energiavirasto
energimyndigheten

KERTOMUS SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUDESTA

VUOSINA 2017–2018

SEKÄ TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2018–2019

29.11.2018

Energiavirasto
Energimyndigheten
Lintulahdenkuja 4
FI-00530 Helsinki
Puhelin 029 505 0000
Fax 09 622 1911
S-posti kirjaamo@energiavirasto.fi
Internet www.energiavirasto.fi

Sisällysluettelo:

1 JOHDANTO 1

2 TIIVISTELMÄ 2

3 SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS VUONNA 2017 JA TALVIKAUDELLA 2017–2018 4

3.1 Sähkönhankinta ja -kulutus 4

3.2 Sähkön markkinahinnan kehitys 5

3.3 Sähkön riittävyys talvikaudella 2017–2018 6

4 TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2018–2019 8

4.1 Arvio talvikauden 2018–2019 sähkön kulutushuipusta 8

4.2 Sähköntuotantokapasiteetti 9

4.3 Sähkön siirtoyhteydet 12

4.4 Tehoreservi 14

4.5 Suomen tehotase 14

5 UUDET JA SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET 17

5.1 Sähköntuotantokapasiteetin kehitys Suomessa 17

5.2 Sähkönkulutus ja tuotantokapasiteetti Pohjoismaissa ja Baltiassa 18

5.3 Rajasiirtokapasiteetin kehitys Suomen ja naapurimaiden välillä 19

5.4 Rajasiirtoyhteyksien kehitys Pohjoismaiden ja Baltian ulkorajoilla 19

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.

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 seurantaa varten kapasiteettia koskevat tiedot suoraan sähköntuottajilta. Voimalaitoskohtaisella seurannalla varmistetaan, että tuotantokapasiteettia koskevista muutoksista välittyy tieto myös viranomaisille. Sähkön toimitusvarmuus on erittäin keskeinen asia sähköjärjestelmän toiminnassa ja se on nostettu merkittävästi esiin myös loppuvuonna 2016 julkaistussa kansallisessa Energia- ja ilmastostrategiassa.

Energiavirasto julkaisee tämän sähkön tuotantokapasiteetin sekä sähkön tarjonnan ja kysynnän tasapainon kehitystä koskevan kertomuksen sekä huolehtii näihin tehtäviin liittyvistä EU-tason tiedonantovelvoitteista.

Raportissa ei käsitellä toimitusvarmuutta sähkönjakelua koskien.

2 TIIVISTELMÄ

Tässä dokumentissa käsitellään monien lukujen osalta kokonaisuutena vuotta 2017. Dokumentissa on esitetty myös edellisen talvikauden 2017–2018 tietoja sekä arvioitu tulevaa talvikautta 2018–2019.

Energiaviraston toimitusvarmuusraportin pääpaino on Suomen tehotasapainon seurannassa. Energiavirasto arvioi, että ensi talven 2018–2019 kulutushuipun aikana on käytettävissä kotimaista sähköntuotantokapasiteettia yhteensä noin 12 000 MW, joka sisältää sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainottamista varten varatun noin 700 MW tehoreservikapasiteetin. Markkinaehtoista sähköntuotantokapasiteettia arvioidaan siis olevan käytettävissä Suomessa huippukulutuksen aikana noin 11 300 MW.

Talvikauden kulutushuipun tehontarpeeksi kylmänä talvena on arvioitu noin 15 200 MW. Kulutushuippuun eli koko talvikauden suurimman kulutustunnin tehontarpeeseen vaikuttavat vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus.

Kulutushuipun aikaisen sähkönkulutuksen arvioidaan olevan noin 3 200 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 2017–2018 toteutunut kulutushuippu oli 14 062 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 -21 astetta. Suomen kaikkien aikojen kulutusennätys, 15 105 MWh/h, saavutettiin tammikuussa 2016. Tällöin alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila oli -25 astetta.

Vuoden 2017 sähkön kokonaiskulutus Suomessa oli noin 85,5 TWh (2016: 85,1 TWh), josta sähkön nettotuonnin osuus oli 23,9 %. Vuonna 2017 sähkön nettotuonti Ruotsista laski hieman edellisvuoteen nähden, ollen 15,2 TWh (2016: 15,3 TWh). Sähkön nettotuonti Venäjältä oli 5,8 TWh (2016: 5,9 TWh). Sähkön vienti Viroon laski vuoden 2016 3,1 TWh:sta arvoon 1,7 TWh, mutta tuonti kasvoi 0,7 TWh:sta 0,9 TWh:iin. Nettovienti Viroon oli siis 0,8 TWh vuonna 2017. Vuonna 2018 sähkönkulutus on ollut lievässä nousussa edellisvuoteen verrattuna.

Sähkön vuorokausimarkkinoilla Suomen aluehinnan keskiarvo vuonna 2017 oli 33,19 euroa/MWh (32,45 euroa/MWh 2016). Nord Pool AS:n laskema ns. järjestelmähinta vuonna 2017 oli 29,41 euroa/MWh (26,91 euroa/MWh 2016). Suomen tarjousalueen hintaero Ruotsin SE1 alueeseen oli keskimäärin 2,35 €/MWh ja SE3 tarjousalueeseen 1,95 €/MWh vuonna 2017, hinnan ollessa Ruotsissa edullisempi. Suurempi aluehinta Suomessa verrattuna SE1 ja SE3 -tarjousalueisiin kertoo Suomen ja Ruotsin välillä olevien siirtoyhteyksien kapasiteetin riittämättömyydestä. Vuonna 2018 hinnat ovat olleet nousussa ja aluehintaero Suomen ja Ruotsin välillä on kasvanut lievästi edellisvuoteen nähden. Hinnannousua selittää mm. päästöoikeuden hinnan nousu. Myös kuivan kesän aiheuttama poikkeuksellisen alhainen vesitilanne Pohjoismaissa on nostanut sähkön hintaa syksyllä 2018.

Vuonna 2017 Suomen ja Ruotsin välisten siirtojohtojen käytettävyys[1] oli 98-99 %, Suomen ja Viron 99 % sekä Suomen ja Venäjän 85-93 %. Käyttöhäiriöiden määrä väheni merkittävästi edellisvuoteen verrattuna. Suomen ja Ruotsin välisillä Fenno-Skan-tasasähköyhteyksillä oli vuoden 2017 aikana 1 (9 vuonna 2016) ja Suomen ja Viron välisillä Estlink-yhteyksillä 4 (8 vuonna 2016) käyttöhäiriötä.

Kotimaisen sähköntuotantokapasiteetin kannalta lähivuosien merkittävin lisäys on Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitosyksikön valmistuminen. Tällä hetkellä ydinvoimalaa rakennuttava Teollisuuden Voima Oyj arvioi, että laitosyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa syyskuussa 2019. Olkiluodon lisäksi lähivuosien aikana on valmistumassa pieniä vesivoimalaitosten tehonkorotuksia. Yhdistettyyn sähkön ja lämmöntuotantoon valmistui vuonna 2017 muutama merkittävä investointi kuten Äänekosken biotuotetehdas. Sähkön- ja lämmöntuotannon yhteistuotantolaitoksissa on tehty jonkin verran korvausinvestointeja, mutta vanhoja laitoksia on korvattu myös lämmön erillistuotannolla. Tuulivoimarakentaminen on ollut vilkasta tuulivoiman tukijärjestelmän ansiosta. Viimeiset laitokset nykyiseen tukijärjestelmään hyväksyttiin vuoden 2017 lopulla. Vuonna 2018 uusia laitoksia ei ole valmistunut, mutta tuleville vuosille on ilmoitettu muutamista markkinaehtoisista tuulivoimainvestoinneista. Muuten markkinaehtoisia uusia voimalaitosinvestointeja puhtaasti sähköntuotantoon (ydinvoimaa lukuun ottamatta) ei ole käytännössä ollut viime vuosina.

[1] Käytettävyysarvot esittävät sähkömarkkinoille annetun siirtokapasiteetin koko vuoden prosentuaalista osuutta yhteyden maksimisiirtokapasiteetista.

3 SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS VUONNA 2017 JA TALVIKAUDELLA 2017–2018

3.1 Sähkönhankinta ja -kulutus

Vuonna 2017 sähkön kulutus Suomessa nousi edellisvuodesta noin 0,5 % ollen noin 85,5 TWh. (85,1 TWh vuonna 2016). Lämpötilakorjattu sähkön kokonaiskulutus[2] oli noin 87,0 TWh (86,1 TWh vuonna 2016). Sähköä tuotettiin Suomessa 65,0 TWh (66,1 TWh vuonna 2016). Kotimainen sähköntuotanto väheni siis noin 2 %.

Sähkön nettotuonti Suomeen vuonna 2017 oli noin 20,4 TWh, mikä on noin 7 % enemmän aiempaan vuoteen verrattuna (19,0 TWh vuonna 2016). Nettotuonnin määrän nousua selittää vähentynyt sähkön vienti Viroon. Sähkön nettotuonnin osuus kokonaiskulutuksesta oli noin 23,9 % (22,3 % vuonna 2016). Ruotsista tuodun sähkön määrä vuonna 2017 oli noin 15,6 TWh (15,7 TWh vuonna 2016). Sähkön vienti Viroon väheni vuonna 2017 noin 1,7 terawattituntiin (3,1 TWh vuonna 2016). Sen sijaan sähkön tuonti Virosta kasvoi 0,9 terawattituntiin (0,7 TWh vuonna 2016). Venäjältä tuodun sähkön määrässä ei tapahtunut suurta muutosta ollen noin 5,8 TWh vuonna 2017 (5,9 TWh vuonna 2016).

Sähkön hankinta tuotantomuodoittain vuosina 2003–2017 on esitetty kuvassa 1. Kuvasta havaitaan viime vuosien muutoksista mm. lauhdevoiman vähentyminen ja tuulivoimatuotannon ja nettotuonnin lisääntyminen. Vuoden 2017 kotimainen sähköntuotanto polttoaineittain on esitetty kuvassa 2. Tuulivoiman osuus toteutuneesta tuotannosta kasvoi noin 2,8 prosenttiyksikköä edelliseen vuoteen verrattuna. Kivihiilen osuus laski noin 0,9 prosenttiyksikköä ja maakaasun osuus noin 0,4 prosenttiyksikköä.

Kuva 1. Sähkön hankinta tuotantomuodoittain Suomessa (lähde: Tilastokeskus; Energiateollisuus ry).

[2] Sähkönkulutus on normeerattu, jolloin eri vuosia on mahdollista verrata keskenään lämpötilaeroista huolimatta.

Kuva 2. Sähköntuotanto polttoaineittain vuonna 2017 (TWh) (lähde: Energiateollisuus ry).

Rajasiirtoyhteydet toimivat pääosin hyvin. Vuonna 2017 Suomen ja Ruotsin välisillä Fenno-Skan yhteyksillä oli yksi käyttöhäiriö (9 vuonna 2016). Suomen ja Viron välisillä yhteyksillä käyttöhäiriöitä oli 4 kpl (8 kpl vuonna 2016). Vuoden 2017 aikana toteutuneet sähkön siirtomäärät eri yhteyksillä on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. Rajan yli siirretty sähkö 2017. (Lähde: Fingrid)

Yhteys	Tuonti (TWh)	Vienti (TWh)
Ruotsi (SE1, SE3)	15,6	0,4
Venäjä (RU)	5,8	0
Viro (EE)	0,9	1,7

3.2 Sähkön markkinahinnan kehitys

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.

Sähkön hinta sähköpörssissä vuonna 2017 oli korkeampi kuin vuonna 2016. Korkeampaa hintaa selittää mm. se, että vesitilanne Pohjoismaissa oli edellisvuotta heikompi

koko ensimmäisen vuosipuoliskon ajan. Sähkön vuorokausimarkkinoilla koko vuoden tuntihintojen keskiarvo vuonna 2017 Suomen tarjousalueella oli 33,19 €/MWh (33,45 €/MWh vuonna 2016). Järjestelmähinnan vuosikeskiarvo oli 29,41 €/MWh (26,91 €/MWh vuonna 2016). Suomen aluehinnan ja järjestelmähinnan välinen hintaero vuonna 2017 pieneni edellisvuoteen nähden ja oli keskimäärin 3,78 €/MWh (5,54 €/MWh vuonna 2016). Suomen tarjousalueen hintaero Ruotsin SE1 alueeseen oli keskimäärin 2,35 €/MWh ja SE3 tarjousalueeseen 1,95 €/MWh, hinnan ollessa Ruotsissa edullisempi. Suomen ja Viron hinnat olivat lähes yhtäläiset keskihinnan ollessa vain 0,01 € suurempi Virossa.

Vuonna 2017 esiintyi muutamia hintapiikkejä, jotka tosin olivat edellisvuosien hintapiikkejä lievempiä. Suomen tarjousalueen vuoden korkein tuntihinta vuorokausimarkkinalla saavutettiin 11.10.2017, 130,05 €/MWh. Sähkön kulutus Suomessa oli tuolloin 9 714 MWh/h ja järjestelmähinta oli 39,76 €/MWh.

Myös kesällä 2017 koettiin hintapiikkejä, joista korkein tapahtui 16.8.2017, 120,04 €/MWh. Saman tunnin järjestelmähinta oli vain 29,45 €/MWh. Kun tarkastellaan vuoden 2017 tunteja, jolloin Suomen aluehinta oli yli 100 €/MWh, ajoittui 14:sta tunnista peräti yhdeksän kesälle.

3.3 Sähkön riittävyys talvikaudella 2017–2018

Talvikauden 2017–2018 sähkön kulutushuippu koettiin 28.2.2018 tunnilla 9-10, jolloin kulutus oli 14 062 MWh/h. Alueellisella kulutuksella painotettu lämpötila Suomessa oli kulutushuipputunnilla -21 astetta. Sähkön riittävyys ei tuolloin ollut vaarassa, eikä siirtoyhteyksissä ollut häiriöitä koko kulutushuippuviikolla. Kotimainen tuotanto oli kyseisellä tunnilla 10 602 MWh/h ja nettotuontia oli 3 460 MWh/h. Ruotsista ja Virosta tuotiin sähköä kulutushuipputunnilla maksimikapasiteetilla, mutta tuonti Venäjältä oli vain vähäistä, johtuen Venäjän kapasiteettimaksuista. 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 ilmoitettu muutamia voimalaitoshäiriöitä. Näiden häiriöiden seurauksena kapasiteettia oli päivän aikana epäkäytettävissä samanaikaisesti 418 – 828 MW. Epäkäytettävyyksistä huolimatta sähkön riittävyys ei ollut vaarassa.

Energiavirasto oli arvioinut talven 2017–2018 laskennalliseksi kulutushuipuksi 15 200 MW. Toteutunut kulutushuippu (14 062 MWh/h) jäi kuitenkin noin 1 100 MW (7 %) tätä arviota pienemmäksi. Kulutushuippu tapahtui helmikuun viimeisenä päivänä, jolloin valoisa aika oli jo suhteellisen pitkä ja auringolla oli lämmittävä vaikutus. Kyseisellä tunnilla lämpötila oli alhainen, mutta pitkää alle -20 asteen jaksoa ei ollut, minkä vuoksi lämmitystarve ei ollut niin voimakas. Kuvassa 3 on esitetty talvikauden 2017–2018 kulutushuippuviikon sähkön tuotanto, kulutus ja hinta.

Kuva 3. Sähkönkulutus ja -tuotanto Suomessa sekä Suomen aluehinta Elspot-markkinalla viikolla 9/2018. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla. (lähde: Fingrid Oyj, Nord Pool Spot).

Talvella 2017–2018 yhteenlaskettu kotimainen sähköntuotanto oli korkeimmillaan 16.2.2018 klo 19–20 ollen noin 11 383 MWh/h (edellistalven tuotantohuippu oli 11 042 MWh/h). Lähihistorian korkein tuotantohuippu on helmikuulta 2007, 12 623 MWh/h.

Rajasiirtoyhteyksien toiminta huippukulutusviikolla 2018 on esitetty kuvassa 4. Kulutushuipun aikaan Ruotsin ja Viron siirtoyhteyksiä käytettiin tuontiin lähes maksimikapasiteetilla.

Kuva 4. Mitattu sähkön siirto Suomeen (-) ja suomesta (+) huippukulutusviikolla 2018. Kulutushuippu merkitty kuvaan katkoviivalla (Lähde: Fingrid Oyj).

4 TEHOTASE-ENNUSTE TALVIKAUDELLE 2018–2019

4.1 Arvio talvikauden 2018–2019 sähkön kulutushuipusta

Vuonna 2017 sähkönkulutus Suomessa oli 85,5 TWh, kun se oli 85,1 TWh vuonna 2016. Kokonaiskulutus kasvoi 0,5 prosenttia. Lämpötilakorjatun kulutuksen muutos vuosien 2017 ja 2018 välillä oli noin 1 %, mikä on osittain talouskasvun seurausta. Sähkönkulutuksen kasvuun vaikuttaa myös mm. lämpöpumppujen yleistyminen.

Työ- ja elinkeinoministeriön julkaiseman Energia- ja ilmastostrategian mukaisten perusskenaarioiden mukaan kulutus vuonna 2020 tulee olemaan noin 88 TWh ja vuonna 2030 noin 92 TWh.

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 5 on esitetty tehon pysyvyyskäyrä vuosilta 2015–2017.

Kuva 5. Tehon pysyvyyskäyrät Suomessa 2015 – 2017.

Talvikauden 2018–2019 kulutushuipuksi arvioidaan kylmänä talvena noin 15 200 MW. Arvio perustuu edellisvuosien huippukulutuksiin, niiden aikana vallinneisiin lämpötiloihin ja sähkönkulutuksessa ja kulutuskapasiteetissa tapahtuneisiin muutoksiin edellis-

vuosiin verrattuna. Toteutuvaan kulutushuippuun vaikuttaa vahvasti talvikauden pakkasjaksojen lämpötila sekä niiden pituus. Todellinen kulutushuippu saattaa siis jäädä huomattavasti tämän laskennallisen arvon alapuolelle.

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[3]. Yhteensä asennettua voimalaitoskapasiteettia oli noin 17,4 GW vuoden 2017 lopussa. Kuvassa 6 esitetään sähköntuotantokapasiteetti tuotantomuodoittain.

Kuva 6. Sähköntuotantokapasiteetti (asennettu nimellisteho, ei sisällä käyttövalmiudesta poistettua kapasiteettia) tuotantomuodoittain vuoden 2017 lopussa. (lähde: Energiavirasto)

Sähkön kulutushuiput ajoittuvat talvikaudelle, jolloin suuri osa sähköenergiasta kuluu lämmitykseen. Kulutushuipun sähkönkulutukseen vaikuttaa vahvasti vallitseva sää. Sähköntuotannon todelliset kapasiteetit kulutushuipun aikana on arvioitu aiempien vuosien toteumien mukaisilla kertoimilla, voimalaitosrekisterin tietojen perusteella sekä muiden käytettävissä olleiden selvitysten perusteella. Määrissä huomioidaan tuotantolaitosten todennäköinen käytettävyys. Järjestelmäreservi on jätetty arvion ulkopuolelle.

Tuotantohuiput eivät tyypillisesti tapahdu samalla tunnilla, jolloin kotimainen kulutus on suurimmillaan. Viime vuosina tuotantohuippu on ollut arvioitua kapasiteettia pienempi. Keskeisin syy siihen, miksi kotimainen tuotantohuippu ei yllä kapasiteetin mak-

[3] https://www.energiavirasto.fi/voimalaitosrekisteri

simimäärään 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 2018 mennessä

Vuosi	Kulutushuippuvuorokausi	Kulutushuippu MWh/h	Tuotanto kulutushuipputunnilla MWh/h	Vuoden tuotantohuippu 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

Vuonna 2017 Suomessa otettiin käyttöön tuulivoimaloita yhteisteholtaan noin 400 MW, ja vuoden lopussa niiden asennettu kapasiteetti oli noin 2000 MW. Verkkoon liitetty aurinkosähkökapasiteetti kasvoi 2,5-kertaiseksi vuoden 2017 aikana, ja se oli noin 70 MW vuoden 2017 lopussa. Vuonna 2017 suurimmat valmistuneet sähköntuotantokapasiteettiin vaikuttaneet investoinnit olivat Äänekoski (teollisuus CHP) ja Naantali 4 (kaukolämpö CHP). Toisaalta markkinoiden käytöstä tehoreserviin siirtyivät Naantali 1 ja Meri-Porin (Fortumin osuus) voimalaitokset.

Vuoden 2018 aikana muutokset sähköntuotantokapasiteetissa ovat olleet lähinnä yksittäisten voimalaitosten pieniä tehonkorotuksia. Uutta kapasiteettia ei ole valmistunut lainkaan, eikä Energiavirastolle ole ilmoitettu uusien laitosten käyttöönotosta loppuvuodelle 2018[4]. Suurin osa Suomen lauhdesähköntuotantolaitoksista on suljettu. Heikon kannattavuuden vuoksi myös monissa yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon (CHP) korvausinvestoinneissa pohditaan sähköliiketoiminnasta luopumista ja investoimista jatkossa vain lämmön tuotantoon. Sähköntuotantokapasiteetin riittävyys on haaste tulevaisuudessa, kun perinteinen sähköntuotantokapasiteetti vähenee ja tilalle tulee vaihtelevaa uusiutuvan energian tuotantoa.

[4] 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.

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 arvioidun käytettävyyden, Energiavirastolle ilmoitettujen sähkötehojen, toteutuneiden tuotantotietojen ja käytettävissä olevien tutkimusten perusteella Energiavirasto on arvioinut talvikaudella 2018–2019 kulutushuipun aikana käytettävissä olevan tuotantokapasiteetin Suomessa olevan noin 12 000 MW. Kapasiteettitiedot on esitetty taulukossa 3. Arvioitu kapasiteetti tuotantomuodoittain on esitetty kuvassa 7. Tuotantomuodot on jaoteltu laitoksittain, jolloin esimerkiksi kaukolämpölaitoksessa oleva lauhdetuotanto on jaoteltu kaukolämmön tuotantoon.

Taulukko 3. Yhteenveto voimalaitosten haltijoiden ilmoittamista kapasiteettitiedoista (arvioitu tilanne talvikaudella 2018–2019). (lähde: Energiavirasto, Fingrid)

Sähköntuotantokapasiteetti Suomessa Talvikaudella 2018-2019	MW
Asennettu tuotantokapasiteetti (netto)	18 600
Maksimisähköteho (netto)	18 000
Käyttövalmiudesta poistettu kapasiteetti	-1 200
Järjestelmäreservit yhteensä	-1 400
Arvioitu ei käytettävissä oleva kapasiteetti huippukulutushetkellä	-3 400
Arvioitu käytettävissä oleva tuntiteho kulutushuipun aikana (sis tehoreservin)	12 000

Kuva 7. Arvioitu käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti kulutushuippuna talvikaudella 2018–2019 tuotantomuodoittain. *Tuulivoima 6% nimellistehosta

4.3 Sähkön siirtoyhteydet

Huippukulutuksen aikana Suomen oma energiantuotanto ei riitä vastaamaan kysyntään, jonka kattamiseen tarvitaan sähkön tuontia naapurimaista. Maamme on sähkönsiirtoyhteyksien kautta kiinteästi osa pohjoismaiden ja Baltian yhteisiä sähkömarkkinoita. Myös tuontiyhteys Venäjältä on merkittävä. Pohjois-Ruotsista Suomeen on tuontikapasiteettia 1500 MW ja Keski-Ruotsista 1200 MW. Venäjältä kokonaistuontikapasiteettia on 1500 MW, josta 1300 MW on kaupallisessa käytössä. Virosta tuontikapasiteettia on noin 1020 MW. Lisäksi Ahvenanmaan ja Manner-Suomen välillä on 100 MW kaapeli, joka toimii varayhteytenä poikkeustilanteissa.

Sähkön siirtoyhteyksien tuontikapasiteetteihin ei ole tiedossa muutoksia talvikaudelle 2018-2019.

Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitoksen tuotannon alkaessa Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä siirtoyhteyttä joudutaan rajoittamaan 300 MW. Suomen ja Pohjois-Ruotsin välistä yhteyttä on suunniteltu vahvistettavaksi vuonna 2025 valmistuvalla 800 MW vaihtosähköyhteydellä Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä. Lisäksi Suomen ja Keski-Ruotsin välinen Fennoskan 1 -merikaapeli korvataan mahdollisesti uudella 800 MW yhteydellä vuoteen 2030 mennessä. Korvaava merikaapeli kulkisi suunnitelmien mukaan Vaasan ja Uumajan välillä.

Pohjoismaissa ja Baltiassa olevat tarjousalueiden väliset siirtoyhteydet on esitetty kuvassa 8[5].

Kuva 8. Tarjousalueiden väliset siirtokapasiteetit Pohjoismaissa ja Baltiassa (ENTSO-E 2017).

[5] https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf

4.4 Tehoreservi

Tehoreservijärjestelmä on järjestelmä, jonka 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).

Energiavirasto määritti Suomessa tarvittavan tehoreservin määrän syksyllä 2016. Tehoreservin määrän määrittämiseksi virasto toteutti selvityksen tarvittavasta tehoreservin tarpeesta[6]. Tehoreservin hankinta toteutettiin alkuvuonna 2017. Huomioiden tehoreservin kustannustason ja arvioidut lähivuosien tarpeet, virasto päätyi 729 MW:n tehoreserviin, joka sisältää 22 MW kulutusjoustoa.

Kilpailutuksen perusteella tehoreservivoimalaitoksiksi valittiin kaudelle 1.7.2017-30.6.2020 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). Kulutusjoustoksi valittiin samalle ajanjaksolle Suomenojan lämpöpumppu (Fortum Power and Heat Oy) sekä Katri Valan lämpöpumppulaitos (Helen Oy).

Tehoreservin käyttösääntöjä muutettiin syksyllä 2016 siten, että voimalaitokset aktivoituvat sähköpörssissä vuorokausimarkkinan kattohinnalla (aiemmin korkein markkinaehtoinen tarjous).

Tehoreservilaitokset ovat talvikaudella 1.12.–28.2. välisellä ajanjaksolla 12 tunnin käynnistysvalmiudessa sähkön vuorokausimarkkinalla ja ne aktivoidaan, mikäli markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan kysyntää. Kulutusjoustokohde on tarjottu kantaverkkoyhtiön säätösähkömarkkinoille. Muuna aikana 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. Tehoreservejä ei käynnistetty talvikaudella 2017–2018, eikä myöskään edellisenä talvena. Tuleville talvikausille tehoreservin tarpeen todennäköisyys on kuitenkin kasvanut aiempaan nähden.

4.5 Suomen tehotase

Talvella 2018–2019 sähkönkulutuksen kulutushuipun Suomessa arvioidaan olevan noin 15 200 MW. Mikäli sähköä tuotaisiin kulutushuipun aikana naapurimaista Suomeen nykyisen tuontikapasiteetin maksimiteholla (noin 5 100 MW), kotimaisen tuotannon tu-

[6] http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/EV_Tehoreservin+m%C3%A4%C3%A4r%C3%A4%202017-2022_Loppuraportti.pdf/8eca5950-0b8f-429e-a27e-23f77cae5da4

lisi olla vähintään noin 10 100 MW. Määrä on noin 89 % arvioidusta kotimaisesta kulutushuipun aikana käytettävissä olevasta markkinaehtoisesta tuotantokapasiteetista (11 300 MW). Vastaavasti tilanteessa, jossa kulutushuipun aikainen kotimainen markkinaehtoinen tuotantokapasiteetti olisi kaikki tuotannossa, sähkön tuontia tarvittaisiin noin 3 900 MW. Määrä on noin 75 % ensi talvena käytettävissä olevasta tuontikapasiteetista.

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

Rajasiirtoa käytetään ja 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.

Kylmä talvipäivä (kerran 10 vuodessa):	
Tuotantokapasiteetti (markkinaehtoinen)	**11 300 MW**
Tehoreservi	**729 MW**
Kulutus	**15 200 MW**
Suomen tehotase ilman tuontia	**- 3 170 MW**
Tuontikapasiteetti muista maista	**5 100 MW**

Kuva 9. Suomen tehotase talvikaudella 2018 – 2019.

Tässä toimitusvarmuusraportissa on tarkasteltu hyvin pitkälti toimitusvarmuutta huippukulutusaikaan talvikaudella, jolloin muun muassa tehoreservi on käytettävissä. Lauhdelaitosten poistuessa markkinoilta ja tuulivoiman lisääntyessä sähköjärjestelmän taajuuden ylläpito on aiempaa haastavampaa. Tämän vuoksi käytettävissä olevan sähkön tuotannon ja siirtoyhteyksien kapasiteetin riittävyys kattamaan kulloisenkin tehontarpeen voi olla uhattuna myös talvikauden ulkopuolella. Esimerkiksi kesällä tapahtuvien

voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vuosihuoltojen aikana tapahtuvat häiriöt voivat vaikuttaa sähkötehon riittävyyteen.

Heinäkuussa 2018 Fingrid antoi varoituksen mahdollisesta sähköpulasta. Tuolloin Olkiluoto 2-yksikkö (890 MW) irtosi verkosta sähköaseman virtamuuntajan räjähdyksen seurauksena keskiviikkona 18.7. aamulla. Saman päivän iltana korjaustöiden yhteydessä myös Olkiluoto 1 -yksikkö (880 MW) irtosi verkosta. Olkiluoto 1 kytkettiin takaisin verkkoon 19.7. illalla, ja Olkiluoto 2 seuraavana aamuna. Sähkövaje katettiin mm. lisääntyneellä tuonnilla sekä reservimarkkinoilla. Keskiviikkoaamuna käynnistettiin myös varavoimalaitoksia. Olkiluoto 1 ja 2 -yksiköiden irtoamisen lisäksi voimalaitoskapasiteettia oli samanaikaisesti yhteensä noin 1600 MW ilmoitettu käytöstä poistetuksi joko suunniteltujen huoltojen tai suunnittelemattomien keskeytysten vuoksi. Lisäksi Venäjän tasasähköyhteydestä noin 900 MW oli poissa käytöstä vuosihuollon takia.

5 UUDET JA SUUNNITTEILLA OLEVAT SÄHKÖNTUOTANTO- JA RAJASIIRTOHANKKEET

5.1 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 kapasiteetti on ilmoitettu taulukossa. Taulukon tiedoissa ovat mukana hankkeet, joista on marraskuuhun 2018 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[7] mukaan Olkiluoto 3 laitosyksikön säännöllinen sähköntuotanto alkaa syyskuussa 2019. Kesällä 2015 eduskunta hyväksyi Fennovoima Oy:n rakentamislupahakemuksen. Rakentamislupa odotetaan saavan 2019 loppuun mennessä. Fennovoiman on tarkoitus valmistua Pyhäjoelle vuonna 2024 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 huippukuormituskaudella (käytettävyys 100 %) Suomessa vuosina 2018 - 2021 (Energiavirastolle toistaiseksi ilmoitetut hankkeet sekä käytöstä poistuvat laitokset. lähde: Energiavirasto

	Sähköntuotantokapasiteetin muutokset (MW)					
	Vesivoima	Yhteistuotanto		Ydin-voima	Tuuli-voima	Lauh-delai-tokset
		Kauko-lämpö	Teollisuus			
2018	2			5		
2019	3	30		1600	212	
2020	6	2,5				
2021	6					

[7] https://www.tvo.fi/news/1999

5.2 Sähkönkulutus ja tuotantokapasiteetti Pohjoismaissa ja Baltiassa

Pohjoismaisella tasolla sähkötehoa on ollut saatavilla runsaasti viime vuosina. Pohjoismaiden maksimikulutukseksi on arvioitu 73 100 MW[8]. Tämä on 98 % maiden huippukulutusten summasta. Maiden välisissä laskentatavoissa eri tuotantotapojen käytettävyyden suhteen on eroja, esimerkiksi tuulivoimalle lasketaan Suomessa 6 %, Ruotsissa 9 %, Norjassa 11 % ja Tanskassa 5 %.

Kuvassa 10 on esitetty Pohjoismaiden sähkön huipputuotantokapasiteettien arvio ja toteutunut huippukulutus vuosina 2009–2018. Kokonaistuotantokapasiteetin pienenemiseen on vaikuttanut mm. kannattamattomien voimalaitosten sulkeminen.

Kuva 10 Huipputuotantokapasiteetti ja toteutunut huippukulutus Pohjoismaissa talvikausilla 2009-2018

Baltian maista ainoastaan Viro on täysin omavarainen sähkön osalta, eli oma tuotanto riittää kattamaan kulutuksen kaikissa olosuhteissa. Latviassa on mahdollista, että poikkeuksellisissa tilanteissa tuotanto ei riitä kattamaan kysyntää, ja Liettuassa sähkön tuontia tarvitaan myös normaalioloissa[9].

Viron huippukulutukseksi talvikaudella on arvioitu noin 1200 MW. Luotettavasti saatavilla olevaa tuotantokapasiteettia on lähes 2000 MW. Yhteensä asennettua tuotantokapasiteettia Virossa on noin 3000 MW.

[8] https://www.epressi.com/media/userfiles/107305/1543231195/power-balance-2018-2019-nordic-countries.pdf
[9] https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_2017-18.pdf

Latviassa arvioitu huippukulutus talvikaudella on noin 1400 MW, ja luotettavasti saatavilla olevaa tuotantokapasiteettia suunnilleen saman verran. Yhteensä asennettua kapasiteettia Latviassa on noin 3000 MW.

Liettuassa arvioitu huippukulutus talvikaudella on noin 2000 MW, ja luotettavasti saatavilla olevaa kapasiteettia noin 1500–1600 MW. Yhteensä asennettua kapasiteettia Liettuassa on noin 3500 MW.

5.3 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 Itämeren alueen yhteisiä markkinoita. Keskeisin uusi rajasiirtoyhteyshanke on Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välille suunniteltu kolmas vaihtosähköyhteys, jonka tavoiteaikatauluna on 2025. Tämän yhteyden arvioitu kaupallisen siirtokapasiteetin lisäys tulisi olemaan noin 800 MW. Fingrid ja Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska Kraftnät allekirjoittivat sopimuksen yhteyden rakentamisesta vuonna 2017.[10]

Fennoskan 1 tasasähköyhteys on tavoitteena uusia vuoden 2030 paikkeilla. Kapasiteetti olisi 800 MW, joten se olisi nykyiseen yhteyteen nähden noin 300 MW suurempi.

5.4 Rajasiirtoyhteyksien kehitys Pohjoismaiden ja Baltian ulkorajoilla

Lähivuosina Pohjoismaiden ja Baltian ulkorajojen rajasiirtokapasiteetti tulee kasvamaan merkittävästi. Myös Pohjoismaiden ja Baltian välinen siirtokapasiteetti mahdollisesti vahvistuu suunnitteilla olevan NordBalt 2:n valmistuttua Liettuan ja Ruotsin välille vuonna 2019. Tämänhetkinen rajasiirtoyhteyksien tilanne on esitetty kuvassa 8.

Seuraavassa listauksessa on listattu sekä varmistuneita että mahdollisia rajat ylittäviä sähkönsiirtoprojekteja ENTSO-E:n laatiman TYNDP 2018[11] (ten year network development plan) mukaisesti. Vuoteen 2025 mennessä siirtokapasiteetti Pohjoismaihin ja Baltiaan voisi olla listauksessa mainittujen projektien toteutuessa yli 18 GW, joka on yli kaksi kertaa nykyinen kapasiteetti.

[10] https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/rajayhteydet/kolmas-400-kv-ac-yhdysjohto-ruotsiin/
[11] https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/

Valmistumisaika	Projektin nimi	Yhteys	Kaapeli	Siirtokapasiteetti	Tila
12/2018	Kriegers Flak CGC[12]	Tanska-Saksa (Yhdistäen Kriegers Flak, Baltic 1 ja baltic 2 offshore-tuulipuistot)	AC merikaapeli	400 MW	Rakenteilla
2019	COBRA cable[13]	Tanska-Hollanti	DC merikaapeli	700 MW	Rakenteilla
1/2020	Norway-Germany, NordLink[14]	Norja-Saksa	DC merikaapeli	1400 MW	Rakenteilla
12/2020	DKW-DE, step 3 (Audorf-Kassoe)[15]	Tanska-Saksa	AC ilmajohto	2500 MW	Rakenteilla
2021	Norway-Great Britain (North Sea Link)[16]	Norja-Britannia	DC merikaapeli	1400 MW	Rakenteilla
12/2022	Viking Link DKW-GB[17]	Tanska-Britannia	DC merikaapeli	1400 MW	Suunnitteilla
12/2022	DKW-DE, Westcoast (Klixbüll-Endrup)[18]	Tanska-Saksa	AC ilmajohto	500 MW	Suunnitteilla
2022	NorthConnect[19]	Norja-Skotlanti	DC merikaapeli	1400 MW	Harkinnassa
2025	Maali[20]	Norja-Skotlanti (Shetlanti)	DC merikaapeli	600 MW	Harkinnassa
2026	Hansa Power Bridge I[21]	Ruotsi-Saksa	DC merikaapeli	700 MW	Suunnitteilla
2030	Hansa Power-Bridge II	Ruotsi-Saksa	DC merikaapeli		Harkinnassa
>2030	DKE-DE (Kontek 2)[22]	Tanska-Saksa	DC merikaapeli	600 MW	Harkinnassa
>2030	DKE-PL-1	Tanska-Puola	DC merikaapeli	600 MW	Suunnitteilla
2035-2040	North Sea Wind Power Hub	Tanska-Hollanti-Saksa (Yhdistäen maiden offshore-tuulivoimaprojektit)			Harkinnassa

[12] https://en.energinet.dk/Infrastructure-Projects/Projektliste/KriegersFlakCGS
[13] cobracable.eu
[14] https://www.tennet.eu/our-grid/international-connections/nordlink/
[15] http://www.kassoe-audorf.eu/
[16] http://northsealink.com/
[17] http://viking-link.com/
[18] https://klixbuell-endrup.eu/
[19] http://northconnect.no/
[20] https://www.maali-interconnector.eu/
[21] https://www.svk.se/en/grid-development/grid-projects/hansa-powerbridge/
[22] https://www.4coffshore.com/news/interconnector-kontek-2-icid170.html