.

Tehoreservilaissa (117/2011) määritetään sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä. Laissa määrätty 12 tunnin käyttöönottovalmius talvikaudella (jouluku-helmikuu) mahdollistaa kiinteäpolttoainevoimalaitosten toimimisen tehoreservinä. Lyhempi käyttöönoton valmiusaika saattaisi joissain tapauksissa asettaa haasteita kiinteän polttoaineen voimalaitoksille, tai niitä tulisi pitää käyttöönottovalmiudessa lämmittämällä voimalaitosta. Pitkään jatkuessaan tämä ei olisi taloudellista eikä ilmastopäästöjen kannalta edullista olettaen, että laitokset käyttävät fossiilisia polttoaineita. Tehoreserville vaadittava 10 MW/ 10 min tehonnostomahdollisuus käytännössä rajoittaa laitostokoa, joka voi osallistua reserviin. Säätösähkömarkkinan säätövaatimus on 15



# RAPORTTI

min kuluessa säätökäskystä ja tarjousrajaa ollaan mahdollisesti laskemassa nykyisestä 10 MW:sta<sup>64</sup>. Voimalaitoksien osalta laissa ei mainita mahdollisuutta tarjota järjestelmään useamman pienen laitoksen yhdistelmää. Tämän määrittäminen voisi mahdollistaa myös pienempien voimalaitosten osallistumisen järjestelmään. Laitosten epäkäytettävyyksien vaikutuksien voi olettaa pienevän järjestelmässä olevien laitosten lukumäärän kasvaessa.

Tehoreservilaissa määritelty sähkönkulutuksen jousto sen sijaan voi koostua yhdestä kohteesta tai kohteiden yhdistelmästä. Joustolle 12 tunnin jatkuva valmiusaika 3 talvikuukauden aikana voi olla haaste. Teollisuuden on haasteellista ennustaa joustomahdollisuuksiaan koko hankintakaudeksi.

Tehoreservilakia koskevat EU-lainsäädännössä ainakin direktiivi sähkön toimitusvarmuuden ja infrastruktuuri-investointien turvaamiseksi toteutettavista toimenpiteistä (2005/89/EY) sekä direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä (2009/72/EY). PIPO-asetus on säädetty ympäristösuojelulain (86/2000) ja lakiin tehtyjen muutosten nojalla. Ympäristönsuojelulaki on sen jälkeen kumottu uudella ympäristönsuojelulla (527/2014). SUPO-asetus on säädetty uuden ympäristösuojelulain nojalla. SUPO-asetusta koskee EU-lainsäädännössä energiatuotantolaitosten osalta ainakin direktiivi teollisuuden päästöistä (Industrial Emission Directive, 2010/75/EU), joka usein lyhennetään IED tai jota kutsutaan IE-direktiiviksi.

## 4.2 Muu varautuminen

Laajamittaisen sähkökatkon sattuessa polttoaineiden jakelu katkeaa. Joillekin huoltoasemille on sijoitettu pieniä moottorivoimalaitoksia tuottamaan aseman tarvitsema sähkö. Suurempia moottori- tai kaasuturbiinivoimalaitoksia voisi sijoittaa huoltoasemien yhteyteen siten, että huoltoasemien kevyt polttoöljy- ja diesel-tankit toimisivat laitoksen polttoainesäiliöinä. Esimerkiksi 5 MWe kokoisen laitoksen polttoaineteho on n. 15 MWpa. Huoltoaseman säiliöiden polttoaine riittäisi täynnä ollessaan n. 20 h ajaksi.<sup>65</sup> Jos näitä laitoksia sijoitettaisiin ympäri Suomea 70 kpl, olisi sähköntuotantokapasiteetti n. 350 MWe. Samalla ne toimisivat alueellisina varavoimalaitoksina mahdollisten sähkökatkojen varalle. Näiden laitosten yhteenlaskettu kustannusarvio on, käyttäen tyypillistä hintaa, 210-280 MEUR. Laitokset tulisi rekisteröidä PIPO-asetuksen mukaisesti. Jos niitä käytettäisiin alle 500 h/a, ne voitaisiin lukea hätäkäyttöyksiköiksi.

Voimalaitoksilla on tyypillisesti käynnistys- ja varavoimaa tuottavat diesel-generaattorit. Generaattoreiden tehot ovat tyypillisesti n. 200-1000 kWe. Huippukulutusten aikana generaattoreilla voidaan tuottaa sähköä laitosten omaan verkkoon, jolloin laitoksilta verkkoon syötettävä sähköteho kasvaa vastaavasti. Keskimääräisellä teholla 500 kW arvioituna generaattoreiden yhteenlaskettu tuotantokapasiteetti Suomessa voisi olla n. 150 MWe. Arvio on hyvin alustava.

Pumppuvoiman investointikustannukset ovat noin 600-2100 keur/MWe ja energiakustannukset 10-400 eur/MWh. Tyypillinen laitokokoluokka on 180-1400 MWe. Pumppuvoimalan kannattavuus riippuu lyhytaikaisista sähkönhinnan vaihteluista eikä niinkään varsinaisesta sähkönhinnasta. Pyhäsalmen kaivoksen toiminnan loppuminen 2019 mahdollistaisi pumppuvoimalan rakentamisen kaivoksen paikalle. Putouskorkeus

<sup>64</sup> EV, Ville Väre. Sähköposti 1.7.2016.

<sup>65</sup> Oletus huoltoaseman säiliökoko 30 m<sup>3</sup>, dieselin lämpöarvo 10,05 MWh/m<sup>3</sup>.



# RAPORTTI

olisi n. 1400 m ja alustavassa selvityksessä sähköteho n. 200 MWe<sup>66</sup>. Laitoksen kannattavuudesta ei kuitenkaan saatu esiselvityksessä riittävää selvyyttä ja hankkeen jatkokehittäminen pysäytettiin 2015<sup>67</sup>.

ÅF<sup>68</sup> on esittänyt olemassa olevien poltinpolttoon perustuvien lauhde- ja CHP-laitosten muuntamista biopolttoainekäyttöisiksi (paahtopelletti, pyrolyysiöljy). Näin voitaisiin välttää laajamittaiset päästöinvestoinnit puhtaamman polttoaineen vuoksi. Biopolttoainelajosteiden saatavuus on toistaiseksi haaste ja niiden varastoitavuus on hiiltä ja öljyä heikompi. Toimitus- ja huoltovarmuuden vuoksi olisi hyvä säilyttää mahdollisuus hiilen käyttöön. Biokäytölle muokattujen CHP-hiililaitosten sähkön tuotantokustannukseksi on esitetty noin 35-40 eur/MWh,e huipunkäyttöajalla 500 h/a.

Kaukolämpöverkon riittävä lämpöakkukapasiteetti voi mahdollistaa CHP-laitoksen lauhdeoperoinnin muutaman tunnin ajan huippukulutuksen aikana. Lämpöakun lämpökapasiteetin riittävyys tulee tarkastella tapauskohtaisesti. Teollisuuden huoltoseisokkien ajoittaminen talvikaudelle voisi vähentää sähkön kysyntää huippukulutuksen aikaan alkutalvesta. Tässä voi olla käytännön haasteita esimerkiksi huolto- ja kunnossapitotoimenpiteiden kannalta ja asia tulee tarkastella tapauskohtaisesti.

---

<sup>66</sup> Oy Vesirakentaja, 2013. Pyhäsalmen kaivoksesta suunnitellaan jättimäistä sähkövarastoa. Tiedote 5.8.2013.

<sup>67</sup> Yle, 2015. Pyhäsalmen kaivoksen suuri pumppuvoimalahanke laitettiin telakalle. 7.8.2015.

<sup>68</sup> ÅF, 2012. Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään?



# RAPORTTI

## 5 Yhteenveto

Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista, kulutushuipun aikainen sähkönkulutus on arvioitu 3400 MW suuremmaksi kuin käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti talvikaudella 2015-2016. Tehovaje olisi siten mahdollinen, jos sähköjärjestelmässä on yhtä aikaa useita häiriöitä tai rajoituksia tuotanto- ja siirtokapasiteetissa huippukysynnän aikana talvipakkasilla. Tehotaseen on arvioitu olevan kriittisin talvikautena 2017-2018 ennen kuin Olkiluoto 3 käynnistyy loppuvuodesta 2018. Ruotsin ja Viron tehotaseen ennakoidaan heikentyvän talvikausina 2020 ja 2025 mennessä, Luoteis-Venäjän kapasiteetin riittävyyden ennakoidaan paranevan.

Sähkömarkkinat ovat toistaiseksi varmistaneet sähkötehon riittävyyden Suomessa. Fingridillä on tehotasapainon ylläpitämiseksi tehovajeen tilanteessa käytössä kolmivaiheinen menetelmä. Sillä on jopa oikeus katkaista sähkö joiltain alueilta, jos se on kokonaisuuden kannalta tarpeellista. Todennäköisin tehopulatilanne on lyhytkestoinen, ajoittuen aamun ja/tai illan kulutushuippuihin kylminä talvipäivinä. Talvikauden ulkopuolella voi tulla tilanteita, jolloin säätävää kapasiteettia (lauhde ja CHP) on vähän käytössä. Tehopula voi muuttua muutamaa tuntia pidempikestoiseksi tehopulaksi, jos on hyvin kylmää pidemmän aikaa, erityisesti kuivana vuotena, tai huippukulutuksen aikana merkittävä vikaantuminen kestää pitkän aikaa. Tehopulaskenaarioista merkittävimmät ovat tuontipolttoaineiden tuonnin estyminen sekä CHP-voiman sulkeminen. Skenaarioiden todennäköisyyttä ei ole tarkasteltu. Nykyaikainen yhteiskunta on hyvin riippuvainen sähkön saannista, maanlaajuisen sähkökatkon kustannuksiksi on esitetty 100 miljoonaa euroa tunnilta. Laajamittainen sähkökatko aiheuttaisi yhteiskunnan toiminnoissa vaikutuksia ainakin vesi- ja jätehuoltoon, elintarvikehuoltoon, pankkeihin ja maksuliikenteeseen, liikenteeseen ja polttoainehuoltoon, tele- ja tietoliikenteeseen, lämmitykseen, päiväkoteihin ja kouluihin, sairaaloihin, terveyskeskuksiin, maatalouteen, kalanviljelyyn sekä pelastus- ja turvallisuustoimiin. Näiden lisäksi tulisi varautua sähköverkkoon kohdistuviin kyberuhkiin. Sähkökatkojen haittakustannuksiksi kotitalouksille on esitetty 6000 eur/MWh ja muille sähkönkäyttäjille 11 000 – 28 000 eur/MWh. Kesällä ja keväällä koettu haitta oli noin 2-3 kertaa syksyä ja talvea vähäisempi. Tehoreservin määrää arvioitaessa ko. haitta-arvot eivät sellaisenaan ole skaalattavissa pidempikestoisiin huoltovarmuustilanteisiin vaan haitta per MWh on huomattavasti kyseenomaisia arvoja suurempi. Sähkøyhtiöiden sähkökatkoista sähkömarkkinalain mukaisesti kuluttajille maksamiin korvauksiin verrattuna koetut haitat ovat moninkertaiset.

Nykyiset verot ja tuet kannustavat ainoastaan tuulivoimainvestointeihin, koska sähkön markkinahinta on alhainen ja merkittävä vesivoiman lisärakentaminen ei ole mahdollista. Lauhde- ja yhteistuotantokapasiteettia suljetaan teknisen käyttöiän päättymisen ja epäedullisten sähkön ja tuotantokustannusten hintasuhteiden vuoksi. Maakaasu on ajojärjestyksessä viimeisenä, kun vertaillaan eri sähköntuotantomuotojen lyhytaikaisten marginaalituotantokustannusten vuosikeskiarvoja. CHP:n korvaava kapasiteetti perustuu lämpölaitoksiin, jos sähkön markkinahinta pysyy alhaisena.

Ympäristönsuojelulaki edellyttää, että energiantuotantolaitoksella on polttoainetehosta ja polttoaineista riippuen joko ympäristölupa tai että laitos on rekisteröity ympäristönsuojelun tietojärjestelmään. Kokonaislämpöteholtaan yli 20 MW polttolaitoksella on lisäksi oltava päästölupa. Rekisteröitävän laitoksen on täytettävä PIPO-asetuksen mukaiset ympäristönsuojeluvaatimukset. Asetuksessa on esitetty vähäisen käyttöajan laitoksille lievempiä päästöraja-arvoja. SUPO-asetuksella säädetään suurten polttolaitosten päästöjen raja-arvoista sekä muista velvoitteista. SUPO:n mukaisten laitosten ympäristöluvat tuleaan tarkastamaan tekeillä olevan BAT-



# RAPORTTI

BREF-dokumentin valmistuttua. Sekä SUPO:ssa että BAT-BREF-luonnosdokumentissa on esitetty lievennyksiä vähäisen käyttöajan laitoksille. Ympäristölupaa haetaan aluehallintovirastolta, joiden tavoitteena on käsitellä uuden toiminnon ympäristölupahakemus kymmenessä kuukaudessa ja olemassa olevan toiminnon 12 kuukaudessa.

Kysyntäjoustoa toteutetaan jo nyt kaikilla sähkön markkinapaikoilla, sähkön tukkumarkkinalla jopa 200-600 MW edestä. Kysyntäjoustoa toteuttaa tällä hetkellä pääasiassa suurteollisuus. Jouston suuruus riippuu sähkön hintatasosta ja teollisuuden tuotantotilanteesta. Kotitalouksien suurimmat ohjauspotentiaalit on todettu olevan omakotitalojen sähkölämmityksessä ja lämpöpumppujen sähkökäytössä lämmityskaudella. Kotitalouksien olemassa olevien etäluettavien AMR-mittareiden tekniset ominaisuudet vaihtelevat verkkoyhtiöittäin. Tuntipohjaista ohjausta voidaan joidenkin verkkoyhtiöiden laitteistoilla suorittaa AMR-mittareiden avulla, joskin tuntitasen ohjaus myyjän/aggregaattorin toimesta saattaa vaatia uudelleenkytkentöjä kiinteistöissä tai erillistä ohjausyksikköä. Lyhemmän aikajänteen markkinat vaativat edistyneempiä kotiautomaatiojärjestelmiä. Kysyntäjouston potentiaaliin vaikuttaa kokonaispotentiaalin ohella päivänsisäiset sähkön kulutusprofiilit. On vielä epäselvää, pystyykö kysyntäjousto kilpailemaan joustavan tuotannon, verkkoinvestointien ja varastojen kanssa tulevaisuudessa tai pystyykö kysyntäjousto tarjoamaan vaadittua joustoa.

Teknisesti käyttöön otettavaa sähköntuotannon lisäkapasiteetin potentiaalia voi löytyä olemassa olevien laitosten operointitavoista, markkinoilta poistumassa olevien voimalaitosten käytön jatkamisesta, markkinoilta poistuneiden laitosten käyttöönnotosta, käytettyinä saatavilla olevista voimalaitokset ja uusista voimalaitoksista.

Tehdyn analyysin perusteella investoinnilla kustannustehokkain menetelmä lisätehon hankkimiseksi on jatkaa markkinoilta jo poistuneiden ja poistumassa olevien voimalaitosten käyttöä. Näiden lisätehopotentiaali on suurin, yhteensä noin 1900 MW. Toiminnassa olevien laitosten operointitapoja muuttamalla ja mahdollisesti lisäinvestoinneilla voisi olla saavutettavissa noin 400 MW lisätehoa huippukulutuksen aikaan. Kiinteän polttoaineen laitoksen vaativat ilmansuojelu- ja/tai polttoainemuutosinvestointeja päästöraja-arvojen kiristyessä vuonna 2020. Olemassa olevilla ja hätäkäyttöyksiköille on mahdollista hakea lievennyksiä päästöraja-arvoihin. Markkinoilla on runsaasti käytettyjä kaasuturbiini- ja moottorivoimalaitoksia. Markkinoilta saatavilla olevien kaasuturbiini- ja moottorivoimalaitosten tekninen kunto vaihtelee huomattavasti. On oletettavaa että sähköntuotannon lisäkapasiteetin vuotuiset käyttötunnit jäävät vähäisiksi. Sähkön tuotannon lisäkapasiteetin olisi edullista sijoittaa olemassa olevan teollisen tai voimalaitostoiminnan yhteydessä ja/tai olla kaukokäytettävää. Kaasukäyttöisten voimalaitosten etäoperointi on tyypillisesti järjestettävissä helpoiten. Kiinteän polttoaineen käyttö vaatii käyttöhenkilökunnan läsnäolon laitoksen käydessä.

Tässä selvityksessä on arvioitu karkealla tasolla mahdollisuuksia lisäsähkön tuottamiseksi. Tarkempi tekninen selvitys vaatii laitoskohtaisen analyysin mahdollisesti yhteistyössä laitosten omistajien/operaattoreiden kanssa. Jos lisäsähkötehoa hankitaan, kokonaistaloudellisuutta arvioitaessa investointikustannusten lisäksi ovat merkittävässä roolissa erityisesti ylläpito-, käynnistys- ja kiinteät käyttökustannukset. Näiden vaikutus eri vaihtoehtojen välillä tulee analysoida.