

Pvm.  
31/03/2021

Asiakas  
Työ- ja elinkeinoministeriö

## Selvitys sähköjärjestelmän resurssien riittävydestä vuoteen 2031

Afry Management Consulting Oy

## Tiivistelmä

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksessa 943/2019 sähkön sisämarkkinoista asetetaan uusia reunaehtoja sähkötehon riittävyyden varmistamiseksi luotujen kapasiteettimekanismien käyttöönotolle. Asetuksen pohjalta kaikki kapasiteettimekanismit tulee notifioida valtioneuvostona. Tässä selvityksessä on arvioitu Suomen sähköjärjestelmän resurssien riittävyyttä vuoteen 2031 asti.

Selvityksessä on arvioitu toimitusvarmuuden tasoa erilaisissa skenaarioissa toteutettuna eurooppalaisen resurssienriittävyysarvioinnin avulla (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Tulokset on esitetty ERAA-metodologian<sup>1</sup> mukaisesti tehovajeen odotusarvona (LOLE, Loss Of Load Expected) ja energiavajeen odotusarvona (EENS, Expected Energy Not Served) vuosittain vuoteen 2031 saakka.

Työssä on tarkasteltu perusskenaariota, joka pohjautuu aiemmin laadittuihin kansallisiin selvityksiin ja nähdään todennäköisenä kehityspolkuna Suomen sähköjärjestelmälle nykyisten tietojen valossa. Lisäksi selvityksessä on tehty kolme herkkyystarkastelua keskeisesti resurssien riittävyyteen vaikuttavista tekijöistä:

1. Olkiluoto 3 ei ole käytössä vielä 2022-2023 talvikaudella
2. Siirtoyhteydet Venäjälle eivät ole käytössä vuosina 2021-2031
3. Sähkön kulutus kasvaa perusskenaariota nopeammin vuosina 2025-2031

Perusskenaariossa toimitusvarmuuden kannalta tilanne on haastavin ennen Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitoksen käyttöönottoa, jolloin tehovaje on korkeimmillaan vuosina 2021 (5 t/a) ja 2022 (13 t/a). Olkiluoto 3 käyttöönoton jälkeen toimitusvarmuus paranee, mutta tehovajeen odotusarvo on korkeahko (2-4 t/a) vielä vuosina 2023 ja 2024. Tällöin etenkin suurien ydinvoimayksiköiden ennakoimaton epäkäytettävyys aiheuttaa ongelmia sähköjärjestelmälle.

Vuonna 2025 toimitusvarmuus perusskenaariossa paranee uuden SE1-FI rajasiirtokapasiteetin käyttöönoton myötä. Tällöin tehovajeen odotusarvo laskee keskimääräisenä säävuonna alle tuntiin. Tarkasteltaessa kylmempää säävuotta tehovajeen odotusarvo ei kuitenkaan laske alle viiden tunnin. Resurssien riittävyys heikkenee vuotta 2031 lähestyttäessä ja tehovajeen odotusarvo nousee n. 2,7 tuntiin keskimääräisenä säävuonna. Tämä johtuu perinteisen lämpövoimakapasiteetin vähenemisestä sen korvautuessa vaihtelevalla uusiutuvalla kapasiteetilla. Selvityksessä esitetään myös resurssien riittävyys, mikäli kylmän säävuoden 2012 olosuhteet toistuisivat (noin joka kymmenes vuosi esiintyvä tilanne). Sää vaikuttaa merkittävästi resurssien riittävyyteen ja LOLE- sekä EENS-arvot ovat tässä tapauksessa merkittävästi suurempia koko tarkastelujaksolla (LOLE vähintään 5 t/a).

Herkkyystarkasteluista nähdään, että Suomen sähköjärjestelmä on erittäin herkkä tuotantokapasiteetissa, siirtoyhteyksissä tai sähkön kysynnässä tapahtuville muutoksille. Olkiluoto 3:n viivästymisen vaikutus tehovajeen toteutumiseen on merkittävä, ja vuoden 2022-2023 talvikausi on erittäin haastava (LOLE ~37 t/a vuonna 2023). Ilman sähkön tuontia Venäjältä resurssien riittävyys olisi erittäin huono etenkin tarkastelun alkuvuosina, mutta myös loppuvuosina tehovajeen odotusarvot nousisivat

---

1

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020\\_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020on%20ERAAs%20-%20Annex%20I.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020on%20ERAAs%20-%20Annex%20I.pdf)

korkeiksi. Sähkön kysynnän kasvu vaikuttaa Suomen sähköjärjestelmään siten, että Suomesta tulee entistä riippuvaisempi tuonnista. Sähkön kysynnän kasvuskenaariossa tarkastelujaksolla 2029-2031 tehovajeen odotusarvot ovat yli 15 t/a.

## Executive summary

Regulation 943/2019 of the European Parliament and of the Council concerning the internal electricity market sets new conditions for the introduction of capacity mechanisms designed to secure the adequacy of electricity production. The regulation requires that all capacity mechanisms be notified as state aid. In this study an assessment of the security of supply of the Finnish electricity system has been made yearly up to the year 2031. The study has assessed the level of security of supply at peak consumption for different scenarios using the European Resource Adequacy Assessment (ERAA)<sup>2</sup> methodology. The results are presented according to the ERAA methodology as Loss Of Load Expected (LOLE, h/a) and Expected Energy Not Served (EENS, MWh/a).

The base scenario used in the study is based on earlier national studies and can be seen as a probable development path for the Finnish electricity system based on current information. In addition to the base scenario, three sensitivity analyses have been performed, that take into consideration situations that have a significant effect on resource adequacy:

1. Olkiluoto 3 nuclear power plant is delayed, not in use by winter 2022-2023
2. Interconnection with Russia is not in use for 2021-2031
3. Higher growth of electricity demand than expected between 2025-2031

The results of this study indicate that in the baseline scenario, the security of supply situation is challenging especially before the commissioning of the Olkiluoto 3 nuclear power plant. LOLE is at its highest in 2021 (5 h/a) and 2022 (13 h/a). Security of supply will improve after the commissioning of Olkiluoto 3, but the LOLE is still quite high for 2023 and 2024 at around 2-4 hours per annum. Unforeseen unavailability of large nuclear power units in particular will cause problems for the electricity system and pose challenges for security of supply.

The security of supply in the baseline scenario improves in 2025 as new SE1-FI cross-border transmission capacity is introduced. In this case, the LOLE decreases to less than three hours on average. In both cases, the LOLE will increase when approaching the year 2031. This is mainly due to the decrease in conventional thermal power capacity and its replacement by variable renewable production capacity. Weather also has a significant impact on the resource adequacy in Finland. When considering cold weather conditions from 2012, which is likely to happen approximately once during a 10-year period, this resulted in high LOLE values for all years and scenarios (LOLE over 5 h/y).

In the sensitivity analyses, the impact of a delay in Olkiluoto 3 start-up is significant and leads to a very challenging winter 2022-2023 (LOLE ~37 h/a). The restrictions of Russian imports have a significant impact over the analysed 10-year period, approximately doubling the LOLE for the period compared to the base scenario. The higher growth in electricity demand between 2025-2031 would significantly affect the security of supply. In this scenario Finland would become more dependent on imports than in the baseline scenario, leading to especially high LOLE values for the period of 2029-2031 at over 15 hours per annum.

---

2

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020\\_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf)

## Sisältö

1	Työn tausta.....	6
2	Metodologia .....	7
2.1	BID3-sähkömarkkinamalli .....	7
2.2	Tuotantolaitosten ja siirtoyhteysien käytettävyys .....	8
2.3	Raportoidut tunnusluvut.....	9
3	Skenaariot .....	11
3.1	Perusskenaario.....	11
3.2	Herkkyystarkastelu 1: Olkiluoto 3 viivästyminen .....	13
3.3	Herkkyystarkastelu 2: Venäjän tuonti .....	14
3.4	Herkkyystarkastelu 3: Kysynnän nopeampi kasvu .....	15
4	Tulokset .....	16
4.1	Perusskenaario.....	16
4.2	Herkkyystarkastelu 1: Olkiluoto 3 viivästyminen .....	17
4.3	Herkkyystarkastelu 2: Venäjän tuonti .....	18
4.4	Herkkyystarkastelu 3: Kysynnän nopeampi kasvu .....	19
5	Johtopäätökset .....	21
	Liite 1. Ennakoimattoman epäkäytettävyyden oletukset .....	22
	Liite 2. Perusskenaarion tuotanto- ja siirtokapasiteetti .....	23
	Liite 3. Tulosten luotettavuus .....	24
	Liite 4. Säävuosien vaikutus perusskenaariossa .....	26

## 1 Työn tausta

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksessa 943/2019 sähkön sisämarkkinoista asetetaan uusia reunaehtoja sähkötehon riittävyyden varmistamiseksi luotujen kapasiteettimekanismien käyttöönotolle jäsenmaissa. Asetus asettaa vaatimuksen notifioida kaikki kapasiteettimekanismit valtiontukena. Tämä selvitystyö tukee vaadittavaa notifikaatioprosessia ja se esittää arvion Suomen sähköjärjestelmän resurssien riittävyydestä seuraavalle 10 vuodelle vuoteen 2031 asti.

Tarvetta kapasiteettimekanismille arvioidaan eurooppalaisen resurssienriittävyysarvioinnin avulla (European Resource Adequacy Assessment, ERAA).<sup>3</sup> Eurooppalaista resurssienriittävyysarviointia voi täydentää kansallisilla arvioilla, kunhan ne pohjautuvat eurooppalaiseen metodologiaan. Suomen tehoreservipalvelu on kapasiteettimekanismi, joka tulee notifioida Euroopan komissiolle valtiontukisäännösten nojalla. Osana notifikaatioprosessia Suomen tulee esittää toimitusvarmuuden taso tulevina vuosina uuden menetelmän mukaisesti laskettuna.

Tämä selvitys esittää Suomen toimitusvarmuuden tason huippukulutushetkinä erilaisissa skenaarioissa toteutettuna ERAA-metodologian mukaisesti. Tulokset esitellään ERAA-metodologian mukaisesti energiavajeen odotusarvona (EENS) ja tehovajeen odotusarvona (LOLE) vuosittain vuoteen 2031 saakka.

Suomessa sähköntuotannon nimellinen kokonaiskapasiteetti vuonna 2019 oli 17,7 GW, josta sähkön ja lämmön yhteistuotanto kattoi yli puolet. Monipuolinen tuotantopaletti on mahdollistanut kuivien vuosien vähäisemmän vesivoimatuotannon korvaamisen esimerkiksi sähkön ja lämmön yhteistuotannolla. Sähkön huipputehon kokonaistarve Suomessa on noin 15,1 GW kylmimpään vuodenaikaan ja huippukulutuksen aikainen markkinaehtoinen tuotantokapasiteetti on noin 10,8 GW. Ero asennetun kapasiteetin ja huippukulutuksen aikaisen välillä johtuu siitä, että eri tuotantomuotojen huipunajan käytettävyys ei ole 100 %.

---

<sup>3</sup>[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020\\_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf)

## 2 Metodologia

Tässä työssä on ERAA:n metodologian mukaisesti käytetty toimitusvarmuuden tunnuslukujen laskemiseksi todennäköisyyksiin perustuvaa Monte Carlo -menetelmää. Menetelmä ottaa huomioon eri tuotantoteknologioiden ja siirtoyhteysien käytettävissä olevan kapasiteetin perustuen ennakoimattoman epäkäytettävyyden todennäköisyyteen. Monte Carlo -menetelmä on yleisesti käytetty todennäköisyyksiin perustuva menetelmä, jolla voidaan testata riittävän suurta lukumäärää mahdollisia vaihtoehtoja kapasiteetin käytettävyydestä. Monte Carlo -simulaatiot on mallinnettu AFRY:n BID3-sähkömarkkinamallilla.

### 2.1 BID3-sähkömarkkinamalli

BID3 on AFRYn oma sähkömarkkinamalli ja se kattaa koko Euroopan sähköntuotannon tuotantomuodoittain sekä siirtoyhteydet. BID3-sähkömarkkinamallia on käytetty useisiin tätä työtä vastaaviin selvityksiin, joita on tehty muun muassa Euroopan maiden kantaverkkoyhtiöille. Esimerkiksi Viron kantaverkkoyhtiö Eleringille on arvioitu vaihtoehtoja kapasiteettimekanismin toteuttamiselle<sup>4</sup>, Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinetia tuetaan verkon investointipäätösten tekemisessä ja lisäksi Energinet käyttää BID3:a resurssien riittävyyden arviointiin.

Tässä työssä on BID3:lla mallinnettu alueellisesti Pohjoismaat (Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska) ja Baltia (Viro, Latvia, Liettua) huomioiden maiden siirtoyhteydet muihin Euroopan maihin sekä Venäjälle. Malli ratkaisee laitosten sähköntuotannon sekä rajasiirtoyhteysien sähkönsiirron niiden käytettävyyden ja kannattavuuden mukaan tuntitasolla.

BID3-sähkömarkkinamalli ottaa lisäksi huomioon sään vaihtelevuuden vaikutuksen kysyntään ja tuotantoon tuntitason profiileilla 20 säävuodelta (1999-2018). Uusiutuvista tuulivoiman tuotanto on riippuvaista tuuliolosuhteista, aurinkovoima säteilyolosuhteista ja vesivoima sadannasta. Sähkön kulutukseen vaikuttavat myös sääolosuhteet, erityisesti lämpötila. Huomioimalla erilaiset sääolosuhteet 20 vuodelta saadaan todennettua mahdolliset tehovajetilanteet esimerkiksi erittäin kylmänä ja vähätuulisena vuonna.

Tässä työssä on käytetty 20 säävuotta poiketen ERAA-metodologiasta. Käytettyjen 20 säävuoden nähdään edustavan paremmin säätilan tulevaa kehitystä Pohjoismaissa. Ilmastonmuutoksen ennustetaan muuttavan ilmastoa Suomessa lämpimämmäksi ja sateisemmäksi, josta viime vuodet ovat olleet hyviä esimerkkejä. Suomen kansallisessa ilmastonmuutoksen sopeutumissuunnitelmassa on kuvattu kehitystä tarkemmin<sup>5</sup>. Käytettyjen 20 säävuoden katsotaan edustavan riittävän pitkää otosta erilaisista sääolosuhteista sekä painottavan paremmin kysynnän viimeaikaista kehitystä, huomioiden esimerkiksi lisääntyvän sähkölämmityksen määrän profiileissa lämpötilan mukaisesti, ja siten sen käyttö on hyvin perusteltua.

Laskennassa lähtötietoina ovat sähkön tuotantolaitosten nimelliset kapasiteetit, sähkön siirtoyhteysien kapasiteetit, sähkön kysyntä sekä näiden kehitys tarkasteltuna ajanjaksona 2021-2031. Eri teknologioiden käytettävissä olevaa kapasiteettia arvioidaan sekä ennakoimattoman epäkäytettävyyden että ennakoimattoman epäkäytettävyyden todennäköisyyden avulla.

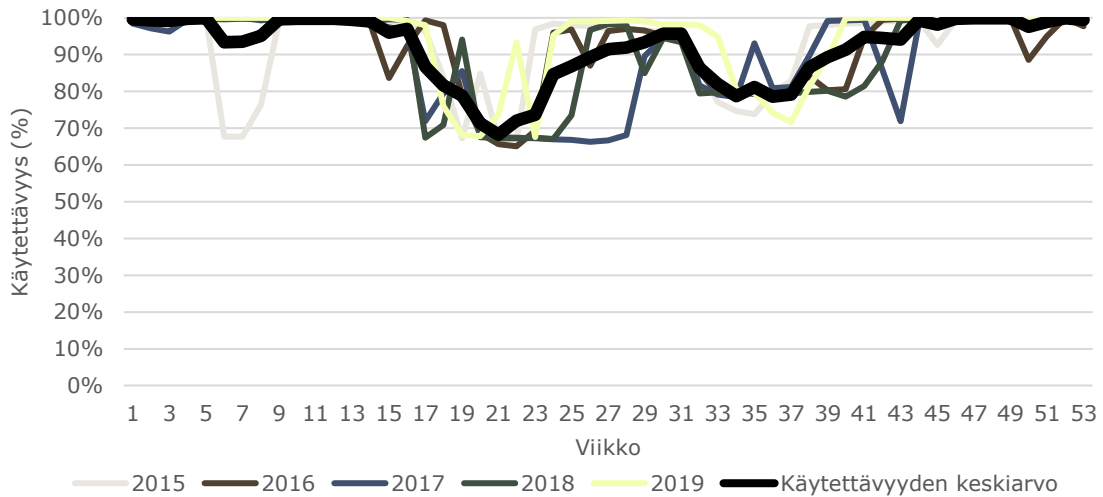
<sup>4</sup><https://elering.ee/sites/default/files/public/T%26A/Study%20on%20a%20Capacity%20Remuneration%20Mechanism%20for%20Estonia.pdf>

<sup>5</sup><https://mmm.fi/documents/1410837/5120838/Kansallinen+ilmastonmuutoksen+sopeutumissuunnitelma+2022.pdf/1716aa76-8005-4626-bae0-b91f3b0c6396?t=1501159291000>

## 2.2 Tuotantolaitosten ja siirtoyhteyksien käytettävyys

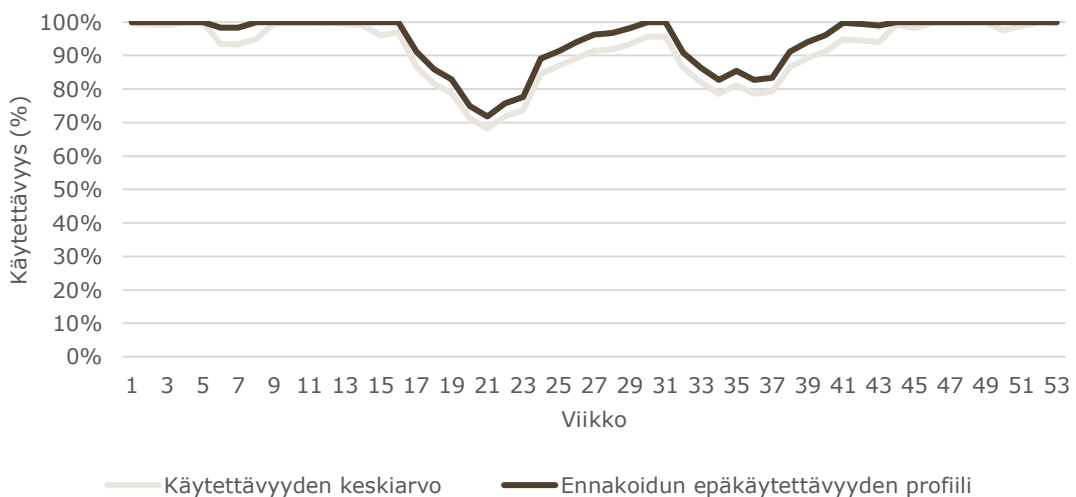
Ennakoitu epäkäytettävyys eli esimerkiksi laitosten vuosihuoltojen ajankohdat perustuvat tässä työssä laitosten historialliseen epäkäytettyyteen tuotantomuodotain. Tämä perustuu AFRY:n keräämään tuotantomuotoon historialliseen tuotantodataan ja siirtoyhteyksien siirtodataan, joista on koostettu keskiarvo niiden käytettyydestä. Alla on esitetty esimerkki Suomen ydinvoiman käytettyydestä (Kuva 1).

Kuva 1 – Suomen ydinvoiman käytettyyys historiallisina vuosina ja käytettyyden keskiarvo



Käytettyyden keskiarvosta on johdettu ennakoitun epäkäytettyyden profiili. Esimerkkinä on esitetty Suomen ydinvoiman ennakoitun epäkäytettyyden profiili (Kuva 2). Tuloksena vuosihuollot (ennakoitu epäkäytettyyys) ajoittuvat historiatietojen mukaan yleisesti lämpimämmille ajanjaksoille, jolloin sähkön kysyntä on merkittävästi alhaisempi kuin kylmään talviaikaan. Tällöin Pohjoismaisen sähköjärjestelmän tuotantokapasiteetti riittää tyypillisesti vastaamaan hyvin sähkön kysyntään vuosihuolloista huolimatta.

Kuva 2 – Suomen ydinvoiman ennakoitun epäkäytettyyden profiili





Tässä työssä käytetty menetelmä poikkeaa hieman ERAA:n metodologiasta, jossa käytetään ENTSO-E:n laatimia ennakoitujen epäkäytettävyyden profiileja. Näistä ensimmäiselle 3 vuoden ajanjaksolle profiilit perustuisivat ENTSO-E:n ja kantaverkkoyhtiöiden vastaavalla tavalla laatimiin profiileihin historiadatan perusteella, ja vuodesta 4 eteenpäin optimoituihin profiileihin huomioiden haastavimmat ajankohdat sähköjärjestelmälle. Käytetty menetelmä on kuitenkin hyvin samankaltainen ja ennakoitujen vuosihuollot ajoittuvat historiatietojen mukaan ajankohtiin, jotka eivät ole lähtökohtaisesti haastavia sähköjärjestelmälle. Ennakoitujen epäkäytettävyyksien ei näin ollen nähdä yksin aiheuttavan haasteita resurssien riittävyydelle Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä ja siten vaikuttavan tuloksiin merkittävästi.

Laitosten käytettävyydessä huomioidaan myös muita rajoitteita. BID3-sähkömarkkinamalli ottaa huomioon esimerkiksi CHP:n lämmöntuotantotarpeen ja laatii siten niin sanotun "must-run" profiilin, sekä huomioi lisäksi laitosten käynnistämisen ja säätörajoitteet. Malli huomioi myös erillistuotantomahdollisuuden siihen kykenevillä CHP-laitoksilla.

Sääriippuvainen sähköntuotanto, kuten tuulivoima, aurinkovoima ja vesivoima, perustuu historiallisiin sääolosuhteisiin 20 vuodelta (1999-2018). Näissä oletetaan täydellinen ennakointi ERAA:n metodologian mukaisesti. Lisäksi vesivoiman tuotantoa optimoidaan stokastisella mallilla, joka ottaa huomioon vesivoiman tuotannon arvon ja optimoi siten vesivoimareservien käyttöä.

Ennakoimattoman epäkäytettävyyden oletukset eri laitostyypeille ja siirtoyhteyksille ovat nähtävissä liitteessä 1, ja ne perustuvat ENTSO-E:n MAF 2020 -raportin oletuksiin. Tässä työssä on käytetty Suomen ydinvoimalaitoksille 2% todennäköisyyttä ennakoimattomalle epäkäytettävyydelle, mikä poikkeaa ENTSO-E:n yleisestä oletuksesta ydinvoiman 5% epäkäytettävyydestä. Käytetty todennäköisyys perustuu Suomen ydinvoimalaitosten historiallisesti Euroopan keskiarvoa parempaan epäkäytettävyyteen, joka on laskettu IAEA:n (2020) tilastoista.<sup>6</sup>

Monte Carlo -menetelmässä mallinnetaan sama vuosi useaan eri kertaan, jolloin eri laitosten ja siirtoyhteyksien ennakoimattoman epäkäytettävyyden on jokaisella kerralla satunnaista. Tällöin useammalla Monte Carlo -simulaatiolla saadaan huomioitua eri laitosten ja siirtoyhteyksien ennakoimattoman epäkäytettävyyden satunnaisvaikutus.

## 2.3 Raportoidut tunnusluvut

Mallinnuksen lopputuloksena saadaan keskeiset toimitusvarmuuden tunnusluvut:

- Tehovajeen odotusarvo, h/a (LOLE, Loss of Load Expected)
- Energiavajeen odotusarvo, MWh/a (EENS, Expected Energy Not Served)

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

<sup>6</sup> IAEA, Operating Experience with Nuclear Power Plants in Member States, 2020 Edition

Nämä tunnusluvut esitetään sekä säävuosien 1999-2018 keskiarvona, että säävuodelta 2012. Keskiarvo säävuosista kuvaa keskimääräistä odotusarvoa. Vuosi 2012 on valittu kuvaamaan sääolosuhteiltaan kylmää vuotta, joka esiintyy harvemmin (noin kerran kymmenessä vuodessa). Valittu säävuosi 2012 erottuu tarkastelun lopputuloksissa (Liite 4) selvästi säänsä vuoksi vuotena, jolloin tehovajeen odotusarvo nousee keskiarvon yläpuolelle. Se ei kuitenkaan ole mallinnetuista vuosista sääolosuhteiltaan kaikkein haastavin. Suomessa ja Pohjoismaissa sään merkitys sähkön kysyntään on sähkölämmityksen myötä erittäin tärkeä, ja tyypillisesti huippukysyntä on saavutettu kylminä talvijaksoina, jolloin ulkolämpötila vaihtelee Suomessa noin -25...-40 °C välillä. Usein kylminä talvipäivinä myös tuulisuus on verrattain vähäistä, mikä vaikuttaa tarjolla olevan tuulivoiman määrään.

## 3 Skenaariot

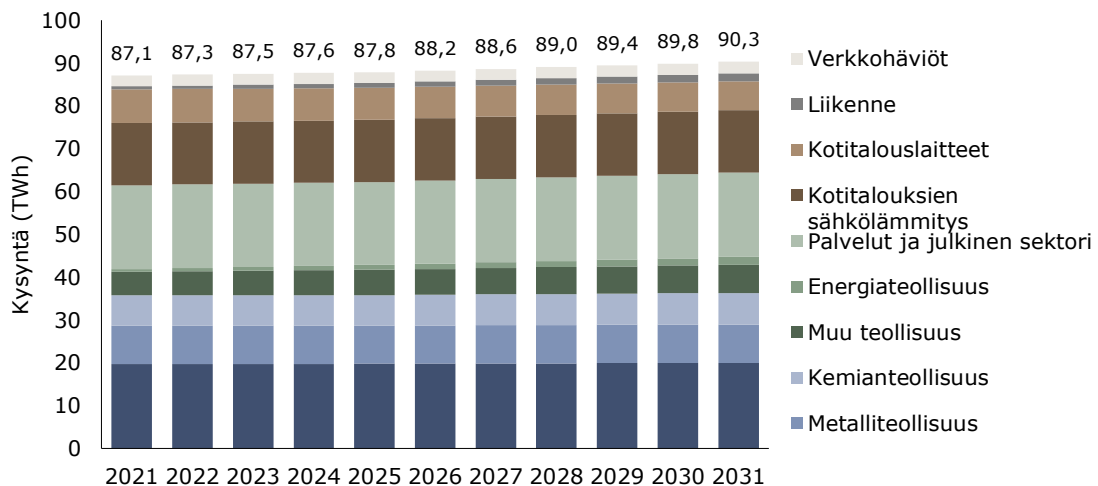
Työssä on laadittu resurssien riittävyyden arviointiin perusskenaario vuosille 2021-2031. Perusskenaario pohjautuu pääosin Valtioneuvoston kanslialle laaditun selvityksen<sup>1</sup> perusuraskenaarioon, joka nähdään todennäköisenä kehityspolkuna Suomen sähköjärjestelmälle nykyisten tietojen valossa. Skenaariosta on kuvattu sähkön kysynnän, tuotantokapasiteetin ja siirtoyhteyksien kehitys. Perusskenaarion lisäksi työssä laadittiin lisäksi seuraavat herkkyystarkastelut, jotka vaikuttavat resurssien riittävyyteen heikentävästi:

- Olkiluoto 3 ei ole käytössä vielä 2022-2023 talvikaudella
- Siirtoyhteydet Venäjälle eivät ole käytössä vuosina 2021-2031
- Sähkön kulutus kasvaa ennakoitua nopeammin vuosina 2025-2031

### 3.1 Perusskenaario

Kuva 3 esittää sähkön keskimääräisen vuosikulutuksen kehityksen. Perusskenaariossa sähkön kulutus kasvaa maltillisesti vuoteen 2031 mennessä. Kulutuksen kehitys perustuu Valtioneuvoston kanslialle laaditun Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään -selvityksen<sup>7</sup> perusuraskenaarioon. Merkittävää sähköistymistä ei nähdä tapahtuvan eri teollisilla sektoreilla ja liikenteessä kehitys on liikenne- ja viestintäministeriön Fossiilittoman liikenteen tiekartan<sup>8</sup> WEM-skenaarion mukainen.

Kuva 3 – Perusskenaarion sähkön kulutuksen kehitys sektoreittain vuosina 2021-2031



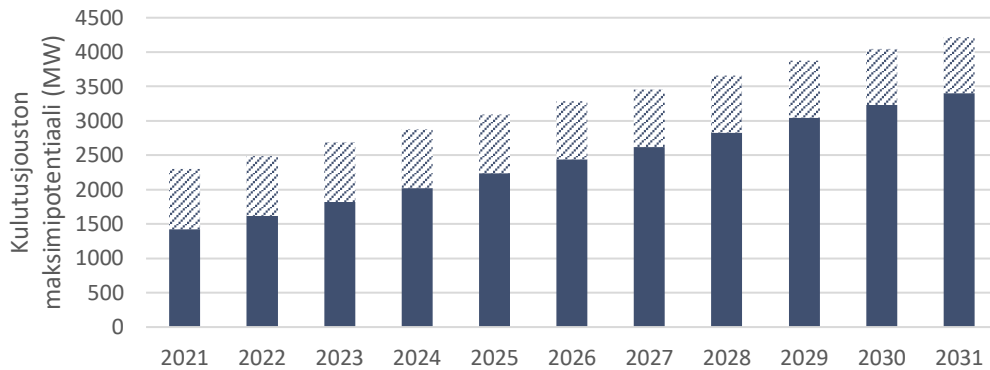
Toteutunut sähkön vuosikulutus vaihtelee mallinnuksessa käytettyinä säävuosina. Esimerkiksi kylmänä säävuotena kulutus on korkeampi vuositasolla johtuen sähkön kulutuksen kasvusta lämmitykseen. Skenaariossa on lisäksi huomioitu sähkön kysynnän profiilien sekä kulutusjoustoprofiilien kehittyminen. Esimerkiksi sähköautoista osan on oletettu optimoivan lataamista sähkön hinnan ja muiden rajoitteiden mukaan, mikä näkyy sähköautojen latausprofiileissa. Oletukset kulutusjoustoprofiileista perustuvat em. selvityksen<sup>7</sup> yhteydessä tehtyihin haastatteluihin ja asiantuntija-arvioihin.

<sup>7</sup> <https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/162705>

<sup>8</sup> <https://valtioneuvosto.fi/hanke?tunnus=LVM050:00/2019>

Kuva 4 esittää kulutusjouston maksimipotentialin ja sen vaihteluvälin perusskenaariossa. Kulutusjouston potentiaaliseen määrään vaikuttaa myös käytössä olevat kulutuskohteet, ja korkeamman kulutuksen aikaan potentiaalinen jousto on korkeampi, mikä on tuotu esiin kuvassa. Maksimipotentiali vaihtelee noin 1500-2300 MW välillä vuonna 2021 ja nousee noin 3400-4200 MW:iin vuoteen 2031 mennessä. Uutta kulutusjoustopotentiaalia saadaan etenkin teollisuudesta, älykkästä sähkölämmityksestä sekä sähköautojen älykkästä lataamisesta.

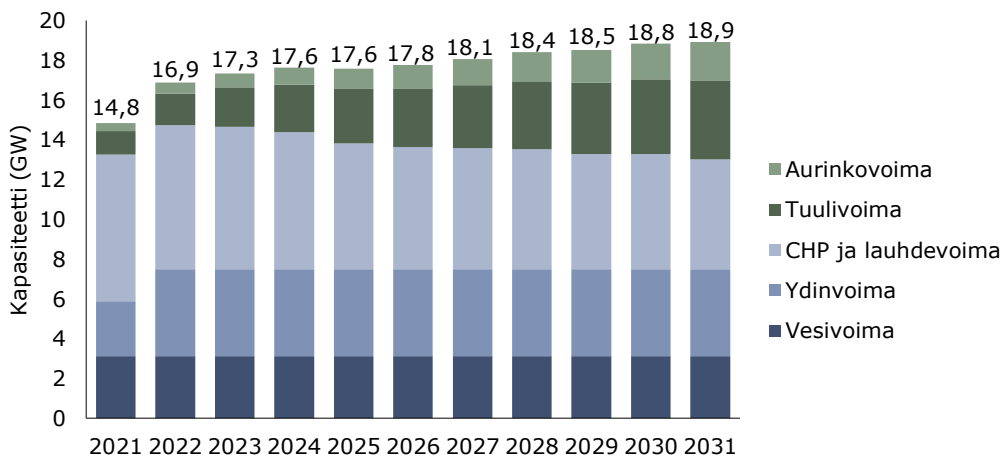
Kuva 4 – Kulutusjouston maksimipotentiali perusskenaariossa



Kuva 5 esittää perusskenaarion tuotantokapasiteetin kehityksen. Esitetty kapasiteetti kuvaa tilannetta jokaisen vuoden lopussa. Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitos aloittaa säännöllisen sähköntuotannon maaliskuussa 2022. Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitosta ei oteta käyttöön tarkastellulla ajanjaksolla. Skenaariossa kivihili-CHP -laitoksia suljetaan ja korvataan nykyisten suunnitelmien mukaan 2020-luvun aikana. Myös muita CHP-laitoksia korvataan lämpökattiloilla ja muilla lämmöntuotantomuodoilla niiden tullessa käyttöikänsä päähän perustuen AFRY:n kattilatietokantaan. Vesivoimassa ei nähdä tulevan uusia laitoksia tai tehonkorotuksia.

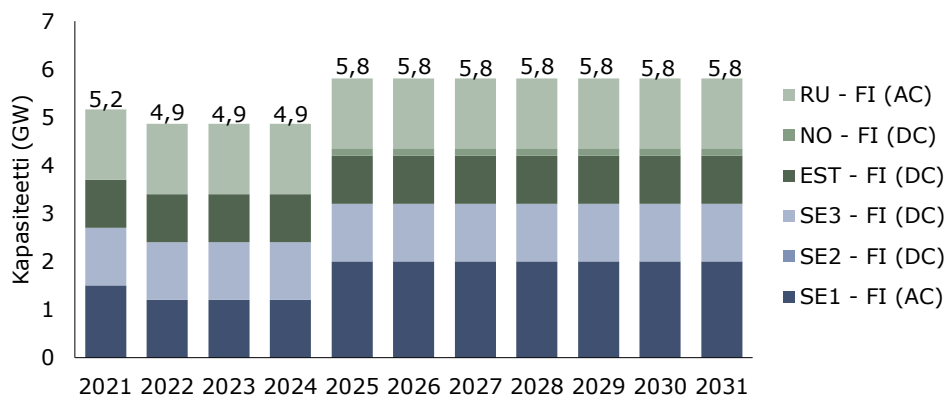
Tuotantokapasiteetteihin ei ole laskettu erilaisia järjestelmäreservejä, eli tehoreserviä ja järjestelmävastaavan kaasuturbiineita, jotka eivät ole sähkömarkkinoilla vaan ne käynnistetään sähköpulan uhatessa tai häiriötilanteissa. Yleisesti Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista sähkön kulutushuippujen aikana, ja tuontiriippuvuus on merkittävää myös suurten kotimaisten tuotantolaitosten huoltoseisokkien sekä suurten tuotantolaitosten ennakoimattomien epäkäytettävyyksien aikaan.

Kuva 5 – Perusskenaarion sähkön nimellisen tuotantokapasiteetin kehitys vuosina 2021-2031



Suomen rajasiirtoyhteyksien tuontikapasiteetin kehitys perusskenaariossa on nähtävissä alla olevasta kuvasta (Kuva 6). Ruotsin ja Suomen välisestä pohjoisesta vaihtosähköyhteydestä (SE1-FI) varataan 300 MW Olkiluoto 3 -ydinvoimalan järjestelmäsuojaa varten vuonna 2022, Olkiluoto 3 käyttöönoton yhteydessä. Vuonna 2025 SE1-FI välille valmistuu uusi "Aurora line"- vaihtosähköyhteys, joka kasvattaa siirtokapasiteettia 800 MW:lla<sup>9</sup>. Myös Pohjois-Norjasta otetaan markkinoiden käyttöön uusi 150 MW DC-yhteys vuonna 2025.

Kuva 6 – Perusskenaarion siirtoyhteyksien tuontikapasiteetin kehitys vuosina 2021-2031



Näiden kehitysten lisäksi on huomioitava, että Fenno-Skan 1 yhteyden käyttöä jatketaan suunnitellusti vuoteen 2040<sup>10</sup> asti, ja Venäjän tuontikapasiteetti (1460 MW) pysyy ennallaan. Skenaariossa muiden maiden sähkön kulutus ja tuotantokapasiteetti kehittyvät vastaavalla tavalla kuin Suomessa, sekä rakennetut siirtoyhteydet perustuvat yhteisiin verkon kehittämissuunnitelmiin<sup>11</sup> ja taloudelliseen kannattavuuteen.

### 3.2 Herkkyystarkastelu 1: Olkiluoto 3 viivästyminen

Olkiluoto 3 herkkyystarkastelussa Olkiluoto 3 ydinvoimalaitoksen rakentuminen viivästyy vuodella, jolloin se tulisi verkkoon huhtikuun alusta 2023. Tässä herkkyystarkastelussa syntyy muutoksia perusskenaarioon verrattuna sähkön tuotantokapasiteettiin (Kuva 7) ja siirtoyhteyksiin (Kuva 8). Olkiluoto 3 (1600 MW) viivästyminen vuoksi sähkön tuotantokapasiteetti olisi perusskenaariota merkittävästi vähemmän vuonna 2022 ja alkuvuodesta 2023. Vastaavasti kuitenkin SE1-FI rajasiirtokapasiteetista tehdään 300 MW varaus vasta Olkiluodon 3 käyttöönoton yhteydessä, jolloin siirtoyhteyksien tuontikapasiteetti on sen verran perusskenaariota suurempi. SE1-FI tuontikapasiteetin varaus otettaisiin siis käyttöön huhtikuusta 2023 alkaen Olkiluoto 3 käyttöönoton yhteydessä.

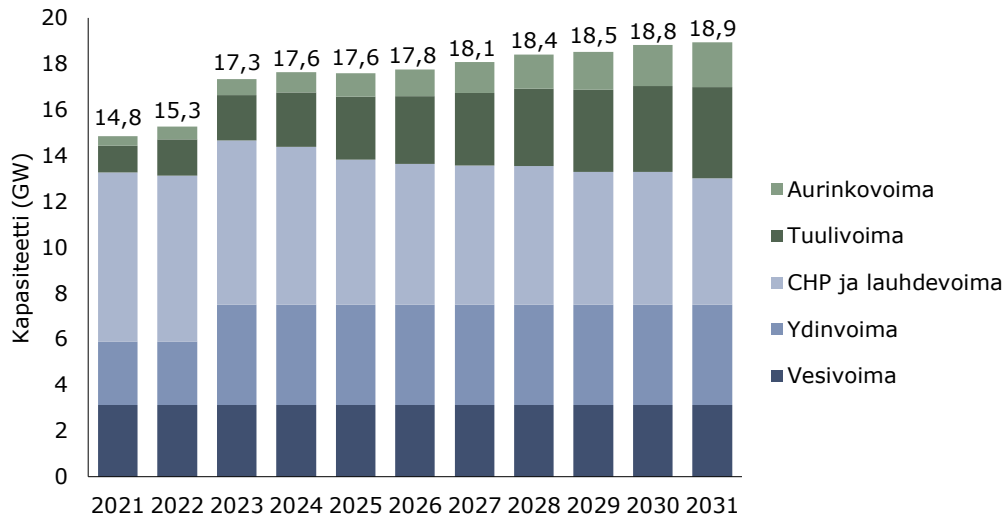
<sup>9</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon\\_kehittamissuunnitelma-2019-2030.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon_kehittamissuunnitelma-2019-2030.pdf)

<sup>10</sup> <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2021/suomen-ja-ruotsin-valisen-fenno-skan-1-yhteyden-kayttoa-jatketaan-vuoteen-2040/>

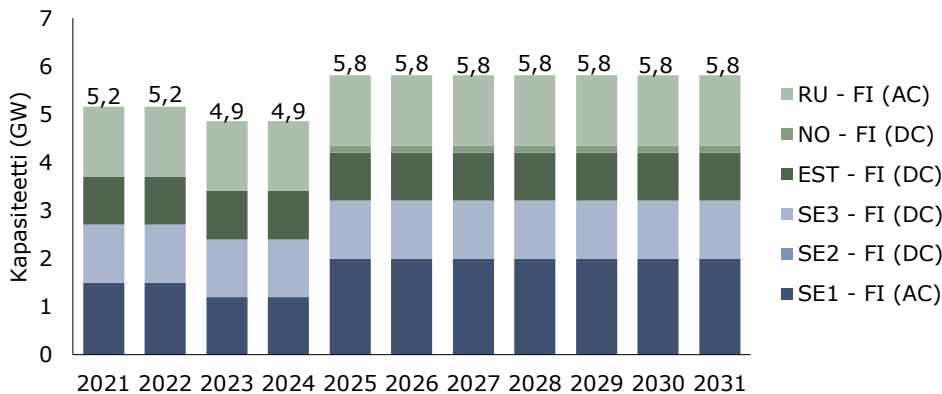
<sup>11</sup> Esimerkiksi Nordic Grid Development Plan 2019

<https://www.statnett.no/contentassets/61e33bec85804310a0feef41387da2c0/nordic-grid-development-plan-2019-for-web.pdf>

Kuva 7 – Olkiluoto 3 herkkyytarkastelun sähkön nimellisen tuotantokapasiteetin kehitys vuosina 2021-2031



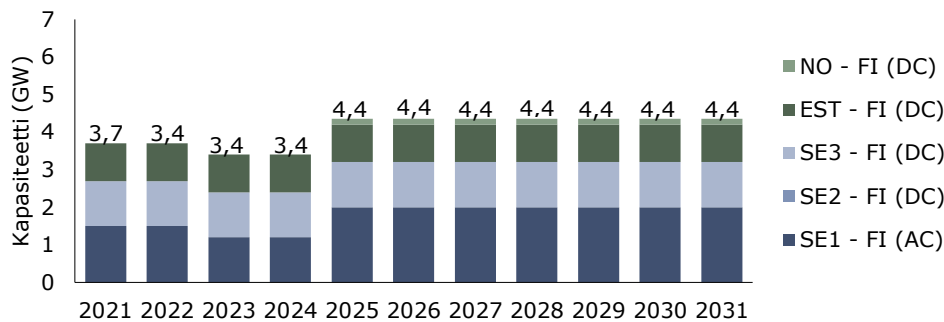
Kuva 8 – Olkiluoto 3 herkkyytarkastelun siirtoyhteyksien tuontikapasiteetin kehitys vuosina 2021-2031



### 3.3 Herkkyytarkastelu 2: Venäjän tuonti

Venäjän tuonnin herkkyytarkastelussa Venäjän siirtoyhteyksistä sekä tuontikapasiteetti (1460 MW) että vientikapasiteetti eivät ole käytössä vuosina 2021-2031. Siirtoyhteyden tasasuuntausasema on tulossa käyttöikänsä päähän seuraavien vuosien aikana ja tasasuuntausaseman omistus on yksinomaan venäläisillä osapuolilla. Tässä herkkyytarkastelussa syntyy muutoksia perusskenaarioon verrattuna vain sähkön siirtoyhteyksiin (Kuva 9). SE1-FI -varaus Olkiluoto 3:a varten otettaisiin käyttöön maaliskuusta 2022 alkaen Olkiluoto 3 käyttöönoton yhteydessä.

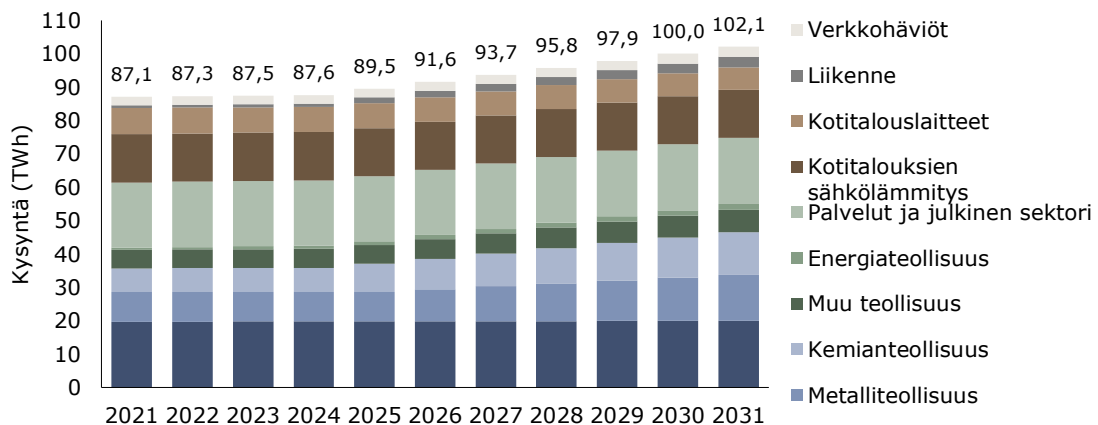
Kuva 9 – Venäjän tuonti herkkyytarkastelun siirtoyhteysien tuontikapasiteetin kehitys vuosina 2021-2031



### 3.4 Herkkyytarkastelu 3: Kysynnän nopeampi kasvu

Kolmannessa herkkyytarkastelussa kysyntä kasvaa nopeammin perusskenaarioon verrattuna (Kuva 10). Sähkön kulutuksen kasvu kiihtyy vuodesta 2025 lähtien kasvavan sähköistyksen myötä. Sähkön kulutuksen nopeampi kehitys 2020-luvun loppupuolella perustuu selvityksen<sup>12</sup> sähköistyskenaarioon, jossa teollisuus siirtyy vähähiiliseen teknologiaan ja sähköistää monia prosesseitaan. Skenaariossa lähtötietoina on käytetty energiaintensiivisten teollisuussektoreiden vähähiilitiekarttoja ja liikenne- ja viestintäministeriön Fossiilittoman liikenteen tiekartan WAM-skenaariion luonnosta.

Kuva 10 – Kysynnän nopeampi kehittyminen -herkkyytarkastelun sähkön kulutuksen kehitys sektoreittain vuosina 2021-2031



Perusskenaarioon verrattuna kulutusjousto on enemmän saatavilla uusista lähteistä, kuten Power-to-X ratkaisuista, sähköistyvän teollisuuden myötä ja myös sähköautoista, joita skenaariossa on enemmän. Vuonna 2031 kulutusjouston maksimipotentiaali on noin 5000 MW, eli noin 1000 MW enemmän kuin perusskenaariossa. Oletukset kulutusjoustosta perustuvat em. selvityksen<sup>6</sup> yhteydessä tehtyihin haastatteluihin ja asiantuntija-arvioihin.

Sähkön tuotantokapasiteetti ja siirtoyhteys eivät muutu perusskenaarioon verrattuna. Suomi on perusskenaariossa lähestulkoon energiaomavarainen vuositasolla, eli tuonti on samalla tasolla viennin kanssa. Tämä kolmas herkkyytarkastelu kuvastaa tilannetta, jossa Suomen tilanne olisi enemmän nykyisenkaltainen, eli Suomi olisi sähkön nettotuojana.

<sup>12</sup> Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset  
<https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/handle/10024/162705>

sähköjärjestelmään.

Saatavilla:

## 4 Tulokset

Mallinnuksen lopputuloksena saadaan keskeiset toimitusvarmuuden tunnusluvut:

- Tehovajeen odotusarvo, h/a (LOLE, Loss of Load Expected)
- Energiavajeen odotusarvo, MWh/a (EENS, Expected Energy Not Served)

Tehovajeen odotusarvo kuvaa keskimääräisesti sitä, kuinka monena tuntina vuodessa sähkön tarjonta ei riitä vastaamaan kysyntään. Energiavajeen odotusarvo kuvaa kuinka paljon sähköenergiaa jää keskimäärin toimittamatta näinä tehovajetunteina. Suomessa tehovajeen odotusarvolle ei ole asetettu virallista tavoitetta. Useammassa Euroopan maassa tyyppillisenä tehovajeen tavoitetasona pidetään kolmea tuntia<sup>13</sup>, jota pienempi tehovajeen odotusarvon tulisi olla.

Nämä tunnusluvut esitetään sekä säävuosien 1999-2018 keskiarvona, että säävuodelta 2012, joka kuvaa keskimääräistä kylmempää säävuotta. Mallinnetuissa tuloksissa tehovajetta esiintyy eniten juuri kylmään talviaikaan tammi-helmikuussa, ja nämä tulokset korostuvat entisestään kylmempänä vuonna 2012.

### 4.1 Perusskenaario

Perusskenaarion teho- ja energiavajeen odotusarvot on esitetty alla kuvassa (Kuva 11) sekä koostettu taulukkoon (Taulukko 1). Toimitusvarmuuden kannalta tilanne on haastavin ennen Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitoksen käyttöönottoa, jolloin tehovaje on korkeimmillaan vuonna 2021 ja vuoden 2022 tammi-helmikuussa. Olkiluoto 3 käyttöönoton jälkeen toimitusvarmuus paranee, mutta tehovajeen odotusarvo on korkeahko vielä vuosina 2023 ja 2024. Tällöin etenkin suurien ydinvoimayksiköiden ja DC- rajasiirtoyhteyksien ennakoimaton epäkäytettävyys aiheuttaa ongelmia sähköjärjestelmässä. Säävuosien keskiarvolla laskettuna tehovaje on yli kolme tuntia vuosina 2021, 2022 sekä 2024.

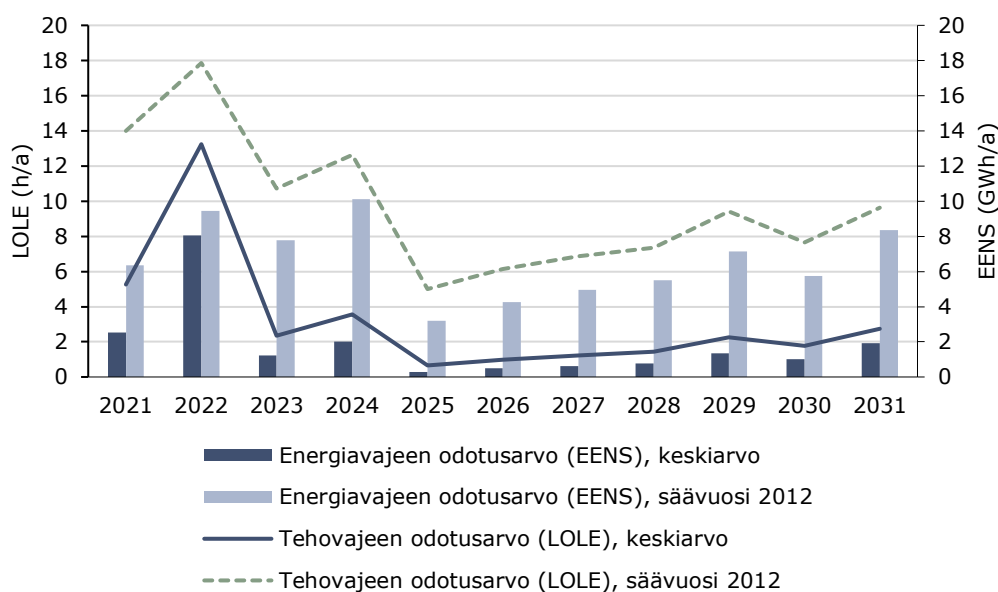
Vuonna 2025 toimitusvarmuus perusskenaariossa paranee uuden SE1-FI rajasiirtokapasiteetin käyttöönoton myötä. Tällöin tehovajeen odotusarvo laskee säävuosien keskiarvolla alle kolmeen tuntiin, mutta kylmempänä säävuonna 2012 odotusarvo laskee alimmillaan viiteen tuntiin. Tehovajeen määrä nousee molemmissa tapauksissa vuoteen 2031 mentäessä. Tämä johtuu lähinnä perinteisen lämpövoimakapasiteetin määrän vähenemisestä, jota korvataan vaihtelevalla uusiutuvalla kapasiteetilla.

Tyyppillisenä tehovajetuntina perinteisen lämpövoimakapasiteetin ja siirtoyhteyksien saatavilla oleva kapasiteetti on kokonaan käytössä, kun taas tuotanto etenkin tuulivoimalla on hyvin alhainen kapasiteettiin nähden ja sähkön kysyntä korkealla sääolosuhteista johtuen. Tehovajetta esiintyy etenkin tunneilla, jolloin jokin iso lämpövoimayksikkö tai siirtoyhteys ei ole käytettävissä ennakoimattomasti ja uusiutuvien tuotanto on lähellä nollaa.

<sup>13</sup> Selvitystyö tarvittavasta tehoreservin määrästä ajanjaksolle 2017-2022. Pöyry Management Consulting, 2016.



Kuva 11 – Perusskenaarion teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031



Taulukko 1 – Perusskenaarion teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031

Tunnus-luku	Säävuodet	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LOLE (h/a)	1999-2018	5.3	13.2	2.3	3.6	0.7	1.0	1.2	1.4	2.3	1.8	2.7
	2012	14.0	17.9	10.7	12.6	5.0	6.1	6.9	7.4	9.4	7.6	9.6
EENS (MWh/a)	1999-2018	2535	8063	1227	2024	294	495	628	772	1350	1014	1935
	2012	6366	9446	7773	10128	3189	4246	4962	5496	7152	5750	8339

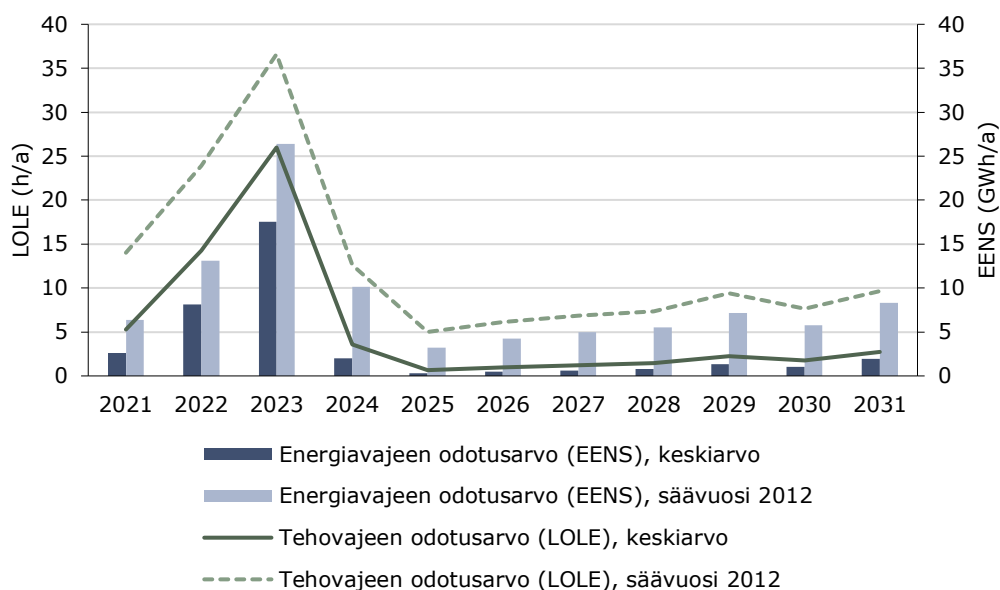
## 4.2 Herkkyystarkastelu 1: Olkiluoto 3 viivästyminen

Ensimmäisen herkkyystarkastelun tulokset ovat nähtävissä alla olevasta kuvasta (Kuva 12) sekä taulukosta (Taulukko 2). Tulokset on esitetty koko tarkastelujaksolta 2021-2031, joista herkkyystarkastelu tuo muutoksia perusskenaarioon tuloksiin vuosina 2022 ja 2023 Olkiluoto 3 -ydinvoimalan myöhästyessä noin vuodella. Tällöin Olkiluoto 3 ei ole osana sähköjärjestelmää talvena 2022-2023.

Vuonna 2022 teho- ja energiavajeen odotusarvot ovat vain hieman perusskenaariota korkeampia, sillä suurin osa tehovajetunneista esiintyy alkuvuoden tammi-helmikuun aikana, jolloin tilanne on perusskenaariota vastaava. Loppuvuodesta esiintyy keskiarvoisesti noin tunnin verran enemmän tehovajetta kuin perusskenaariossa. Kylmänä vuonna 2012 ero on merkittävämpi loppuvuoden kylmistä jaksoista johtuen.

Vuonna 2023 teho- ja energiavajeen odotusarvot ovat merkittävästi perusskenaariota sekä aiempaa vuotta 2022 korkeampia. Jälleen suurin osa tehovajetunneista esiintyy talvena 2022-2023, eli alkuvuodesta 2023 ennen Olkiluoto 3 -käyttöönottoa. Suomen sähköjärjestelmä on erittäin tiukka ja herkkä muutoksille molempina vuosina 2022 ja 2023. Kotimaisen CHP-kapasiteetin laskiessa lievästi, ja myös ulkomaisen lämpövoimakapasiteetin lasku, johtaa osaltaan suureen eroon herkkyystarkastelun vuosien 2022 ja 2023 teho- ja energiavajeen odotusarvossa.

Kuva 12 – Olkiluoto 3 herkkyystarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031 (Muutokset perusskenaarioon vuosina 2022 ja 2023)



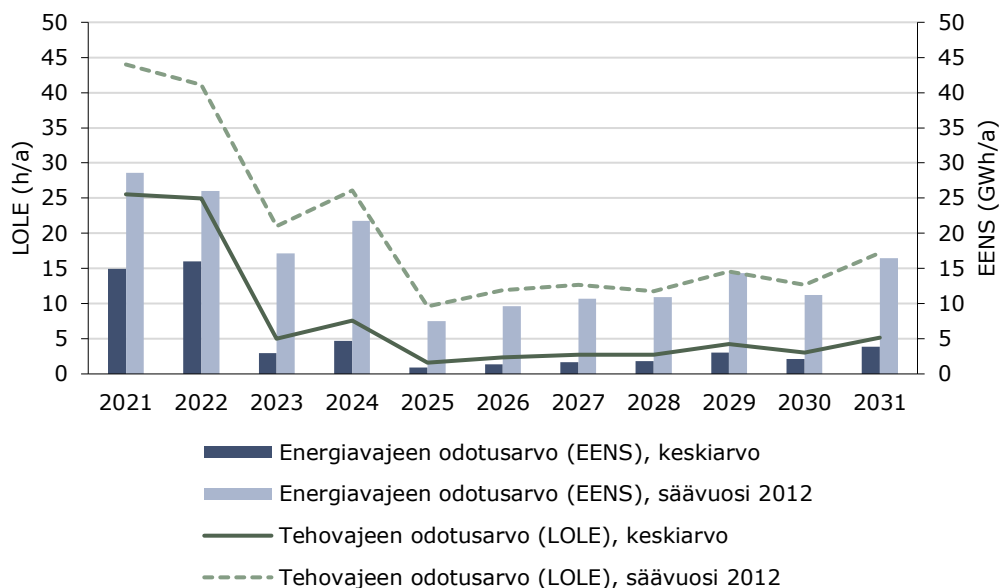
Taulukko 2 – Olkiluoto 3 herkkyystarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031 (Muutokset perusskenaarioon vuosina 2022 ja 2023)

Tunnus-luku	Säävuodet	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LOLE (h/a)	1999-2018	5.3	14.2	26.0	3.6	0.7	1.0	1.2	1.4	2.3	1.8	2.7
	2012	14.0	23.9	36.6	12.6	5.0	6.1	6.9	7.4	9.4	7.6	9.6
EENS (MWh/a)	1999-2018	2535	8118	17504	2024	294	495	628	772	1350	1014	1935
	2012	6366	13101	26379	10128	3189	4246	4962	5496	7152	5750	8339

### 4.3 Herkkyystarkastelu 2: Venäjän tuonti

Toisen herkkyystarkastelun tulokset vuosille 2021-2031 ovat nähtävissä kuvasta (Kuva 13) ja lukuina taulukossa (Taulukko 3). Ilman sähkön tuontia Venäjältä toimitusvarmuus heikkenisi merkittävästi koko tarkastelujaksolla. Tilanne olisi kriittinen etenkin jo valmiiksi haastavina vuosina 2021 ja 2022 ennen Olkiluoto 3 -ydinvoimalan käyttöönottoa, sekä myös erittäin haastava vuosina 2023 ja 2024 ennen SE1-FI rajasiirtokapasiteetin nostamista. Tämän lisäksi sekä keskiarvoisena säävuonna että myös kylmempänä säävuonna nähdään, että teho- ja energiavajeen odotusarvot ovat noin kaksi kertaa perusskenaariota korkeampia vuosina 2025-2031. Tällöin tehovajeen odotusarvo nousee kolmen tunnin yli myös tarkastelun loppupäästä ajanjaksolla 2029-2031.

Kuva 13 – Venäjän tuonti herkkyytarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031



Taulukko 3 – Venäjän tuonti herkkyytarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031

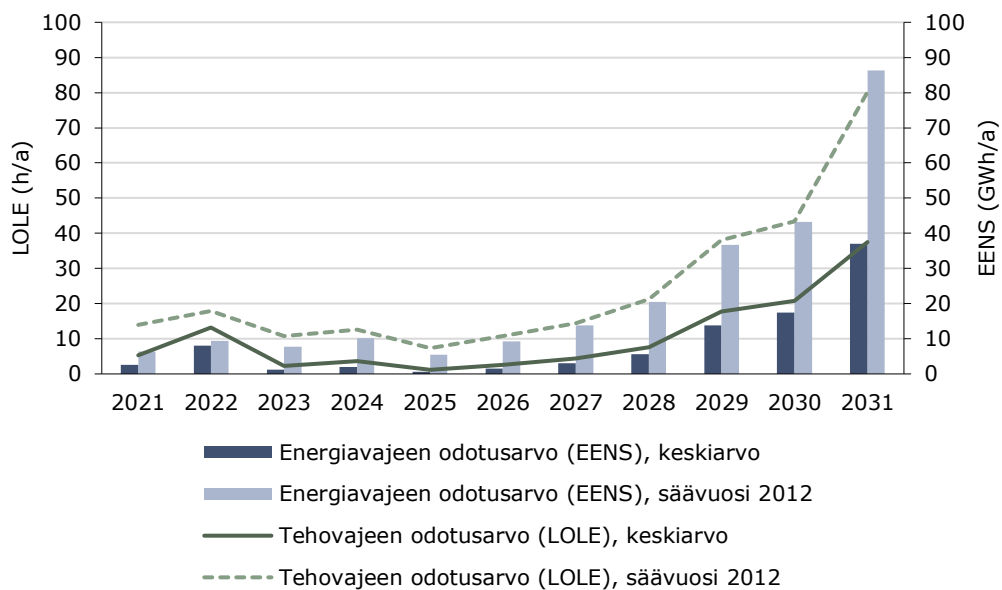
Tunnus-luku	Säävuodet	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LOLE (h/a)	1999-2018	25.5	24.9	5.0	7.6	1.6	2.3	2.7	2.7	4.2	3.0	5.1
	2012	44.0	41.1	21.0	26.1	9.6	11.9	12.7	11.8	14.6	12.7	17.2
EENS (MWh/a)	1999-2018	14971	15986	2925	4676	874	1349	1669	1826	3001	2096	3855
	2012	28600	25984	17103	21748	7496	9619	10656	10900	14323	11233	16434

#### 4.4 Herkkyytarkastelu 3: Kysynnän nopeampi kasvu

Kolmannen herkkyytarkastelun tulokset on esitetty kuvassa (Kuva 14) ja taulukossa (Taulukko 4). Tulokset on esitetty koko tarkastelujaksolta 2021-2031, joista herkkyytarkastelu tuo muutoksia perusskenaarioon tuloksiin vuodesta 2025 eteenpäin sähkön kysynnän kasvun kiihtyessä.

Herkkyytarkastelun muutosten alkuvuosina 2025 ja 2026 tehovajeen odotusarvo noin kaksinkertaistuu perusskenaarioon nähden, mutta pysyy silti kolmen tunnin alapuolella. Vuodesta 2027 eteenpäin teho- ja energiavaje kasvavat kuitenkin merkittävästi ja jopa moninkertaistuvat, sillä kasvaneen kysynnän myötä etenkin talvella kysyntä on korkeammalla tasolla ja siihen vastaamaan ei löydy perinteistä lämpövoimakapasiteettia tai siirtoyhteyksiä enempää kuin perusskenaariossa. Tämä näkyy etenkin kylmänä säävuonna 2012, jolloin talven kysyntä ja tehopiikit ovat vielä korkeampia kuin keskimääräisenä säävuonna.

Kuva 14 – Kysynnän nopeampi kehittyminen -herkkyystarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031 (Muutokset perusskenaarioon vuosina 2025-2031)



Taulukko 4 – Kysynnän nopeampi kehittyminen -herkkyystarkastelun teho- ja energiavajeen odotusarvot vuosina 2021-2031 (Muutokset perusskenaarioon vuosina 2025-2031)

Tunnus-luku	Säävuodet	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
LOLE (h/a)	1999-2018	5.3	13.2	2.3	3.6	1.2	2.5	4.4	7.6	17.8	20.8	37.5
	2012	14.0	17.9	10.7	12.6	7.3	10.8	14.4	21.3	38.1	43.4	80.2
EENS (MWh/a)	1999-2018	2535	8063	1227	2024	585	1536	3045	5659	13870	17464	36975
	2012	6366	9446	7773	10128	5500	9280	13784	20415	36747	43264	86332

## 5 Johtopäätökset

Tuloksista nähdään, että resurssien riittävydessä ilmenee haasteita useampana vuotena tarkastellulla ajanjaksolla. Tehovajetta esiintyy etenkin kylminä vuosina, sillä lämpötilalla on merkittävä vaikutus sähkön kysyntään Suomessa ja Pohjoismaissa sähkölämmityksen vuoksi. Mallinnetuissa tuloksissa tehovajetta esiintyy eniten juuri kylmään talviaikaan tammi-helmikuussa, ja nämä tulokset korostuvat entisestään vuonna 2012, jota käytettiin esimerkkinä kylmästä ja siten haastavammasta vuodesta.

Tehovajetunteina sähköjärjestelmässä ei ole riittävästi käytettävissä olevaa kapasiteettia vastaamaan kysyntään. Tällaisia tilanteita esiintyy skenaarioissa vuosittain, etenkin jos jokin suuri lämpövoimalaitos tai rajasiirtoyhteys ei ole käytettävissä ja tuotanto uusiutuvilla on alhaista. Huomionarvoista kuitenkin on, ettei tarkastelussa otettu huomioon reservikapasiteettia.

Perusskenaariossa haasteita ilmenee etenkin tarkastelun alkuvuosina 2021 ja 2022 ennen Olkiluoto 3 -ydinvoimalan käyttöönottoa, jolloin Suomen sähköjärjestelmän tehon riittävyden tilanne on tiukka. Tällöin tehovajeen odotusarvo on reilusti yli kolmen tunnin, ollen yli 5 tuntia vuonna 2021 ja jopa yli 10 tuntia vuonna 2022 keskimääräisenä säävuonna. Kylmempänä säävuonna 2012 vastaavat tehovajeen odotusarvot ovat yli 10 tuntia molempina vuosina.

Olkiluoto 3 käyttöönoton myötä resurssien riittävyys paranee, mutta myös vuosina 2023-2024 tehovajeen odotusarvo on perusskenaariossa korkeahko (2-4 tuntia vuodessa keskimääräisenä säävuonna, yli 10 tuntia kylmänä säävuonna 2012). Uusi rajasiirtoyhteys helpottaa tilannetta vuonna 2025 ja laskee tehovajeen odotusarvon keskimäärin alle tuntiin vuodelta keskimääräisenä säävuonna, kun taas kylmänä säävuonna odotusarvo laskee viiteen tuntiin.

Resurssien riittävyys heikkenee perusskenaariossa vuotta 2031 lähestyttäessä johtuen perinteisen lämpövoimakapasiteetin määrän vähenemisestä ja sen korvautumisesta vaihtelevalla uusiutuvalla kapasiteetilla, sekä samanaikaisen sähkön kysynnän kasvun myötä. Tämän vuoksi tehovajeen määrä nousee vuoteen 2031 mentäessä liki kolmeen tuntiin keskimääräisenä säävuonna ja kylmänä säävuonna 2012 liki kymmeneen tuntiin.

Herkkyystarkastelut kuvaavat tilanteita, joissa ollaan perusskenaariota huonommassa tilanteessa resurssien riittävyden suhteen. Herkkyystarkasteluista nähdään, että Suomen sähköjärjestelmän tehon riittävyys on lopulta herkkä tuotantokapasiteetissa, siirtoyhteyksissä tai sähkön kysynnässä tapahtuville muutoksille.

Olkiluoto 3 -ydinvoimalan myöhästyminen aiheuttaisi merkittävän haasteen sähköjärjestelmän toimitusvarmuudelle etenkin vuonna 2023, jolloin tehovajeen odotusarvo nousisi noin 37 tuntiin vuodessa keskimääräisenä säävuonna. Ilman sähkön tuontia Venäjältä resurssien riittävyys olisi vielä perusskenaariota heikompi etenkin tarkastelun haastavina alkuvuosina, mutta myös loppuvuosina tehovajeen odotusarvo olisi yli kolme tuntia keskimääräisenä säävuonna. Mikäli sähkön kysyntä kehittyisi vuoden 2025 jälkeen nopeammin, etenkin teollisuuden sähköistyessä, Suomi olisi perusskenaariota riippuvaisempi tuonnista. Tämä johtaisi heikkoon resurssien riittävyteen etenkin 2020-luvun loppupuolella ja 2030-luvun alussa, jolloin tehovajeen odotusarvo on yli 15 tuntia vuodessa keskimääräisenä säävuonna.

## Liite 1. Ennakoimattoman epäkäytettävyyden oletukset

Taulukko 5 Laitostyyppien ja rajasiirtoyhteyksien ennakoimattoman epäkäytettävyyden parametrit

Laitostyyppi/ Rajasiirtoyhteys	Ennakoimaton epäkäytettävyys	Epäkäytettävyyden keskimääräinen kesto	Lähteet
Vesivoima	5%	1 päivä	ENTSO-E, MAF 2020
Ydinvoima (Suomi)	2%	7 päivää	Historialliseen epäkäytettävyyteen perustuen (IAEA, 2020)
Ydinvoima (Ruotsi)	5%	7 päivää	ENTSO-E, MAF 2020
CHP (biomassa)	5%	1 päivä	ENTSO-E, MAF 2020
CHP (hiili)	10%	1 päivä	ENTSO-E, MAF 2020
Kaasuturbiinit	8%	1 päivä	ENTSO-E, MAF 2020
SE1-FI AC-yhteys	0.05%	7 päivää	ENTSO-E, MAF 2020
RU-FI AC-yhteys	0.05%	7 päivää	AFRY:n oletus
SE3-FI DC-yhteys	3%	7 päivää	ENTSO-E, MAF 2020
EE-FI DC-yhteys	3%	7 päivää	ENTSO-E, MAF 2020
NO-FI DC-yhteys (uusi)	3.5%	7 päivää	AFRY:n oletus

Lähteet:

ENTSO-E, Mid-term Adequacy Forecast 2020

IAEA, Operating Experience with Nuclear Power Plants in Member States, 2020 Edition

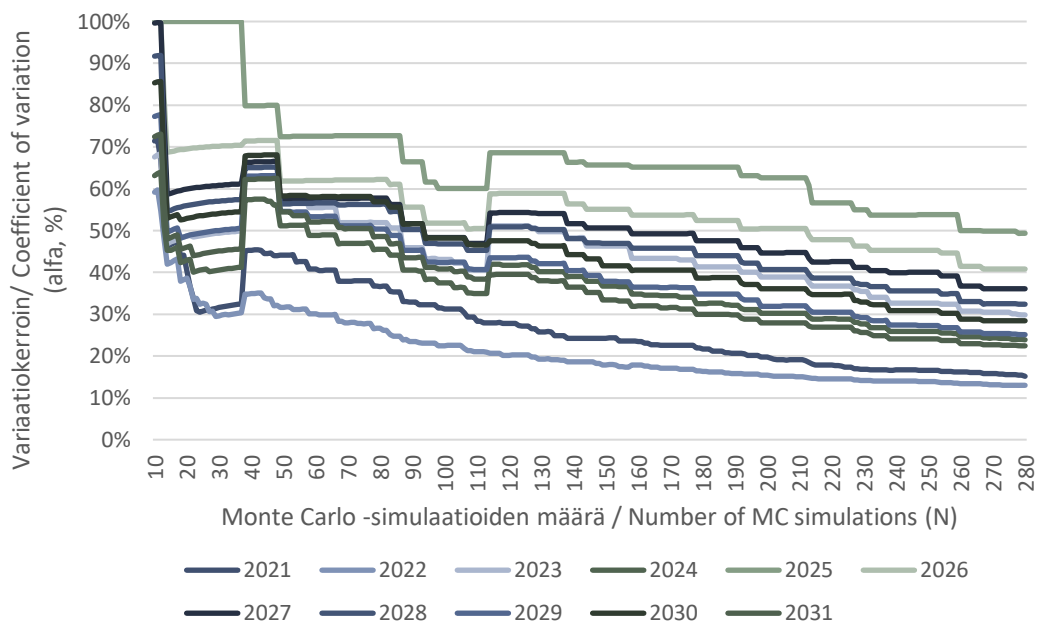


## Liite 3. Tulosten luotettavuus

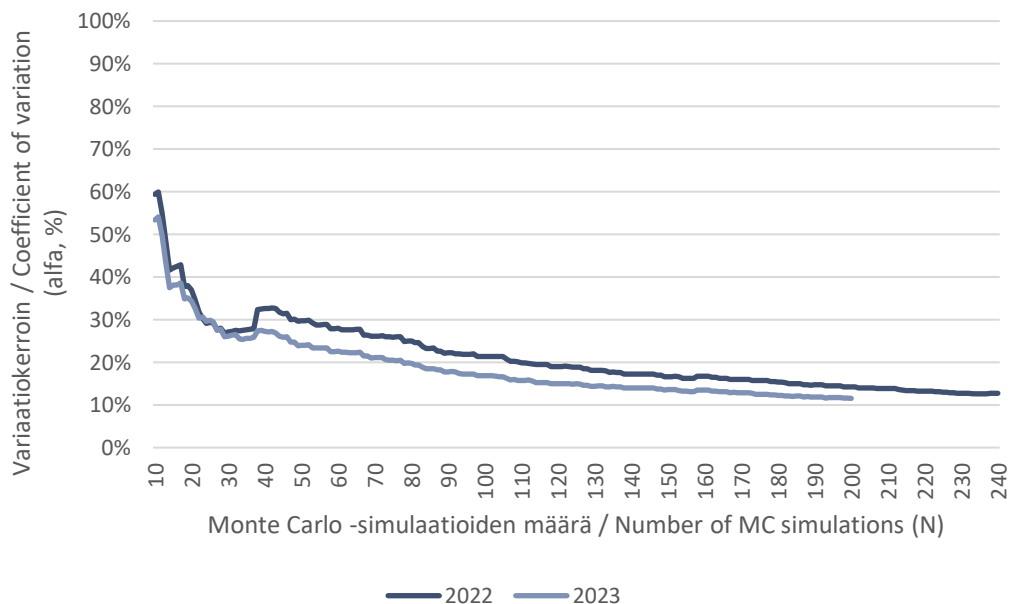
Taulukko 8 Monte Carlo -simulaatioiden määrä

Skenaario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perusskenaario	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
-Olkiluoto 3 viivästyminen		240	200								
-Venäjän tuonti	240	200	200	200	200	200	200	240	240	200	200
-Kysynnän nopea kehitys	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240

Kuva 15 – Variaatiokerroin simulaatioiden määrän funktiona perusskenaariossa

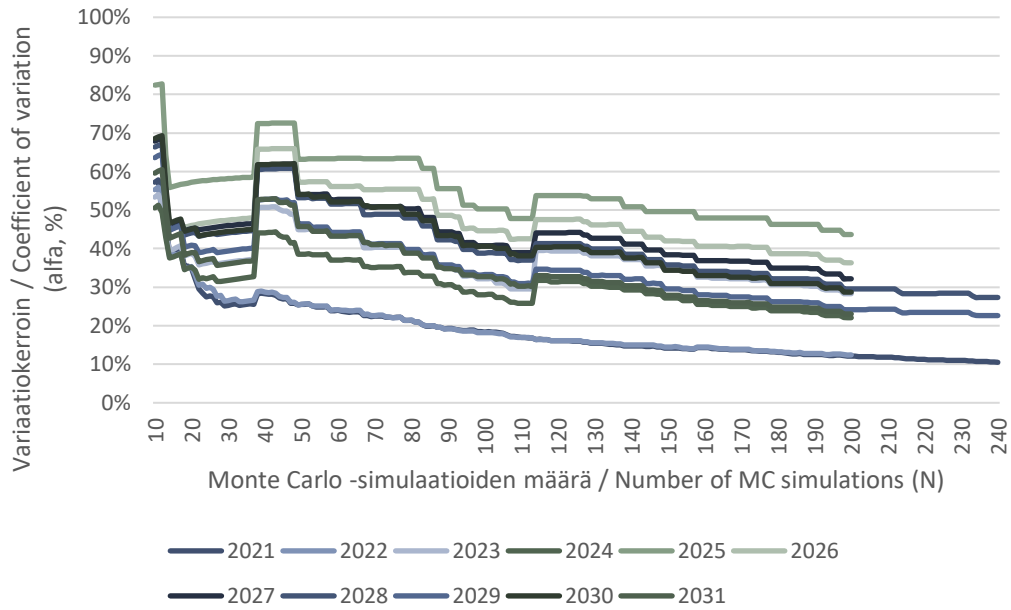


Kuva 16 – Variaatiokerroin simulaatioiden määrän funktiona Olkiluoto 3 -herkkyystarkastelussa

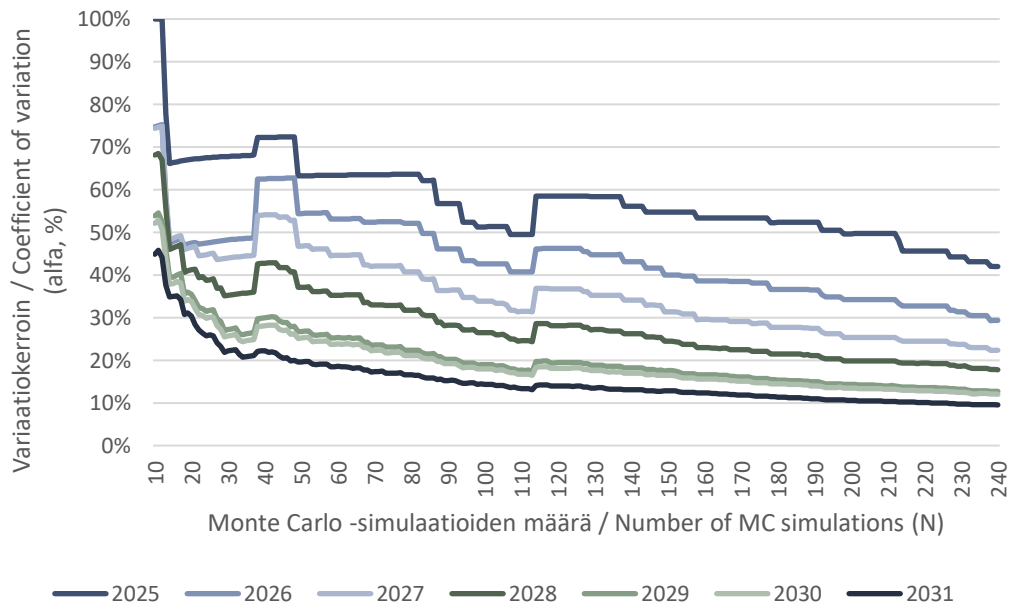




Kuva 17 – Variaatiokerroin simulaatioiden määrän funktiona Venäjän siirtoyhteys -herkkyystarkastelussa

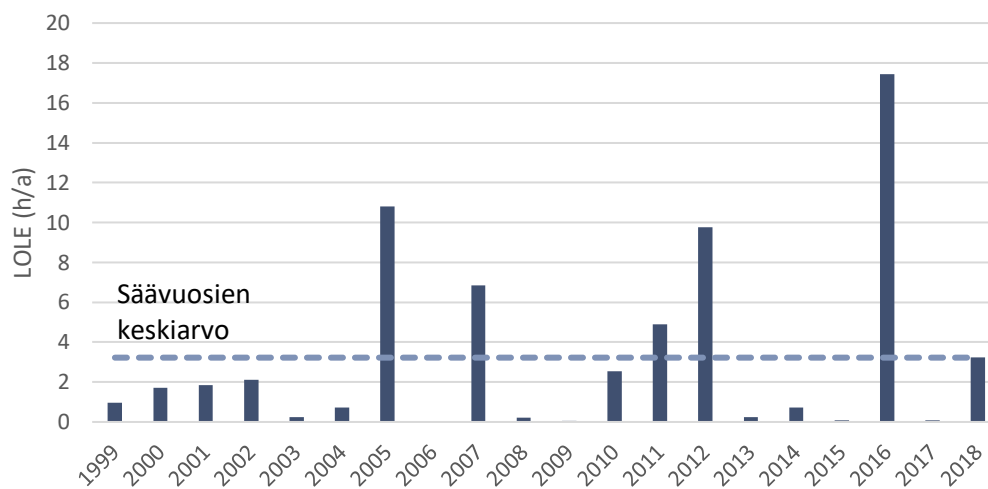


Kuva 18 – Variaatiokerroin simulaatioiden määrän funktiona Kysynnän nopea kehitys -herkkyystarkastelussa



## Liite 4. Säävuosien vaikutus perusskenaariossa

Kuva 19 – Keskimääräinen tehovajeen odotusarvo perusskenaariossa eri säävuosina (1999-2018)<sup>14</sup>



<sup>14</sup> Kuvaa kaikkien vuosien 2021 - 2031 keskiarvoa.