

## SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS VUONNA 2019

28.11.2019



## Sisällysluettelo:

<b>1</b>	<b>JOHDANTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>TIIVISTELMÄ.....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS TALVIKAUDELLA 2018-2019 .....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>TEHOTASAPAINON YLLÄPITO .....</b>	<b>4</b>
4.1	Sähkönhankinta ja markkinahinnan kehitys .....	4
4.2	Sähköntuotantokapasiteetti .....	6
4.3	Sähkön siirtoyhteydet .....	8
4.4	Arvio talvikauden 2019–2020 sähkön kulutushuipusta .....	9
4.5	Tehoreservi.....	11
<b>5</b>	<b>SUOMEN TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLA 2019-2020 .....</b>	<b>12</b>
<b>6</b>	<b>SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET .....</b>	<b>13</b>
6.1	Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa .....	13
6.2	Rajasiirtokapasiteetin kehitys Suomen ja naapurimaiden välillä.....	14

## 1 JOHDANTO

Tässä raportissa on tarkasteltu sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainon kehitykseen Suomessa keskeisesti vaikuttavia asioita, kuten energiankulutusta sekä sähköntuotanto- ja siirtokapasiteettia. Raportin keskeisin sisältö on arvio tulevan talvikauden kulutushuipusta, kulutushuipun aikana Suomessa käytettävissä olevasta sähköntuotantokapasiteetista, sekä tuontisähkön kapasiteetista. Lisäksi raportissa käsitellään lähivuosien kehitystä tuotantokapasiteetin ja siirtoyhteyksien osalta. Raportissa ei käsitellä toimitusvarmuutta sähkönjakelua koskien. Sähkö- ja maakaasumarkkinoiden toimintaa vuonna 2018 käsitellään tarkemmin Energiaviraston laatimassa Kansallisessa raportissa<sup>1</sup>.

Sähkön toimitusvarmuuteen liittyvien kysymysten seurantatehtävä annettiin Energiavirastolle vuonna 2004 samoin kuin sähköntuotantoa koskevien säännösten valvonta. Energia- ja ilmastopolitiikasta valmisteluvastuussa oleva työ- ja elinkeinoministeriö vastaa kuitenkin sähkönkulutusta koskevista arvioista ja antaa tältä osin tarvittavat tiedot Energiavirastolle.

Energiavirasto seuraa yhteistyössä muiden viranomaisten kanssa sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainon kehitystä Suomessa. Sähkömarkkinalain perusteella Energiavirasto saa tuotantokapasiteetin seurantaan varten kapasiteettia koskevat tiedot suoraan sähköntuottajilta. Voimalaitoskohtaisella seurannalla varmistetaan, että tuotantokapasiteettia koskevista muutoksista välittyy tieto myös viranomaisille.

---

<sup>1</sup> <https://energiavirasto.fi/markkinoiden-julkaisut>

## 2 TIIVISTELMÄ

Tässä dokumentissa käsitellään tehon riittävyyttä talvikaudella 2018–2019 ja arvioidaan tulevaa talvikautta 2019–2020. Dokumentissa esitetään myös voimalaitoskapasiteetin tulevat muutokset Energiavirastolle annettujen ilmoitusten perusteella.

Energiaviraston toimitusvarmuusraportin pääpaino on Suomen tehotasapainon seurannassa. Energiavirasto arvioi, että ensi talven 2019–2020 kulutushuipun aikana on käytettävissä kotimaista sähköntuotantokapasiteettia yhteensä noin 11 900 MW, joka sisältää sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainottamista varten varatun noin 700 MW tehoreservikapasiteetin. Markkinaehtoista sähköntuotantokapasiteettia arvioidaan siis olevan käytettävissä Suomessa huippukulutuksen aikana noin 11 200 MW.

Talvikauden kulutushuipun tehontarpeeksi kylmänä talvena on arvioitu noin 15 300 MW. Kulutushuippuun eli koko talvikauden suurimman kulutustunnin tehontarpeeseen vaikuttavat vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus.

Kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen arvioidaan olevan noin 3 400 MW suurempi kuin käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti Suomessa. Tämä sähköntuotantovaje voidaan kattaa sähköntuonnilla muista Pohjoismaista, Virosta ja Venäjältä, sillä siirtokapasiteetti on riittävä. Siirtoyhteyksien tuontikapasiteetti tulevalle talvikaudelle on yhteensä noin 5 100 MW.

Talvikauden 2018–2019 toteutunut kulutushuippu oli 14 542 MWh/h. Sähkön riittävyys ei tuolloin ollut vaarassa, ja Suomessa olisi ollut vielä omaa tuotantokapasiteettia käytettävissä. Häiriöitä sähkön siirtoyhteyksissä ei tuolloin ollut. Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla –18 astetta. Suomen kaikkien aikojen kulutusennätys, 15 105 MWh/h, saavutettiin tammikuussa 2016. Tällöin alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila oli –25 astetta.

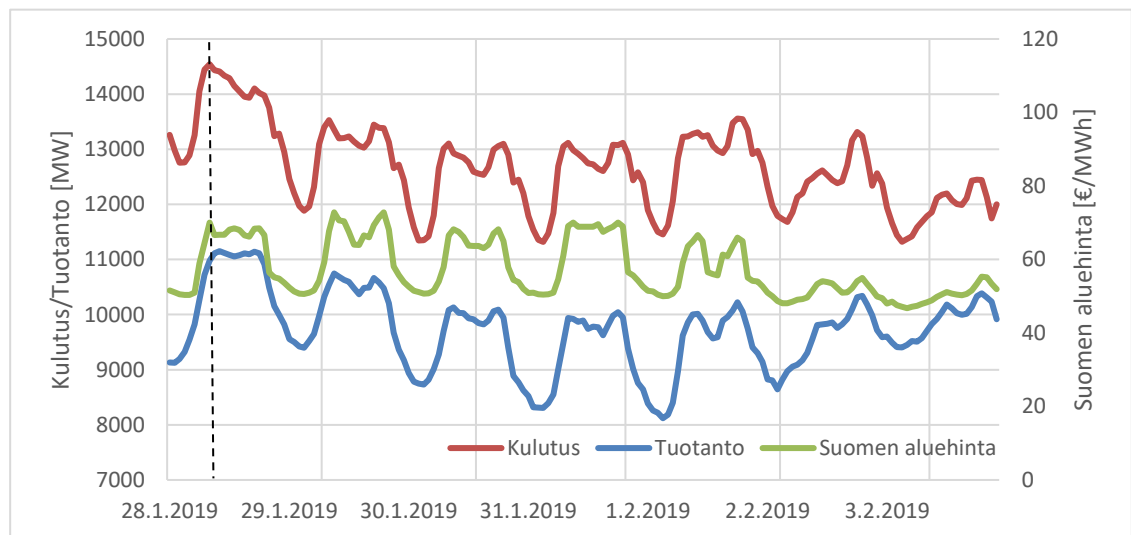
Kotimaisen sähköntuotantokapasiteetin kannalta lähivuosien merkittävin lisäys on Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen. Tällä hetkellä ydinvoimalaa rakennuttava Teollisuuden Voima Oyj arvioi, että laitosyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa syksyllä 2020. Sähkön- ja lämmöntuotannon yhteistuotantolaitoksissa on tehty jonkin verran korvausinvestointeja, mutta vanhoja laitoksia on korvattu myös lämmön erillistuotannolla. Tuulivoimarakentaminen on vilkastunut vuoden 2018 jälkeen, jolloin yhtään uutta laitosta ei valmistunut. Vuoden 2019 aikana uusia tuulivoimaloita otetaan käyttöön yli 200 MW verran.

### 3 SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS TALVIKAUDELLA 2018-2019

Talvikauden 2018–2019 sähkön kulutushuippu koettiin 28.1.2019 tunnilla 8–9, jolloin kulutus oli 14 542 MWh/h. Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla -18 astetta. Sähkön riittävyys ei tuolloin ollut vaarassa, eikä siirtoyhteyksissä ollut häiriöitä. Kotimainen tuotanto oli kyseisellä tunnilla 10 978 MWh/h ja nettotuontia oli 3 564 MWh/h. Ruotsista ja Virossa tuotiin sähköä kulutushuipputunnilla lähes maksimikapasiteetilla, kun taas tuonti Venäjältä oli noin 600 MWh/h. Kulutushuipputunnilla Suomessa olisi ollut saatavilla vielä omaa tuotantokapasiteettia. Tehoreservinä olevat voimalaitokset olivat talvikaudella tehoreservilain mukaisessa 12 tunnin käyttövalmiudessa, mutta niitä ei kuitenkaan tarvinnut ottaa käyttöön kulutushuipun tai koko talven aikana.

Kulutushuippupäivälle oli Suomen alueella ilmoitettu vain yksi voimalaitoshäiriö. Häiriön vuoksi 260 MW kapasiteettia oli pois markkinoiden käytöstä. Häiriö ei vaarantanut sähkön riittävyttä.

Energiavirasto oli arvioinut talven 2018–2019 kulutushuipuksi 15 200 MW. Toteutunut kulutushuippu (14 542 MWh/h) jäi kuitenkin noin 700 MW (4 %) tätä arviota pienemmäksi. Kuvassa 1 on esitetty talvikauden 2018–2019 kulutushuippuviikon sähkön tuotanto, kulutus ja hinta.



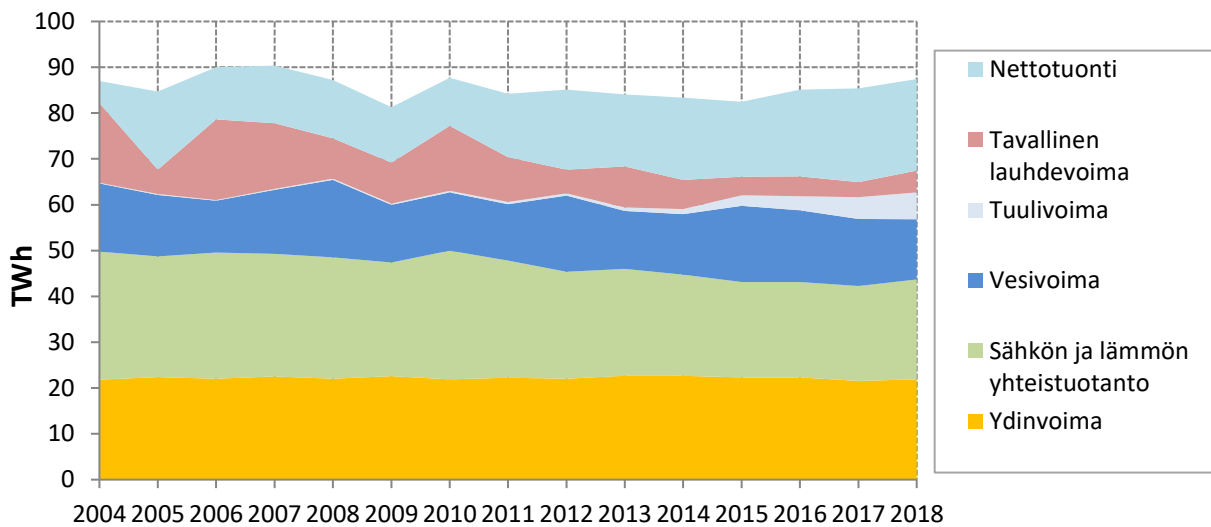
**Kuva 1. Sähkönkulutus ja -tuotanto Suomessa sekä Suomen aluehinta Elspot-markkinalla viikolla 5/2019. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla. (lähde: Fingrid Oyj, Nord Pool).**

Talvella 2018–2019 yhteenlaskettu kotimainen sähköntuotanto oli korkeimmillaan 21.1.2019 klo 18–19 ollen 11 195 MWh/h (edellistalven tuotantohuippu oli 11 383 MWh/h). Lähihistorian korkein tuotantohuippu on helmikuulta 2007, 12 623 MWh/h.

## 4 TEHOTASAPAINON YLLÄPITO

### 4.1 Sähkönhankinta ja markkinahinnan kehitys

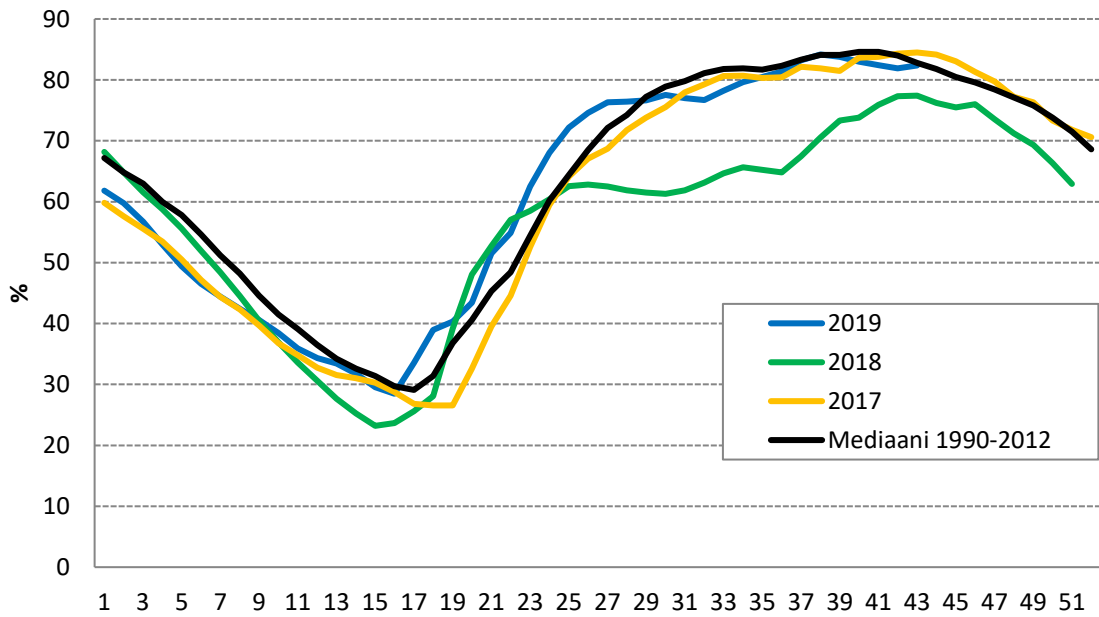
Sähkön hankinta tuotantomuodoittain vuosina 2004–2018 on esitetty kuvassa 2. Keskeisiä muutoksia viime vuosina ovat olleet mm. lauhdevoiman vähentyminen ja tuulivoimatuotannon lisääntyminen. Myös sähkön nettotuonnin osuus on kasvanut. Vuoden 2019 aikana lauhdetuotanto on ollut huomattavasti edellisvuotta pienempää, ja tuulivoimatuotanto taas jatkanut kasvuaan.



**Kuva 2. Sähkön hankinta tuotantomuodoittain Suomessa (lähde: Tilastokeskus; Energia-teollisuus ry).**

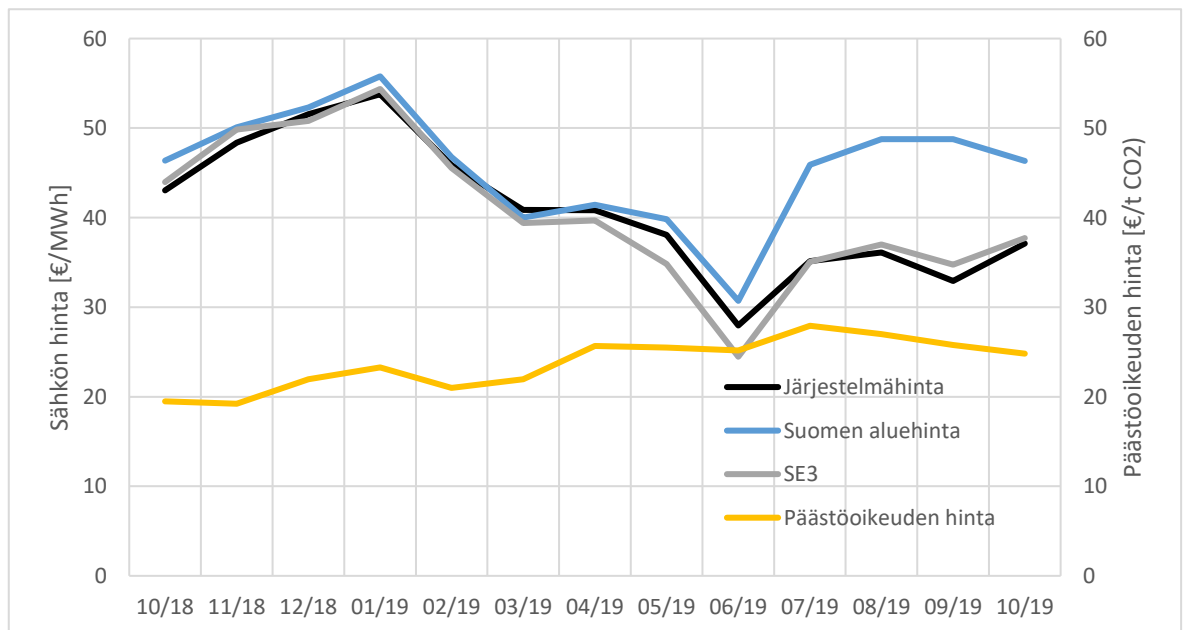
Pohjoismaissa vesivoimavarastojen täyttymisasteella on merkittävä vaikutus sähkön hintaan. Vaikutus on entisestään korostunut viime vuosina samalla kun siirtoyhteyksiä maiden välillä on parannettu. Pohjoismaiden vesivoimavarastojen maksimikapasiteetti on noin 121 TWh. Merkittävimmät vesivoimavarastot sijaitsevat Norjassa ja Ruotsissa. Suomen vesivoimavarastojen maksimikapasiteetti on edellä mainittuihin maihin verrattuna vähäinen (noin 5,5 TWh). Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista onkin niin kutsuttuja run-of-the-river tyyppisiä jokivesivoimalaitoksia, joiden veden varastointimahdollisuudet ovat heikot. Suomen vesivoimavarastojen täyttymisasteen vaikutus sähkön hintaan pohjoismaisessa sähköpörssissä onkin siksi hyvin pieni.

Kuvassa 3 on esitetty vesivarastojen täyttymisaste Pohjoismaissa. Vesitilanne vuonna 2018 oli normaalia heikompi. Vuoden 2019 tilanne taas on ollut edellisvuotta parempi, ja erityisesti syksyn aikana vesitilanne on saavuttanut pitkän aikavälin mediaanin. Suomessa kuitenkin kesä ja syksy olivat poikkeuksellisen kuivia.



Kuva 3. Vesivarastojen täyttymisaste Pohjoismaissa (lähde: Nord Pool).

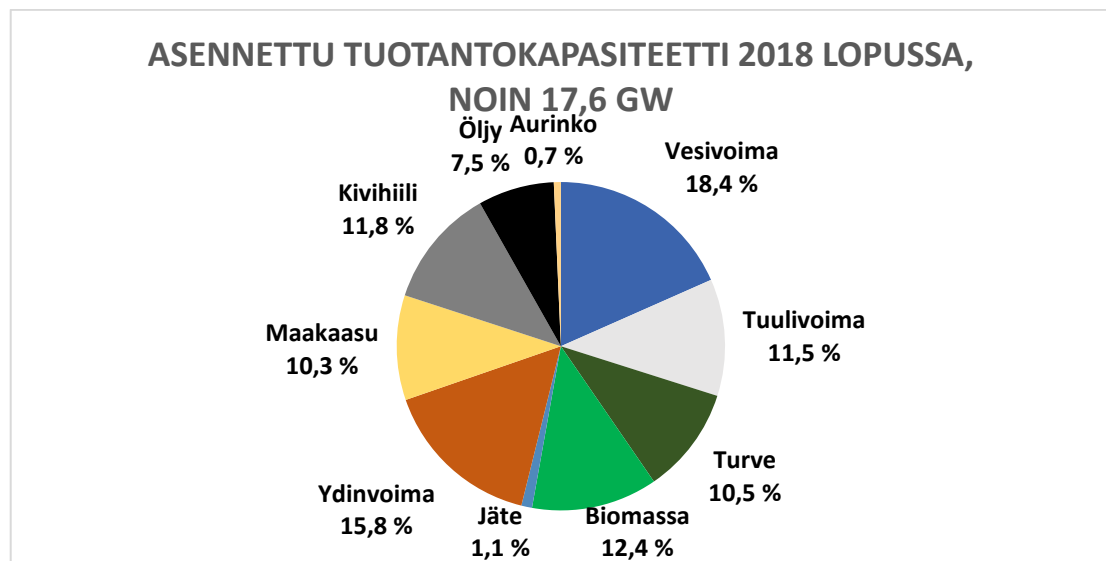
Kuvassa 4 on sähkön pörssihinnan kehitys ja päästöoikeuden hintakehitys. Järjestelmähinnan ja Suomen aluehinnan lisäksi kaaviossa on esitetty Ruotsin SE3-tarjousalueen hinta. Kesän ja syksyn ajan Suomen hinta on ollut järjestelmähintaa ja Ruotsin aluehintoja korkeammalla. Hintaero johtuu puutteellisesta siirtokapasiteetista, eli edullista sähköä ei ole mahdollista tuoda Ruotsista Suomeen niin paljon kuin tarvetta olisi. Normaalista suurempaan hintaeroon ovat vaikuttaneet myös mm. huoltokatkot Venäjän ja Ruotsin tuontiyhteyksissä, sekä se, että vesivoiman tuotanto Suomessa on ollut keskimääräistä alhaisempaa.



Kuva 4. Sähkön spot-hintojen ja päästöoikeuden hintojen kuukausikeskiarvot (lähde: Nord Pool; Thomson Reuters).

## 4.2 Sähköntuotantokapasiteetti

Energiavirasto ylläpitää tietoja Suomessa sijaitsevista voimalaitoksista. Laitostiedot Energiavirasto saa sähkömarkkinalain mukaisesti voimalaitosten haltijoilta. Virasto saa tietoja uusista voimalaitoshankkeista myös uusiutuvan energian tuotantotukijärjestelmään liittyvien ennakkoilmoitusten muodossa. Tarkemmin tietoa voimalaitosrekisteristä on saatavilla Energiaviraston internetsivuilta<sup>2</sup>. Yhteensä asennettua voimalaitoskapasiteettia oli noin 17,6 GW vuoden 2018 lopussa. Luku sisältää noin 200 MW verran alle 1 MVA pientuotantoyksiköistä koostuvaa kapasiteettia. Kuvassa 5 esitetään sähköntuotantokapasiteetti tuotantomuodoittain.



**Kuva 5. Sähköntuotantokapasiteetti (asennettu nimellisteho, ei sisällä käyttövalmiudesta poistettua kapasiteettia) tuotantomuodoittain vuoden 2018 lopussa. (lähde: Energiavirasto)**

Vuoden 2018 aikana muutokset sähköntuotantokapasiteetissa olivat lähinnä yksittäisten voimalaitosten pieniä tehonkorotuksia, eikä uutta tuotantokapasiteettia otettu käyttöön lainkaan. Vuoden 2019 aikana tapahtuneita keskeisiä muutoksia voimalaitoskapasiteetissa on ollut Kymijärvi 1 -voimalaitoksen siirtyminen pitkäaikaissäilöntään sekä Tahkoluodon ja Kristiinan hiilivoimalaitosten purkaminen<sup>3</sup>. Kuluvaan vuoteen aikana on tehty muutamia tehonkorotuksia olemassa olevalle kapasiteetille. Näistä suurimpana Martinlaakson voimalaitos, jonka kokonaissähköteho nousi noin 30 MW biokattilan käyttöönoton myötä. Vuoden 2019 aikana uutta tuulivoimakapasiteettia valmistuu yli 200 MW.

Suurin osa Suomen lauhdesähköntuotantolaitoksista on suljettu. Heikon kannattavuuden vuoksi myös monissa yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon (CHP) korvausinvestoinneissa pohditaan sähköliiketoiminnasta luopumista ja investoimista jatkossa

<sup>2</sup> <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>

<sup>3</sup> Sähkömarkkinalainsäädännön mukaan voimalaitoksen haltijan on ilmoitettava Energiavirastolle vähintään 1 MVA:n tuotantolaitosten rakentamis- ja tehonkorotusta koskevista päätöksistä ja käyttöönotosta sekä laitosten käytöstä poistamisista. Tässä todettu ei sisällä kapasiteetiltaan alle 1 MVA:n laitoksia.



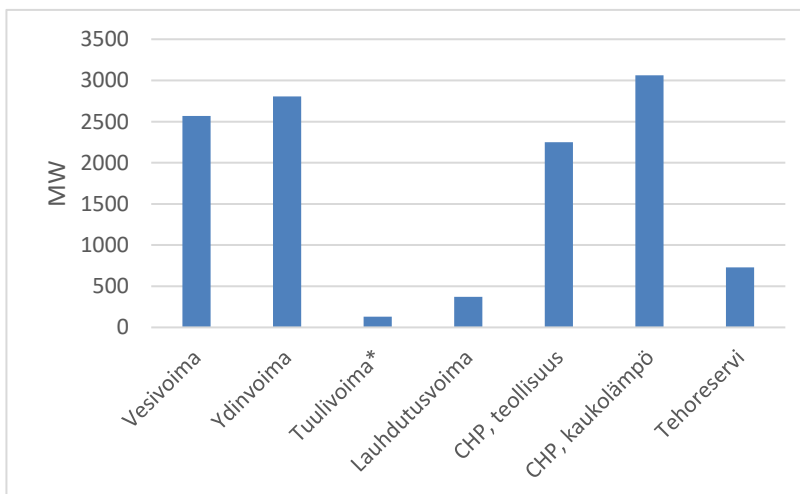


vain lämmön tuotantoon. Sähköntuotantokapasiteetin riittävyys on haaste tulevaisuudessa, kun perinteinen sähköntuotantokapasiteetti vähenee ja tilalle tulee vaihtelevaa uusiutuvan energian tuotantoa.

Asennettu tuotantokapasiteetti on määritetty laskemalla yhteen kaikkien Energiavirastolle ilmoitettujen voimalaitosten koneistojen tehot. Voimalaitoksissa varalla olevia koneistoja ei ole laskettu mukaan. Maksimaalinen sähköteho on saatu laskemalla yhteen kaikkien vähintään 1 MVA:n tehoisten voimalaitosten ilmoitetut maksiminettotehot huippukuormituskaudella. Kulutushuipussa käytettävissä olevassa kapasiteetissa on huomioitu laitosten arvioitu käytettävyys, joka pohjautuu Energiaviraston Pöyry Energy Oy:lta keväällä 2008 tilaamaan selvitykseen. Laitosten arvioitun käytettävyyden, Energiavirastolle ilmoitettujen sähkötehojen, toteutuneiden tuotantotietojen ja käytettävissä olevien tutkimusten perusteella Energiavirasto on arvioinut talvikaudella 2019–2020 kulutushuipun aikana käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin Suomessa olevan noin 11 900 MW. Kapasiteettitiedot on esitetty taulukossa 1. Arvioitu kapasiteetti tuotantomuodoittain on esitetty kuvassa 6. Tuotantomuodot on jaoteltu laitoksittain, jolloin esimerkiksi kaukolämpölaitoksessa oleva lisälauhdetuotanto on jaoteltu kaukolämmön tuotantoon.

**Taulukko 1. Yhteenveto voimalaitosten haltijoiden ilmoittamista kapasiteettitiedoista (arvioitu tilanne talvikaudella 2019–2020). (lähde: Energiavirasto, Fingrid)**

Sähköntuotantokapasiteetti Suomessa Talvikaudella 2018-2019	MW
<b>Asennettu tuotantokapasiteetti (netto)</b>	18 800
<b>Maksimisähköteho (netto)</b>	18 200
<b>Käyttövalmiudesta poistettu kapasiteetti</b>	-1 300
<b>Järjestelmäreservit yhteensä</b>	-1 400
<b>Arvioitu ei käytettävissä oleva kapasiteetti huippukulutus- hetkellä</b>	-3 600
<b>Arvioitu käytettävissä oleva tuntiteho kulutushuipun aikana (sis tehoreservin)</b>	11 900



**Kuva 6. Arvioitu käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti kulutushuippuna talvikaudella 2019–2020 tuotantomuodoittain. \*Tuulivoima 6% nimellistehosta**

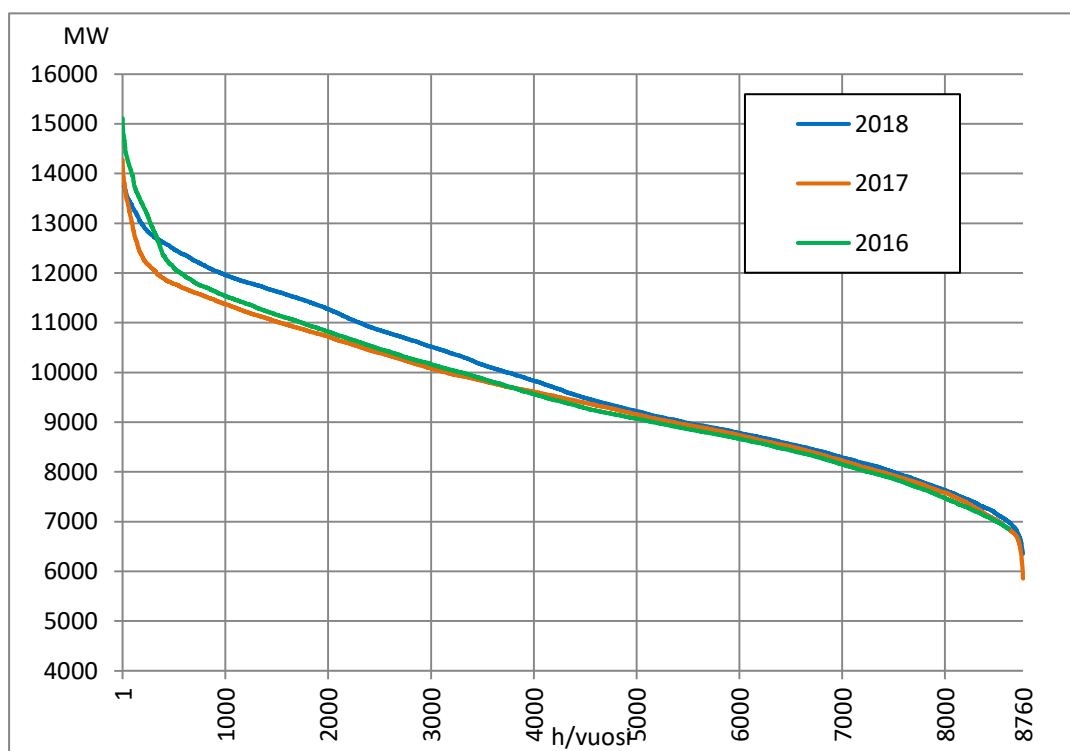


#### 4.4 Arvio talvikauden 2019–2020 sähkön kulutushuipusta

Vuotuinen sähkönkulutus Suomessa on lähivuosina ollut kasvusuunnassa. Sähkönkulutuksen kasvu on usein talouskasvun seurausta, mutta myös kulusrakenne muuttuu. Viime aikoina kulutusta ovat kasvattaneet mm. lämpöpumppujen yleistymisen. Myös datakeskuksilla on suuri merkitys kulutuksen kasvussa. Vuosikulutuksen kasvun myötä voidaan myös huippukulutuksen arvioida kasvavan. Kulutushuippuun vaikuttavat tosin myös moni muu asia, kuten pakkasjakson lämpötila ja pituus.

Vuonna 2018 sähkönkulutus Suomessa oli 87,5 TWh, kun se oli 85,5 TWh vuonna 2017. Kokonaiskulutus kasvoi siis noin kaksi prosenttia. Kasvu oli kahden prosentin luokkaa myös, kun lämpötilakorjaus otetaan huomioon<sup>4</sup>.

Sähkönkulutuksen kulutushuippu on arvio siitä, mikä on sähkönkulutuksen määrä koko talvikauden suurimman kulutustunnin aikana. Kulutushuippu kuvaa koko talvikauden aikana hetkellisesti tarvittavaa maksimitehoa. Vuoden aikana vallitsevat tyypilliset tehontarpeet ovat maksimiarvoa huomattavasti alempana. Suomen sähköntuotannon pysyvyyskäyrä esittää, kuinka monta tuntia vuodessa tietty tehomäärä Suomessa vaaditaan. Kuvassa 8 on esitetty tehon pysyvyyskäyrä vuosilta 2016–2018.



**Kuva 8. Tehon pysyvyyskäyrät Suomessa 2016 – 2018.**

<sup>4</sup> Lämpötilakorjauksessa sähkönkulutus on normeerattu, jolloin eri vuosien kulutusta on mahdollista verrata keskenään lämpötilaeroista huolimatta.



Talvikauden 2018–2019 kulutushuipuksi arvioidaan kylmänä talvena noin 15 300 MW. Arvio perustuu edellisvuosien huippukulutuksiin, niiden aikana vallinneisiin lämpötiloihin ja sähkönkulutuksessa ja kulutuskapasiteetissa tapahtuneisiin muutoksiin edellisvuosiin verrattuna. Toteutuvaan kulutushuippuun vaikuttaa vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus. Todellinen kulutushuippu saattaa siis jäädä huomattavasti tämän laskennallisen arvon alapuolelle.

Tuotantohiiput eivät tyypillisesti tapahdu samalla tunnilla, jolloin kotimainen kulutus on suurimmillaan. Viime vuosina tuotantohiippu on ollut arvioitua kapasiteettia pienempi. Keskeisin syy siihen, miksi kotimainen tuotantohiippu ei yllä kapasiteetin maksimumimäärään on tuontisähkön saatavuus. Kulutushuippujen aikana sähköä on ollut mahdollista tuoda kilpailukykyisempään hintaan naapurimaista. Tällöin kallein käytettävissä ollut kotimainen tuotantokapasiteetti on korvautunut tuontisähköllä eikä kaikkea kotimaista tuotantokapasiteettia ole kannattanut ottaa käyttöön, vaikka kapasiteettia muutoin teknisesti olisikin ollut käytettävissä. Taulukossa 2 on yhteenveto viime vuosien kulutushuipuista, toteutuneesta kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista.

**Taulukko 2. Yhteenveto viime vuosien toteutuneista kulutushuipuista, kotimaisesta tuotannosta kulutushuipputunnilla ja koko vuoden tuotantohuipuista. (Lähde: Fingrid)  
\*marraskuu 2019 mennessä**

Vuosi	Kulutushuippuvuorokausi	Kulutushuippu MWh/h	Tuotanto kulutushuipputunnilla MWh/h	Vuoden tuotantohiippu MWh/h
2011	18.2.	14 804	12 063	12 261
2012	3.2.	14 304	11 916	11 981
2013	18.1.	14 034	11 843	11 843
2014	24.1.	14 228	11 632	11 722
2015	22.1.	13 494	10 992	11 164
2016	7.1.	15 105	10 874	11 456
2017	5.1.	14 273	9 963	11 042
2018	28.2.	14 062	10 602	11 382
2019*	28.1.	14 542	10 978	11 195



## 4.5 Tehoreservi

Tehoreservijärjestelmän tarkoituksena on turvata sähköjärjestelmän toiminta ja varmistaa sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapaino tehovajeen aikana, kun markkinaehtoisesti tarjottu tuotantokapasiteetti ei pysty vastaamaan tehontarpeeseen. Tehoreserviä voidaan käyttää myös järjestelmänhallintaan. Se koostuu käyttövalmiudessa olevasta voimalaitosreservistä tai kulutusjoustosopimuksista sellaisten toimijoiden kanssa, jotka voivat tarvittaessa vähentää tehontarvettaan. Tehoreservijärjestelmä perustuu ns. tehoreservilakiin (117/2011).

Kaudella 1.7.2017–30.6.2020 tehoreservijärjestelmässä ovat mukana voimalaitokset Naantali 1 (kivihiili, Turun Seudun Energiantuotanto Oy) Naistenlahti 1 (maakaasu, Tampereen Energiantuotanto Oy), Meri-Pori (kivihiili, Fortum Power and Heat oy:n osuus) ja Haapavesi (raskas polttoöljy, Kanteleen Voima Oy). Kulutusjoustokohteina toimivat Suomenojan lämpöpumppu (Fortum Power and Heat Oy) sekä Katri Valan lämpöpumppulaitos (Helen Oy). Yhteensä tehoreservikapasiteettia on 729 MW, joista kulutusjouston osuus on 22 MW.

Tehoreservilaitokset ovat talvikaudella 1.12.–28.2. välisellä ajanjaksolla 12 tunnin käynnistysvalmiudessa, ja ne aktivoidaan, mikäli markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan kysyntää. Kulutusjoustokohde on tarjottu kantaverkkoyhtiön säätösähkömarkkinoille. Talvikauden ulkopuolella voimalaitokset ovat yhden kuukauden käynnistysvalmiudessa. Järjestelmä rahoitetaan kantaverkon siirtopalvelun käyttäjiltä kerättävillä tehoreservimaksuilla, joiden keräämisestä vastaa järjestelmävastaava kantaverkonhaltija Fingrid.

Tehoreservivoimalaitosten käyttö on ollut erittäin vähäistä koko järjestelmän historian ajan. Viime vuosina tehoreserviä ei ole tarvinnut käynnistää. Tehovajeen todennäköisyys on kuitenkin kasvanut sähkönkulutuksen kasvaessa samalla kun suuria yksittäisiä sähköntuotantolaitoksia on lopettanut toimintansa.

Kaudelle 2020-2022 Energiavirasto hankkii noin 600 MW tehoreservikapasiteettia.

## 5 SUOMEN TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLA 2019-2020

Talvella 2019–2020 sähkönkulutuksen kulutushuipun Suomessa arvioidaan olevan noin 15 300 MW.

Mikäli sähköä tuotaisiin kulutushuipun aikana naapurimaista Suomeen nykyisen siirtoyhteyksien tuontikapasiteetin maksimiteholla (noin 5 100 MW), kotimaisen tuotannon tulisi olla vähintään noin 10 200 MW. Määrä on noin 91 % arvioidusta kotimaisesta kulutushuipun aikana käytettävissä olevasta markkinaehtoisesta tuotantokapasiteetista (11 200 MW).

Vastaavasti kulutushuipun aikana tilanteessa, kun kaikki käytettävissä oleva kotimainen markkinaehtoinen tuotantokapasiteetti olisi tuotannossa<sup>5</sup>, sähkön tuontia tarvittaisiin noin 4 100 MW. Määrä vastaa noin 80 % ensi talvena käytettävissä olevasta siirtoyhteyksien kokonaistuontikapasiteetista ja noin 27 % kulutushuipun aikaisesta tehontarpeesta.

Suomen oma sähköntuotantokapasiteetti riittää koko maan tarpeeseen valtaosan vuodesta, ja varsinaista tehovajetta Suomen omassa tuotantokapasiteetissa esiintyy lähinnä talvikauden aikana.

Sähköä tuodaan Suomeen kuitenkin jatkuvasti vuoden ympäri, koska yhteisillä sähkömarkkinoilla sähköä tuotetaan siellä, missä se on edullisinta siirtoyhteyksien fyysiset rajoitteet huomioiden. Syy sähkön tuontiin on pääasiassa markkinaehtoinen sähkön hankinta.

**Taulukko 3. Suomen tehotase talvikaudella 2019–2020**

<b>Kylmä talvipäivä (kerran 10 vuodessa):</b>	
Tuotantokapasiteetti (markkinaehtoinen)	<b>11 200 MW</b>
Tehoreservi	<b>729 MW</b>
Kulutus	<b>15 300 MW</b>
<b>Suomen tehotase ilman tuontia</b>	<b>- 3 370 MW</b>
Tuontikapasiteetti muista maista	<b>5 100 MW</b>

Tässä toimitusvarmuusraportissa on tarkasteltu pääasiassa toimitusvarmuutta huippukulutusaikaan talvikaudella, jolloin muun muassa tehoreservi on käytettävissä. Kuitenkin lauhdelaitosten poistuessa markkinoilta ja tuulivoimatuotannon lisääntyessä, sähköjärjestelmän taajuuden ylläpito on aiempaa haastavampaa myös talvikauden ulkopuolella. Tämän vuoksi käytettävissä olevan sähkön tuotannon ja siirtoyhteyksien kapasiteetin riittävyys kattamaan kulloisenkin tehontarpeen voi olla uhattuna ympäri vuoden. Esimerkiksi kesällä voimalaitoksia ja sähkön tuontiyhteyksiä on vuosihuollon takia pois käytöstä, jolloin isompi häiriö sähköjärjestelmässä voi vaarantaa sähkötehon riittävyyden.

<sup>5</sup> Tässä tilanteessa tehoreservejä ei ole oletettu vielä otetun käyttöön.

## 6 SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET

### 6.1 Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa

Sähkömarkkina-asetuksen perusteella sähköntuottajien on ilmoitettava Energiavirastolle uusista voimalaitosinvestoinneista, vanhojen poistamisesta sekä tehonmuutoksista niiden laitosten osalta, joiden sähköteho on vähintään 1 MVA. Taulukossa 4 on esitetty rakenteilla olevien tai päätettyjen rakennushankkeiden sähköntuotantokapasiteetti tai sähköntuotantokapasiteetin muutos tuotantomuodoittain. Myös poistuva, ja pitkäaikais-säilöntään siirtyvä, kapasiteetti on ilmoitettu taulukossa. Taulukon tiedoissa ovat mukana tulevat hankkeet, joista on marraskuuhun 2019 mennessä ilmoitettu Energiavirastolle. Korvausinvestointien osalta on huomioitu muutos sähköntuotantokapasiteetissa. Mikäli mahdollista vanhan kapasiteetin poistumista/poistumisen ajankohtaa ei ole päätetty, sitä ei ole esitetty taulukossa. Taulukossa ei huomioida investointiin liittyvää mahdollista muutosta sähkönkulutuksessa. Taulukon 4 tiedot voivat sisältää epätarkkuuksia tehon, vuosiluvun ja toteutumisen suhteen.

Lähivuosien suurin muutos tuotantokapasiteetissa tapahtuu Suomen viidennen ydinvoimayksikön, Olkiluoto 3:n valmistuessa. Teollisuuden Voima Oyj:n nykyisen arvion<sup>6</sup> mukaan Olkiluoto 3 laitoksen säännöllinen sähköntuotanto alkaa syksyllä 2020. Kesällä 2015 eduskunta hyväksyi Fennovoima Oy:n Hanhikivi 1- voimalaitoksen rakentamislupahakemuksen. Rakentamislupa odotetaan saavan vuonna 2021. Hanhikivi 1:n on tarkoitus valmistua Pyhäjoelle ja sen sähköteho tulee olemaan 1 200 MW.

On syytä huomata, että Energiavirastolle ilmoitettujen hankkeiden lisäksi saattaa olla hankkeita jotka valmistuvat 2018 – 2021, mutta niistä ei ole vielä ilmoitettu virastolle. Vastaavasti joitain voimalaitoksia voi poistua käyttövalmiudesta lähivuosina. Taulukossa on esitetty tiedossa oleva muutos sähköntuotantokapasiteetissa.

**Taulukko 4. Sähköntuotantokapasiteetin muutokset Suomessa vuosina 2019 - 2022 (Energiavirastolle toistaiseksi ilmoitetut hankkeet sekä käytöstä poistuvat ja pitkäaikaissäilöntään siirtyvät laitokset). lähde: Energiavirasto**

	<b>Sähköntuotantokapasiteetin muutokset (MW)</b>					
	Vesivoima	Yhteistuotanto		Ydinvoima	Tuuli-voima	Lauhdelaikat
		Kauko-lämpö	Teollisuus			
2019					64	
2020	6	-157		1600	210	
2021	6				>400	
2022					>200	

<sup>6</sup> <https://www.tvo.fi/news/2156>



## 6.2 *Rajasiirtokapasiteetin kehitys Suomen ja naapurimaiden välillä*

Suomella on vahvat rajasiirtoyhteydet muihin pohjoismaihin ja Baltiaan, ja maiden välinen sähkökauppa on päivittäistä. Yhteyksiä kehitetään jatkuvasti siirtorajoitusten pienentämiseksi ja kehitys pelkistä pohjoismaisista markkinoista etenee kohti Euroopan yhteisiä markkinoita.

Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä yhteyttä vahvistetaan kolmannella vaihtosähköyhteydellä vuoteen 2025 mennessä. Yhteys lisää maiden välistä siirtokapasiteettia 800 MW.

Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitoksen tuotannon alkaessa Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä siirtokapasiteettia rajoitetaan 300 MW. Rajoituksella varaudutaan luotettavaan tehonhallintaan Olkiluoto 3:n mahdollisessa vikaantumistapauksessa.

Suomen ja Keski-Ruotsin välinen Fennoskan 1 -merikaapeli korvataan mahdollisesti uudella 800 MW yhteydellä. Korvaava merikaapeli kulkisi suunnitelmien mukaan Vaasan ja Uumajan välillä. Fennoskan 1 -kaapelin on arvioitu tulevan käyttöikänsä päähän 2020 luvun lopulla.