

# Hiilineutraalisuus- tavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään

Jimmy Forsman, Jussi Närhi, Heidi Uimonen,  
Nikita Semkin, Ville Miettinen, Sini Toivola

VALTIONEUVOSTON SELVITYS- JA  
TUTKIMUSTOIMINNAN JULKAISUSARJA 2020:4

[tietokayttoon.fi](https://tietokayttoon.fi)

Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 2021:4

# Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään

Jimmy Forsman, Jussi Närhi, Heidi Uimonen, Nikita Semkin,  
Ville Miettinen, Sini Toivola

Valtioneuvoston kanslia Helsinki 2021

**Julkaisujen jakelu**

Distribution av publikationer

**Valtioneuvoston  
julkaisuarkisto Valto**

Publikations-  
arkivet Valto

[julkaisut.valtioneuvosto.fi](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi)

**Julkaisumyynti**

Beställningar av publikationer

**Valtioneuvoston  
verkkokirjakauppa**

Statsrådets  
nätbokhandel

[vnjulkaisumyynti.fi](http://vnjulkaisumyynti.fi)

**Publication distribution****Institutional Repository  
for the Government  
of Finland Valto**

[julkaisut.valtioneuvosto.fi](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi)

**Publication sale****Online bookstore  
of the Finnish  
Government**

[vnjulkaisumyynti.fi](http://vnjulkaisumyynti.fi)

Valtioneuvoston kanslia

© 2021 Tekijät ja valtioneuvoston kanslia

ISBN pdf 978-952-383-029-5

ISSN pdf 2342-6799

Taitto Valtioneuvoston hallintoyksikkö, Julkaisutuotanto

Helsinki 2020

## Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään

### Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 2021:4

**Julkaisija** Valtioneuvoston kanslia

**Tekijä/t** Jimmy Forsman, Jussi Närhi, Heidi Uimonen, Nikita Semkin, Ville Miettinen, Sini Toivola

**Kieli** suomi

**Sivumäärä** 140

**Tiivistelmä** Pääministeri Sanna Marinin hallitus on asettanut Suomelle kunnianhimoisen tavoitteen olla hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä. Hiilineutraalisuuden saavuttamiseksi eri sektorit ovat laatineet vähähiilisyystiekarttoja, jotka osoittavat, että sähkön tarve tulee kasvamaan merkittävästi teollisuudessa, liikenteessä ja lämmityksessä. Tämä selvitys arvioi hiilineutraalisuustavoitteen vaikutuksia Suomen sähköjärjestelmään sähkön kulutuksen kasvaessa ja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon lisääntyessä.

Sähköistyksen vaikutuksia on arvioitu kolmen skenaarion avulla: perusura, sähköistyksen perusskenario ja sähköistyksen älykäs skenario. Sähköistysskenaarioissa sähkön kysyntä kasvaa merkittävästi teollisuuden ja muiden toimialojen huomattavan sähköistyksen myötä. Sähköistysskenaariot eroavat pääosin kulutusjouston sekä ydin- ja tuulivoimakapasiteetin kehityksen osalta.

Vuonna 2035 sähkön reaalin keskihinta pysyy perusraskenaariossa alle 40 EUR/MWh, kun se sähköistysskenaarioissa nousee lähemmäs 50 EUR/MWh tasoa. Kulutusjouston rooli kasvaa mitä enemmän sään mukaan vaihtelevaa tuotantoa on. Joustavalla kulutuksella ei voi täysin poistaa sääriskiä, ja pitkä kylmä ja tuuleton ajanjakso on yhä haastava tilanne. Sähköistysskenaarioissa Suomen sähköjärjestelmä on tehotaseeltaan tiukempi. Teho- ja energiavajeen odotusarvot pysyvät kuitenkin eurooppalaisittain maltillisella tasolla.

**Klausuuli** Tämä julkaisu on toteutettu osana valtioneuvoston selvitys- ja tutkimussuunnitelman toimeenpanoa ([tietokayttoon.fi](http://tietokayttoon.fi)). Julkaisun sisällöstä vastaavat tiedon tuottajat, eikä tekstisisältö välttämättä edusta valtioneuvoston näkemystä.

**Asiasanat** sähkömarkkinat, sähköverkot, vähähiilisyys

**ISBN PDF** 978-952-383-029-5

**ISSN PDF** 2342-6799

**Julkaisun osoite** <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-029-5>

## Effekten av koldioxidneutralitetsmålet på det kraftsystemet

---

Publikationsserie för statsrådets utrednings- och forskningsverksamhet 2021:4

**Utgivare** Statsrådets kansli

---

**Författare** Jimmy Forsman, Jussi Närhi, Heidi Uimonen, Nikita Semkin, Ville Miettinen, Sini Toivola

**Språk** finska **Sidantal** 140

---

**Referat** Statsminister Sanna Marins regering har satt för Finland det ambitiösa målet att vara kolneutralt tills 2035. För att uppnå kolneutralitet har de olika sektorerna gjort upp lågkolhaltiga planer, vilka påvisar att behovet av elektricitet kommer att avsevärt öka inom industri, trafik och värme. Den här utredningen beräknar hur koldioxidneutralitetssättningen inverkar på Finlands elektriska system då förbrukningen växer och variabel förnybar elproduktion ökar.

Elektrifieringens påverkningar har evaluerats med hjälp av tre scenarier: grundscenarie, elektrifieringens grundscenarie och elektrifieringens smarta scenarie. I de elektrifieringsscenarierna växer förfrågan på el avsevärt på grund av elektrifieringen av olika branscher. De två elektrifieringsscenarierna skiljer sig framför allt i förbrukningsflexibilitet, kärn- och vindkrafts utveckling.

År 2035 kommer det reella medelpriset på el i grundscenariet att hållas på en nivå under 40 EUR/MWh, i elektrifierings-scenariet höjs nivån till närmare 50 EUR/MWh. Rollen av förbrukningsflexibilitet ökar med andelen av väderberoende produktion. Förbrukningsflexibilitet eliminerar inte väderleksrisken och en lång vindfri period ska vara en utmanande situation. Kapacitetsmarginaler är snävare i elektrifieringsscenarierna. Kraft- och energiunderskotten stannar på en måttlig nivå.

**Klausul** Den här publikation är en del i genomförandet av statsrådets utrednings- och forskningsplan ([tietokaytoon.fi](http://tietokaytoon.fi)). De som producerar informationen ansvarar för innehållet i publikationen. Textinnehållet återspeglar inte nödvändigtvis statsrådets ståndpunkt

**Nyckelord** elmarknaden, elnät, koldioxidneutralitet

---

**ISBN PDF** 978-952-383-029-5

**ISSN PDF** 2342-6799

---

**URN-adress** <http://um.fi/URN:ISBN:978-952-383-029-5>

---

## Impact of carbon neutrality target to the power system

---

### Publications of the Government's analysis, assessment and research activities 2021:4

**Publisher** Prime Minister's Office

---

**Authors** Jimmy Forsman, Jussi Närhi, Heidi Uimonen, Nikita Semkin, Ville Miettinen, Sini Toivola

**Language** Finnish **Pages** 140

---

**Abstract** Prime Minister Sanna Marin's Government has set an ambitious target for Finland to become carbon neutral by 2035. To achieve the target, different sectors have drawn low carbon roadmaps which show that demand for electricity will increase significantly in industry, transport and heating. This study assesses the impact of the carbon neutrality target on the Finnish power system when electricity demand and intermittent renewable generation increases.

The assessment is based on three scenarios: a business as usual scenario, a base scenario for electrification and a smart electrification scenario. The electrification scenarios include substantial electricity demand increase due to electrification of different sectors. The electrification scenarios differ from each other in the amount of demand response, nuclear power, and wind power.

In 2035, the real average electricity price remains below 40 EUR/MWh while in the electrification scenarios the price increases towards 50 EUR/MWh. The importance of demand response increases along the share of weather-dependent production. Demand response will not eliminate the weather risk and a long windless period will still be a challenging situation. Capacity margins are tighter in the electrification scenarios. However, power and energy deficits remain on a moderate level and are good compared with many other European power systems.

**Provision** This publication is part of the implementation of the Government Plan for Analysis, Assessment and Research ([tietokayttoon.fi](http://tietokayttoon.fi)). The content is the responsibility of the producers of the information and does not necessarily represent the view of the Government.

**Keywords** electricity markets, electricity networks, carbon neutrality

---

**ISBN PDF** 978-952-383-029-5 **ISSN PDF** 2342-6799

---

**URN address** <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-029-5>

---

# Sisältö

<b>1</b>	<b>Yhteenveto.....</b>	<b>9</b>
1.1	Tausta ja tavoitteet.....	9
1.2	Skenaariot.....	10
1.3	Tulokset ja johtopäätökset.....	11
1.3.1	Sähköjärjestelmä ja sähkön hinta.....	11
1.3.2	Kulutusjousto ja sähkön toimitusvarmuus .....	12
1.3.3	Tuotannon muutos ja vuositasheet.....	14
1.3.4	Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen .....	15
<b>2</b>	<b>Johdanto.....</b>	<b>17</b>
2.1	Selvityksen tausta .....	17
2.2	Tavoitteet ja tutkimuskysymykset.....	18
<b>3</b>	<b>Sähköjärjestelmän rooli hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamisessa .....</b>	<b>19</b>
3.1	Suomen sähköjärjestelmä .....	19
3.1.1	Sähköjärjestelmän kustannustehokkuus .....	23
3.1.2	Sähköjärjestelmän toimitusvarmuus .....	24
3.1.3	Sähköjärjestelmän kestävyys .....	25
3.2	Kansalliset hiilineutraalisuustavoitteet.....	26
3.3	Toimialojen vähähiilisyystiekarttojen tulokset.....	28
<b>4</b>	<b>Skenaariot.....</b>	<b>31</b>
4.1	Lähestymistapa .....	31
4.1.1	Sähkön kysyntä .....	31
4.1.2	Sähkön tuotanto .....	32
4.1.3	Skenaarioiden mallinnus .....	33
4.1.3.1	Sähkön kulutusjouston mallinnus.....	33
4.1.3.2	Sähkön toimitusvarmuuden mallinnus .....	34
4.2	Skenaarioiden kuvaukset ja oletukset.....	35
4.2.1	Sähkön kysynnän kehitys.....	37
4.2.1.1	Teolliset sektorit .....	38
4.2.1.2	Muut sektorit .....	40

4.2.2	Sähkön kulutusjousto-oletukset.....	42
4.2.2.1	Teollinen kulutusjousto.....	44
4.2.2.2	Muu kulutusjousto .....	47
4.2.3	Lämmön kysynnän kehitys .....	50
4.2.3.1	Lämmityksen energianlähteet rakennuksissa .....	50
4.2.4	Polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnan kehitys.....	51
4.2.5	Sähköntuotantokapasiteetin kehitys .....	54
4.2.5.1	Lämpövoimakapasiteetin kehitys .....	54
4.2.5.2	Vesi-, tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin kehitys.....	57
4.2.5.3	Sähkön varastointikapasiteetin kehitys .....	59
4.2.6	Sähkön siirtoyhteysien kehitys.....	59

## **5 Sähköistyskenaarioiden vaikutusten arviointi ..... 61**

5.1	Sähköenergian vuositasheet.....	62
5.2	Sähkön hinnan kehitys .....	65
5.2.1	Sähkön vuosikeskihinta .....	65
5.2.1.1	Herkkyystarkastelu: Päästöoikeuden hinnan vaikutus sähkön hintaan.....	66
5.2.2	Sähkön hinnan volatilitteetti .....	67
5.2.3	Vaikutus tuulivoiman saamaan hintaan .....	72
5.2.3.1	Herkkyystarkastelu: Tuulivoimakapasiteetin vaikutus hintoihin .....	75
5.2.4	Vaikutus teollisuudelle.....	77
5.2.4.1	Power-to-X prosessien joustosta saatavat säästöt skenaarioissa .....	77
5.2.4.2	Herkkyystarkastelu: Power-to-X prosessien joustavuus.....	79
5.2.5	Vaikutus kuluttajalle.....	83
5.2.5.1	Sähköautoilijan saamat säästöt joustosta .....	83
5.2.5.2	Sähkölämmittäjän saamat säästöt joustosta .....	84
5.3	Sähkön toimitusvarmuus.....	85
5.4	Sähkön kulutus- ja tuotantoprofiilien muutokset.....	87
5.4.1	Muutokset vuositasolla .....	87
5.4.2	Nettokysynnän kehitys.....	90
5.4.3	Esimerkkiviikot.....	92
5.4.3.1	Kylmä ja vähätuulinen jakso.....	92



	5.4.3.2	Sääolosuhteiltaan kylmä ja tuulinen jakso .....	95
	5.4.3.3	Sääolosuhteiltaan lämmin jakso.....	97
5.5		Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen.....	99
	5.5.1	Maantieteellinen sijoittuminen Suomessa .....	100
		5.5.1.1 Tuulivoima.....	100
		5.5.1.2 Ydinvoima .....	105
		5.5.1.3 Teollisuuden sähkönkulutus.....	107
		5.5.1.4 Lämmityksen ja liikenteen sijainti .....	111
		5.5.1.5 Merkittävimmät siirtotarpeet Suomessa .....	113
	5.5.2	Alueellisten vaikutusten arviointi.....	115
		5.5.2.1 Kaupungit ja taajama-alueet – liikenne ja kiinteistökohtainen lämmitys .....	116
		5.5.2.2 Kaupungit ja taajama-alueet – kaukolämmön sähköistyminen ja teollisuus.....	120
		5.5.2.3 Kaupungit ja taajama-alueet – hajautettu sähköntuotanto .....	122
		5.5.2.4 Haja-asutusalueet – tuulivoiman tuotanto .....	122
		5.5.2.5 Haja-asutusalueet – liikenteen ja lämmityksen sähköistyminen .....	123
		5.5.2.6 Haja-asutusalueet – hajautettu sähkön tuotanto.....	125
<b>6</b>		<b>Pohdinta ja johtopäätökset.....</b>	<b>128</b>
	6.1	Vaikutukset sähköjärjestelmään.....	128
		6.1.1 Sähköjärjestelmä ja sähkön hinta.....	128
		6.1.2 Kulutusjousto ja sähkön toimitusvarmuus .....	128
		6.1.3 Tuotannon muutos ja vuositasheet.....	130
	6.2	Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen.....	132
		6.2.1 Tuotanto .....	132
		6.2.2 Kulutus .....	133
		6.2.3 Siirtokapasiteetti .....	134
		6.2.4 Vaikutukset jakeluverkkoihin .....	134
		<b>Lähteet.....</b>	<b>135</b>

# 1 Yhteenveto

## 1.1 Tausta ja tavoitteet

Pääministeri Sanna Marinin hallitus on asettanut Suomelle kunnianhimoisen tavoitteen olla hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä. Hiilineutraalisuuden saavuttamiseksi eri sektorit ovat laatineet vähähiilisyystiekarttoja, joissa tunnistetaan sektorikohtaiset keinot siirtyä kohti hiilineutraalisuustavoitetta. Kevään 2020 aikana valmistellut energiantensiivisen teollisuuden tiekartat osoittavat, että sähkön tarve tulee kasvamaan merkittävästi keskeisillä teollisuussektoreilla Suomessa, ja myös muilla sektoreilla, kuten liikenteessä ja lämmityksessä. Päästöjen vähentäminen nojaa siis vahvasti sähkseen. Sähköistymisellä on merkittäviä vaikutuksia Suomen sähköjärjestelmälle.

Tämä selvitys tutkii ja arvioi vähähiilisyystavoitteiden vaikutuksia Suomen sähköjärjestelmään ja toimitusvarmuuteen sähkön kulutuksen kasvaessa ja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon lisääntyessä. Lisäksi selvitys tuo esiin keinoja vastata kasvavaan joustavuuden tarpeeseen, jotta sähköjärjestelmä vastaa yhteiskunnan tarpeisiin toimitusvarmasta sähköstä kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti. Selvityshankkeen tavoitteena on vastata erityisesti seuraaviin kysymyksiin:

- Mitä eri toimialojen ja toimintojen sähköistyminen ja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon merkittävä lisääntyminen tarkoittaa sähköjärjestelmän ja sähkön toimitusvarmuuden kannalta?
- Miten tuotannon, kulutuksen ja tuonnin vuositaset sekä etenkin lyhyemmän aikavälin kulutus- ja tuotantoprofiilit muuttuvat vuoteen 2040?
- Miten kulutuksen ja tuotannon maantieteellinen sijainti muuttuu Suomessa ja mitkä ovat sen vaikutukset sähköjärjestelmän toimintaan eri skenaarioissa?
- Mitä keinoja on vastata joustavuuden tarpeen lisääntymiseen (esim. varastointi, kulutusjousto)?
- Miten sähkön hinta ja hinnanvaihtelu kehittyvät tarkasteluajanjakson aikana eri skenaarioissa?

## 1.2 Skenaariot

Tässä selvityksessä sähköistyksen vaikutuksia on kuvattu ja arvioitu kolmen skenaarion avulla. Skenaariot ovat perusura ja kaksi sähköistysskenaariota: sähköistyksen perusskenaario ja sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Perusuraskenaario toimii vertailukohtana kahteen sähköistysskenaarioon. Vertaamalla sähköistysskenaarioita perusuraskenaarioon voidaan havainnollistaa hiilineutraalisuustavoitteen vaikutuksia sähköjärjestelmään.

Skenaarioiden laadinnassa on käytetty pohjatietona teollisuussektoreiden vähähiilitiekarttojen tuloksia, EU-maiden kansallisia energia- ja ilmastosuunnitelmia keskittyen pääosin Suomen suunnitelmiin sekä muita viimeaikaisia selvityksiä. Skenaariot on laadittu yhteistyössä selvityksen ohjausryhmän kanssa.

Taulukko 1 sisältää yhteenvedon skenaarioiden oletuksista sähkön kysynnän, kulutusjouston ja tarjonnan suhteen.

**Taulukko 1.** Yhteenvedo skenaarioiden sähkön kysynnästä, kulutusjoustosta ja tarjonnasta

	Perusuraskenaario	Sähköistyksen perusskenaario	Sähköistyksen älykäs skenaario
<b>Kysyntä</b>	Maltillinen kasvu Eri sektoreiden maltillinen sähköistyminen	Mittava kasvu Eri sektoreiden mittava sähköistyminen teollisuuden osalta vähähiilitiekarttojen perusteella ja sähköisen liikenteen osalta liikenne- ja viestintäministeriön skenaarion perusteella	
<b>Kulutusjousto</b>	Maltillinen kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Maltillinen kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto lyhyt	Maltillinen kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Mittava kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto lyhyt	Mittava kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Mittava kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto pitkä
<b>Tarjonta – kehitys 2020-luvulla</b>	Lämpövoimakapasiteetti säilyy liki samalla tasolla: Ydinvoimakapasiteetti kasvaa, yhteistuotantokapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti kasvavat vastaamaan kasvaneeseen kysyntään		

	Perusuraskenaario	Sähköistyksen perusskenaario	Sähköistyksen älykäs skenaario
<b>Tarjonta – kehitys 2030-luvulla</b>	Lämpövoimakapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoimakasvavat maltillisesti korvaamaan lämpövoimakapasiteettia	Lämpövoimakapasiteetti pysyy liki samalla tasolla Tuuli- ja aurinkovoimakasvavat mittavasti vastaamaan kasvaneeseen kysyntään	Lämpövoimakapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoimakasvavat erityisen mittavasti vastaamaan kasvaneeseen kysyntään ja korvaamaan lämpövoimakapasiteettia

## 1.3 Tulokset ja johtopäätökset

### 1.3.1 Sähköjärjestelmä ja sähkön hinta

Vuonna 2035 sähkön keskihinta pysyy perusuraskenaariossa alle 40 EUR/MWh tasolla, kun se sähköistysskenaarioissa nousee lähemmäs 50 EUR/MWh tasoa. Sähkön keskihinta on molemmissa sähköistysskenaarioissa korkeampi kuin perusurassa. Ero pysyy alle 5 EUR/MWh vuoteen 2030 asti, nousee noin 10 EUR/MWh tasolle vuonna 2035 ja laskee takaisin matalammalle tasolle. Sähköistysskenaarioiden välinen hintaero pysyy hyvin pienenä 2040 asti, jolloin ero kasvaa 3 EUR/MWh tasolle. Vuoteen 2030 mennessä skenaarioiden väliset erot sähkön keskihinnassa ovat kokonaisuudessaan maltilliset, mutta kasvavat 2030-luvulla kysynnän ja tuotannon kehityspolkujen eriytyessä enemmän.

Sen sijaan jo 2030 mennessä sähkön hintavaihtelu vuoden sisällä skenaarioiden välillä muuttuu huomattavasti. Molemmissa sähköistysskenaarioissa matalan ja korkean sähkön hinnan tuntien yleisyys kasvaa huomattavasti: Vuoden sisällä on perusuraa selvästi enemmän alle 5 EUR/MWh ja yli 70 EUR/MWh tunteja. Kahden sähköistysskenaarioiden välinen vuosikeskihinnan ero johtuu etenkin muutamien ajanjaksojen korkeammasta sähkön hinnasta, jossa kulutusjousto ei kykene täysin tasapainottamaan vajaata tuotantoa.

### 1.3.2 Kulutusjousto ja sähkön toimitusvarmuus

Kulutusjousto on keskeisessä roolissa molemmissa sähköistysskenaarioissa, etenkin älykkäässä sähköistysskenaariossa, jossa on enemmän sään mukaan vaihtelevaa tuotantoa. Kulutusjoustoja tarvitaan useasta eri lähteestä ja useilla aikaskaaloilla. Työssä tarkasteltiin pääsääntöisesti loppukäyttäjien kulutusjoustoja, jossa jouston lähteitä ovat sähkölämmitys ja sähköautot sekä teollisuuden kulutusjoustoja, jossa keskeisiä lähteitä ovat P2X ja muut teolliset prosessit.

Kulutusjouston maksimointi on tärkeässä roolissa tasaamassa sääriippuvaista sähköntuotantoa sähköistysskenaarioissa. Tyypillisiä kulutusjoustopilanteita ovat esim. kylmät talviaamut ja pidemmät tuulettomat jaksot, jolloin samanaikaisesti sähkön kysyntä voi olla suurta, mutta kulutusta ei pystytä kattamaan sähkön tuotannon ollessa nykyistä sääriippuvaisempaa. Kulutusjouston merkitystä havainnollistaa mallinnuksessa tehty herkkyystarkastelu: Keskimääräinen sähkön hinta nousi älykkäässä sähköistysskenaariossa +7 EUR/MWh vuonna 2040, jos kaikki P2X prosessit oletettiin joustamattomiksi, niin että kokonaiskysyntä ei muuttunut.

Kriittinen tekijä kulutusjouston kannalta on aikaskaala, eli kuinka pitkäksi ajanjaksoksi kulutusjousto (esim. teollinen prosessi tai kotitalon sähkölämmitys) pystyy vähentämään kulutusta ja siten kuinka pitkään jatkuvia matalamman sääriippuvaisen tuotannon jaksoja kulutusjoustolla pystytään tukemaan. Lyhytkestoista kulutusjoustoja (enimmillään muutamia tunteja) voidaan toteuttaa huomattavasti helpommin kuin pitkäkestoista kulutusjoustoja. Esimerkiksi sähköauton latausta on mahdollista siirtää joitakin tunteja, mutta pitkäkestoiseen joustoon kykeneviä lähteitä on vähemmän. Lyhytkestoisen kulutusjouston tärkeyttä korostaa skenaarioissa kasvava nettokysynnän vaihtelu peräkkäisinä tunteina. Ilman toteutunutta kulutusjoustoja tämä vaihtelu kasvaisi huomattavasti enemmän.

Selvityksessä toteutetussa sähkömarkkinamallinnuksessa ongelmallisimmiksi tulivat nimenomaan pitkät kylmät ja tuulettomat jaksot, jolloin sähkön hinta saattoi nousta älykkäässä sähköistysskenaariossa pitkäksi aikaa korkeaksi: esimerkiviikkona (vuoden 2011 säävuosi, 2040 mallinnusvuosi) sähkön markkinahinta pysyi kokonaisen viikon yli 100 EUR/MWh hintatasolla. Pidemmän aikajänteen kulutusjousto helpottaa tämän kaltaisia tilanteita. Tässä työssä tehty sähköjärjestelmämallinnus pohjautuu kuitenkin historiallisiin säävuosiin ja vaihtelevan tuotannon kannalta vielä haasteellisemat ajanjaksot ovat tulevaisuudessa mahdollisia.

Älykkään sähköistymisskenaarion kaltainen kehitys vaatii huomattavan määrän monipuolista joustoa, ja etenkin pidemmän aikaskaalan joustoratkaisuilla on keskeinen

rooli sähköjärjestelmän toiminnalle. Teknologian ja markkinoiden kehityksen näkökulmasta kulutukselle tarvitaan kannustimia osallistua sähkömarkkinoille joustavasti sekä kehittää paremman kulutusjouston mahdollistavia ratkaisuja. Joustavalla kulutuksella on silti vaikea täysin poistaa säästä aiheutuvaa riskiä, ja pitkä kylmä ja tuuleton ajanjakso on myös tässä skenaariossa järjestelmän kannalta haastava tilanne.

Kulutusjouston kasvu, etenkin älykkäässä sähköistysskenaariossa, tarkoittaa sitä, että kulutuksella ei jatkossa ole samalla tavalla ns. perusprofiilia, eli aamuihin ja iltoihin keskittyviä kysyntäpiikkejä sekä matalaa kysyntää yöllä. Kulutusjousto tarkoittaa sekä sähkönkäytön vähentämistä kalliin hinnan aikana, että sähkönkulutuksen lisäämistä silloin, kun sähkö on edullista. Kulutusjouston myötä toteutunut kysyntä saattaa vaihdella tuntien välillä huomattavasti vuorokauden ajasta riippumatta, esimerkiksi älykkäässä sähköistyksen skenaariossa kulutuksen muutos voi olla luokkaa 6 GW tunnin aikana. Esimerkiksi sähköautojen latauksen ja sähkölämmityksen ajoittaminen edulliselle tunnille voi aiheuttaa kulutuspiikin, jolloin paikallisen sähköverkon kapasiteetti voi joutua koviin.

Kuluttajan maksama sähkön hinta riippuu yhä enemmän oman kulutuksen ajoituksesta suhteessa sähkön hintaan eri ajanhetkillä. Esimerkiksi P2X-toimijat saavat älykkäässä sähköistysskenaariossa keskimäärin noin 1,5 EUR/MWh markkinoita edullisemmän sähkön hinnan vuonna 2040 olettaen heidän joustonsa olevan leikkaavaa (eli vältetään kalliita tunteja), mutta jopa 5 EUR/MWh edullisemmän hinnan keskimäärin vuositasolla, jos heidän oletetaan optimoivan kulutusta hintojen mukaan (kulutusta ohjataan edullisille tunneille), oman kulutuksen ja varaston koon puitteissa. Sähköauton käyttäjä puolestaan voi saavuttaa jopa 40–50 % edun sähköenergian kustannuksissa sähköistysskenaarioissa. Kulutusjoustolla on siis selkeitä taloudellisia hyötyjä.

Vuonna 2040 Suomen sähköjärjestelmän toimitusvarmuus on hyvä perusuraskenaariossa, jossa kysynnän kasvu on maltillista. Sähköistysskenaarioissa Suomen teho-  
tase on tiukempi, ja molemmissa skenaarioissa on vähäinen riski tehovajeelle. Tehovajeen riski tuplaantuu sähköistyksen älykkäässä skenaariossa verrattuna sähköistyksen perusskenaarioon. Älykkäässä skenaariossa on vähemmän perustuotantoa tuotavaa ydinvoimaa ja enemmän vaihtelevaa tuulivoimaa, mikä lisää tarvetta säätävälle lämpövoimalle, siirtoyhteisille sekä kulutuksen joustolle tuulettomina tunteina. Lisääntynyt kulutusjouston kesto ei yksinään riitä turvaamaan järjestelmän tasapainoa yhtä paljon verrattuna ydinvoimaloiden käyttöön jatkamiseen sähköistyksen perusskenaariossa. Teho- ja energiavajeen odotusarvot pysyvät kuitenkin maltillisella tasolla kaikissa skenaarioissa ja ovat hyviä verrattuna useiden Euroopan maiden tyyppilliseen sähköjärjestelmien mitoitukseen. Toimitusvarmuus heikkenisi sähköistysskenaarioissa vuoteen 2040 mentäessä, mikä tulisi ottaa huomioon esimerkiksi reservejä mitoitettaessa. Tämän lisäksi toimitusvarmuutta voi heikentää esimerkiksi se, jos Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitos valmistuisi myöhemmin kuin tässä selvityksessä on oletettu.

Lauhdetuotanto parantaa toimitusvarmuutta huomattavasti, mutta sen kannattavuus on huono tarkastelluissa skenaarioissa. Vaikka molemmissa sähköistysskenaarioissa esiintyy huomattava määrä hintapiikkejä ja kalliin sähkön tunteja, niitä ei ole tarpeeksi tukemaan lauhdekapasiteettia. Tämä indikoi, että puhtaasti markkinaehtoista joustavaa tuotantokapasiteettia ei näissä skenaarioissa synny. Lauhdekapasiteetilla voidaan toki nähdä arvoa riskienhallinnan näkökulmasta sähköistysskenaarioiden kaltaisessa järjestelmässä, jossa isot hintavaihtelut kasvattavat toimijoiden riskiä, mikä taas voi toimia kannusteena sähkön ostajalle rakentaa joustavaa tuotantoa.

### 1.3.3 Tuotannon muutos ja vuositaseet

Kaikissa skenaariossa CHP-kapasiteetin on oletettu laskevan ja lämmöntuotannon osin korvautuvan lämpöpumpuilla ja kaukolämpökattiloilla. CHP:n kapasiteetin kehitykseen vaikuttaa sen hetkinen markkinatilanne, eli etenkin sähkön markkinahinta ja ennuste tulevaisuudesta. Kaikissa skenaarioissa CHP-kapasiteetti voi sinänsä olla kannattavaa vuonna 2040 sähkön keskihinnan noustessa yli 50 EUR/MWh-tasolle, ottaen huomioon, että CHP-tuotanto saa tyypillisesti markkinahintaa korkeamman hinnan tuotannon ajoittumisen vuoksi. CHP-tuotannon pysyminen järjestelmässä tosin ei ole taloudellisesta näkökulmasta varmaa tarkastelluissa skenaarioissa

Tuulivoiman kasvua rajoittaa sen saama sähkön hinta, joka on markkinoiden keskihintaa pienempi. Tuulivoimaloiden tuotanto ajoittuu luonnollisesti tuulisiin aikoihin. Tällöin edullista tuotantoa on hetkellisesti paljon tarjolla ja tuulivoimatuotanto laskee hetkittäistä sähkön markkinahintaa ja vastaavasti tuulivoimatuottajien saamaa hintaa. Kaikissa skenaarioissa tuulivoiman saavuttama keskihinta on vuonna 2040 suunnilleen sama, vaikka sähkön keskihinta on suurempi sähköistysskenaarioissa – kasvava tuulivoimatuotanto laskee keskimääräistä tuulivoimatuottajien saamaa sähkön hintaa.

Rajasiirtojen merkitys kasvaa sähköistysskenaarioissa suhteessa perusuraan ja älykkäässä sähköistysskenaariossa edelleen suhteessa perussähköistysskenaarioon. Bruttosiirrot Suomen ja naapurimaiden verkkojen välillä kasvavat, eli siirtoverkkoja hyödynnetään enemmän kysynnän ja tuotannon tasapainottamiseen. Bruttosiirroilla tarkoitetaan tässä tapauksessa siirtoverkon kautta molempiin suuntiin siirretyn sähkön summaa.

Suomen vuotuinen sähkön tuontimäärä laskee jokaisessa skenaariossa merkittävästi jo vuoteen 2025 mentäessä. Tämä on seurausta etenkin uudesta ydinvoima- ja tuulivoimakapasiteetista, jotka auttavat vastaamaan kasvaneeseen kysyntään. Ydinvoiman osuus kysynnästä nousee 25 %:sta lähes 40 %:in Hanhikivi 1 -ydinvoimayksikön käyttöönoton myötä vuoteen 2030 mennessä. Tuulivoiman osuus kasvaa noin 6 %:sta

15 %:in. Skenaarioiden välillä ei ole suurta eroa ennen kuin 2025 jälkeen. Vuoteen 2035 mennessä erot skenaarioiden välillä kasvavat. Sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 15 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa ja kasvanut kysyntä katetaan pääosin tuulivoimalla. Maatuulivoiman tuotanto on molemmissa sähköistysskenaarioissa noin 8 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa.

Vuonna 2040 nähdään merkittävin ero sähkötaseessa, sillä sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 25 TWh korkeampi kuin perusuraskenaarion. Huomattavin ero syntyy tuotetussa ydinvoimassa, kun Loviisan molemmat ydinvoimalaitosyksiköt suljetaan perusura- ja älykkäässä skenaariossa. Lisäksi älykkäässä skenaariossa sähkön ja lämmön yhteistuotanto laskee perusuraskenaarion tasolle.

### 1.3.4 Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen

Suomessa kantaverkon jakaa pohjoiseen ja eteläiseen verkkoalueeseen niin sanottu P1-leikkaus, joka kulkee Kokkolasta Iisalmeen. P1-leikkaus voi joissain tilanteissa muodostua pullonkaulaksi, jolloin kaikkea markkinaehtoisesti määritettyä sähköntuotantoa ei saada Suomen sisällä siirrettyä sellaisenaan, vaan Fingrid joutuu tekemään erikoistoimenpiteitä P1-leikkauksen ylikuormittumisen välttämiseksi. Tulevaisuudessa P1-leikkauksen tarkkaan sijaintiin vaikuttaa kulutuksen ja tuotannon liittyminen pohjoiseteläsuuntaisten siirtoverkon johtojen varteen. P1-leikkauksen pohjoispuolella on merkittävästi vesi- ja tuulivoimaa, ja tämän selvityksen skenaarioissa jatkossa myös ydinvoimaa.

Olemassa oleva ja Suomen Tuulivoimayhdistyksen mukaan kehitteillä oleva uusi tuulivoimakapasiteetti riittävät kattamaan sähköistysskenaarioiden mukaisen tuulivoimatuotannon. Uudet tuulivoimahankkeet sijoittuvat pääosin länsirannikolle, Pohjois-Pohjanmaalle ja Lappiin, suurelta osin P1-leikkauksen pohjoispuolelle. Itä-Suomessa hankkeita ei toistaiseksi kehitetä Puolustusvoimien asettamien tutkarajoitusten vuoksi.

Merituulivoiman oletetaan sijoittuvan pääosin Suomen länsirannikon tuntumaan, jossa on valmiiksi jo paljon maatuulivoimaa. Tämän selvityksen skenaarioissa on myös jonkin verran merituulivoimaa, mutta merituulivoima on kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpaa kuin maatuulivoima. Korkeiden kustannusten ja mahdollisten tukimekanismien takia merituulivoiman kasvuun liittyy epävarmuuksia.

Olkiluodon ja Loviisan ydinvoimalaitokset sijaitsevat Etelä-Suomessa lähempänä sähkönkulutusta. Molempien voimaloiden lähellä on merkittäviä teollisuuskeskittymiä. Kaikissa skenaarioissa ydinvoimakapasiteettia tulee lisää kantaverkon P1-leikkauksen



pohjoispuolelle Hanhikiven voimalaitoksen johdosta. Älykkään sähköistyksen skenaariossa ydinvoimat tuotanto on painottunut vahvemmin länsirannikolle samoille alueille, minne tuulivoiman kehittäminen painottuu.

Teollisuuden energiankäyttö on painottunut Etelä-Suomeen, jossa on paljon erilaista kemianteollisuutta ja metsäteollisuutta. Merkittäviä teollisuuskeskittymiä on myös muun muassa Raahessa Pohjois-Pohjanmaalla sekä Lapissa kaivoksien ja Meri-Lapin metsä- ja metalliteollisuuskeskittymien ansiosta.

Merkittäviä sähkönkäytön lisäämiskohteita ovat laitokset, joissa käytetään jo nykyisin vetyä. Tällä hetkellä Suomessa käytetty vety tehdään suurelta osin höyryreformoinnin avulla maakaasusta, mutta teollisuuden tiekarttojen mukaan jatkossa yhä suurempi osa tehdään elektrolyysin avulla sähköstä ja vedestä. Valtaosa Suomessa käytetystä vedystä käytetään öljynjalostamiseen, ja suurin vedynkäyttäjä on Porvoon Kilpilahden teollisuusalueella sijaitseva Nesteen jalostamo. Nykyisten vedynkäyttäjien lisäksi SSAB:n Raahen terästehtaan ennakoitaan lisäävän sähkönkäyttöään merkittävästi elektrolyysivedyn avulla toteutettavan teräksen pelkistämisen vuoksi. Raahen terästuotannon sähköistys tarkoittaisi noin 10 TWh lisää vuosikulutusta.

Kaupungistumiskehityksellä on huomattava vaikutus muun kuin teollisen sähkönkäytön alueelliseen jakautumiseen tulevaisuudessa. Vuonna 2040 kolmanneksen väestöstä on ennakoitu asuvan Helsingin seudulla, kolmanneksen yhdeksän muun kaupunkiseudun alueella ja kolmanneksen muualla. Väestön pakkautuessa etelän kasvukeskuksiin pohjoiseteläsuuntaisesta sähkön siirrosta P1-leikkauksen yli tulee entistä kriittisempää. Kaupungistuminen sekä lämmityksen ja liikenteen sähköistyminen vaikuttavat erityisesti suurten kaupunkien sähkönhuoltoon.

Lisääntyvän tuulivoiman ja uusien ydinvoimalaitosten takia sähköntuotannon voi olettaa painottuvan nykyistä vielä vahvemmin Pohjois- ja Länsi-Suomeen. Sähkön tuotannon lisäksi Pohjois-Suomeen on rakenteilla lisää sähkönsiirtokapasiteettia Ruotsista. Samalla lisääntyvä sähkönkäyttö oletetaan painottuvan Etelä-Suomeen joitakin poikkeuksia lukuun ottamatta, joista merkittävimpana SSAB:n Raahen laitos. Tuotannon ja kulutuksen välimatkoista seuraa merkittävä siirtotarve tuotannon ja kulutuksen välillä, mikä vaatii lisäinvestointeja erityisesti kantaverkkoon.

Sähkön kulutuksen sähköistymisen epävarmuudet liittyvät ennen kaikkea eri teollisuuslaitosten sähköistymisen ajankohtiin ja sijaintiin. Myös Loviisan ydinvoimaloiden jatkolupa vaikuttaa siirtotarpeisiin. Fingridin lähtökohta verkkosuunnittelussa joka tapauksessa on, että kantaverkon rakentaminen ei muodostu esteeksi Suomen hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamiselle. Fingrid varautuu erilaisiin skenaarioihin ja toteuttaa investoinnit niin, ettei kantaverkon toimintavarma käyttö riipu yksittäisistä laitoksista tai toimijoista.

## 2 Johdanto

### 2.1 Selvityksen tausta

Pääministeri Sanna Marinin hallitus on asettanut Suomelle kunnianhimoisen tavoitteen olla hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä. Hiilineutraalisuuden saavuttamiseksi eri sektorit ovat laatineet vähähiilisyystiekarttoja, joissa tunnistetaan keinot sektorikohtaisesti siirtyä kohti hiilineutraalisuustavoitetta. Kevään 2020 aikana valmistellut energiantensiivisen teollisuuden tiekartat osoittavat, että sähkön tarve tulee kasvamaan merkittävästi keskeisillä teollisuussektoreilla Suomessa, ja myös muilla sektoreilla, kuten liikenteessä ja lämmityksessä, eli päästöjen vähentäminen nojaa vahvasti sähkөөn. Sähköistymisellä on merkittäviä vaikutuksia Suomen sähköjärjestelmälle.

Energiatehollisuuden vähähiilisyystiekartta osoitti, Suomella on hyvät mahdollisuudet lisätä runsaasti päästötöntä sähköntuotantoa. Sähköjärjestelmä on mahdollistamassa hiilineutraalisuustavoitteen toteutumista, mutta toteutus annetussa aikataulussa sisältää riskejä ja haasteita, joihin on varauduttava ajoissa. Päästötön sähköntuotanto nojaa vahvasti sääriippuvan tuulivoiman tuotannon lisäämiseen, pienemmässä määrin aurinkoenergiaan, sekä ydinvoimaan. Säädettyä sähköntuotantoa on järjestelmässä yhä vähemmän, sillä osa nykyisestä sähkön ja lämmön yhteistuotantokapasiteetista poistuu tullessaan teknisen käyttöikänsä päähän. Hiilineutraalisuustavoitetta tukeva sähköjärjestelmä tulisi tehon riittävyyden ja järjestelmän säädettävyyden kannalta merkittäviin ongelmiin, mikäli kasvavaan kulutukseen vastataan ainoastaan säättämättömällä kapasiteetilla eikä järjestelmään löydetä merkittävästi uusia jouston lähteitä.

Yhtenä mahdollisuutena sähköjärjestelmän toiminnan parantamiselle voidaan pitää sektori-integraatiota, jolloin muun muassa lämmitys- ja liikennesektorit integroituvat sähköistymisen myötä tiiviimmin sähköjärjestelmään. Sähköistyminen liikenteessä sekä kiinteistökohtaisessa lämmityksessä ja kaukolämmön tuotannossa myös tuo lisää painetta sähköjärjestelmälle, mutta älykkäällä järjestelmien ohjauksella muut sektorit voivat tarjota tärkeää joustoa sähköjärjestelmälle. Sektori-integraation mahdollisuuksia ja vaikutuksia ei olla toistaiseksi vielä analysoitu kvantitatiivisesti.

## 2.2 Tavoitteet ja tutkimuskysymykset

Tämä selvitys kartoittaa ja arvioi eri toimialojen vähähiilisyystavoitteiden vaikutuksia Suomen sähköjärjestelmään ja toimitusvarmuuteen sähkön kulutuksen kasvaessa ja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon lisääntyessä. Koska puhdas sähköntuotanto perustuu voimakkaammin vaihtelevaan sähköntuotantoon, tarvitaan uusia joustavuuden lähteitä takaamaan sähkön tuotannon ja kulutuksen välinen tasapaino. Sähköntuotannon vaihtelevuus tuo myös volatiliteettia sähkömarkkinahinnoille. Selvitys kartoittaa ja tuo esiin keinoja vastata kasvavaan joustavuuden tarpeeseen niin sähkön tuotannon kuin kulutuksen osalta. Joustavuutta tarvitaan, jotta sähköjärjestelmä vastaa yhteiskunnan tarpeisiin toimitusvarmasta sähköstä kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti.

Toimeksiannon mukaisesti selvityshankkeen tavoitteena on vastata erityisesti seuraaviin kysymyksiin:

- Mitä eri toimialojen ja toimintojen sähköistyminen ja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon merkittävä lisääntyminen tarkoittaa sähköjärjestelmän ja sähkön toimitusvarmuuden kannalta?
- Miten tuotannon, kulutuksen ja tuonnin vuositaset sekä etenkin lyhyemmän aikavälin kulutus- ja tuotantoprofiilit muuttuvat vuoteen 2040?
- Miten kulutuksen ja tuotannon maantieteellinen sijainti muuttuu Suomessa (esim. kuvaus kartalla) ja mitkä ovat sen vaikutukset sähköjärjestelmän toimintaan eri skenaarioissa?
- Mitä keinoja on vastata joustavuuden tarpeen lisääntymiseen (esim. varastointi, kulutusjousto)?
- Miten sähkön hinta ja hinnanvaihtelu kehittyvät tarkasteluajanjakson aikana eri skenaarioissa?

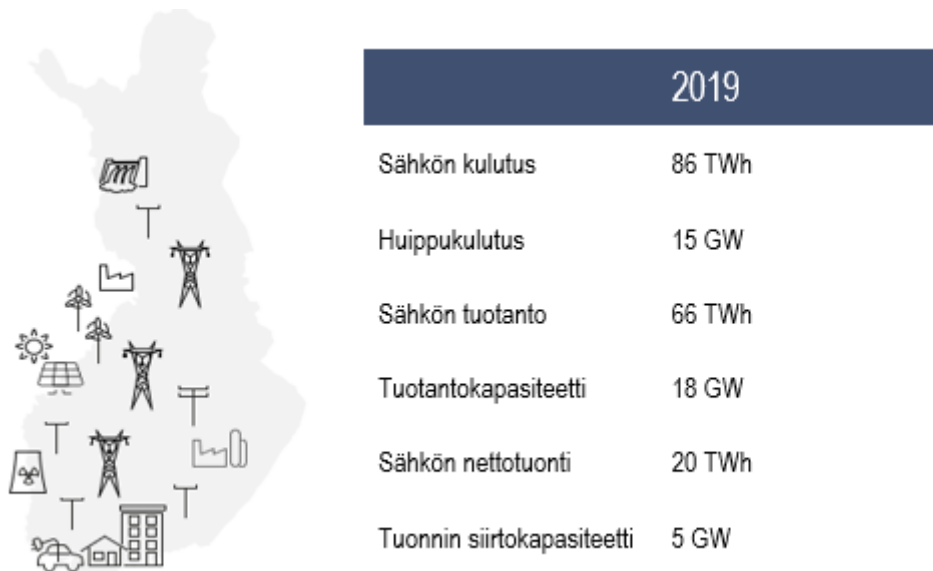
Selvityksessä on laadittu ja tarkasteltu kolmea eri skenaarioita sähkön tuotannon, kulutuksen ja tuonnin kehittymiselle vuoteen 2040 huomioiden muun muassa tärkeimpien kulutusryhmien sähköenergian ja tehontarpeen kehittyminen, sähköntuotannon mahdolliset kehityskulut, kehitykseen keskeisesti vaikuttavat kustannusvaikuttimet sekä teknologioiden kehittyminen. Skenaariomallinnuksen pohjalta vastataan edellä oleviin kysymyksiin.

## 3 Sähköjärjestelmän rooli hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamisessa

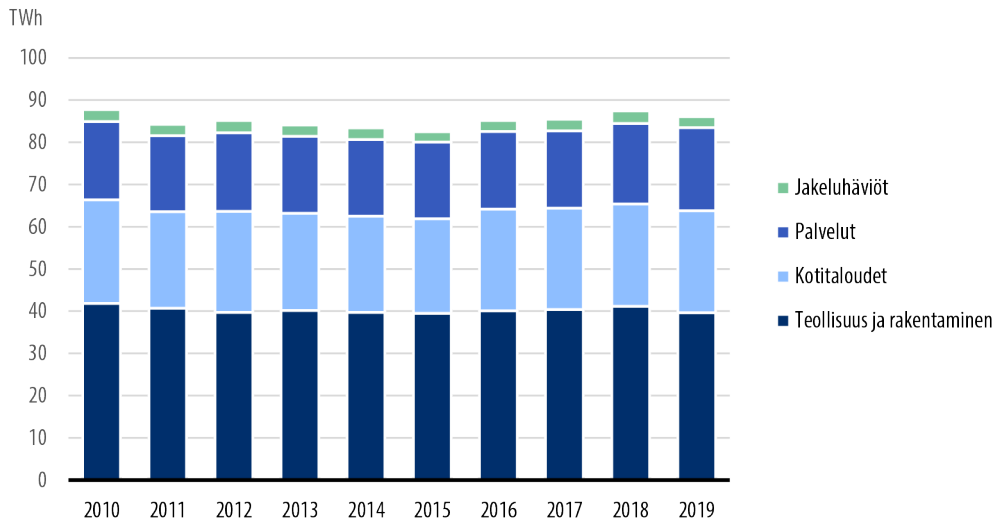
### 3.1 Suomen sähköjärjestelmä

Sähköjärjestelmä viittaa kokonaisuuteen, jonka sähkön käyttäjät, sähkön tuotantolaitokset ja nämä toisiinsa yhdistävät sähköverkot yhdessä muodostavat. Sähköjärjestelmän luotettavan toiminnan perustamiseksi on luotu sääntöjä, joiden avulla koordinoidaan tuhansien toimijoiden hallinnoimaa kokonaisuutta. Suomen sähköjärjestelmä (Kuva 1) on osa pohjoismaista sähköjärjestelmää, joka puolestaan on kytketty muihin sähköjärjestelmiin.

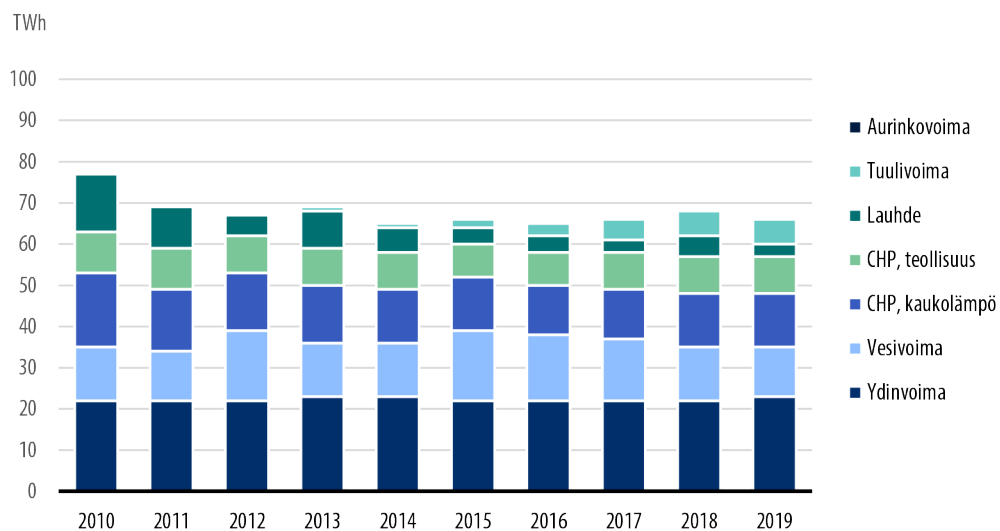
**Kuvio 1.** Suomen sähköjärjestelmän keskeiset luvut



Kuva 2 esittää Suomen sähkönkäytön kehittymisen sektoreittain vuosina 2000–2019. Viimeisen kymmenen vuoden aikana sähkönkäyttö on pysynyt melko tasaisena. Vuonna 2019 sähkön kysyntä Suomessa oli 86 TWh, josta teollisuus ja rakentaminen kattoivat 40 TWh, kotitaloudet 24 TWh ja palvelusektori 20 TWh. Sähkön jakeluhäviöt olivat noin 3 TWh.

**Kuvio 2.** Sähkön kulutus Suomessa (Tilastokeskus, 2020a)


Suomen sähköntuotanto perustuu monipuolisesti eri tuotantomuotoihin ja energialähteisiin. Kuva 3 esittää Suomen sähkön tuotannon kehittymisen vuosina 2010–2019. Viimeisten kymmenen vuoden aikana lauhdesähkön tuotannon osuus on vähentynyt selvästi. Samalla tuulivoiman osuus on kasvanut. Vuonna 2019 Suomen kokonaissähköntuotanto oli 66 TWh.

**Kuvio 3.** Suomen sähkön tuotanto 2010–2019 (Tilastokeskus, 2020b)


Ydinvoima jo pitkään on ollut Suomen merkittävin sähköntuotantomuoto. Vuonna 2019 ydinvoimantuotanto oli 23 TWh, mikä vastasi 35 % Suomen sähköntuotannosta. Tyypillisesti ydinvoima tuottaa sähköä tasaisesti käytettävissä olevalla täydellä kapasiteetilla.

Vesivoima sekä sähkön ja lämmön yhteistuotanto eli CHP-tuotanto<sup>1</sup> ovat ydinvoiman jälkeen merkittävimmät sähköntuotantomuodot Suomessa. Vuonna 2019 vesivoimalla tuotettiin 12 TWh (18 %) ja yhteistuotannolla 13 TWh (20 %) sähköä.

Vesivoimatuotannon määrä vaihtelee vuosittain jonkin verran riippuen sateisuudesta ja lumitilanteesta. Osa vesivoimasta on helposti säädettävää, jolloin tuotantotehoa voidaan muuttaa tarpeen mukaan nopeastikin. Nopeasta säätökyvystään johtuen vesivoimalla onkin tärkeä rooli sähköjärjestelmän tasapainottajana. Osassa vesivoimaloita ei ole veden varastointimahdollisuutta. Näiden laitosten tuotannon säädettävyys on huomattavasti rajoitetumpaa.

Sähkön ja lämmön yhteistuotanto koostuu sekä teollisuuslaitosten että kaukolämmön sähkön ja lämmön yhteistuotannosta. Yhteistuotantolaitosten polttoaineet voivat vaihdella lyhyellä aikavälillä polttoteknologian sallimissa rajoissa ja pidemmällä aikavälillä korvausinvestoinnin teknologiavalintojen kautta. Yhteistuotantolaitoksien tuotantoa voidaan tarvittaessa säätää. Erityisesti sähköntuotanto kaukolämpöä tuottavissa yhteistuotantolaitoksissa mukaillee sähköntarvetta, sillä sekä kaukolämmön että sähkön tarve on suurinta talvisin.

Tuulivoiman osuus Suomen kokonaissähköntuotannosta on kasvanut 2010-luvulla. Vuonna 2019 tuulivoimaa tuotettiin 6 TWh, mikä vastasi 9 % Suomen sähköntuotannosta. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tuulisuuden mukaan joka hetki. Talvisin tuulee tyypillisesti enemmän kuin kesällä. Myös aurinkovoiman määrä on kasvanut kymmenen viime vuoden aikana. Toistaiseksi aurinkovoiman osuus Suomen kokonaissähköntuotannosta on hyvin pieni.

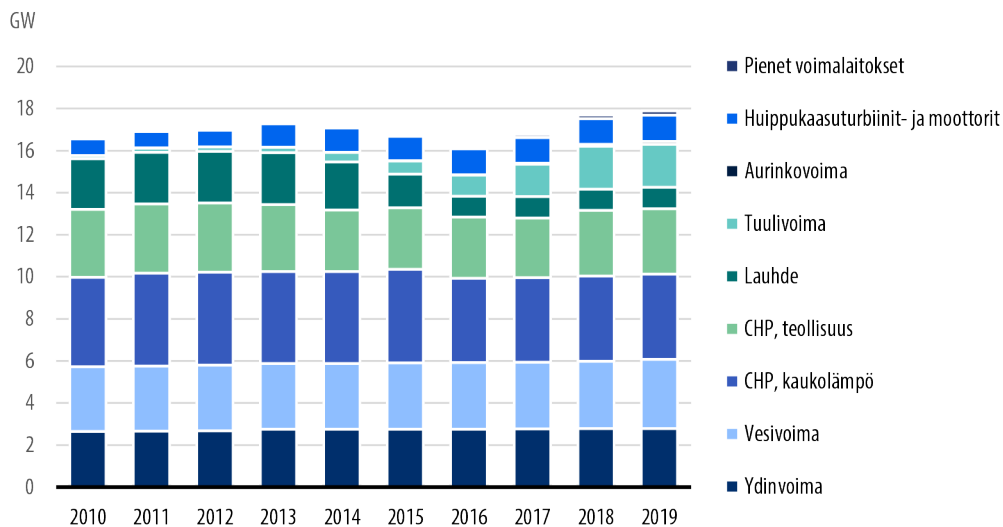
Suomen sähköntuotannon voimalaitoskapasiteetti on kasvanut noin 1 GW:n verran noin 18 GW:iin viime vuosikymmen aikana (Kuva 4). Ydinvoima, vesivoima ja yhteistuotanto ovat tuotantokapasiteetiltaan merkittävimmät tuotantomuodot. Voimakkaimmin on kasvanut tuulivoimakapasiteetti 1300 %:n kasvullaan vuodesta 2010 vuoteen 2019. Tuulivoima on korvannut poistuvaa lauhdutusvoimakapasiteettia. Huomattavaa

---

<sup>1</sup> CHP = Combined Heat and Power

on, että Suomella on lisäksi noin 5 GW:n sähkön tuontikapasiteetti. Suomesta on hyvät siirtoyhteydet naapurimaihin: Ruotsiin 2,8 GW, Viroon 1,0 GW, Norjaan 0,1 GW ja Venäjälle 1,3 GW.

**Kuvio 4.** Suomen sähköntuotantokapasiteetti (Tilastokeskus, 2020c)



Sähkön tuotanto siirretään sähkön kuluttajille sähköverkkoja pitkin. Sähköverkkoaliiketoiminta on luonnollista monopolitoimintaa, koska siinä on suuret mittakaavaedut, eikä ole taloudellista rakentaa useita kilpailevia rinnakkaisverkkoja. Jakeluverkkoyhtiöiden ja kantaverkkoyhtiön sähköverkkoliiketoimintaa valvoo Energiavirasto. Vuoden 2019 lopussa Suomessa oli 77 jakeluverkkoyhtiötä ja yhdeksän alueverkkoyhtiötä (Energiavirasto, 2020a). Jakeluverkkoyhtiöt vastaavat, että 110kV:n ja sitä matalamman jännitetasen sähköverkko on riittävän toimitusvarmaa ja että jännitteet pysyvät sallituissa rajoissa. Manner-Suomessa on yksi kantaverkkoyhtiö, Fingrid, joka omistaa sähkön kantaverkon eli osa 110kV:n yhteyksistä ja kaikki 220kV ja 400kV:n johdot sekä 400 kV:n rajasiirtoyhteydet. Fingrid on myös järjestelmävastuussa eli se hoitaa sähköjärjestelmän reaaliaikaisen tasapainotuksen. Fingrid siis säätää sähkön tuotantoa tai kulutusta reservimarkkinoiden avulla, mikäli sähkön tuotanto ja kulutus eivät vastaa toisiinsa sähkön tukkumarkkinoiden sulkeuduttua.

Sähköjärjestelmälle kuten muullekin energiapolitiikalle asetetaan tyypillisesti kolme pääasiallista tavoitetta: energijärjestelmän kustannustehokkuus, toimitusvarmuus ja kestävyys. Tavoitteet voivat olla osittain ristiriidassa, ja siksi niitä tuleekin tasapainottaa keskenään.

Kustannustehokas, toimitusvarma ja kestävä sähköjärjestelmä toimii yhteiskunnan kivijalkana. Ilmastonmuutoksen torjunnan myötä sähköjärjestelmästä tulee yhä merkittävämpi osa muiden sektoreiden vähähiilisyystavoitteiden saavuttamisessa, kun muita energianlähteitä, polttoaineita ja fossiilisia raaka-aineita korvataan sähköllä. Sähköjärjestelmää ja sen toimintaa käsitellään alla näiden tavoitteiden näkökulmasta.

### 3.1.1 Sähköjärjestelmän kustannustehokkuus

Tehokkaasti toimivat sähkömarkkinat takaavat sähköjärjestelmän toiminnan kustannustehokkuuden. Suomen sähköjärjestelmän kehityksen kulmakivenä onkin pitkälti ollut nojautuminen markkinamekanismeihin 1990-luvulta lähtien, jolloin sähkömarkkinat avattiin asteittain kilpailulle. Sähkömarkkinoilla on kaksi pääasiallista ohjausmekanismia. Ensinnäkin markkinaehtoisesti määräytyvä sähkön hinta luo kannustimen investoida sähkön tuotantoon kustannustehokkaasti silloin, kun sähkön pitkän aikavälin markkinahinnan nähdään ylittävän tuotantolaitoksen investointeihin ja käyttöön liittyvät kustannukset. Toiseksi sähkön hinnan lyhyen aikavälin vaihtelut ohjaavat markkinatoimijoiden toimintaa ennen kaikkea sen suhteen, millä laitoksella, polttoaineella ja tuotantomuodossa on kulloinkin kannattavinta tuottaa sähköä ja toisaalta, milloin sähköä kannattaa käyttää.

Suomi on osa eurooppalaisia sähkömarkkinoita. Sähkökauppaa käydään rajojen yli, ja naapurimaiden tuotanto, kulutus ja maiden väliset siirtoyhteydet vaikuttavat Suomen sähkön hintaan ja sitä kautta sähköjärjestelmän fyysiseen toimintaan. Pohjoismaissa sähkön hintaan vaikuttavat merkittävästi vesivoiman tuotantomahdollisuudet, joihin taas vaikuttaa vesimäärän vuosittainen vaihtelu. Lisäksi hintoihin vaikuttavat Pohjoismaiden ulkopuoliset tekijät vaihtoehtoiskustannusten kautta. Suuri vaikutus tulee Manner-Euroopan tuotantolaitosten ajokustannuksista, sillä sähkön hinta määräytyy eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla.

Viime vuosina Suomeen, muihin Pohjoismaihin ja Eurooppaan on rakennettu merkittävästi tuulivoimaa. Tuotantokustannuksiltaan edullinen tuulivoima on syrjäyttänyt perinteisiä lauhdelaitoksia, joilla on kalliimmat muuttuvat kustannukset. Uuden edullisen sähköntuotannon myötä laskeneet sähkönhinnat ovat johtaneet kotimaisten lauhde- ja sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitosten sulkemiseen ja kasvavaan riippuvuuteen sähkön tuonnista erityisesti talven kysyntähuippujen aikana. Suomi on ollut pitkään sähkön nettotuojaja ja viime vuosina nettotuonti on ollut keskimäärin noin 20 TWh vuodessa, mikä vastaa noin viidennestä sähkönkulutuksesta Suomessa. Sähkön tuonti on tullut sähkön kuluttajille edullisemmaksi.



### 3.1.2 Sähköjärjestelmän toimitusvarmuus

Sähköjärjestelmän toimitusvarmuus on tärkeää, jotta asiakkaat saavat häiriöttömästi sähköä silloin kuin tarvitsevat. Sähkön toimitusvarmuuden voi jakaa kahteen elementtiin: sähkötehon riittävyteen ja sähköverkkojen toimintavarmuuteen. Sähköteho riittävyys tarkoittaa sitä, että sähkön kotimainen tuotanto tai naapurimaista saatu tuonti-sähkö riittää kattamaan kulloisenkin sähkön kulutustarpeen. Sähköverkkojen toimitusvarmuus tarkoittaa, että sähköverkossa ei ole katkoksia, jotka estävät häiriöttömän sähkönsiirron asiakkaalle. Sähkökatkoista aiheutunutta haittaa voidaan kuvata toimittamatta jääneen sähkön arvolla (Value of Lost Load). Toimittamatta jääneen sähkön arvo vaihtelee asiakkaasta ja ajankohdasta riippuen, mutta Suomessa on arvioita 3 000 EUR/MWh ja 28 000 EUR/MWh väliltä (Energiavirasto, 2019). Teollisuudelle toimittamatta jääneen sähkön arvo on yleensä korkeampi kuin kotitalouksille. Sähkön toimitusvarmuuden merkitys kasvaa yhä enemmän yhteiskunnan toimintojen ollessa yhä enemmän häiriöttömän sähkön saannista riippuvainen.

Sähköntuotannon 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 %. Kireinä pakkaspäivinä, jolloin sähkön kulutus on huipussaan, tuulivoiman saatavuus saattaa olla heikko ja tuulivoimakapasiteettia on sen vuoksi alennettu huippukulutuksen aikaisessa tarkastelussa noin 6 %:iin asennetusta kapasiteetista. Myös muille tuotantomuodoille on niiden todennäköistä kulutushuipun aikaista epäkäytettävyyttä kuvaava kerroin. Tuotantokapasiteetteihin ei olla laskettu erilaisia järjestelmäreservit eli tehoreserviä ja järjestelmävastaavan kaasuturbiineita, jotka eivät ole sähkömarkkinoilla vaan ne käynnistetään sähköpulan uhatessa. Suomi on joka tapauksessa erityisen riippuvainen sähkön tuonnista sähkön kulutushuippujen aikana. Tuontiriippuvuus on merkittävää myös suurten kotimaisten tuotantolaitosten huolto-oseisokkien sekä sähköjärjestelmän häiriöiden kuten laitosrikköjen aikana. (Energiavirasto, 2020b)

Viime vuosikymmenellä sähkön toimitusvarmuuden parantamisen painopiste Suomessa on keskittynyt erityisesti sähköverkkotoimintaan. Tällä hetkellä jakeluverkkoyhtiöt tekevät mittavia investointeja verkkojensa toimitusvarmuuden parantamiseksi sähkömarkkinalain edellyttämälle tasolle. Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava siten, että myrskyn seurauksena tapahtuva yksittäinen keskeytys sähkönjakelussa on korkeintaan kuusi tuntia asemakaava-alueella ja 36 tuntia muilla alueilla. Tavoitteet on saavutettava siirtymäajan puitteissa vuoteen 2028

loppuun mennessä, vaikka poikkeuksia voidaan harkiten myöntää vuoteen 2036 asti. (Sähkömarkkinalaki, 2013)

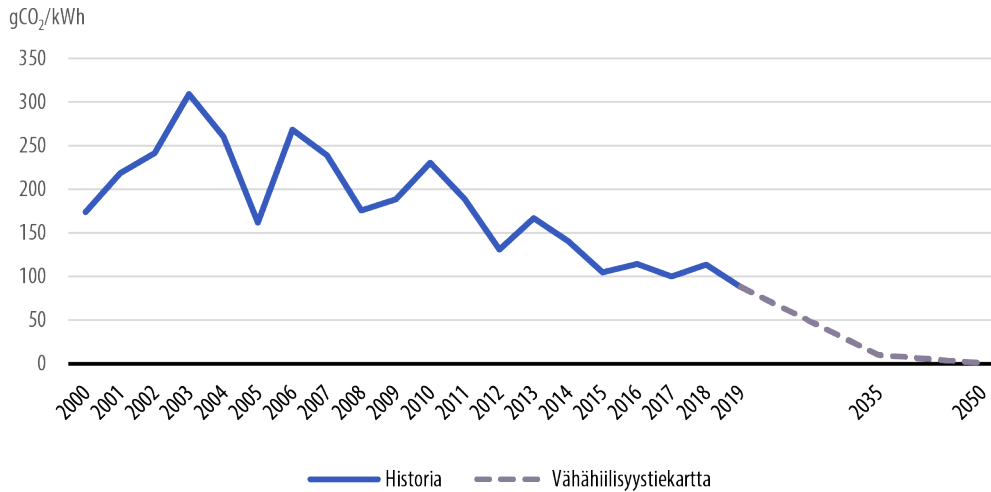
Euroopassa toimitusvarmuuskeskustelu on siirtynyt enenevässä määrin sähkötehon toimitusvarmuuden turvaamiseen. Kun sähkön tuotannosta tulee entistä enemmän säästä riippuvaa, sähköjärjestelmän tasapainottamiseen ja kapasiteettiin liittyviin haasteisiin odotetaan vastattavan osin sähköisestä liikenteestä, lämmitysestä ja teollisuudesta saatavan kulutusjoustopuon avulla. Sähkön käyttäjät toteuttavat kulutusjoustopuon rajoittamalla sähkönkysyntäänsä korkean hintojen aikana tai nostamalla sitä matalien hintojen vallitessa. Tämä sähkön kysynnän vaihtelu voi tuoda haasteita sähköjärjestelmälle, mutta toisaalta muut sektorit voivat osallistua sähköjärjestelmän tasapainotukseen nykyistä huomattavasti suuremmalla roolilla. Vaikutusten suuruus ja vaadittavat toimenpiteet ovat kuitenkin vielä toistaiseksi epäselviä.

### 3.1.3 Sähköjärjestelmän kestävyys

Kolmas sähköjärjestelmän tavoite, kestävyys, on noussut yhä vahvemmin keskusteluun ilmastonmuutoksen edetessä. Suomessa sähkön tuotantoa on ohjattu vähäpäästöisemmäksi EU:n laajuisella päästökauppamekanismilla, erilaisilla tuotantotuilla ja kivihiilen käytön kieltämisellä vuoden 2029 jälkeen. Suomen sähkön tuotanto onkin kehittänyt vähäpäästöisempään suuntaan erityisesti kivihiileen perustuvan lauhdetuotannon vähentyessä.

Vuonna 2019 Suomen sähkön tuotannosta 82 % oli päästötöntä, sillä sähkön tuotanto koostuu pääosin ydinvoimasta, biopolttoaineita käyttävästä sähkön ja lämmön yhteistuotannosta, vesivoimasta sekä tuulivoimasta (Kuva 3). Energiateollisuus ry:n tilastojen mukaan sähköntuotannon hiilidioksidi-intensiteetti vuonna 2019 oli 88 gCO<sub>2</sub>/kWh. Energiateollisuuden vähähiilisyystiekartan mukaan intensiteetti laskee tasolle 10 gCO<sub>2</sub>/kWh vuoteen 2035 mennessä ja tasolle 1 gCO<sub>2</sub>/kWh vuoteen 2050 mennessä (Kuva 5).

**Kuvio 5.** Suomen sähköntuotannon hiilidioksidi-intensiteetti (Tilastokeskus, 2020d), (Energiateollisuus ry, 2020a), (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2020)



Niin Suomen kuin muunkin Euroopan sähköntuotanto on valtaosin EU:n päästökaupan piirissä. Päästökauppa on EU:n laajuinen ohjausmekanismi päästöjen vähentämiseksi energiantuotannossa, raskaassa teollisuudessa ja EU:n sisäisessä lentoliikenteessä. Päästökaupassa huutokaupataan poliittisesti päätetty määrä päästöoikeuksia päästökaupan piirissä olevien sektoreiden yrityksille. Päästöoikeuksien määrä vähenee joka vuosi. Mitä suuremmat hiilidioksidipäästöt toimijalla on, sitä enemmän päästöoikeuksia sen pitää hankkia markkinoilta. Mitä korkeampi hiilidioksidi-intensiteetti sähköntuotannolla on, sitä enemmän päästöoikeuden hinta nousee sähkön hintaa, sillä päästöoikeudet lisäävät fossiilisia polttoaineita käyttävien tuotantolaitosten kustannuksia. Päästöoikeuksia jaetaan tietyille päästökaupan piirissä oleville toimialoille ilmaiseksi. Tällaisia toimialoja ovat pääosin sellainen teollisuus, jossa on suuri hiilivuodon riski. Myös kaukolämpötuotanto on saanut ilmaisjaossa päästöoikeuksia. Ilmaisjako ei kuitenkaan tarkoita, ettei päästöoikeuksien hinnan kohoaminen antaisi kannustinta vähentää päästöjä. Mikäli päästöoikeuksien hinta kohoaa päästövähennyksistä aiheutuvien kustannusten yli, laitoksen kannattaa toteuttaa päästövähennykset ja myydä tarpeettomat päästöoikeudet markkinoilla.

## 3.2 Kansalliset hiilineutraalisuustavoitteet

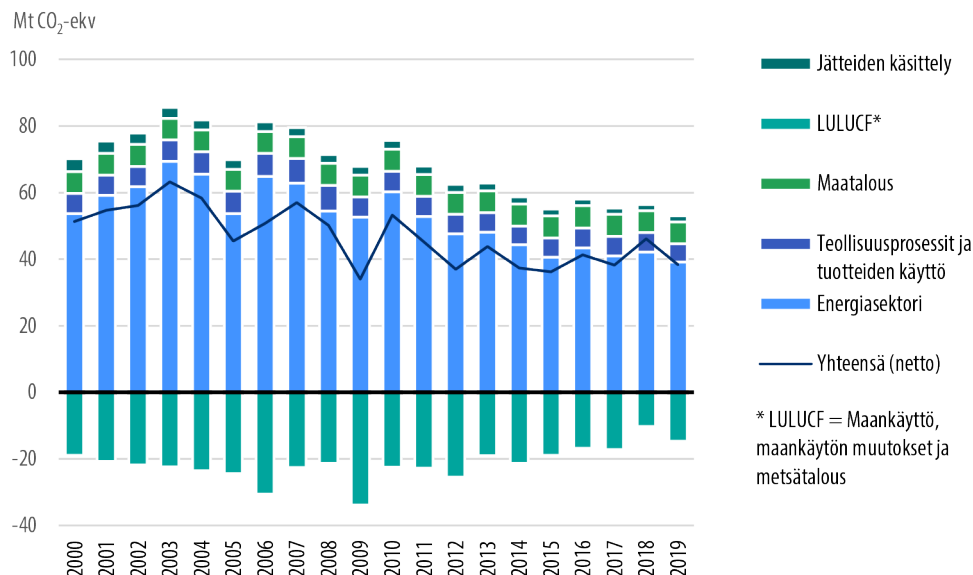
Antti Rinteen hallitusohjelmassa julkaistiin 3.6.2019 hallituksen kunnianhimoinen tavoite Suomen hiilineutraaliudesta vuodelle 2035. Hiilineutraalisuus tarkoittaa sitä, Suomen kasvihuonekaasupäästöt ovat yhtä suuret kuin hiilinielujen sitomat päästöt.

Tavoite toistettiin Sanna Marinin hallitusohjelmassa 10.12.2019. Pian vuoden 2035 hiilineutraalisuustavoitteen jälkeen Suomen on myös tarkoitus olla hiilinegatiivinen. Hiilinegatiivisuustavoitteiden vuoksi päästövähennysten on jatkettava vuoden 2035 jälkeenkin.

Kuva 6 esittää Suomen kasvihuonekaasujen kehittymistä vuosina 2000–2019. Vuonna 2019 nettokasvihuonekaasupäästöt olivat 38 miljoonaa hiilidioksidiekvivalenttonnia. Kansallisen hiilineutraalisuustavoitteen kunnianhimoisuutta kuvaa se, että Suomen pitäisi keskimäärin puolittaa kasvihuonekaasujen nettopäästöt joka vuosi, jotta tavoitteisiin päästään 2035. Todellisuudessa päästövähennyspolkuja on monenlaisia ja päästövähennykset painottuvat todennäköisesti voimakkaammin 2030-luvulle. Vuosien 2010 ja 2019 välillä kokonaiskasvihuonekaasupäästöt ovat vähentyneet keskimäärin -3,6 % vuosittain.

Suurin osa Suomen kasvihuonekaasupäästöistä syntyy energiasektorilla. Vuonna 2019 energiasektorin kasvihuonekaasupäästöt vastasivat 74,7 % kokonaispäästöistä. Maankäyttösektori (LULUCF) sitoo kasvihuonekaasupäästöjä enemmän kuin tuottaa. Vuonna 2019 maankäyttösektori sitoi 27,7 % muiden sektorien kokonaispäästöjä vastaavasta määrästä.

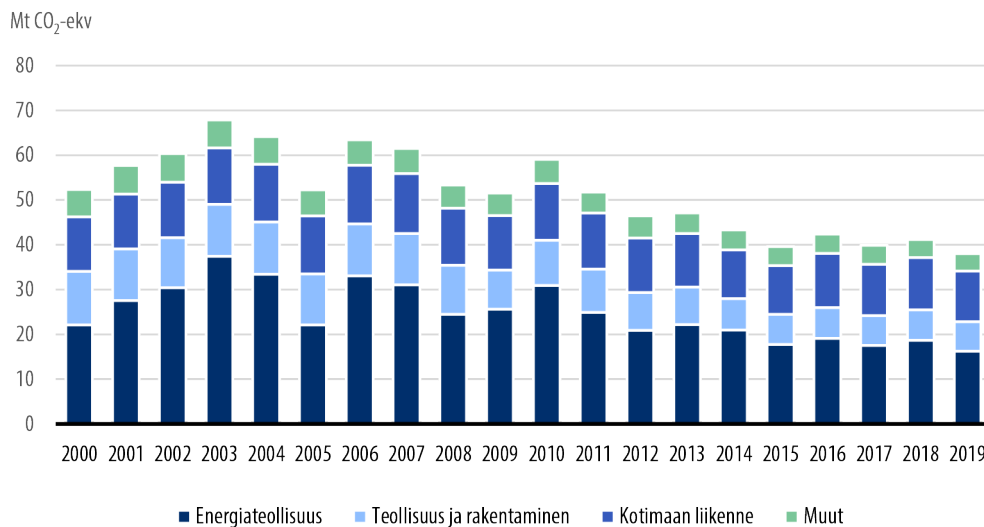
**Kuvio 6.** Kasvihuonekaasupäästöt Suomessa sektoreittain (Tilastokeskus, 2021)



Kuva 7 esittää energiasektorin eli energian käytön kasvihuonekaasupäästöjen kehitystä vuosina 2000–2019. Energiasektorin kasvihuonekaasupäästöt jakaantuvat edelleen useammalle alasektorille, joissa suurimmat päästöt syntyvät sähkön ja lämmön

tuotannossa (41,6 % vuonna 2019), kotimaan liikenteessä (28,8 %) sekä teollisuudessa ja rakentamisessa (16,8 %).

**Kuvio 7.** Energiasektorin kasvihuonekaasupäästöjen kehitys 2000–2019 (Tilastokeskus, 2021)



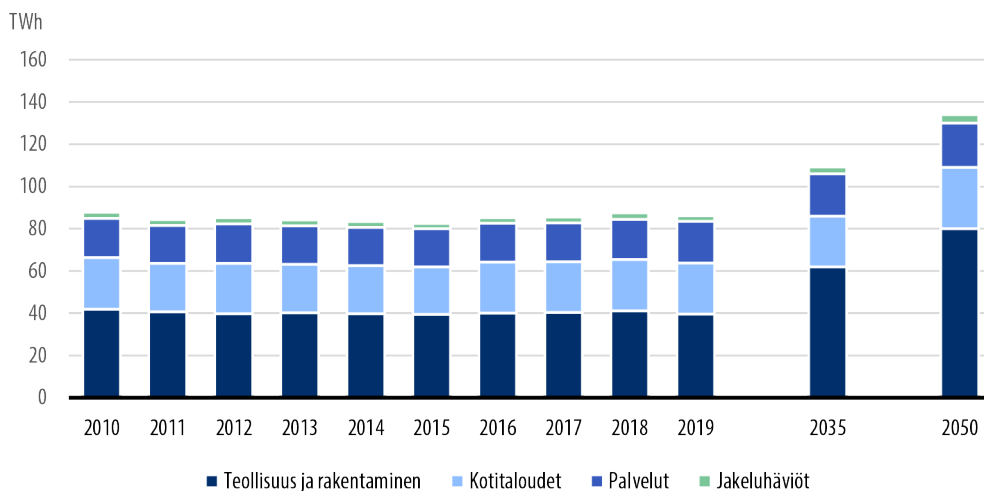
### 3.3 Toimialojen vähähiilisyystiekarttojen tulokset

Vuoden 2020 aikana Suomessa keskeiset toimialat valmistelivat hallitusohjelman mukaisesti toimialakohtaiset tiekartat siitä, miten eri toimialoilla päästään vähähiilisyystavoitteisiin. Tiekarttojen avulla saatiin muodostettua käsitys tarvittavien toimenpiteiden mittakaavasta, toimien edellytyksistä ja niiden kustannuksista. Tiekarttojen avulla voidaan selvittää, millaisin politiikkatoimin Suomen hallituksen hiilineutraalisuustavoite vuodelle 2035 voidaan saavuttaa.

Suomessa keskeiset toimialat ovat valmistelleet kunnianhimoiset vähähiilisyystiekartat, joiden avulla hahmotetaan, millä keinoin ja millä edellytyksin toimiala pääsee vähähiilisyystavoitteisiin. Monet tiekartat perustuivat skenaarioajatteluun, jossa verrattiin tavanomaista kehitystä vähähiilisyyskenaarioon. Vähähiilisyystiekarttojen keskeisenä tuloksena oli, että sähkön käyttöä eri toimialoilla tulee kasvattaa merkittävästi, jotta päästötavoitteisiin päästään. Energiankäytön sähköistäminen voi tarkoittaa jopa 100 %:n kasvua teollisuuden sähkönkulutuksessa, mikä tarkoittaa yli 50 %:n sähkönkulutuksen kasvua koko Suomen sähkönkulutuksessa vuoteen 2050 mennessä.

Samalla kun eri toimialat sähköistyvät, tulee päästötöntä sähkön tuotantoa Suomessa kasvattaa merkittävästi, jotta kasvava sähkön kysyntä voidaan kattaa. Muiden teollisuusalojen sähkönkäytön lisääntymisen huomioivan Energiateollisuuden vähähiilisyystiekartan mukaan sähkön kokonaiskulutus vuonna 2035 olisi noin 111 TWh ja vuonna 2050 noin 135 TWh (Energiateollisuus ry, 2020b). Tiekartan mukaan sähkön käyttö kasvaa myös vuoden 2035 jälkeen, sillä vaikka Suomen tasolla hiilineutraaliuus tulee saavuttaa vuonna 2035, kaikki toimialat eivät saavuta hiilineutraaliutta vielä 2035. Kuva 8 esittää sektorikohtaisen sähkön käytön kehityksen vuosina 2000–2019 sekä Energiateollisuuden vähähiilisyystiekartan mukaisen sähkönkäytön vuosina 2035 ja 2050.

**Kuvio 8.** Toimialojen sähkönkäyttö 2000–2019 ja Energiateollisuuden vähähiilisyystiekarttojen mukainen hiilineutraalisuusskenaario (Tilastokeskus, Energiateollisuuden vähähiilisyystiekartta 2020)



Siirryttäessä kohti hiilineutraalia Suomea sähkönkäyttöä kasvattaa eniten energiain-  
tensiivisten teollisuudenalojen eli kemianteollisuuden, metsäteollisuuden ja teknolo-  
giateollisuuden sekä energiateollisuuden muutos vähähiiliseksi. Vähähiilisyystiekartto-  
jen mukaan huomattava 22 TWh:n kasvu teollisuuden sähkön kysynnässä tapahtuu jo  
vuoteen 2035 mennessä. Erityisesti prosessilämmön ja vedyn tuotannon sähköistymi-  
sellä on keskeinen merkitys sähkönkulutuksen kasvussa. Teollisuuden sähkönkäyttö  
kasvaa vielä vuoden 2035 tasolta 18 TWh:lla vuoteen 2050 mennessä, sillä erityisesti  
kemianteollisuuden sähkön kysyntä jatkaa kasvuaan vuoden 2035 jälkeen. Energiateol-  
lisuuden vähähiilisyystiekartan mukainen teollisuuden sähkönkulutus vuonna 2050  
on noin 80 TWh, mikäli eri teollisuusalojen vähähiilisyystiekarttojen tavoitteisiin pääs-  
tään.

Energiateollisuuden tiekartassa on kuvattu kaukolämmön vähähiilisyyskenaariota. Kaukolämmön tuotannossa on suunniteltu lisäävän hukkalämpöjen hyödyntämistä, geotermistä lämpöä ja teollisen kokoluokan lämpöpumppuja. Kaikki nämä teknologiat lisäävät sähkön käyttöä kaukolämmön tuotannossa. Myös biopolttoaineisiin perustuvalla sähkön ja lämmön yhteistuotannolla on tärkeä rooli kaukolämmön tavoitteiden saavuttamisessa. Kaukolämmön CO<sub>2</sub>-intensiteetin oletetaan vähenevän vuoden 2020 tasolta 193,6 gCO<sub>2</sub>/kWh tasolle 34 gCO<sub>2</sub>/kWh vuoteen 2035 mennessä, ja tasolle 6 gCO<sub>2</sub>/kWh vuoteen 2050 mennessä. Myös kiinteistökohtaisen lämmityksen tulee vähentyä. Tämä tarkoittaa erityisesti öljylämmityksestä luopumista.

Liikenteen päästöjä tullaan muiden toimien lisäksi siirtymällä liikennevälineissä vähäpäästöisiin tai päästöttömiin vaihtoehtoihin. Tavoitteet vaativat entistä nopeampaa liikennevälineiden uusiutumista siten että nolla- ja vähäpäästöisten ajoneuvojen osuus kasvaisi nykyisestä muutamasta prosentista 100 %:iin 2045 mennessä. Tämä vastaa noin 670 000 sähköautoa ja noin 130 000 kaasuautoa vuonna 2030 ja 2 miljoonaa sähköautoa ja 250 000 kaasuautoa vuonna 2045. Myös raskasta kalustoa ja paketti-autokantaa sähköistetään tai suositaan kaasukäyttöisiä. Tavoitteiden täyttyminen nostaisi sähköntarvetta nykyisestä noin 1 TWh:sta (2017) 3TWh:iin vuoteen 2030 ja 10TWh:iin vuoteen 2045 mennessä. Luvut perustuvat LVM:n fossiilittoman liikenteen tiekarttahankkeeseen (LVM, VTT, 2020)

Sähköjärjestelmällä on siis keskeinen rooli muiden toimialojen vähähiilisyystavoitteiden saavuttamisessa. Useat teollisuudenalat ovat todenneet, että ympäristöystävällisen, kustannustehokkaan ja toimitusvarman sähkön saannin varmistaminen on kriittistä hiilineutraaliuden saavuttamisessa. Voimakkaalla sähköistymisellä voi olla monenlaisia vaikutuksia sähköjärjestelmälle ja sähkömarkkinoille. Vähähiilisyystiekarttojen pohjalta on olennaista tutkia mahdolliset käytännön esteet ja haasteet, joita sähköjärjestelmässä voi tulla, jotta myös niihin voidaan hakea ratkaisuita.

## 4 Skenaariot

Selvityshankkeessa on laadittu kolme vaihtoehtoista skenaarioita Suomen sähkön kulutuksen ja tuotannon kehittymiselle vuoteen 2040 asti. Skenaarioista yksi on *perusuraskenaario*, joka toimii vertailukohtana ilman merkittäviä päästövähennystoimia verrattuna kahteen *sähköistysskenaarioon*. Sähköistysskenaarioissa päästään hallituksen asettamaan hiilineutraalisuustavoitteeseen sähköistämällä useita sektoreita sekä vähentämällä fossiilisia polttoaineita sähköntuotannossa. Vertaamalla sähköistysskenaarioita perusuraskenaarioon voidaan havainnollistaa hiilineutraalisuustavoitteen vaikutuksia sähköjärjestelmään. Työssä ei ole tarkasteltu päästötavoitteiden toteutumista, vaan se tarkastelee muiden tahojen tekemien vähähiilisyystiekarttojen ja skenaarioiden vaikutuksia sähköjärjestelmälle. Hiilineutraalisuuden saavuttaminen riippuu monesta selvityksen ulkopuolisesta tekijästä, kuten muun muassa hiilinielujen kehityksestä.

### 4.1 Lähestymistapa

Skenaarioiden laadinnassa on käytetty pohjalla teollisuussektoreiden vähähiilitiekarttojen tuloksia, EU-maiden kansallisia energia- ja ilmastosuunnitelmia keskittyen pääosin Suomen suunnitelmiin, muita viimeaikaisia selvityksiä sekä AFRYn jatkuvassa sähkömarkkinamallinnuksessa luotuja näkemyksiä.

#### 4.1.1 Sähkön kysyntä

Skenaarioiden lähtökohtana on sähkön kysynnän kasvu hiilineutraalisuustavoitteeseen pääsemiseksi Suomessa. Sähköistyksen arvioidaan olevan tehokas keino vähentää hiilidioksidipäästöjä useilla eri sektoreilla, niin teollisuudessa kuin muun muassa liikenteessä, jotka aiheuttavat suuren osan Suomen hiilidioksidipäästöistä. Hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi sähköistämällä myös sähkön tuotannon tulee olla vähäpäästöistä skenaarioissa. Sähkön tuotannon osalta skenaarioiden lähestymistapa on esitetty kappaleessa 4.1.2.

Skenaarioiden sähkön kysynnän kehitys perustuu muun muassa kesällä 2020 valmistuneeseen Energiateollisuuden Vähähiilitiekarttaan (AFRY, 2020a) sekä meneillä olevaan Fossiilitoman liikenteen tiekartta -hankkeeseen (LVM, VTT, 2020). Teollisuuden sähkön kysynnän kehitys perustuu Metsä-, Kemian- ja Teknologiateollisuuden ti tie-



karttoihin näiden sektoreiden osalta. Skenaarioissa esitetty sähköistys vähentää tehokkaasti fossiilisten polttoaineiden käyttöä energianlähteenä ja siten Suomen hiilidioksidipäästöjä.

Sähkön vuosikysynnän lisäksi tärkeänä osana skenaarioita on sähkön tuntikohtainen kysyntäprofiili. Kysynnän osalta on hyödynnetty AFRYn BID3-sähkömarkkinamallissa valmiina olevia sähkönkysyntäprofiileita, jotka perustuvat toteutuneisiin tuntiprofiileihin ja joita on muokattu tarpeen mukaan etenkin uuden sähkön kysynnän osalta. Esi-merkkejä tällaisista profiileista ovat kiinteistökohtaisten ja kaukolämpöverkkojen lämpöpumppujen kysyntäprofiili sekä teollisuuden sähkönkäytön profiili tulevaisuudessa. Sähköautojen latausprofiili muodostuu mallinnuksen lopputuloksena huomioiden sähkön hintaprofiilin sekä oletukset muun muassa älykkästä lataamisesta. Skenaarioissa on lisäksi tehty erilaisia oletuksia skenaariossa kasvavan sähkön kysynnän joustavuuden kehityksestä perustuen sidosryhmähaastatteluihin, aiempiin selvityksiin sekä AFRYn asiantuntijanäkemykseen.

## 4.1.2 Sähkön tuotanto

Skenaarioiden lähtökohtana on, että fossiilisia polttoaineita käyttävät voimalaitokset korvataan uusiutuvilla energianlähteillä, jolloin sähkön tuotannosta aiheutuvat hiilidioksidipäästöt laskevat. AFRYn tietokantoihin ja asiantuntijanäkemykseen sekä muihin saatavilla oleviin skenaarioihin perustuen on laadittu skenaario tuotantokapasiteetin kehittymisestä vastaamaan kasvaneeseen sähkön kysyntään.

Lämpövoimakapasiteetti ja sen kehitys perustuvat pitkälti AFRYn kattilatiekantaan, joka sisältää Suomen nykyisten lämpövoimalaitosten lisäksi laitosten arvioidun käyttöiän eli poistumisvuoden, suunnitteilla ja rakenteilla olevat laitokset sekä tulevaisuudessa rakennettavaksi kaavailtuja laitoksia. Tietokanta huomioi muun muassa monipolttoainekattiloiden polttoainesuhteet ja polttoaineiden vaihtomahdollisuudet. Kattilatiekannan lisäksi AFRY ylläpitää kattavaa tietokantaa Suomen vesivoimaloista, tuulipuistoista sekä tuulivoimahankkeista, joita on hyödynnetty skenaarioiden laatimisessa.

Skenaarioissa otetaan huomioon nykyisten voimalaitosten käyttöikä sekä tulevan kivihiilen energiakäytön kiellon vaikutukset. Olemassa olevien ydinvoimaloiden jatkosta on tehty erilaisia oletuksia eri skenaarioissa. Skenaarioissa uusiutuvan tuotannon kapasiteetin kehitys perustuu osaltaan työ- ja elinkeinoministeriölle laadittuun Sähkön tuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050-raporttiin (SKM, 2019) ja AFRYn näkemyksiin. Tämän lisäksi mallinnusvaiheessa on pyritty huomioimaan rakennettavan kapasiteetin osalta investoinnin kannattavuus. Maatuuli- ja aurinkovoimaa rakennetaan

skenaarioissa siten, että ne ovat kustannusoletusten mukaan markkinaehtoisesti kannattavia. Merituulivoiman rakentamista oletetaan tuettavan, sillä sen ei nähdä olevan skenaarioissa kannattavaa markkinaehtoisesti oletetuilla tuotantokustannuksilla. Merituulivoiman rooli on kuitenkin tärkeä, sillä sen tuotantoprofiili eroaa maatuulivoiman tuotantoprofiilista, mikä helpottaa tuulivoiman kasvua skenaarioissa maa- ja merituulivoimaloiden tuottaessa sähköä hieman toisistaan eriävästi.

### 4.1.3 Skenaarioiden mallinnus

Skenaarioiden vaikutusten mallinnus perustuu AFRY:n kattavaan, tuntitasoiseen BID3-sähkömarkkinamalliin. BID3 kattaa koko Euroopan sähköntuotannon tuotantomuodoittain sekä siirtoyhteydet. Malli huomioi sähköntuotannon todellisen tuotannon ja säädettävyyden sekä vaihtelevan kysynnän tuntitason profiilien avulla 20 säävuodelle. Sillä voidaan mallintaa tuotannon ja kysynnän kehittymisen vaikutuksia sähkön spot-markkinoihin ja sähkön siirtoon. Selvityksessä mallinnetaan nimenomaan sähkön spot-markkinoita tuntitasolla, jolloin työn ulkopuolelle rajautuvat esimerkiksi alle tunnin aikajänteellä toimivat sähkön reservimarkkinat.

Mallinnuksen tuloksena saadaan kussakin skenaariossa sähkön tuotanto, kulutus, huipputehon tarve, siirto ja hinta Suomelle ja lähialueille tuntitasolla. Näistä on edelleen johdettu muun muassa sähkön tuotannon, kulutuksen ja siirron vuositasheet. Skenaarioita on mallinnettu viiden vuoden intervalleissa siten, että tarkasteluvuodet ovat 2020, 2025, 2030, 2035 ja 2040. Jokainen vuosi on mallinnettu käyttäen sähkön tuotannon ja kysynnän profileita 20 historialliselta säävuodelta (1999–2018), jolloin keskeisenä tuloksena vuosien keskiarvo kuvastaa sääolosuhteiltaan keskimääräistä säävuotta. Tämän lisäksi tarkemmat tulokset saadaan myös yksittäisiltä säävuosilta.

Tarkasteluvuosista keskeiset tulokset on esitetty kaikilta vuosilta, jonka lisäksi vuosilta 2030 ja 2040 on esitetty tarkempia tuloksia. Vuoteen 2030 mennessä skenaarioissa on realisoitunut suuria muutoksia Suomen ollessa matkalla kohti hiilineutraalisuuden tavoitevuotta 2035. Vuosi 2040 näyttää vaikutukset sähköjärjestelmään hiilineutraalisuuden saavuttamisen jälkeen.

#### 4.1.3.1 Sähkön kulutusjouston mallinnus

Taulukko 2 esittää AFRY:n BID3-sähkömarkkinamallin kaksi pääasiallista tapaa mallintaa kulutusjoustoja. Kulutusjouston tyypit on nimetty tässä selvityksessä ”leikkavaksi kulutusjoustoksi” ja ”varastoitavaksi kulutusjoustoksi”. Tässä selvityksessä joustokohteiden kulutuksen oletetaan vuositasolla pysyvän samana. Tällöin kun kulutusta

vähennetään tietyllä kulutustunnilla, lisätään kulutusta vastaavasti tulevilla kulutustunneilla. Kulutusjouston tyyppien pääasiallinen ero on niiden aktivoinnissa eli milloin kulutusta vähennetään. Aktivointi perustuu molemmissa kulutusjouston tyypeissä markkinoiden hintoihin kulutustuntien välillä, mutta toisistaan eriävällä tavalla taulukon mukaisesti.

**Taulukko 2.** Kulutusjouston tyypit BID3-sähkömarkkinamallissa

<b>Kulutusjouston tyyppi</b>	<b>Kulutusjouston aktivointi</b>
Leikkaava kulutusjousto	Kulutusjousto aktivoidaan, kun kulutustuntien välinen hintaero on suurempi kuin joustolle asetettu raja-arvohinta
Varastoitava kulutusjousto	Kulutusjousto aktivoidaan, kun kulutustuntien välinen hintaero on suurempi kuin varastoinnin häviöistä koituvat kustannukset

Leikkaavan tyypin kulutusjousto aktivoituu, toisin sanoen kulutusta leikataan, kun saavutetaan asetettu raja-arvohinta. Raja-arvohinta kuvastaa toimijalle kulutusjoustosta koituvia kustannuksia. Leikkaava kulutusjousto voidaan mallintaa siten, että kulutusta ei ole lainkaan raja-arvohintaa korkeammilla tunneilla ja joustokohteiden kulutus vuositasolla vähenee. Selvityksessä valitussa tavassa leikattu kulutus kuitenkin palautetaan tulevilla tunneilla, jolloin kulutusjousto aktivoidaan tuntien välisen hintaeron ollessa yli raja-arvohinnan (eli jouston arvioidun kustannuksen). Näin ollen joustokohteiden sähkön kulutus vuositasolla säilyy samana.

Leikkaavan tyypin kulutusjousto kuvaa hyvin tyypillisiä teollisia kohteita, joissa jousto vaikuttaa teollisiin prosesseihin ja siitä aiheutuu siten kustannuksia, jotka täytyy kattaa sähkön hinnassa saaduilla säästöillä.

Varastoitavan tyypin kulutusjoustossa sähkön kulutusta optimoidaan sähkön markkinahinnan mukaan. Sähkön kulutus on tässä kulutusjouston tyyppissä varastoitavissa, joko suoraan sähkönä tai lämpönä, ja se voidaan hyödyntää varastosta myöhemässä vaiheessa. Optimoinnissa sähkö- tai lämpöakun lataus tehdään halvimmilla mahdollisilla tunneilla eli silloin kun sähkön tuntihinta on alhaisimmillaan. Erona leikkaavaan kulutusjouston tyyppiin sähkön kulutusjousto aktivoituu myös pienillä hintaeroilla tuntien välillä. Optimointi ottaa huomioon varastoinnista koituvat häviöt kustannuksissa ja tarvittavassa sähkön kulutuksessa.

#### 4.1.3.2 Sähkön toimitusvarmuuden mallinnus

Sähkön toimitusvarmuuden arvioimiseksi selvityksessä on käytetty BID3-sähkömarkkinamallin todennäköisyyksiin perustuvaa mallinnusmenetelmää. Menetelmä keskittyy

sähköjärjestelmän tiukimpiin tunteihin, jolloin tehovaje on todennäköisintä, ja laskee näille tunneille todennäköisyysjakauman eri tuotantoteknologioiden ja siirtoyhteyksien saatavilla olevalle kapasiteetille. Menetelmä ottaa huomioon sähkön tuotannon ennalta ajoitetut vuosihuollot sekä todennäköisyyden ennakoimattomalle vikaantumiselle sähkön tuotannossa tai siirrossa. Näin on saatu laskettua keskeiset todennäköisyyslaskentaan perustuvat toimitusvarmuuden tunnusluvut:

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

Tehovajeen odotusarvo kertoo, kuinka monella tunnilla vuodessa keskimäärin esiintyy tehovajetta, jolloin sähkön tarjonta ei riitä vastaamaan kysyntään. Energiavajeen odotusarvo kertoo kuinka paljon sähköenergiaa jää keskimäärin toimittamatta näinä tehovajetunteina. Luvut ottavat huomioon mallinnuksessa käytetyt 20 säävuotta ja kertovat todennäköisyyden siten 20 vuoden aikavälillä. Yksittäisinä vuosina toteutunut määrä vaihtelee merkittävästi riippuen esimerkiksi kysyntään vaikuttavista talven lämpötiloista sekä tuotantoon vaikuttavista tuuli- ja vesiolosuhteista. Kysynnän ja tuotannon satunnaisuudesta johtuen on esimerkiksi mahdollista, että 20 vuoden ajanjaksolla tehovajetta on kahtena vuotena 20 tuntia ja muina vuosina 0 tuntia. Tällöin tilastollinen LOLE-arvo näille vuosille on keskimäärin 2 tuntia vuodessa.

## 4.2 Skenaarioiden kuvaukset ja oletukset

Kappaleessa 3 todettiin kansallisen hiilineutraalisuustavoitteen johtavan yhteiskunnan ja erityisesti teollisuussektoreiden voimakkaaseen sähköistymiseen. Tässä selvityksessä sähköistyksen vaikutuksia on kuvattu ja arvioitu kolmen skenaarion avulla: perusura ja kaksi sähköistysskenaariota: sähköistyksen perusskenaario ja sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Skenaarioiden välillä on tehty eriäviä oletuksia tulevaisuuden kehityksestä, jotta voidaan laatia kattavampaa analyysia hiilineutraalisuustavoitteen vaikutuksista sähköjärjestelmään. Skenaariot kuvaavat mahdollisia kehityskulkuja, eivätkä ole varsinaisia ennusteita tulevaisuudesta. Skenaariot on laadittu yhteistyössä selvityksen ohjausryhmän kanssa. Taulukko 3 sisältää yhteenvedon skenaarioiden oletuksista sähkön kysynnän, kulutusjouston ja tarjonnan suhteen.

**Taulukko 3.** Yhteenveto skenaarioiden sähkön kysynnästä, kulutusjoustosta ja tarjonnasta

	<b>Perusuraskenaario</b>	<b>Sähköistyksen perusskenaario</b>	<b>Sähköistyksen älykäs skenaario</b>
Kysyntä <sup>2</sup>	Maltillinen kasvu Eri sektoreiden maltillinen sähköistyminen	Mittava kasvu Eri sektoreiden mittava sähköistyminen teollisuuden osalta vähähiilitiekarttojen perusteella ja sähköisen liikenteen osalta liikenne- ja viestintäministeriön skenaarion perusteella	
Kulutusjousto <sup>3</sup>	Maltillinen kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Maltillinen kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto lyhyt	Maltillinen kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Mittava kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto lyhyt	Mittava kasvu liikenteessä ja lämmityksessä Mittava kasvu teollisuuden uusissa kulutuskohteissa, joissa jouston kesto pitkä
Tarjonta – kehitys 2020-luvulla <sup>4</sup>	Lämpövoimakapasiteetti säilyy liki samalla tasolla: - Ydinvoimakapasiteetti kasvaa, yhteistuotantokapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetti kasvavat vastaamaan kasvaneeseen kysyntään		
Tarjonta – kehitys 2030-luvulla <sup>5</sup>	Lämpövoimakapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoima kasvavat maltillisesti korvaamaan lämpövoimakapasiteettia	Lämpövoimakapasiteetti pysyy liki samalla tasolla Tuuli- ja aurinkovoima kasvavat mittavasti vastaamaan kasvaneeseen kysyntään	Lämpövoimakapasiteetti vähenee Tuuli- ja aurinkovoima kasvavat erityisen mittavasti vastaamaan kasvaneeseen kysyntään ja korvaamaan lämpövoimakapasiteettia

<sup>2</sup> Oletukset kysynnän kehityksestä perustuvat mm. valikoituihin skenaarioihin seuraavista lähteistä (AFRY, 2020a), (VTT, 2020), (LVM, VTT, 2020), (SKM, 2019)

<sup>3</sup> Oletukset jouston määrästä, tyypistä ja kehityksestä perustuvat mm. AFRY:n asiantuntijuuteen ja raporttiin (Pöyry, 2018)

<sup>4</sup> Oletukset tarjonnan kehityksestä 2020-luvulla perustuvat erityisesti AFRYn tietokantoihin ja julkistettuihin projekteihin

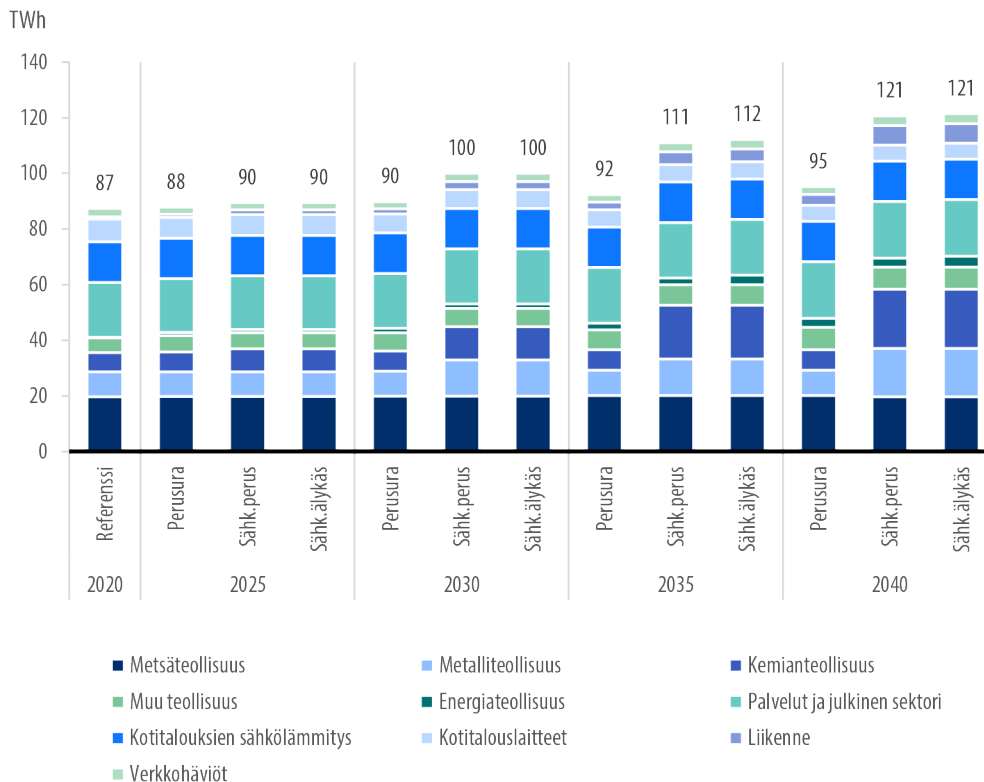
<sup>5</sup> Oletukset tarjonnasta 2030-luvulla perustuvat erityisesti AFRYn asiantuntemukseen, valikoituihin skenaarioihin (SKM, 2019) ja eri tuotantomuotojen kannattavuuteen

Perusuraskenaariossa sähkön kysyntä kasvaa maltillisesti ja merkittävää sähköistymistä ei tapahdu. Perusuraskenaario toimii vertailukohtana sähköistyksen vaikutusten arviointiin. Kahdessa sähköistysskenaarioissa sähkön kysyntä kasvaa merkittävästi teollisuuden ja muiden toimialojen huomattavan sähköistyksen myötä. Kaksi sähköistysskenaariota eroavat toisistaan ennen kaikkea sähkön kulutusjouston ja tarjonnan kehityksessä 2030-luvulla.

## 4.2.1 Sähkön kysynnän kehitys

Kuva 9 esittää Suomen sähkön kysynnän tarkastelun lähtövuonna 2020 sekä skenaarioiden kysynnän kehityksen vuosille 2025, 2030, 2035 ja 2040. Skenaariovuoden 2020 osalta sähkön kysynnän skenaario-oletukset perustuvat vuoden 2018 tilastotietoihin (SVT, 2019). Tällöin sähkön kokonaiskysyntä Suomessa oli noin 87 TWh.

**Kuvio 9.** Sähkön kysynnän kehitys skenaarioissa



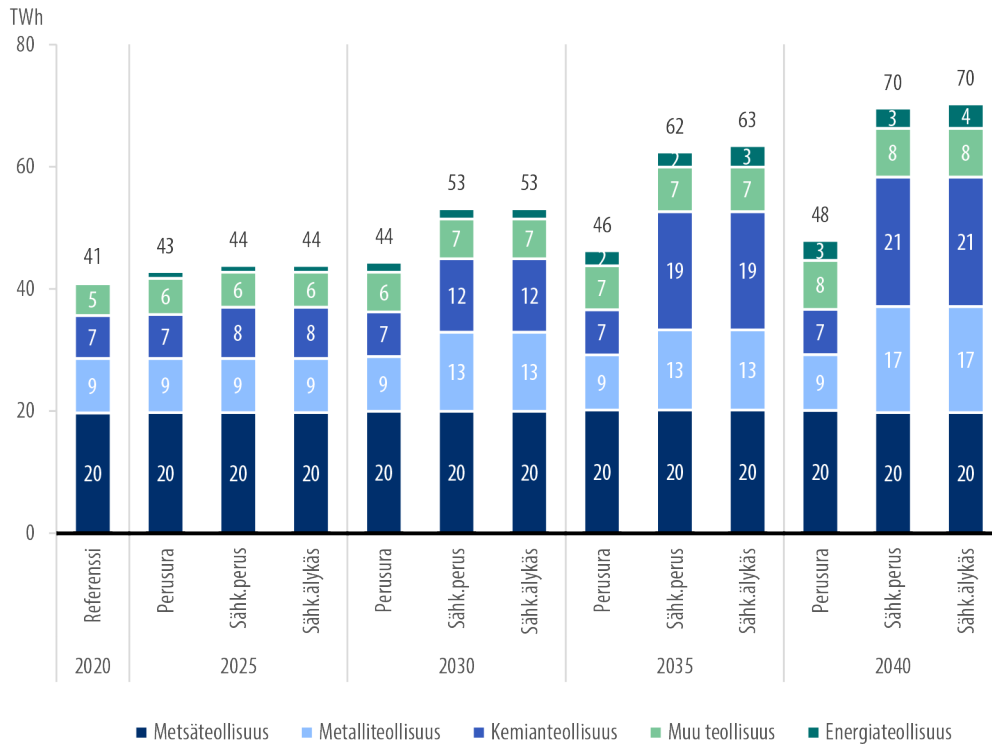
Perusuraskenaariossa sähkön kysynnän kehitys on maltillista ja se perustuu Energiateollisuuden vähähiilitiekartan BAU-skenaarioon (AFRY, 2020a) ja Fossiilittoman liikenteen tiekartta -hankkeen WEM-skenaarioon (LVM, VTT, 2020). Perusuraskenaariossa ei tapahdu merkittävää teollisuussektoreiden sähköistymistä ja muilla sektoreilla sähköistyminen on maltillisempaa kuin sähköistysskenaarioissa.

Sähköistysskenaarioissa sähkön kysyntä kasvaa merkittävästi ja ne perustuvat Energiateollisuuden vähähiilitiekartan Low Carbon -skenaarioon (AFRY, 2020a), Fossiilittoman liikenteen tiekartta -hankkeen WAM-skenaarion luonnokseen (LVM, VTT, 2020) sekä energiantensiivisen teollisuuden tiekarttoihin. Sähköistysskenaarioissa etenkin teollisuus sähköistyy mittavasti hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi. Energiaintensiivisen teollisuuden sähkön kysynnän kehityksessä on Energiateollisuuden tiekartassa käytetty lähteenä näiden sektoreiden omia tiekarttoja (metsä-, kemian- ja teknologiateollisuus). Tämän lisäksi myös liikenne ja lämmitys sähköistyvät enemmän kuin perusuraskenaariossa.

Sähkön kysyntä on jaettu teollisten ja muiden sektoreiden kysyntään. Teollinen kysyntä on eritelty metalli-, kemian-, energia-, ja muun teollisuuden välillä. Muita sektoreita ovat palvelut ja julkinen sektori, kotitalouksien sähkölämmitys, kotitalouslaitteet, liikenne. Eri sektoreiden sähkön kysynnän lisäksi on otettu huomioon verkkohäviöt. Seuraavissa kappaleissa käsitellään tarkemmin sähkön kysynnän kehitys eri sektoreilla.

#### 4.2.1.1 Teolliset sektorit

Kuva 10 esittää tarkemmin sähkön kysynnän kehityksen teollisilla sektoreilla eri skenaarioissa vuosille 2025–2040. Sektoreista metsä-, metalli-, kemian- ja muun teollisuuden sähkön kysynnän kehitys perustuvat suoraan Energiateollisuuden Vähähiilitiekarttaan (AFRY, 2020a): perusuraskenaariossa BAU-skenaarioon ja sähköistysskenaarioissa Low Carbon -skenaarioon. Energiateollisuuden osalta skenaarioissa on pieniä eroavaisuuksia sähkön kysynnässä, joka on arvioitu tässä selvityksessä erikseen perustuen yhteistuotantokapasiteetin ja muiden kaukolämmön tuotantomuotojen eriäviin kehityspolkuihin.

**Kuvio 10.** Sähkön kysynnän kehitys teollisilla sektoreilla skenaarioissa

Metalliteollisuuden kysyntä ei juuri kasva nykyisestä perusuraskenaariossa, sillä tuotannon oletetaan jatkuvan nykyteknologialla ilman suuria muutoksia tuotantovolyyymeissa. Sähköistysskenaarioissa etenkin teräksen tuotannon sähköistyminen, jossa sähköstä tuotetaan teräksen valmistuksessa käytettävää vetyä elektrolyysin avulla (power-to-H<sub>2</sub>), kasvattaa kysyntää. Kokonaisuudessaan metalliteollisuuden kysyntä kasvaa molemmissa sähköistysskenaarioissa noin 4 TWh vuoteen 2030 mennessä ja 8 TWh vuoteen 2040 mennessä.

Kemianteollisuudessa kysynnän vähäinen kasvu perusuraskenaariossa on seurausta maltillisesti kasvavista tuotantovolyyymeista. Sähköistysskenaarioissa erilaisten power-to-X -teknologioiden hyödyntäminen kemiallisten prosessien tarvitsemien raaka-ainesten, suurimmaksi osaksi vedyn, tuottamiseen nostavat kysyntää noin 2 TWh vuoteen 2030 mennessä ja noin 6 TWh vuoteen 2040 mennessä. Tämän lisäksi kemianteollisuuden useat prosessit tarvitsevat lämpöä, joka tuotetaan tällä hetkellä usein polttamalla. Prosessilämmön tuottaminen erilaisilla sähköä käyttävillä ratkaisuilla, kuten lämpöpumpuilla ja sähkökattiloilla, nostaa sähkön kysyntää noin 3 TWh vuoteen 2030 ja noin 8 TWh vuoteen 2040 mennessä.

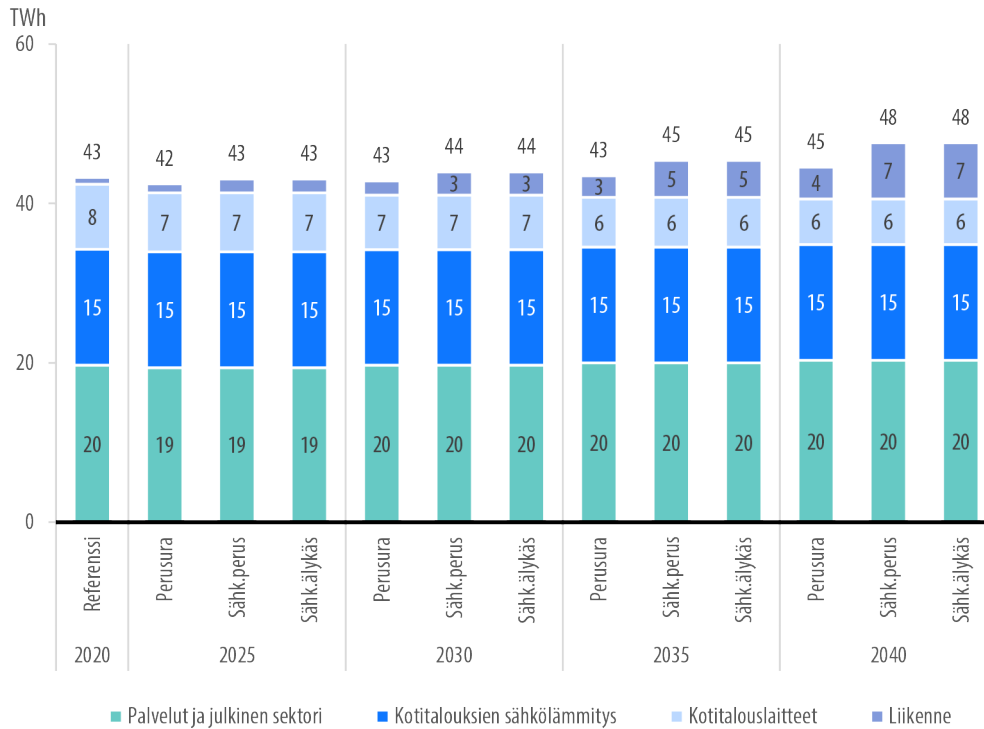


Metsäteollisuudessa tuotantomäärien oletetaan myös kasvavan, mutta tuottavuus- ja energiatehokkuusparannukset kompensoivat tuotantomäärien kasvusta aiheutuvan sähkönkysynnän kasvun. Tämän seurauksena metsäteollisuuden kysyntä pysyy sekä perusura- että sähköistysskenaarioissa 20 TWh tasolla. Muuhun teollisuuteen sisältyy muun muassa datakeskukset, joiden sähkön kulutuksen on arvioitu olevan yli 1 TWh referenssivuonna ja kasvavan sähköistysskenaarioissa noin 1 TWh vuoteen 2030 mennessä ja noin 2 TWh vuoteen 2040 mennessä, kun taas perusraskenaariossa kasvu on maltillisempaa ja pysyy kokonaisuudessaan noin 1 TWh tasolla.

Energiateollisuudessa sähkön kysyntä ja sen kehitys muodostuu teollisen kokoluokan lämpöpumppujen sähkönkulutuksesta. Geotermisen lämmön ja hukkalämmön kattavampi hyödyntäminen johtaa sähkönkulutuksen kasvuun. Skenaarioissa tehtyjen oletusten perusteella kehitys perusraskenaarion ja sähköistyksen perusskenaarion välillä on oletettu samankaltaiseksi (noin +3 TWh vuoteen 2040), kun taas sähköistyksen älykkäässä skenaariossa kaukolämmön sähköistyksen tavoitetaso on asetettu korkeammalle (noin +4 TWh vuoteen 2040). Kehitykseen vaikuttaa useampi tekijä, kuten kaukolämmön kysynnän sekä sähkön ja lämmön yhteistuotantokapasiteetin kehitys, jotka ovat riippuvaisia sähkön ja polttoaineiden hinnoista. Tarkemmat lämmön kysyntäskenaariot ja niissä tehdyt oletukset on esitetty kappaleessa 4.2.3.

#### 4.2.1.2 Muut sektorit

Kuva 11 esittää sähkön kysynnän kehityksen muilla kuin teollisilla sektoreilla, joihin lukeutuvat palvelut ja julkinen sektori, kotitaloudet (sähkölämmitys ja kotitalouslaitteet) sekä liikenne. Muiden kuin liikenteen osalta kehitys perustuu samoihin oletuksiin kuin Energiateollisuuden Vähähiilitiekartan skenaarioissa. Liikenteen osalta skenaariot perustuvat Fossiilittoman liikenteen tiekartta -hankkeen (LVM, VTT, 2020) skenaarioihin: perusraskenaariossa WEM-skenaarioon ja sähköistysskenaarioissa WAM-skenaariion luonnokseen. Edellä mainittujen sektoreiden lisäksi sähkön kokonaiskysynnässä on huomioitu verkkohäviöt. Verkkohäviöiden on oletettu olevan noin 3 % vuositasona, jolloin ne myös ovat hieman suuremmat sähköistysskenaarioissa johtuen korkeammasta kokonaiskysynnästä.

**Kuvio 11.** Sähkön kysynnän kehitys muilla kuin teollisilla sektoreilla skenaarioissa

Palvelusektorin osuus bruttokansantuotteesta on kasvanut viime vuosina ja trendin odotetaan jatkuvan. Osaltaan energiatehokkuuden paraneminen ja julkisen sektorin kulutuksen väheneminen kompensoivat tätä kasvua. Tämä johtaa lopulta palvelusektorin sähkön kysynnän maltilliseen kasvuun vuoteen 2040 mennessä.

Kotitalouksien sähkölämmityksessä lämpöpumppujen markkinaosuus kasvaa edelleen erityisesti omakoti- ja rivitaloissa korvaten suurimman osan nykyisestä öljylämmityksestä. Osa öljylämmityksestä korvataan myös suoralla sähkölämmityksellä sekä kaukolämmöllä. Suoran sähkölämmityksen korvaaminen energiatehokkaampien lämpöpumppujen hyödyntämisellä, rakennusten energiatehokkuusparannukset sekä ilmastonmuutos vähentävät lämmön kokonaiskysyntää, mistä johtuen kotitalouksien sähkölämmityksen kysyntä säilyy nykyisellä noin 15 TWh:n tasolla. Tarkemmat lämmön kysyntäskenaariot ja niissä tehdyt oletukset on esitetty kappaleessa 4.2.3. Kotitalouslaitteiden energiatehokkuuden odotetaan parantuvan, mikä laskee niiden kokonaisähkönkulutusta vuosittain n. 0,1 TWh. Näiden kehityspolkujen seurauksena kotitalouksien kulutus kokonaisuudessaan vähenee.

Liikenteen osalta kehitys perustuu Fossiilittoman liikenteen tiekartta -hankkeen (LVM, VTT, 2020) WEM-skenaarioon ja WAM-skenaariion luonnokseen. VTT on mallintanut skenaarioissa liikenteen energian vuotuisen kokonaiskulutuksen vuoteen 2050 asti,

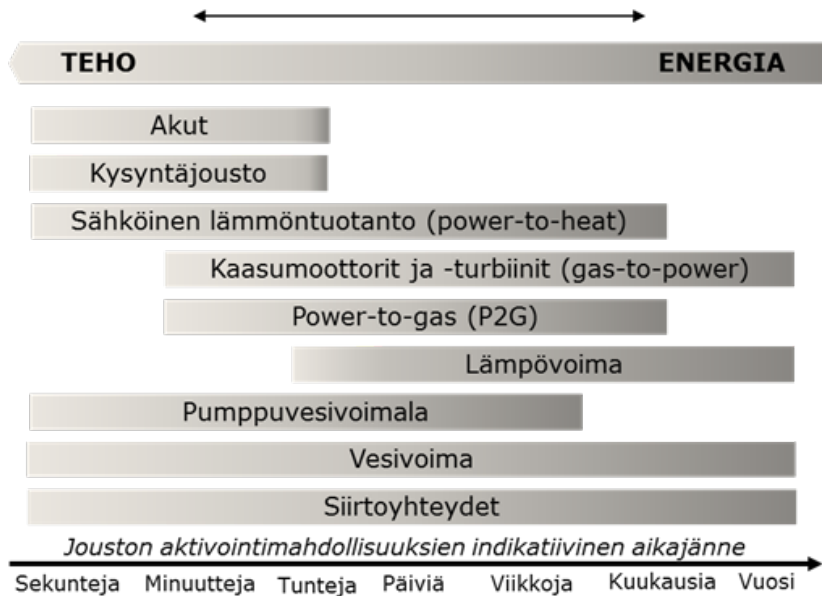
jossa huomioidaan niin henkilö-, paketti-, linja-, kuin kuorma-autot. Valtaosa tieliikenteen sähkön kulutuksesta tulevaisuudessa on molemmissa skenaarioissa peräisin täyssähköisistä henkilöautoista, mutta ensimmäisinä vuosina lataushybridien osuus kulutuksesta on merkittävä. Skenaariot ottavat lisäksi huomioon sähköautojen energiatehokkuuden paranemisen. WEM-skenaariossa energiatehokkuus ei parane enää vuoden 2030 jälkeen toisin kuin WAM-skenaariossa, jossa kehityksen oletetaan jatkuvan.

Tämän työn perusuraskenaariossa oletetaan WEM-skenaarion mukainen kehitys, jonka mukaan käytössä on noin 350 000 sähköautoa (sisältäen lataushybridit ja täyssähköautot) vuonna 2030. Sähköistysskenaarioissa seurataan tavoitteellisempaa WAM-skenaariota, jossa sähköautoja on jo noin 700 000 vuonna 2030. Näiden lisäksi WAM-skenaariossa raskas liikenne sähköistyy WEM-skenaariota enemmän, joskin molemmissa skenaarioissa dieselillä ja kaasulla kulkevat kuorma-autot ovat yleisempiä vielä vuonna 2040. Kummassakaan skenaariossa vetyä ei ole liikenteen käytössä, joka voisi nostaa sähkön kysyntää, mikäli vety tuotettaisiin power-to-X -teknologialla. Sähköisen liikenteen vuotuinen kysyntä on noin 2 TWh perusuraskenaariossa ja noin 3 TWh sähköistysskenaarioissa vuonna 2030. Liikenteen sähköistyminen lisäksi kiihtyy vuoteen 2040, jolloin sähkön kokonaiskulutus on vastaavasti 4 TWh perusuraskenaariossa ja 7 TWh sähköistysskenaarioissa.

## 4.2.2 Sähkön kulutusjousto-oletukset

Sähkön kysynnän ja vaihtelevan uusiutuvan tuotannon kasvaessa mittavasti (Kappale 4.2.5), lisääntyy tarve kysynnän joustavuudelle. Perinteisesti sähkön tuotantoa on säädetty vastaamaan kysyntään, mutta perinteisen ns. säätövoiman osuus tulevaisuudessa pienenee vaihtelevan tuotannon osuuden kasvaessa. Tämä johtaa siihen, että järjestelmän tasapainottamiseksi on ensiarvoisen tärkeää pystyä säätämään kysyntää vastaamaan tuotantoon enenevissä määrin.

Selvityksessä on tarkasteltu erilaisia keinoja, joilla voidaan vastata joustavuuden tarpeen lisääntymiseen. Sähköjärjestelmän jouston kysyntä ja sen tarve on mahdollista jakaa kolmeen luokkaan, jotka kaikki ovat järjestelmän tasapainon kannalta merkittäviä: i) lyhytkestoinen jousto; ii) pitkäkestoinen jousto ja tehon riittävyys; ja iii) paikalliset tarpeet kuten pullonkaulat. Kuva 12 havainnollistaa joustoa tarjoavia teknologioita ja ratkaisuja sekä eri aikajäniteitä jouston tarpeeseen.

**Kuvio 12.** Jouston lähteet eri aikajän-teillä


Kuten Kuva 12 esittää, kulutusjoustoa on saatavilla useista lähteistä. Kulutusjouston lähteiden arviointiin sekä lisäysmahdollisuuksiin on työssä hyödynnetty teollisuuden tiekartoissa esitettyjä tietoja teknologioista sekä arvioita näiden teknistaloudellisesta potentiaalista, mukaan lukien uuden teollisen kysynnän kulutusjoustopotentiali.

Teollisuudessa potentiaalisimmaksi kulutusjouston lähteeksi on arvioissa tunnistettu uudesta teollisesta kysynnästä power-to-X prosessit, jonka lisäksi sähköinen lämmöntuotanto prosesseissa ja kaukolämmössä tarjoavat joustomahdollisuuksia hieman lyhyemmällä aikajän-teellä. Arvion perusteella on haastateltu teollisuuden edustajia, jotka olisivat potentiaalisia kulutusjouston tarjoajia, jotta saadaan luotua realistinen kuva muun muassa power-to-X:n joustopotentialista.

Teollisten kohteiden lisäksi tärkeiksi kulutusjouston lähteiksi on tunnistettu kotitalouksien sähkölämmitys ja etenkin tulevaisuudessa sähköinen liikenne. Sähkölämmityksen osalta löytyy jo nykyään useita palveluntarjoajia, jotka pyrkivät optimoimaan sähkölämmittäjän kulutusta markkinahinnan mukaan. Skenaarioissa kotitalouksien sähkölämmityksen huipputeho kasvaa nykyisestä, mikä lisää jouston tarvetta entisestään tehopiikkien välttämiseksi. Myös liikenteessä erityisesti julkisten latauspisteiden operaattorit ja palveluntarjoajat mahdollistavat latauksen optimoinnin älykkäästi esimerkiksi sähkön hinnan mukaan. Työtä varten on haastateltu älykkäiden lataus- ja olosuhdepalveluiden tarjoajia kulutusjouston realististen parametrien määrittämiseksi.

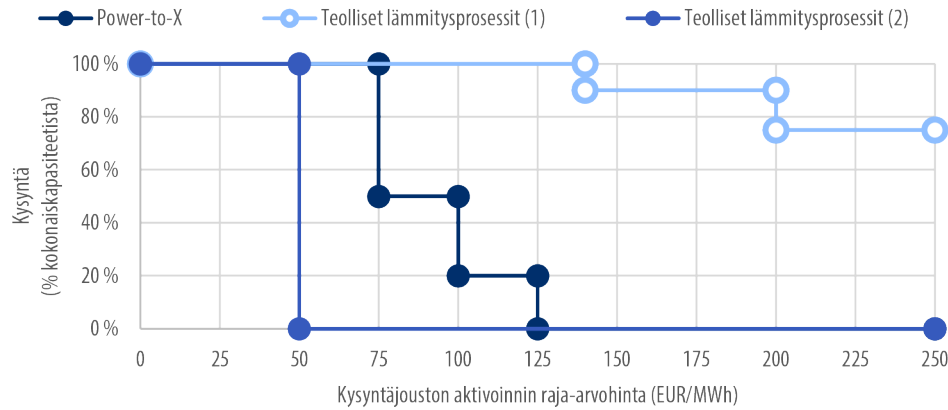
Edellä mainittujen kulutusjoustokohteiden lisäksi datakeskukset nähdään erittäin potentiaalisina kulutusjoustopotentialina, mutta niiden on oletettu tarjoavan kulutusjoustopotentialia alle tunnin aikajänteellä. Tämä rajaa datakeskukset sähkömarkkinamallinnuksen ulkopuolelle, eikä niiden potentiaalista kulutusjoustopotentialia ole huomioitu mallinnuksessa. Nykyisin tarjolla oleva kulutusjoustopotentialia on skenaarioissa arvioitu AFRYn asiantuntijajärjestöjen ja Demand and Supply of Flexibility -selvityksen (Pöyry, 2018) perusteella. Seuraavissa kappaleissa käsitellään skenaarioissa sähköistyksen myötä kasvavan kysynnän tarjoamaa kulutusjoustopotentialia ja sen mallinnustapaa.

#### 4.2.2.1 Teollinen kulutusjoustopotentialia

Teollisesta kysynnästä on skenaarioissa yksinkertaistaen eritelty power-to-X ja teollisten prosessien lämmityksen sähköistyksen tarjoama kulutusjoustopotentialia. Tehtyjen haastattelujen ja AFRYn asiantuntijajärjestöjen perustuen teollinen kulutusjoustopotentialia on mallinnettu hinnan mukaan "leikkaavana kulutusjoustopotentialina", jossa kulutusjoustopotentialia aktivoidaan raja-arvohinnan mukaan. Raja-arvohinta kuvastaa toimijalle kulutusjoustopotentialia koituvia kustannuksia, jotka ovat seurausta muun muassa prosessin mitoittamisesta kulutusjoustopotentialia, prosessin tehonsäädöstä sekä sen mahdollisesta alas- ja ylösajosta.

Teollinen kulutusjoustopotentialia on skenaarioissa oletettu palautuvaksi, jolloin sähkön kysyntä vuositasolla pysyy samana, eikä kulutusjoustopotentialia siten ole vaikutusta teollisuustuotteiden tuotantoon vuositasolla. Tästä johtuen, kun kysyntää vähennetään tietyllä tunnilla, nostetaan kysyntää tulevilla tunneilla kattamaan prosessin tarve. Tällöin raja-arvohinnan täytyy ylittää näiden tuntien välinen hintaero, jotta teollisen toimijan on kannattavaa aktivoida kulutusjoustopotentialia. Toisin sanoen teolliset kohteet joustavat, kun ne näkevät sen kannattavaksi sähkön markkinahintaeron ja joustopotentialia kustannuksen valossa, sekä pystyvät joustamaan joustopotentialia aktivoinnille asetettujen parametrien rajoissa.

Kuva 13 kuvaa sähköistysskenaarioissa uuden teollisen kysynnän eri kohteista arvioitua kulutusjoustopotentialia ja aktivointiin vaadittavaa raja-arvohintaa. Huomattavaa on, että sähköistysskenaarioiden välillä ei ole eroja uuden teollisen kulutusjoustopotentialia määrässä ja raja-arvohinnassa. Teollinen kysyntä kasvaa molemmissa skenaariossa samoissa kohteissa, joten kulutusjoustopotentialia kustannuksen ja siten potentiaalinen arvioidaan olevan sama skenaarioiden välillä.

**Kuvio 13.** Uuden teollisen kulutusjouston potentiaali ja raja-arvohinta skenaarioissa

Kohteista power-to-X –teknologiaa käyttävien teollisten prosessien nähdään tarjoavan eniten joustoa, sillä elektrolyyserien tehoa voidaan säätää helposti ja saatavaa tuotetta, kuten esimerkiksi vetyä, voidaan varastoida. Sähkön hinnan mukaan optimoidaan esimerkiksi jo power-to-X teknologiaa hyödyntävää klooraattituotantoa. Helpon säädettävyyden vuoksi jousto aktivoituu suhteellisen alhaisilla hintaeroilla ja prosessi voidaan myös ajaa kokonaan alas varaston ansiosta.

Teolliset lämmitysprosessit on jaettu kahteen kategoriaan, sillä haastattelujen perusteella sähköistyvät prosessit ovat hyvin erilaisia keskenään, mikä johtaa myös erivään joustopotentiaaliin. Suurimman osan näistä prosesseista (tyyppi 1) nähdään tarjoavan vain rajoitetun määrän joustoa suhteellisen korkeilla hinnoilla. Syynä tähän on saatu kuva siitä, että useat teolliset prosessit vaativat lämpöä jatkuvasti tasaisissa määrin ja prosessien alasajosta tai tehon laskemisesta koituu toimijalle kustannuksia.

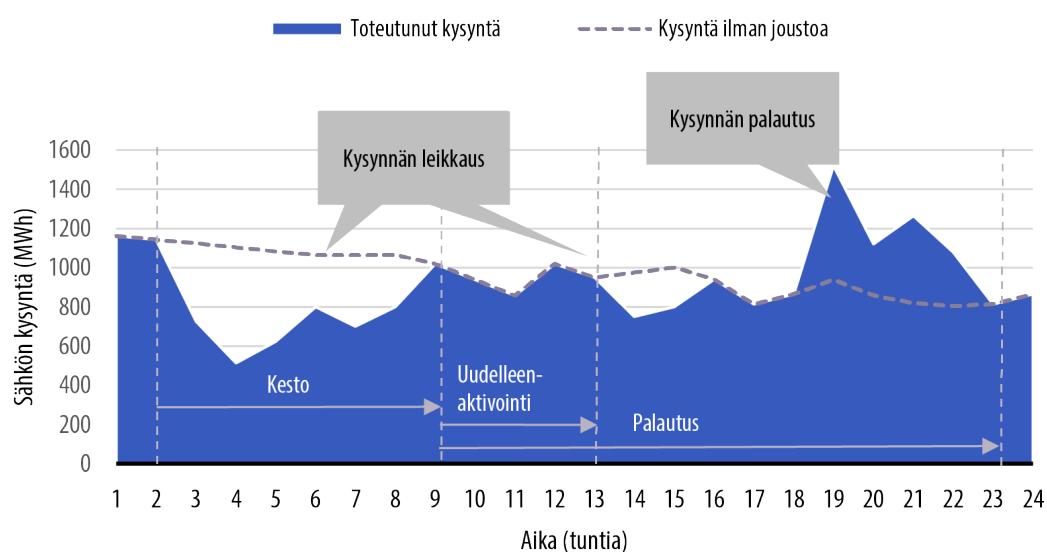
Pienempi osa teollisista lämmitysprosesseista (tyyppi 2) ajetaan alas jo hyvin alhaisella raja-arvohinnalla. Skenaariossa tällaisiin prosesseihin sisältyy muun muassa biomassan kuivaamiseen käytettävä energia, jossa prosessin keskeytyminen ei aiheuta merkittävää haittaa tai kustannuksia.

Teollisen kokoluokan kulutusjoustoan sisältyy myös kaukolämmön lämpöpumppujen (ts. power-to-heat) tarjoama kulutusjousto, joka on skenaarioissa mallinnettu ns. ”varastoitavana kulutusjoustona”. Siinä kaukolämmön lämpöpumppujen käyttöä optimoidaan sähkön hinnan mukaan ottaen huomioon lämmön varastoitavuuden ja kysynnän. Toisin sanoen optimaalisessa tilanteessa lämpövarastoa ladataan lämpöpumpuilla sähkön hinnan ollessa alhainen, ja puretaan sähkön hinnan ollessa korkea. Mallinnus ottaa huomioon rajoitteina lämmön vaihtelevan kysynnän, varastokapasiteetin sekä häviöt, mitkä rajoittavat joustoa.

Sähköistysskenaarioissa suurimmat erot teollisessa kulutusjoustossa nousevat esiin kulutusjoustopotentiaalisessa kestossa. Älykkäässä skenaariossa kulutusjoustopotentiaalin tarpeen, etenkin ajallisesti, on oletettu kasvavan enemmän kuin perusskenaariossa, sillä älykkäässä skenaariossa vaihtelevan uusiutuvan tuotannon osuus on suurempi. Kuva 14 esittää skenaarioissa arvioidut teollisen kulutusjoustopotentiaalin kesto ja aktivointimahdollisuuksien aikajänne, sekä esimerkin parametrien vaikutuksista. Älykkäässä skenaariossa kulutusjoustopotentiaalia on saatavilla taulukon mukaisesti pidemmiksi ajanjaksoiksi.

**Kuvio 14.** Teollisen kulutusjoustopotentiaalin kesto ja aktivointimahdollisuuksien aikajänne skenaarioissa

Kulutusjoustopotentiaalin lähde	Kesto (max. tuntia)	Uudelleenaktivointi (min. tuntia)	Palautus (max. tuntia)
Power-to-X	Perus: 6 Älykäs: 12	2 jos -100%: 4	Perus: 12 Älykäs: 24
Teolliset lämmitysprosessit (tyyppi 1)	Perus: 4 Älykäs: 8	2	Perus: 4 Älykäs: 8
Teolliset lämmitysprosessit (tyyppi 2)	Perus: 48 Älykäs: 48	1	Perus: 24 Älykäs: 24
Kaukolämpö (power-to-heat)	Perus: 6 Älykäs: 8	1	Perus: 6 Älykäs: 8



Power-to-X:n kulutusjouston kesto on perusskenaariossa maksimissaan 6 tuntia verrattuna älykkään skenaarion 12 tuntiin. Haastattelujen perusteella teollisten toimijoiden tarve esimerkiksi vedylle on jatkuvaluonteista, jonka vuoksi kulutusjouston toteuttamiseksi vaaditaan lopputuotteen varastointia. Skenaarioissa arvioitujen varastokoot perustuvat AFRYn tekemiin haastatteluihin ja tekemään analyysiin skenaarioissa.

Power-to-X:n joustopotentialiin liittyy kuitenkin suuri epävarmuus. Lopputuotetta, esim. vetyä on myös mahdollista varastoida pidempiä aikoja ja suurempia määriä, mutta haasteena tälle on teollisten toimijoiden jatkuva tarve vedylle sekä varastoinnista koituvat kustannukset. Suuremman varaston rakentaminen esimerkiksi vedylle aiheuttaa kustannuksia ja johtaa siten merkittävästi suurempaan vedyn tuotantokustannukseen elektrolyyysillä. Vastaavasti myös elektrolyyserin tehon kasvattaminen lisää kustannuksia. Epävarmuudesta johtuen työssä on myöhemmin laadittu herkkyytetty power-to-X:n kulutusjouston kestoa älykkäässä skenaariossa (Kappale 5.2.4.2).

Teollisissa lämmitysprosesseissa ja kaukolämmössä kulutusjouston potentiaalista kestoa voidaan pidentää niin ikään varastoilla, esimerkiksi prosesseissa välivarastoilla tai kaukolämmössä yhä yleistyvillä kaukolämpöakuilla. Älykkäässä skenaariossa tarpeen näille on oletettu kasvavan vaihtelevamman sähköntuotannon myötä. Tämän seurauksena esimerkiksi yhä useampaan kaukolämpöverkkoon oletetaan rakennettavan kaukolämpöakku, joka lisää lämpöpumpulla tuotetun lämmön varastoitavuutta ja siten jouston mahdollista kestoa.

#### 4.2.2.2 Muu kulutusjousto

Potentiaalisimmiksi kulutusjouston kohteiksi muista kuin teollisista lähteistä on tunnistettu kotitalouksien sähkölämmitys sekä sähköinen liikenne. Molemmat on mallinnettu ”varastoitavana kulutusjoustona”: lämpöpumpuilla tuotetaan sähköstä varastoitavaa lämpöä, ja liikenteessä sähköä varastoidaan lataamalla se sähköautojen akkuihin. Kysyntää optimoidaan sähkön hinnan mukaan, ottaen kuitenkin huomioon kysyntäprofiilin ja varastoinnin rajoitteet.

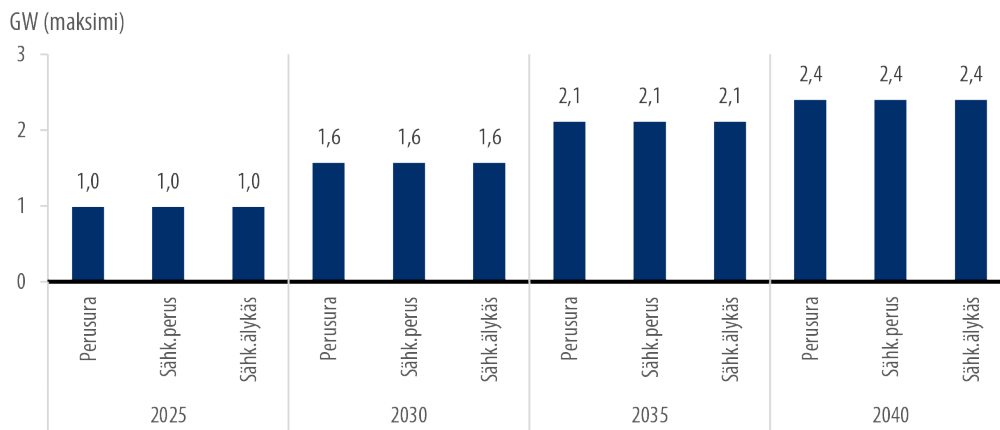
Sähkölämmityksen joustopotentiali on arvioitu samaksi kaikkien skenaarioiden välillä. Sähkölämmityksen joustolle ei nähdä teknisiä rajoitteita, sillä nykyaikaisissa lämpöpumpuissa on mahdollisuus ohjata käyttöä oletetun kysynnän ja sähkön hintaskenaarioiden mukaan. Tekniikan hyödyntämistä varten on jo olemassa useita palveluntarjoajia, eikä niiden tarjonnan nähdä valtavasti eroavan skenaarioiden välillä.

Lämpöpumppujen joustoteho on arvioitu karkeasti uusien lämpöpumppujen vuosikysynnästä huipunkäyttötuntien avulla, jossa kotitalouksien lämpöpumppujen huipun-



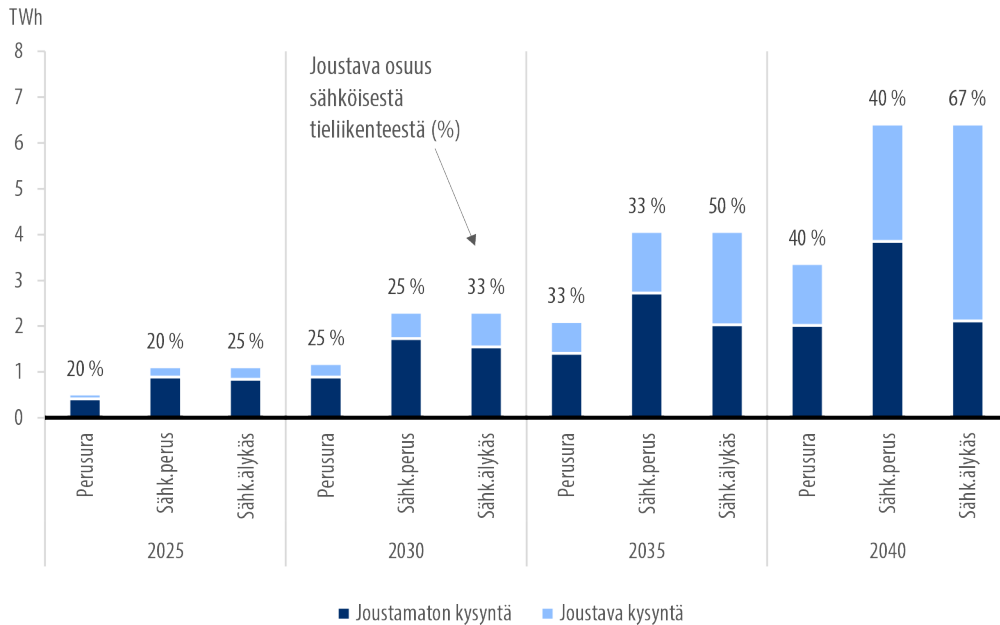
käyttäjäksi on oletettu noin 1 000 tuntia ja valtaosan käyttäjistä on arvioitu lämmittävän joustavasti. Kuva 15 esittää maksimissaan saatavilla olevan joustotehon kotitalouksien sähkölämmityksen uusista lämpöpumpuista. Saatavilla oleva joustoteho riippuu tämän lisäksi myös lämmitystarpeesta ja siten kysynnästä tunnin aikana. Näiden lisäksi myös olemassa olevan sähkölämmityksen jousto on huomioitu skenaarioissa perustuen AFRYn sähkömarkkinamallinnuksen perusoletuksiin. Skenaarioissa kotitalouksien sähkölämmityksestä saatava joustoteho nousee noin 2,4 GW vuoteen 2040 mennessä.

**Kuvio 15.** Kotitalouksien sähkölämmityksen uusien lämpöpumppujen joustoteho



Sähkölämmityksen jouston maksimikesto on kuitenkin määritetty arvioitujen tutkimusten ja tehdyn haastattelun perusteella varsin lyhyeksi, keskimäärin 3 tunniksi. Kotitalouksien sähkölämmityksestä osa perustuu vesikierron sijaan ilmakiertoon, ja varastoitus on siten merkittävästi heikompi kuin esimerkiksi kaukolämpöverkossa. Esimerkiksi ilmalämpöpumpun tehon säätö vaikuttaa hyvin lyhyellä aikajänteellä asumismukavuuteen.

Sähköautojen akkukapasiteetti luo suuren mahdollisuuden sähkön varastoinnille, jota hyödynnetään optimoimalla lataustunnit halvimmille tunneille. Kuva 16 esittää sähköisen liikenteen vuotuisen sähkön kysynnän, sekä skenaarioissa joustavaksi arvioidun osuuden siitä. Liikenteen sähköistyessä myös sen kulutusjoustopotentiaali kasvaa merkittävästi, etenkin älykkäässä skenaariossa.

**Kuvio 16.** Sähköisen liikenteen vuotuinen kysyntä ja joustavuus

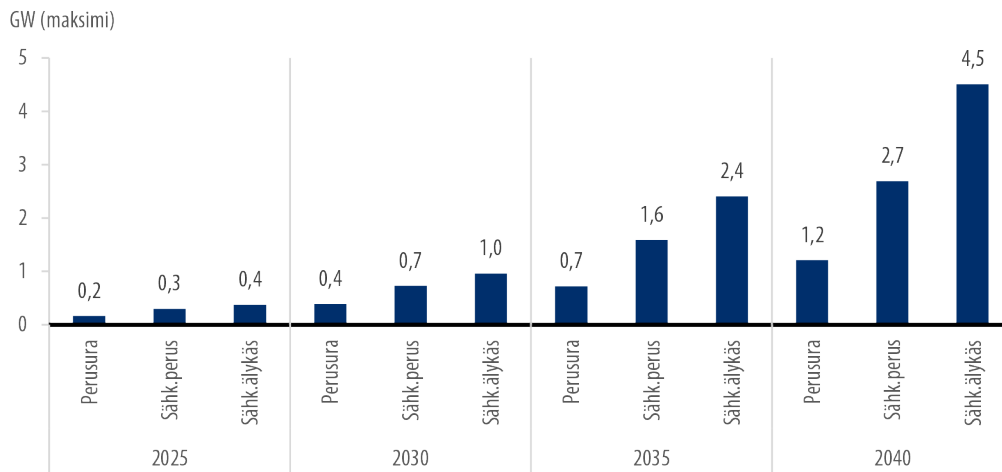
Perusura- ja sähköistyksen perusskenaariossa joustavien autojen osuuden on oletettu seuraavan samankaltaista kehitystä, kun taas sähköistyksen älykkäässä skenaariossa kehitys on nopeampaa. Esimerkiksi vuonna 2035 perusskenaariossa sähköisestä liikenteestä kolmasosa ladataan joustavasti, kun vastaavasti älykkäässä skenaariossa puolet hyödyntävät älykästä latausta.

Sähköautojen joustopotentiaali on arvioitu henkilöautojen perusteella, sillä ne muodostavat suurimman osan kysynnästä. LVM:n ja VTT:n skenaarioiden perusteella on arvioitu henkilöautojen akkukapasiteetti, huomioiden akkukokojen eron lataushybridien ja täyssähköautojen välillä sekä sisältäen arvion tulevasta akkukoon kehityksestä.

Tämän lisäksi on arvioitu yhden sähköauton latausteho, jonka perusteella saadaan selvitettyä saatavilla oleva joustoteho. Nykyään yleinen latauspiste on teholtaan noin 10–15 kW. Tällöin jo miljoona sähköautoa aiheuttaisi 10–15 GW lataustehon, mikäli niitä ladattaisiin samanaikaisesti. Tämän vuoksi arviossa on lisäksi otettu huomioon verkon rajoitteet latausteholle sekä profiili ladattavissa oleville sähköautoille, joka on vastakkainen sähköautojen ajo-/kulutusprofiiliin nähden. Toisin sanoen mallinnuksessa on huomioitu, että sähköautoja voidaan ladata vain silloin, kun ne ovat parkissa eivätkä ajossa.

Kuva 17 esittää sähköisestä tieliikenteestä saatavilla olevan joustotehon skenaarioissa. Siitä nähdään, että etenkin älykkäässä skenaariossa sähköautojen joustopotentiaali nousee hyvin merkittäväksi vuoteen 2040 mentäessä. Tämä on seurausta sekä sähköisen liikenteen yleistymisestä, että oletuksesta sen kasvavasta joustopotentiaalista.

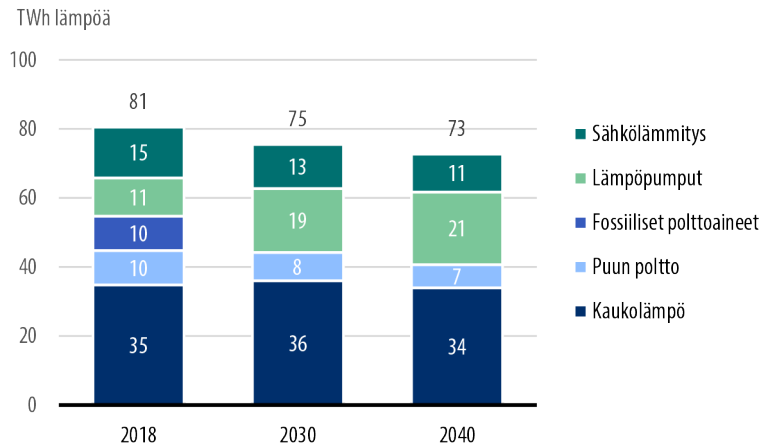
**Kuvio 17.** Sähköisestä tieliikenteestä saatavilla oleva joustoteho skenaarioissa



## 4.2.3 Lämmön kysynnän kehitys

### 4.2.3.1 Lämmityksen energianlähteet rakennuksissa

Kuva 18 esittää lämmön loppukäytön kehityksen rakennuksissa. Kaikissa skenaarioissa kehitys on oletettu samaksi ja se perustuu nykyiseen rakennustahtiin. Uusien rakennettavien omakoti-, rivi ja kerrostalojen lisäämä lämpökuorma on noin 200 GWh vuosittain jakautuen puoliiksi kerrostalojen ja muiden talotyyppien välillä. Kokonaislämmönkysynnän on oletettu laskevan noin -0,5 % vuosittain vanhojen rakennusten poistuman, rakennuskannan energiatehokkuusparannuksien ja ilmastonmuutoksesta johtuvan keskilämpötilojen nousemisen vuoksi.

**Kuvio 18.** Lämmityksen energianlähteet rakennuksissa

Kaukolämmön on oletettu lämmittävän suurimman osan uusista kerrostaloista, kun taas maalämmön on oletettu kasvattavan markkinaosuuttaan omakoti- ja rivitalojen segmentissä. Kaukolämmön kysynnän katsotaan jatkavan kasvuaan marginaalisesti vuoteen 2030 asti ja laskevan -0,5 % vuosittain 2030–2040 aikana. Vuoteen 2030 asti ulottuva oletus perustuu Pöyryn Huoltovarmuuskeskukselle tekemään selvitykseen (Pöyry, 2019).

Polttoöljy edusti noin 8 TWh:n osuutta tuotetusta lämmöstä rakennuksissa vuonna 2018. Öljylämmitys ja muut fossiiliset oletetaan korvattavan täysin muilla lämmitystavoilla vuoteen 2030 mennessä. Suurin osa fossiilisia polttoaineita hyödyntävistä lämmönlähteistä oletetaan korvattavan lämpöpumpuilla sekä osa kaukolämmöllä ja sähkölämmityksellä vuoteen 2030 mennessä.

Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen nostaa kotitalouksien sähkölämmityksen kysyntää n. 3–4 TWh. Vastaavasti lämpöpumput kuitenkin korvaavat myös osan nykyisestä sähkölämmityksestä energiatehokkuusjensa vuoksi, mikä vähentää sähkölämmitykseen kuluva sähköä. Lisäksi rakennusten energiatehokkuus sekä käytössä olevien lämpöpumppujen keskimääräinen tehokkuus kasvaa nykytasosta, jonka vuoksi kotitalouksien sähkölämmitykseen kuluva sähkö pysyy nykytasolla.

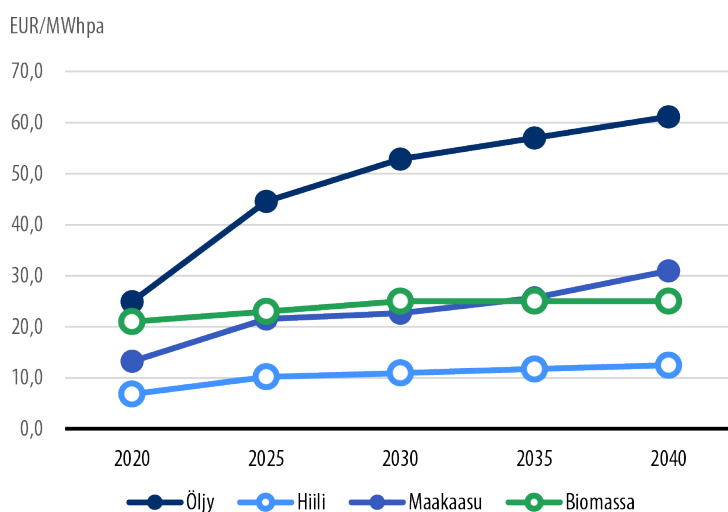
#### 4.2.4 Polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnan kehitys

Polttoaineiden ja päästöoikeuden hinnat perustuvat kaikissa skenaarioissa Euroopan komission (EC, 2020a) suosituksiin käytettävistä hinnoista kasvihuonekaasuennusteissa vuonna 2021. Biomassan hintakehitys perustuu AFRYN asiantuntija-arviioon biomassan keskihinnan kehittymisestä Suomessa, ja samaa arviota on käytetty muun

muassa työ- ja elinkeinoministeriölle tehdyssä selvityksessä turpeen käytöstä (AFRY, 2020b). Näiden lisäksi mallinnuksessa on otettu huomioon keskimääräiset rahti- ja siirtokustannukset voimalaitoksille perustuen AFRYn sähkömarkkinamallinnuksessa käyttämiin asiantuntija-arvioihin.

Polttoaineiden hintakehitys skenaarioissa on esitetty alla olevassa kuvassa (Kuva 19) sekä koottu sen alle taulukkoon (Taulukko 4). Esitetyt hinnat ovat verottomia ja eivät ota huomioon päästöoikeuden kustannusta loppukäytössä. Kuvasta nähdään, että polttoaineiden hintaskenaariot ovat nousujohteisia etenkin 2020-luvulla. Huomattavin nousu on havaittavissa öljyn hinnassa. Merkittävämpiä sähkön tuotantokustannukselle ovat hiilen ja maakaasun hinnat. Hiilen hinta lähes tuplaantuu ja maakaasun hinta lähes kolminkertaistuu vuoteen 2040 mennessä, mikä välittyy sähkön tuotantohintoihin hiiltä ja maakaasua käyttävillä laitoksilla.

**Kuvio 19.** Polttoaineiden hintakehitys skenaarioissa

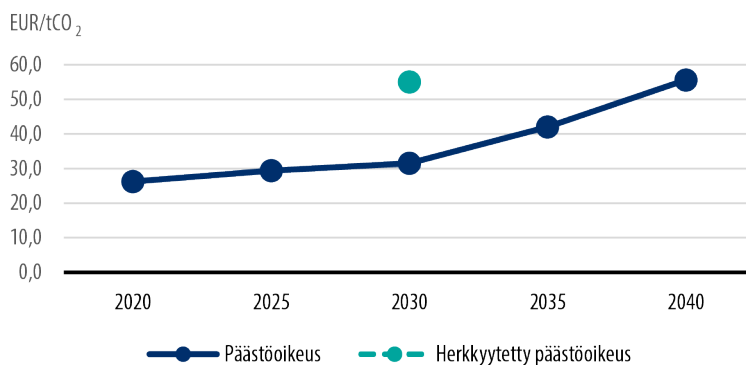


**Taulukko 4.** Polttoaineiden hintakehitys skenaarioissa lukuina

Polttoaine	Yksikkö	2020	2025	2030	2035	2040
Öljy	EUR/MWh <sub>pa</sub>	24,9	44,6	52,9	57,0	61,2
Hiili	EUR/MWh <sub>pa</sub>	6,8	10,2	10,9	11,7	12,5
Maakaasu	EUR/MWh <sub>pa</sub>	13,2	21,5	22,7	25,7	31,0
Biomassa	EUR/MWh <sub>pa</sub>	21,0	23,0	25,0	25,0	25,0

Kuva 20 esittää päästöoikeuden hintakehityksen skenaarioissa Euroopan komission mukaisesti ja Taulukko 5 esittää kehityksen lukuina. Vuoteen 2030 mennessä päästöoikeuden hinta nousee hieman yli 30 EUR/tCO<sub>2</sub> tasolle, ja vuoteen 2040 mennessä jo noin 55 euroon tonnilta hiilidioksidia. Päästöoikeuden hinnan nousu vaikuttaa suoraan sähkön tuotantokustannuksiin fossiilisia polttoaineita käyttävillä voimalaitoksilla, sillä ne joutuvat ostamaan päästöoikeuksia aiheuttamiensa päästöjen verran.

**Kuvio 20.** Päästöoikeuden hintakehitys skenaarioissa



**Taulukko 5.** Päästöoikeuden hintakehitys skenaarioissa (lukuina)

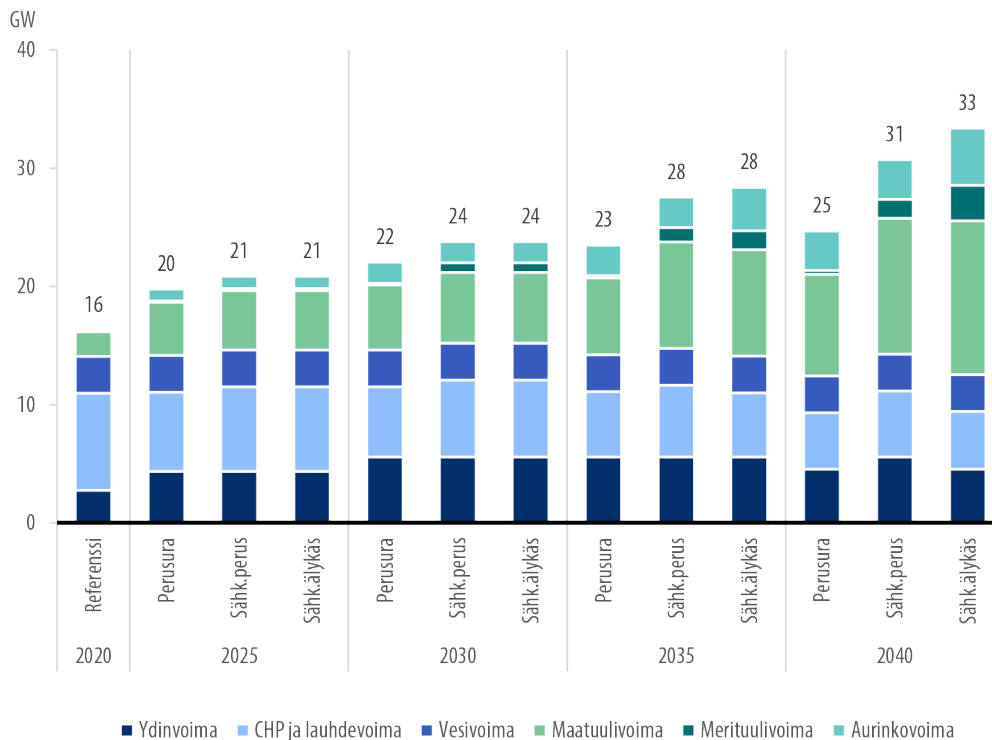
Hyödyke	Yksikkö	2020	2025	2030	2035	2040
Päästöoikeus	EUR/tCO <sub>2</sub>	26,2	29,4	31,5	42,0	55,6
Herkkyytetty päästöoikeus	EUR/tCO <sub>2</sub>	-	-	55,0	-	-

Päästöoikeuden hintaan vaikuttavat EU:n ilmastotavoitteet ja toimet päästökaupan vahvistamiseksi. Selvityksen aikana on meneillään valmistelu 2030 ilmastotavoitteen nostaminen, jossa kasvihuonekaasupäästöjä vähennettäisiin nykyisen 40 % tavoitteen sijaan 55 % verrattuna vuoden 1990 tasoon. Tämä johtaisi päästökaupan katon kiristymiseen ja korkeampiin päästöoikeushintoihin. Euroopan Komission laatimassa selvityksessä (EC, 2020b) päästöoikeuden hinta nousisi tällöin noin 30 EUR/tCO<sub>2</sub> sijaan eri skenaarioissa 45–65 EUR/tCO<sub>2</sub> tasolle. Herkkyytystarkasteluna (Kappale 5.2.1.1) tähän työhön on valittu 55 EUR/tCO<sub>2</sub> päästöoikeuden hinnan käyttö vuonna 2030 sähköistysskenaarioissa.

## 4.2.5 Sähkötuotantokapasiteetin kehitys

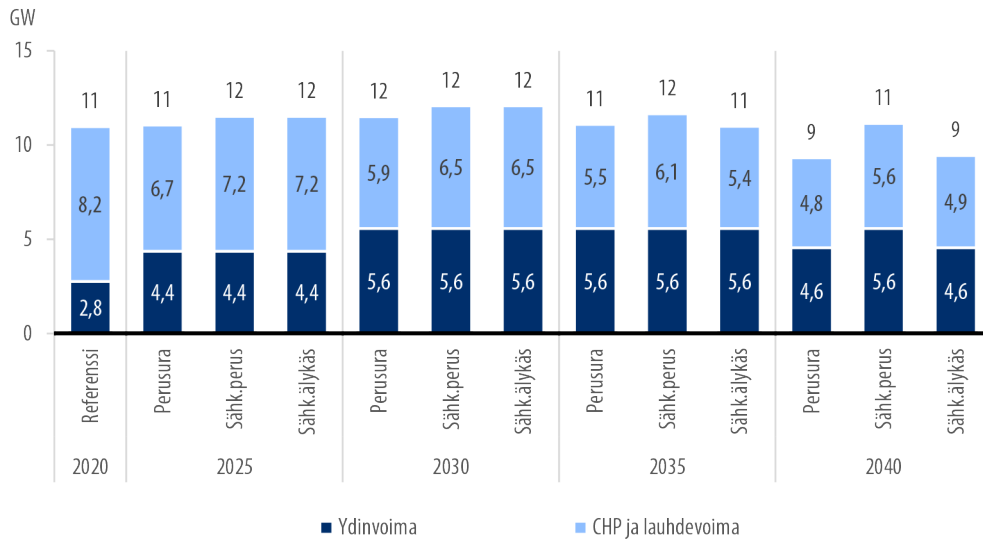
Kuva 21 esittää Suomen sähkötuotantokapasiteetin kehityksen lähtötasosta (perustuen vuoteen 2018) vuoteen 2040 asti selvityksen skenaarioissa. Perusuraskenaariorissa sähkötuotantokapasiteetin kehitys on maltillisempaa, sillä kysyntä ei kasva yhtä lailla sähköistysskenaarioihin nähden. Sähköistysskenaarioissa sähkön kysyntä kasvaa merkittävästi, mikä johtaa kasvavaan sähkötuotantokapasiteetin tarpeeseen.

**Kuvio 21.** Suomen sähkötuotantokapasiteetin kehitys skenaarioissa



### 4.2.5.1 Lämpövoimakapasiteetin kehitys

Kuva 22 esittää lämpövoimakapasiteetin kehityksen skenaarioissa. Yhteistuotanto- ja lauhdekapasiteetti vähenevät skenaariossa nykyisestä noin 8 GW tasosta 5–6 GW tasolle vuosiin 2035 ja 2040 mennessä jokaisessa skenaariossa. Ydinvoimakapasiteetti sitä vastoin kasvaa skenaarioissa uusien ydinvoimaloiden, Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1, tullessa verkkoon vuosiin 2025 ja 2030 mennessä.

**Kuvio 22.** Suomen lämpövoimakapasiteetin kehitys skenaarioissa

Nykyisen yhteistuotanto- ja lauhdekapasiteetin osalta on skenaarioissa oletettu, että korvausinvestointeja joudutaan tekemään teknisen käyttöiän saavuttamisen sekä hiilestä luopumisen vuoksi. Nykyisin noin puolet kaikesta CHP-kapasiteetista perustuvat fossiilisiin polttoaineisiin. Tehtävät korvausinvestoinnit vaihtelevat skenaarioittain, mutta perustuvat biomassaan kaikissa skenaarioissa. Vuonna 2035 perusura- ja sähköistyksen perusskenaariossa noin 20 % CHP-kapasiteetista perustuu fossiiliseen tuotantoon ja sähköistyksen älykkäässä skenaariossa noin 10 %, sillä siinä yhteistuotantoa korvataan enemmässä määrin mm. teollisen kokoluokan lämpöpumpuilla. Valtaosa jäljellä olevasta fossiilisesta kapasiteetista on nykyisin olemassa olevia kaasukombivoimalaitoksia (CCGT<sup>6</sup>). Näiden käyttötunnit vuodessa ovat kuitenkin hyvin alhaiset verrattuna uusiutuvaan kapasiteettiin. Lauhdekapasiteetin osalta skenaarioissa on tarkasteltu erikseen uusien investointien kannattavuutta.

Perusuraskenaariossa korvausinvestoinneissa suositaan lämpökattiloita (HOB) sähkön ja lämmön yhteistuotannon sijaan, sillä sähkön hinnan oletetaan pysyvän suhteellisen alhaisena vaikuttaen yhteistuotannon kannattavuuteen. Verkoissa, joissa on useampi yhteistuotantolaitos, oletetaan vain yhden yksikön korvattavan yhteistuotannolla ja muut vaihtoehtoisilla ratkaisuilla.

Sähköistyskenaarioissa yhteistuotannon kilpailukyvyyn oletetaan pysyvän paremmalla tasolla korkeamman sähkön kysynnän vuoksi niiden tuottaessa tärkeää peruskuormaa. Vaihtoehtoisilla ratkaisuilla korvataan enimmäkseen lämpökattiloita, mutta myös

<sup>6</sup> Combined Cycle Gas Turbine. Kombivoimalaitos, jonka hyötysuhde on parempi kuin normaalilla kaasuturbiinivoimalaitoksella.

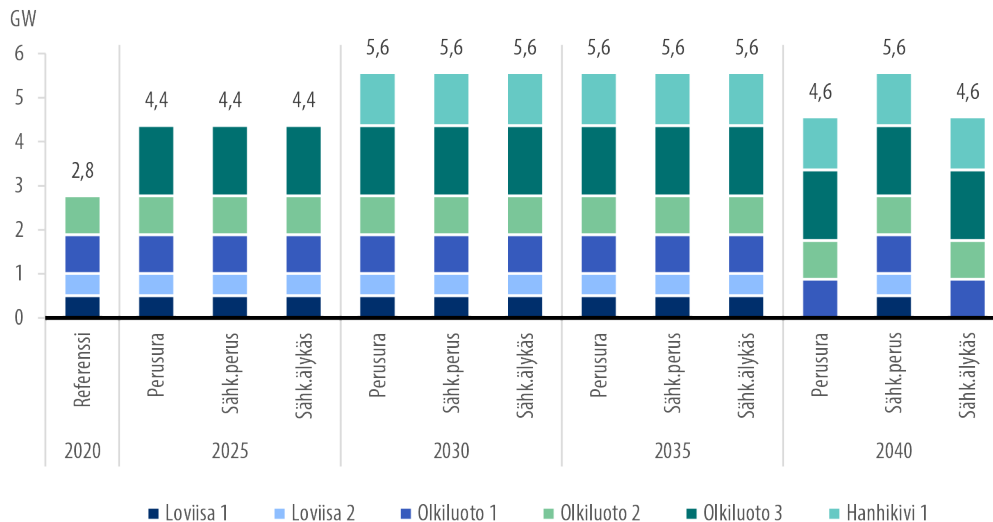


osaa yhteistuotantokapasiteetista. Tämä ilmenee etenkin älykkäässä skenaariossa vuoden 2030 jälkeen, jolloin yhteistuotantokapasiteetti laskee lopulta samalle tasolle kuin perusuraskenaariossa polttamisen vähentämiseksi.

Perusura- ja sähköistyksen perusskenaariossa lauhdekapasiteetin rakentaminen ei ole kannattavaa sähkön hinnan noususta huolimatta, sillä myös polttoaine- ja päästöoikeushinnat nousevat, ja on kannattavampaa rakentaa uusiutuvaa tuotantoa. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa lauhdekapasiteetin lisääminen on kannattavaa vuosina 2035 ja 2040 johtuen suuremmasta sähkön hintavaihtelusta. Skenaariossa rakennetaan kumpanakin vuonna noin 100 MW vetyyn perustuvia kombivoimalaitoksia (CCGT). Vetyyn perustuvan ratkaisun nähdään olevan kannattavuudeltaan liki samalla tasolla maakaasutuotantoon verrattuna korkeasta päästöoikeuden hinnasta johtuen.

Kuva 23 näyttää ydinvoiman tuotantokapasiteetin kehityksen skenaarioissa laitoksittain. Ydinvoiman osalta kapasiteetin kasvu on seurausta Olkiluoto 3 (1,6 GW) ja Hanhikivi 1 (1,2 GW) -ydinvoimalaitosten kaupallisesta käyttöönotosta vuosiin 2025 ja 2030 mennessä. Skenaarioissa erona on nykyisestä ydinvoimakapasiteetista Loviisa 1 & 2 ydinvoimalaitosyksiköiden poistuminen eri vuosina.

**Kuvio 23.** Ydinvoiman tuotantokapasiteetti laitoksittain skenaarioissa



Perusuraskenaariossa ja sähköistyksen älykkäässä skenaariossa nykyisen ydinvoimakapasiteetin käyttöluopia jatketaan noin 10 vuotta. Tällöin Loviisa 1 & 2 ydinvoimalaitosyksiköt (yhteensä noin 1,0 GW) poistuvat verkosta vuosien 2035–2040 välillä ja Olkiluoto 1 & 2 ydinvoimalaitosyksiköt (yht. noin 1,6 GW) vuoden 2040 jälkeen, joka on

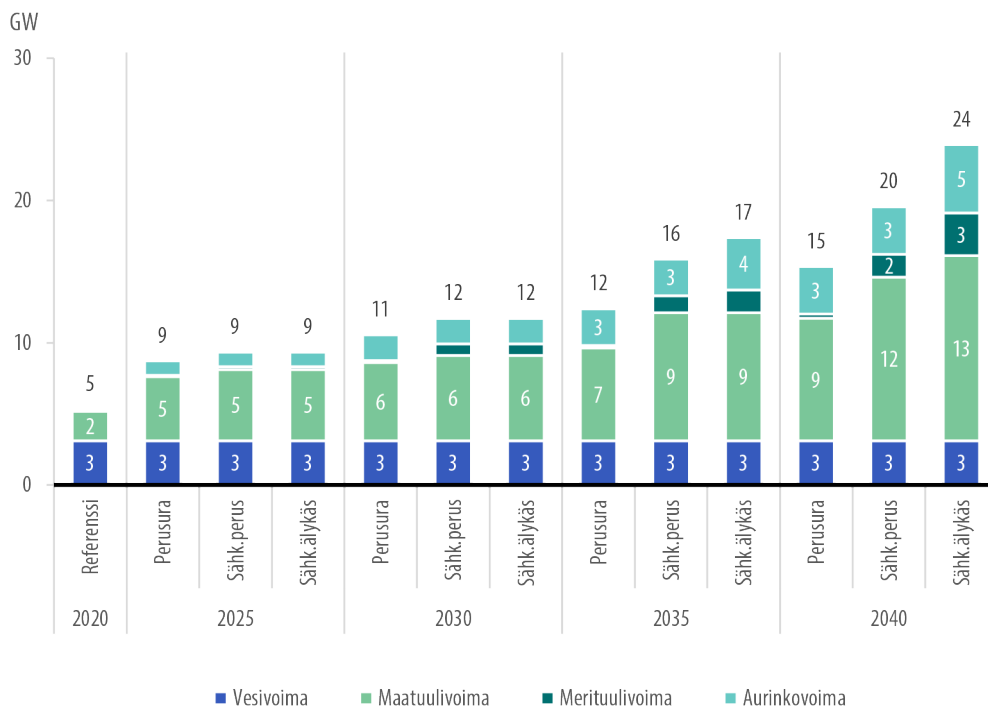
työn tarkastelujakson ulkopuolella. Sähköistyksen perusskenaariossa sähkön kasvaneeseen kysyntään vastataan osaltaan ydinvoimalla, ja Loviisa 1 & 2 käyttö lupaa jatketaan vuoden 2040 yli. Tällöin ydinvoimakapasiteetti pysyy vuonna 2040 noin 5,6 GW tasolla, kun se perusura- ja älykkäässä skenaariossa laskee noin 4,6 GW tasolle.

Näiden lisäksi selvityksessä on tehty herkkyystarkastelu Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitosyksikön vaikutuksesta sähkön toimitusvarmuuteen vuonna 2030 sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Herkkyystarkastelu kuvastaa tilannetta, jossa Hanhikivi 1 käyttöönotto olisi esimerkiksi vuotta myöhemmin kuin skenaarioissa, ja siten sen tilalle ei varsinaisesti rakenneta muuta tuotantokapasiteettia. Toisin sanoen herkkyystarkastelussa on poistettu Hanhikivi 1 ydinvoimalaitosyksikkö vuodelta 2030 ja muutoksia muuhun tuotantokapasiteettiin ei ole tehty, jolloin nähdään sen käyttöönoton myöhästymisen vaikutus sähkön toimitusvarmuuteen vuonna 2030.

#### 4.2.5.2 Vesi-, tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin kehitys

Kuva 24 esittää vesi-, tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin kehityksen skenaarioissa. Kuvasta nähdään, että vuoteen 2040 mennessä näiden tuotantomuotojen kapasiteetti kasvaa perusuraskenaariossa kolminkertaiseksi, sähköistyksen perusskenaariossa nelinkertaiseksi ja sähköistyksen älykkäässä skenaariossa lähes viisinkertaiseksi.

**Kuvio 24.** Vesi-, tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetin kehitys skenaarioissa



Vesivoimakapasiteetissa ei tapahdu merkittäviä muutoksia, sillä Suomen vesivoimapotentiaali on pitkälti otettu käyttöön. Tämän lisäksi suurille laitoksille on pääosin jo tehty tehonkorotukset peruskunnostusten yhteydessä, ja säätökapasiteetin lisäämismahdollisuudet ovat hyvin rajalliset (ÅF, 2019).

Maatuulivoima nähdään skenaarioissa markkinaehtoisesti kannattavana, ja sen määrä kolminkertaistuu kaikissa skenaarioissa vuoteen 2030 mennessä. Tämä vastaa noin 400 MW/vuosi rakentamistahtia. Tämän jälkeen sähköistysskenaarioissa tuulivoimaa rakennetaan enemmän perusuraskenaarioon verrattuna, sillä se on kannattavaa suuremmasta kysynnästä johtuen. Perusuraskenaariossa maatuulivoimaa rakennetaan vuosien 2030–2040 välillä noin 300 MW/vuosi, sähköistyksen perusskenaariossa noin 550 MW/vuosi ja älykkäässä skenaariossa noin 700 MW/vuosi. Tuulivoiman kannattavuus pysyy skenaarioita keskenään verrattaessa samalla tasolla.

Merituulivoiman investointikustannukset ovat 20–50 % korkeammat kuin maatuulivoimalla (STY, 2020), eikä se ole skenaarioissa markkinaehtoisesti kannattavaa. Merituulivoimaa oletetaan rakennettavan sähköistysskenaarioissa tuettuna, etenkin älykkäässä skenaariossa 2030-luvulla. Rakennustahti 2030-luvulla on sähköistyksen perusskenaariossa keskimäärin 80 MW/vuosi, kun se älykkäässä skenaariossa on 220 MW/vuosi. On myös mahdollista, että tulevaisuudessa merituulivoiman investointikustannukset alenisivat kilpailukykyiselle tasolle verrattuna maatuulivoimaan, esimerkiksi merituulivoiman kiihtyvän kehityksen myötä. Merituulivoiman korkeampi ja hieman maatuulivoimasta eriävä käyttökerroin auttaa osaltaan vähentämään tuulivoiman vaikutuksia verrattuna tilanteeseen, jossa rakennettaisiin vain maatuulivoimaa. Merituulivoiman demonstraatiohankkeiden tukeminen voi olla perusteltua markkinaehtoiseen merituulivoimaan varautumiseksi ja suomalaisen merituulivoimaosaamisen kehittämiseksi.

Aurinkovoimakapasiteetin osalta perusura- ja sähköistyksen perusskenaariossa oletetaan sama kehitys perustuen työ- ja elinkeinoministeriölle tehtyihin sähköntuotannon skenaariolaskelmiin (SKM, 2019) ja aurinkovoimaa rakennetaan noin 150 MW/vuosi. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa kiinteistökohtaista aurinkovoimaa rakennetaan enemmän 2030-luvulla, mikä johtaa noin 300 MW/vuosi rakennustahtiin vuosina 2030–2040. Aurinkovoiman kannattavuus pysyy skenaarioita keskenään verrattaessa samalla tasolla.

### 4.2.5.3 Sähkön varastointikapasiteetin kehitys

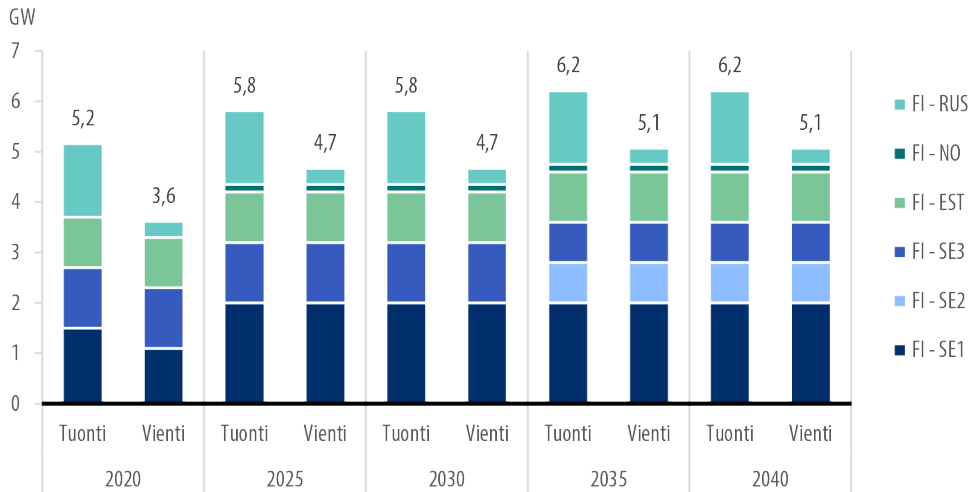
Sähköistyskenaarioissa oletetaan lisäksi sähkön varastointikapasiteetin kehittyvän asteittain 2030-luvulla. Molemmissa skenaarioissa oletetaan akkukapasiteettia rakennettavan 500 MW vuoteen 2035 mennessä ja toiset 500 MW vuoteen 2040 mennessä. Näin ollen akkukapasiteetti vuonna 2040 on yhteensä 1 GW molemmissa skenaarioissa. Sähköakkujen rakentamista pelkästään sähkön spot-markkinoilla operointia varten ei nähdä skenaarioissa kannattavina, mutta niiden on oletettu saavan osan tuotoistaan myös muilta markkinoilta. Näihin kuuluvat lyhyemmän aikavälin intraday- ja reservimarkkinat, joiden tarve skenaarioissa lisääntyy kasvavan vaihtelevan tuotannon osuuden myötä.

### 4.2.6 Sähkön siirtoyhteyksien kehitys

Siirtoyhteydet kehittyvät samaan tapaan kaikissa skenaarioissa perustuen Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöiden ja ENTSO-E:n yhteisiin verkkosuunnitelmiin. Tämän työn selvityksessä on käytetty seuraavia oletuksia Suomen siirtoyhteyksikapasiteetille:

- Pohjoisen AC-yhteydestä varataan 300MW Oikiluoto 3 ydinvoimalan mahdollista vikaantumista varten vuoden 2020 jälkeen
- Pohjoisen AC-yhteys vahvistuu kolmannella linjalla (FI-SE1: +800MW) vuonna 2025
- Norjaan avataan yhteys markkinoiden käyttöön (FI-NO4: +150MW) vuonna 2025
- Kvarken DC (FI-SE2: +800MW) korvaa Fennoskan 1:sen (FI-SE3: -400MW) vuonna 2035
- Venäjän yhteyksien kapasiteetti pysyy ennallaan (1460MW tuontikapasiteetti, 320MW vientikapasiteetti)

Kuva 25 esittää Suomen sähkön tuonti- ja vientikapasiteetin kehittymisen eri hinta-alueilta. Tuontikapasiteetti kasvaa nykyisestä 5,2 GW:sta 5,8 GW:iin vuoteen 2030 mennessä. Vuonna 2040 tuontikapasiteetti on noin 6,2 GW. Vientikapasiteetti on pienempi kuin tuontikapasiteetti johtuen alhaisemmasta vientikapasiteetista Venäjälle: noin 4,7 GW vuonna 2030 ja noin 5,1 GW vuonna 2040.

**Kuvio 25.** Sähkön tuonti- ja vientikapasiteetin kehittyminen eri hinta-alueilta


Suomen sähkön tuonti ja vienti Ruotsin, Viron ja Norjan kanssa perustuu yhteisiin sähkömarkkinoihin ja saatavilla olevaan siirtokapasiteettiin. Venäjän sähkömarkkinoita ei kuitenkaan ole skenaarioissa mallinnettu, minkä vuoksi rajasiirto Venäjän kanssa perustuu oletuksiin vuotuisesta siirtomäärästä sekä siirron profilista. Kaikissa skenaarioissa Suomen oletetaan tuovan Venäjältä sähköä, joskin tuonnin määrä vähenee nykyisistä tasoista. Siirron tunnitainen profiili perustuu historiallisiin siirtoprofiileihin viime vuosilta.

## 5 Sähköistysskenaarioiden vaikutusten arviointi

Skenaariomallinnuksen tuloksia arvioidaan sähkön tuntitason tuotannon, kulutuksen ja tuonnin kehityksen pohjalta. Tässä kappaleessa arvioidaan sähkön hinnan ja hinnavaihtelun kehittymistä Suomessa ja näiden vaikutuksia eri sähkömarkkinaosapuolille (sähkön tuottaja ja loppukuluttaja). Lisäksi arvioidaan sähkön kulutus- ja tuotantoprofilien muutoksia esimerkkiiviikkojen avulla sekä tuotannon ja kulutuksen maantieteellistä jakautumista tulevaisuudessa. Lopuksi arvioidaan sähköjärjestelmään tarvittavien joustojen kokoluokkaa, sijaintia ja mahdollisia toteutustapoja sekä näiden vaikutuksia sähköjärjestelmään ja sähkön toimitusvarmuuteen.

Lisäksi skenaarioiden sisällä on toteutettu seuraavat valikoidut herkkyystarkastelut:

- korkeampi päästöoikeuden hinta sähköistysskenaarioissa vuonna 2030
- Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitoksen valmistuminen vuoden 2030 jälkeen sähköistyksen älykkäässä skenaariossa
- power-to-X-prosessien joustavuus vuosina 2030 ja 2040.

Korkeampi päästöoikeuden on seurausta Euroopan Komission tiukentuneista päästötavoitteista<sup>7</sup> ja herkkyytyksessä tutkitaan sen vaikutusta sähkön hintaan. Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitoksen on oletettu skenaarioissa olevan käytössä vuonna 2030, ja herkkyytarkastelussa tutkitaan sen myöhemmän valmistumisen vaikutusta sähkön toimitusvarmuuteen. Power-to-X prosessien joustavuudesta herkkyytetään jouston kestoa sekä kulutusjouston toimintamallia, jolla tutkitaan vaikutuksia sähkön markkinahintaan sekä power-to-X toimijoiden saamaan sähkön hintaan eri toimintamalleilla.

Tulokset esitetään lähtökohtaisesti keskimääräisenä säävuonna, joka vastaa 20 mallinnetun vuoden keskiarvoa. Yksittäisinä säävuosina sähkön kysyntä ja tuotanto voivat vaihdella kuvastusta. Esimerkiksi kylmänä vuonna sähkön kysyntä on suurempaa ja tuulisena vuonna tuulivoimaa tuotetaan enemmän. Sähköjärjestelmään kohdistuvien vaikutusten arvioinnin kannalta on tärkeää tutkia myös ääritilanteita. Tulokset esitetään lähtökohtaisesti keskimääräisenä säävuonna, joka vastaa 20 mallinnetun vuoden keskiarvoa. Yksittäisinä säävuosina sähkön kysyntä ja tuotanto voivat vaihdella kuvastusta. Esimerkiksi kylmänä vuonna sähkön kysyntä on suurempaa ja tuulisena vuonna tuulivoimaa tuotetaan enemmän. Sähköjärjestelmään kohdistuvien vaikutusten arvi-

---

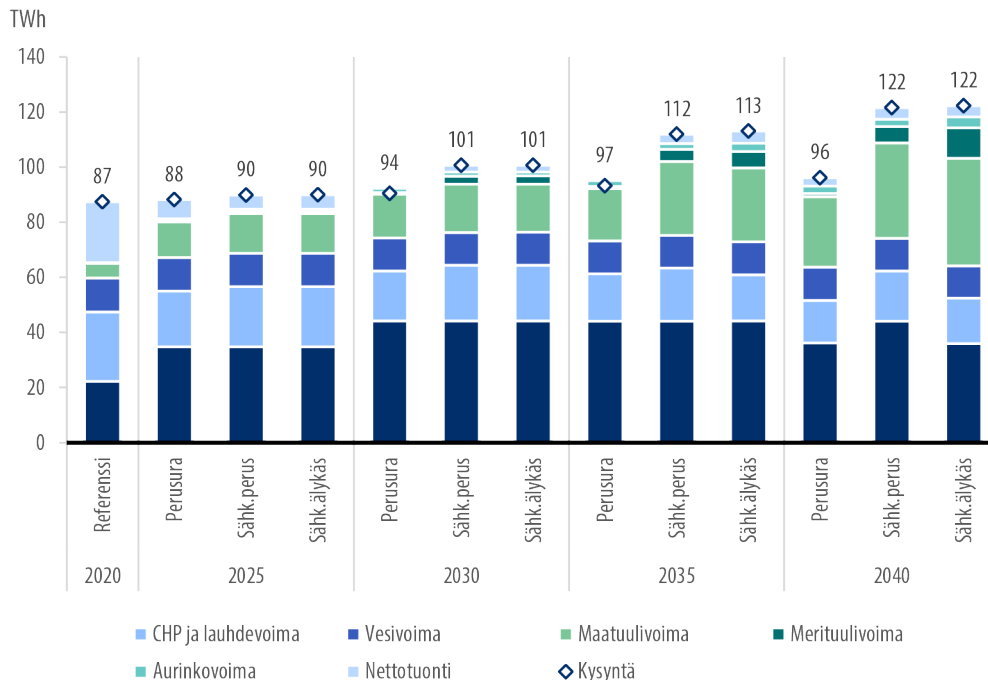
<sup>7</sup> EU:n tavoite kasvihuonekaasujen päästövähennyksistä nousee 40%:sta 55%:iin vuodelle 2030. Tieto saatavilla: (EU Observer, 2020)

oinnin kannalta on tärkeää tutkia myös ääritilanteita kuten hyvin kylmää sääajanjaksoa ja siksi osassa tarkasteluita on nostettu esiin tuloksia yksittäisiltä keskiarvosta selkeästi poikkeavilta säävuosilta.

## 5.1 Sähköenergian vuositaseet

Kuva 26 esittää mallinnuksessa toteutuneen sähkön vuositaseen Suomessa keskimääräisenä säävuonna. Kuvassa on jaoteltuna kotimainen sähkön tuotanto tuotantomuodoittain: ydinvoima, yhteistuotanto ja lauhdevoima, vesivoima, maa- ja merituuli-voima, aurinkovoima. Tämän lisäksi kuvassa esitetään tarvittava nettotuonti toteutuneeseen kysyntään vastaamiseksi. Toteutunut kysyntä on joinain vuosina skenaariossa esitettyä (Kuva 9) hieman suurempi, johtuen mallinnuksessa huomioon otetuista häviöistä, joita esiintyy varastoitaessa sähkön tuotantoa joko sähkönä (akut) tai lämpönä (lämpöpumppujen jousto). Tuotanto, joka ylittää kysynnän, vastaa vuotuista nettovientimäärää.

**Kuvio 26.** Suomen sähkön vuositase: kysyntä, tuotanto ja nettotuonti



Kuvasta nähdään, että referenssivuoteen verrattuna Suomen vuotuinen sähkön tuontimäärä laskee jokaisessa skenaariossa merkittävästi jo vuoteen 2025 mentäessä. Tämä on seurausta etenkin uudesta ydinvoima- ja tuuli-voimakapasiteetista (kappale

4.2.5), jotka auttavat vastaamaan kasvaneeseen kysyntään. Ydinvoiman osuus kysynnästä nousee 25%:sta liki 40 %:iin Olkiluoto 3 -ydinvoimayksikön käyttöönoton myötä. Tuulivoiman osuus kasvaa noin 6%:sta 15 %:iin. Skenaarioiden välille ei ehdi kasvaa suurta eroa vuoteen 2025 mennessä.

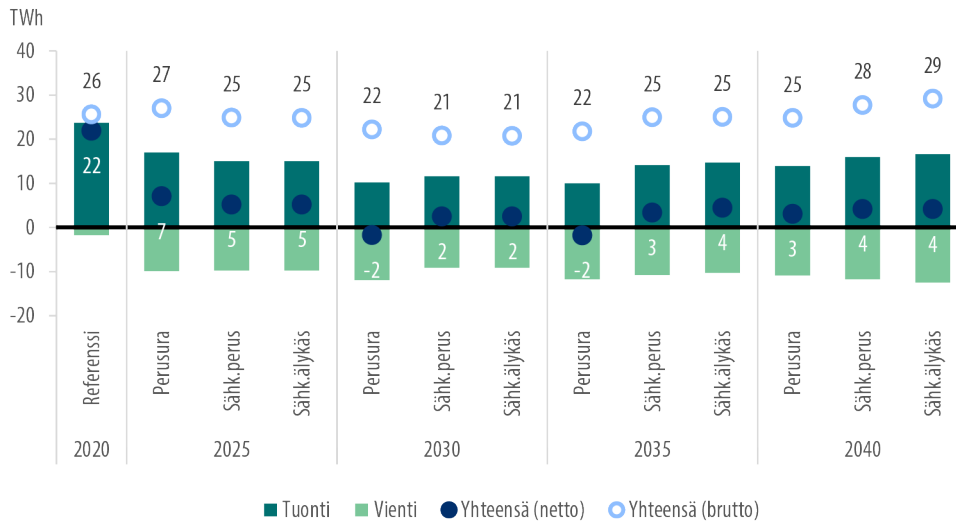
Vuoteen 2030 asti sähköistysskenaarioissa nähdään tehtyjen skenaario-oletusten mukaisesti sama kehitys vuositasolla sekä kysynnässä että tuotannossa. Perusuraskenaariossa kysyntä on jo huomattavasti sähköistysskenaarioita alhaisempi. Skenaarioissa Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitosyksikkö on käytössä vuonna 2030, mikä nostaa ennestään korkean ydinvoiman osuuden yli 40 % skenaarioissa.

Vuoteen 2035 mennessä erot skenaarioiden välillä kasvavat. Sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 15 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa ja kasvanut kysyntä katetaan pääosin tuulivoimalla. Maatuulivoiman tuotanto on molemmissa sähköistysskenaarioissa noin 8 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa. Tämän lisäksi sähköistysskenaarioissa on perusuraskenaariota enemmän merituulivoiman tuotantoa, sähköistymisen perusskenaariossa 4 TWh ja älykkäässä skenaariossa 6 TWh. Tämä nostaa tuulivoiman osuuden sähköistysskenaarioissa liki neljännekseen sähkön kokonaistuotannosta Suomessa, kun se perusuraskenaariossa kasvaa vuodesta 2030 mutta jää noin viidennekseen.

Vuonna 2040 nähdään merkittävin ero sähkötaseessa, sillä sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 25 TWh korkeampi kuin perusuraskenaarion. Huomattavin ero syntyy tuotetussa ydinvoimassa, kun Loviisan molemmat ydinvoimalaitosyksiköt suljetaan perusura- ja älykkäässä skenaariossa. Lisäksi älykkäässä skenaariossa sähkön ja lämmön yhteistuotanto laskee perusuraskenaarion tasolle, sillä suurempi osa yhteistuotantokapasiteetista on skenaariossa korvattu vaihtoehtoisilla lämmöntuotantotavoilla, kuten teollisen kokoluokan lämpöpumpuilla. Tämän seurauksena tuulivoimatuotannon osuus nousee älykkäässä skenaariossa kolmannekseen, kun se perusura- ja sähköistymisen perusskenaariossa jää alle 30 %:iin.

Kuva 27 erittelee Suomen sähkön rajasiirron taseen sekä sähkön tuonnista ja viennistä lasketun netto- ja bruttosiirron. Sähkön tuonti Suomeen on esitetty positiivisena lukuna ja sähkön vienti Suomesta negatiivisena lukuna. Lukuina on esitetty Suomen kannalta sähkön nettosiirto (tuonti-vienti) ja bruttosiirto (tuonti+vienti).



**Kuvio 27.** Suomen sähkön rajasiirron tase: tuonti (+), vienti (-) sekä netto- ja bruttosiirto

Suomen vuotuinen sähkön tuontimäärä laskee huomattavasti 2020-luvulla uuden ydinvoima- ja tuulivoimakapasiteetin myötä. Perusuraskenaariossa tämä tekee Suomesta sähkön nettoviejän (noin 2 TWh) vuonna 2030, kun taas sähköistysskenaarioissa kasvavasta kysynnästä johtuen Suomi jatkaa sähkön nettotuojana (noin 2 TWh). Vuoteen 2035 mennessä Suomi pysyy perusuraskenaariossa sähkön nettoviejänä ja sähköistysskenaarioissa sähkön nettotuojana. Vuonna 2040 Suomi on vuositasolla kaikissa skenaarioissa lievästi sähkön nettotuojana.

Rajasiirto kokonaisuudessaan (brutto) laskee vuoteen 2030 mennessä tuontitarpeen vähentyessä mittavasti, vaikka vientimäärät myös nousevat nykyisestä. 2030-luvulla bruttorajasiirto kuitenkin kasvaa etenkin sähköistysskenaarioissa, vaikka nettorajasiirto (tuonti-vienti) pysyy samalla tasolla. Toisin sanoen sekä sähkön tuonti että vienti naapurimaista kasvavat skenaarioissa. Tämä on seurausta siirtokapasiteetin lisääntyneestä käytöstä järjestelmän tasapainottamiseen vaihtelevan tuulivoiman osuuden kasvaessa. Tuulisilla tunneilla Suomessa sähköä siirretään naapurimaihin ja vähätuulisilla tunneilla sähköä tuodaan naapurimaista Suomeen markkinaehtoisesti (pl. Venäjä, jonka siirto perustuu mallinnuksessa tehtyihin oletuksiin). Sähkönsiirtokapasiteettia käytetään siis lopulta enenevässä määrin avuksi järjestelmän tasapainottamisessa ja sen tärkeys järjestelmälle korostuu.

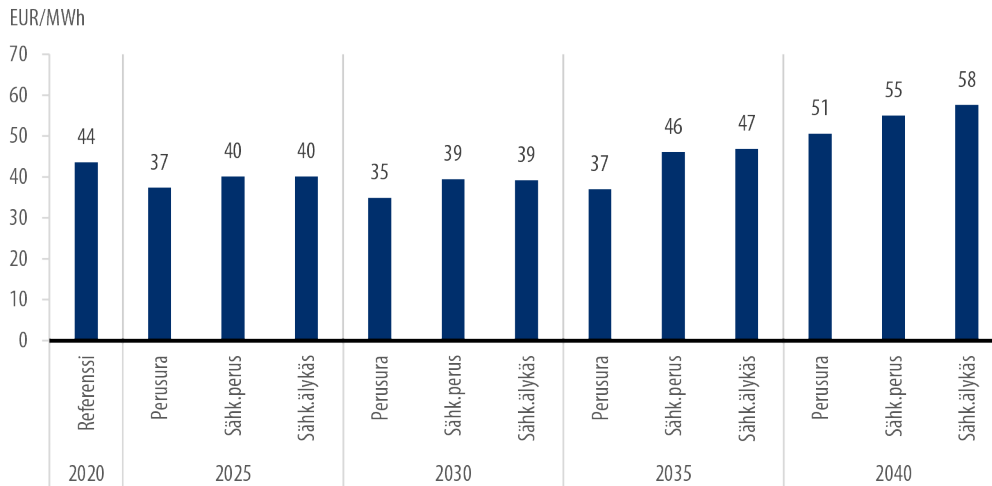
## 5.2 Sähkön hinnan kehitys

Selvityksessä tarkastellaan sähkön tuntihintaa, joka määräytyy eurooppalaisilla sähkön spot-markkinoilla kysynnän ja tarjonnan mukaan. Kappaleessa 5.2.1 esitetään sähkön vuosikeskihinnan kehitys skenaarioissa mallinnettuna vuosina. Tämän jälkeen kappaleessa 5.2.2 tarkastellaan sähkön hinnan volatiliteetin kehittymistä esittämällä sähkön hinnan pysyvyyssäyrä eri skenaarioissa referenssivuonna sekä vuonna 2040. Kappaleessa 5.2.3 esitetään vaikutus tuulivoiman saamaan hintaan ja kappaleessa 5.2.4.2 vedyn tuotantokustannukseen.

### 5.2.1 Sähkön vuosikeskihinta

Kuva 28 esittää Suomen sähkön spot-vuosikeskihinnan kehitystä eri skenaarioissa keskimääräisenä säävuonna. Kuvasta nähdään, että sähkön hinta Suomessa laskee hieman jokaisessa skenaariossa vuoteen 2025 ja 2030 mennessä mallinnetusta referenssitasosta. Sähkön hintaan vaikuttavat nostavasti vuoteen 2030 mennessä nousevat polttoaine- ja päästöoikeushinnat ja laskevasti ydin- sekä tuulivoiman tulo markkinoille vuosiin 2025 ja 2030 mennessä. Ydin- ja tuulivoimatuotanto ovat marginaalikustannuksiltaan edullisia ja vähentävät Suomen (sekä koko Pohjoismaiden) tarvetta marginaalikustannuksiltaan kalliimmalle tuotannolle laskien sähkön hintaa.

Vuonna 2035 sähkön keskihinta pysyy perusuraskenaariossa alle 40 EUR/MWh tasolla, kun se sähköistysskenaarioissa nousee lähemmäs 50 EUR/MWh tasoa. Sähkön keskihinnan muutosten taustalla vaikuttaa erityisesti kaksi tekijää: sähkön kysyntä ja päästöoikeuden hinta. Kaikissa skenaarioissa päästöoikeuden hinta nousee, mikä nostaa hinnan asettavan laitoksen, eli niin kutsutun marginaalilaitoksen, sähkön tuotantokustannusta ja aiheuttaa hintapainetta ylöspäin. Sähköistysskenaarioissa tämä paine on suurempi, sillä siinä on oletettu kysynnän kasvavan sekä Suomessa että muualla Pohjoismaissa ja Euroopassa huomattavasti enemmän kuin perusuraskenaariossa.

**Kuvio 28.** Sähkön spot-vuosikeskihinta Suomessa eri skenaarioissa 2020–2040

Vuoteen 2040 mentäessä perusuraskenaariossa ydinvoimakapasiteetin poistuminen johtaa kalliimpiin sähkön tuotantokustannuksiin nostaten hintaa huomattavasti. Sähköistysskenaarioissa hinta-ajurit pysyvät pitkälti samana. Älykkään skenaarion hintaa nostaa korkeammalle tasaisen ydinvoimatuotannon korvaaminen vaihtelevalla tuuli-voimatuotannolla, joka lisää tarvetta kalliimpien tuotantomuotojen käyttöön vähätuulisina tunteina. Vastaavasti tosin tuulisina tunteina korkeampi tuuli-voimatuotanto laskee sähkön hintaa.

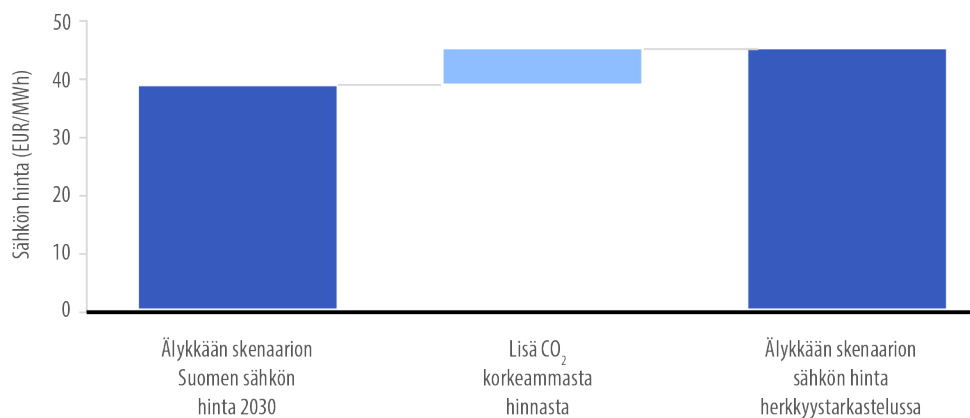
### 5.2.1.1 Herkkyystarkastelu: Päästöoikeuden hinnan vaikutus sähkön hintaan

Työssä tehtiin herkkyystarkasteluna skenaario, jossa päästöoikeuden hinta vuonna 2030 on 55 EUR/tCO<sub>2</sub> normaalin noin 30 EUR/tCO<sub>2</sub> skenaariohinnan sijaan. Herkkyystarkastelu tehtiin sähköistysskenaarioissa. Herkkyystarkastelussa muutettiin ainoastaan päästöoikeuden hintaa, eikä sen noususta mahdollisesti seuraavia muutoksia sähköntuotantokapasiteettiin ole huomioitu. Uusiutuviin perustuvan sähköntuotantokapasiteetin kannattavuus nousisi verrattuna fossiilisiin perustuvaan tuotantoon korkeamman päästöoikeuden hinnan myötä, mikä saattaisi johtaa muutoksiin kapasiteetissa.

Kuva 29 esittää päästöoikeuden hinnan nousun vaikutuksen älykkään sähköistyksen skenaariossa Suomen sähkön vuosikeskihintaan. Siitä nähdään Suomen sähkön keskihinnan nousevan 6,2 EUR/MWh, noin 39 eurosta 45 euroon. Sähköistyksen perusskenaariossa korkeamman päästöoikeuden aiheuttama hinnan nousu on sama, sillä tuotantokapasiteetissa ei ole skenaarioiden välillä eroa vuonna 2030. Keskihinnan nousu johtuu yksinomaan fossiilisen tuotannon korkeammasta marginaalikustan-

nuksesta, mikä asettaa useasti hinnan etenkin Manner-Euroopassa. Tämän seurauksena päästöoikeuden hinnan nousu näkyy etenkin Manner-Euroopan sähkön hinnoissa. Siirtoyhteysien kautta korkeammat Manner-Euroopan hinnat vaikuttavat myös sähkön hintaan Pohjoismaissa, sillä se asettaa vaihtoehtoishinnan Pohjoismaiselle varastoitavalle vesivoimatuotannolle. Tätä kautta vaikutus näkyy myös Suomen sähkön hinnassa, vaikka Pohjoismaissa tuotanto painottuu vesi- ja tuulivoimaan.

**Kuvio 29.** Päästöoikeuden hinnan nousun vaikutus Suomen sähkön hintaan vuonna 2030



## 5.2.2 Sähkön hinnan volatiliteetti

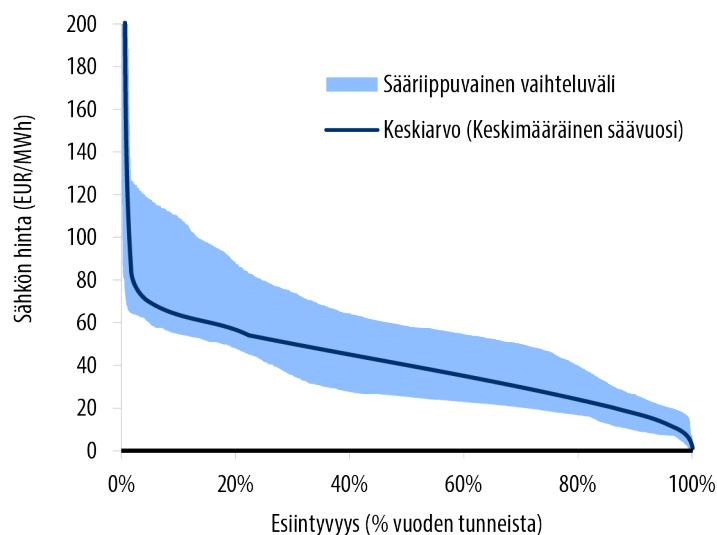
Sähkön hinnan volatiliteetin kehitys antaa viitteitä vaikutuksista sähköjärjestelmään. Korkeiden hintojen yleisyys kielii tukeutumisesta marginaalikustannuksiltaan kalliiseen helposti säädettävissä olevaan lauhdekapasiteettiin, joka kertoo järjestelmän olevan näillä tunneilla hyvin ”tiukka” – tällöin tuotantokustannuksiltaan halvempaa tuotantoa ei ole saatavilla. Vastaavasti alhaisia hintoja ajaa osaltaan marginaalikustannuksiltaan erittäin halvan tuotannon, kuten tuulivoiman, suuri osuus järjestelmässä.

Kokonaisuudessaan sähkön hinnan sääriippuvaisuus myös kasvaa. Nykyään sähkön hinnat Pohjoismaissa ovat hyvin riippuvaisia vesivoimasta, ja vaihtelevat vuoden saateisuuden mukaan: kuivana vuonna sähkön hinnat ovat korkeammalla tasolla ja märkänä vuonna alhaisemmalla tasolla. Vuoteen 2040 mennessä tuulivoiman osuus Pohjoismaiden sähkön tuotannosta on kasvanut entistä merkittävämmäksi. Sen myötä myös vuoden tuuliolosuhteet vaikuttavat merkittävästi sähkön hintaan. Etenkin merkittävänä tekijänä on tuuliolosuhteiden vuoden sisäinen vaihtelu. Yleisesti ottaen talvella tuulee enemmän, ja tuulituotanto vastaa hyvin kuukausitasolla kysyntään, joka on

myös korkeampi talviaikaan. Tästä poikkeavina säävuosina, jolloin tammi–helmi-kuussa tuulee vähän korkean kysynnän aikaan, seuraa korkeita tuntihintoja merkittävästi enemmän.

Kuvista (Kuva 30 ja Kuva 31) käy ilmi sähkön hinnan volatiliteetin ja sääriippuvuuden kehitys lähtötasosta vuoteen 2040. Kuva 30 esittää Suomen sähkön hinnan pysyvyyskäyrän vuonna 2020 (mallinnettuna 20 säävuodella) ja Kuva 31 vastaavan pysyvyyskäyrän vuodelta 2040 sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Kuvista on selkeästi nähtävissä sähkön hinnan pysyvyyskäyrän jyrkkeneminen sekä sääriippuvaisen vaihteluvälin kasvaminen.

**Kuvio 30.** Sähkön hinnan pysyvyyskäyrä ja vaihteluväli skenaariovuonna 2020

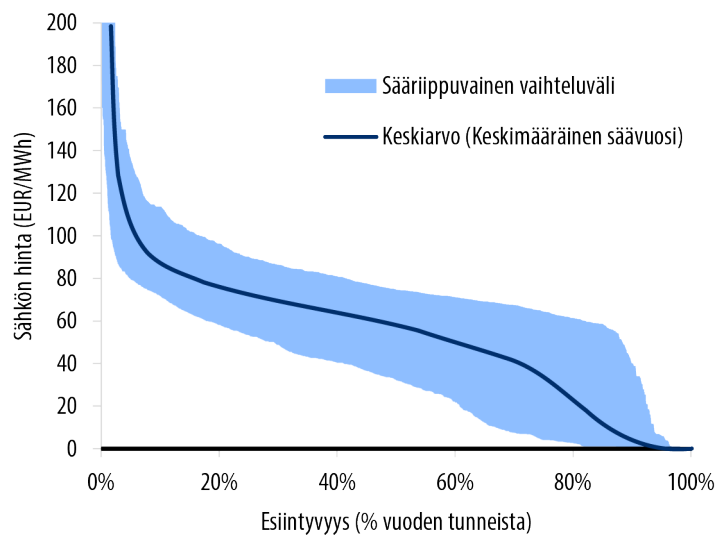


Vuoteen 2040 mennessä lämpövoimatuotannon hinta nousee kallistuneiden polttoaine- ja päästöoikeushintojen seurauksena, sekä tarve kalliimmalle huipputuotannolle kasvaa vaihtelevan tuotannon lisääntyessä. Tämä kasvattaa korkeiden hintojen esiintyvyyttä ja osaltaan jyrkentää pysyvyyskäyrää. Toisessa ääripäässä nähdään erittäin alhaisten sähkön hintojen yleistyvän, mikä on suoraa seurausta tuulivoimatuotannon suuremmasta osuudesta: tuulisina tunteina halpa tuulivoimatuotanto painaa sähkön hinnan alas.

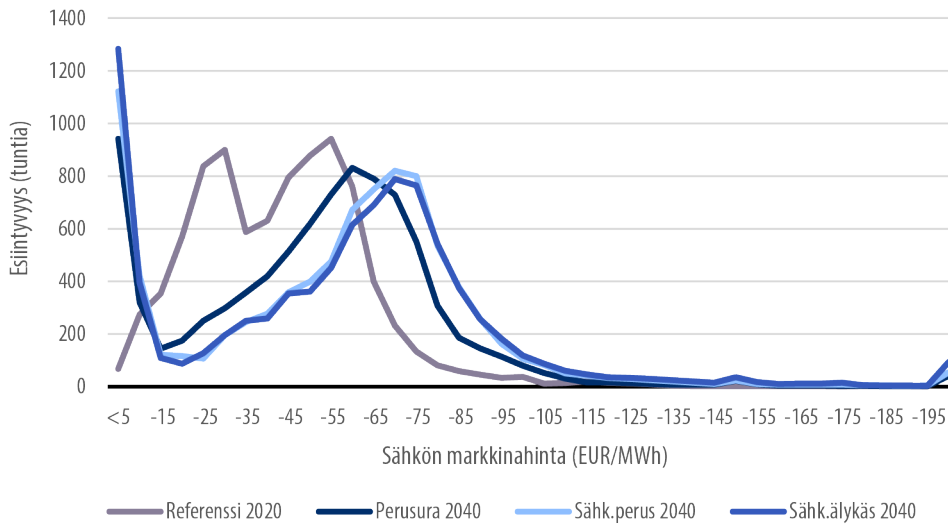
Kokonaisuudessaan sähkön hinnan sääriippuvaisuus myös kasvaa. Nykyään sähkön hinnat Pohjoismaissa ovat hyvin riippuvaisia vesivoimasta, ja vaihtelevat vuoden saateisuuden mukaan: kuivana vuonna sähkön hinnat ovat korkeammalla tasolla ja märkänä vuonna alhaisemmalla tasolla. Vuoteen 2040 mennessä tuulivoiman osuus Pohjoismaiden sähkön tuotannosta on kasvanut entistä merkittävämmäksi. Sen myötä

myös vuoden tuuliolosuhteet vaikuttavat merkittävästi sähkön hintaan. Etenkin merkittävänä tekijänä on tuuliolosuhteiden vuoden sisäinen vaihtelu. Yleisesti ottaen talvella tuulee enemmän, ja tuulituotanto vastaa hyvin kuukausitasolla kysyntään, joka on myös korkeampi talviaikaan. Tästä poikkeavina säävuosina, jolloin tammi-helmikuussa tuulee vähän korkean kysynnän aikaan, seuraa korkeita tuntihintoja merkittävästi enemmän.

**Kuvio 31.** Sähkön hinnan pysyvyyskäyrä ja vaihteluväli älykkäässä skenaariossa vuonna 2040



Kuva 32 esittää sähkön hintatasojen esiintyvyyden (tuntia vuodessa) 5 EUR/MWh välein referenssivuonna 2020 sekä kaikissa skenaarioissa vuonna 2040. Skenaariovuonna 2020 sähkön hinta on useimmiten noin 25–60 EUR/MWh välillä (yli 6000 tuntia vuodessa). Vuoteen 2040 mentäessä on nähtävissä selkeä siirtymä kaikissa skenaarioissa: alle 5 EUR/MWh ”nollatuntihinnat” yleistyvät ja niitä esiintyy jopa yli 1000 tuntia vuodessa, mutta toisaalta myös korkeampien 60–80 EUR/MWh hintojen esiintyvyys nousee huomattavasti. Tämän lisäksi nähdään yhä useammin yli 200 EUR/MWh hintoja.

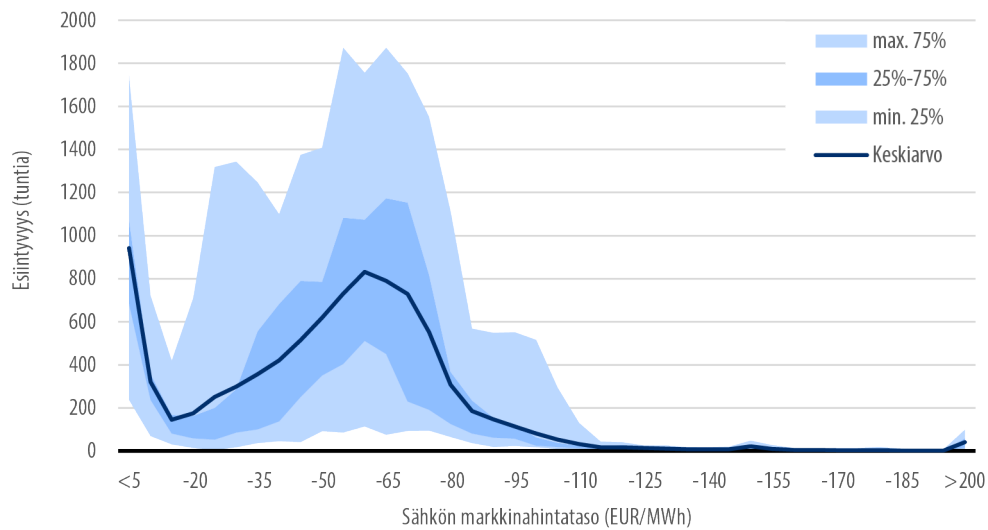
**Kuvio 32.** Sähkön hintatasojen esiintyvyyden skenaarioissa vuosina 2020 ja 2040

Sähkön "nollatuntihintojen" esiintyvyyden kasvamista selittää tuulivoimatuotannon osuuden nousu. Perinteisesti tuotantoa säädetään kysynnän mukaan. Tuulivoimatuotantoa ei voi juuri säätää ja sen luontainen volatiliiteetti tuulisuuden mukaan aiheuttaa haasteita. Lyhyehköillä, esimerkiksi vuorokauden mittaisilla, tuulisilla jaksoilla sähköjärjestelmään oletettu kulutusjousto pystyy hyvin siirtämään kysyntää vastaamaan suurta tuotantoa ja tasapainottamaan sähköjärjestelmän. Kuitenkin pidemmällä, esimerkiksi viikon mittaisilla, tuulisilla jaksoilla sähköjärjestelmän tarjonta on huomattavasti suurempi kuin kysyntä, mikä johtaa alhaisiin hintoihin. Kappaleessa 5.2.3 käydään erikseen läpi tämän vaikutus tuulivoimaan saamaan hintaan.

Sähkön hintatason nousua selittää turvautuminen vähätuulisilla tunneilla kalliimpaan tuotantokapasiteettiin, jonka sähkön tuotannon marginaalikustannusta nostavat referenssivuodesta korkeammat polttoaine- ja päästöoikeushinnat. Tämän lisäksi kaikista "tiukimpien" tuntien, jolloin järjestelmän kapasiteetti on kalleimpia tuotantomuotoja myöten käytössä kulutukseen vastaamiseksi, esiintyvyyden kasvaa. Tämä on osaltaan seurausta perinteisen, säädettävän sähköntuotantokapasiteetin vähenemisestä vaihtelevan uusiutuvan tuotannon tieltä. Tällöin vähätuulisilla tunneilla joudutaan turvautumaan yhä kalliimpaan säädettävään tuotantoon. Perinteinen sähköntuotantokapasiteetti ei ole yhtä kannattavaa verrattuna rakennettavaan uusiutuvaan kapasiteettiin, jonka alhaiset marginaalikustannukset laskevat hintoja.

Sähköjärjestelmä on tulevaisuudessa suuremmilla tuulivoiman ja muiden uusiutuvien tuotantomuotojen osuuksilla yhä enemmän sääriippuvainen. Kuvissa (Kuva 33 ja Kuva 34) nähdään eri hintatasojen vaihteluvälin todennäköisyys erilaisina säävuosina perusuraskenaariossa ja älykkäässä sähköistyksen skenaariossa vuonna 2040.

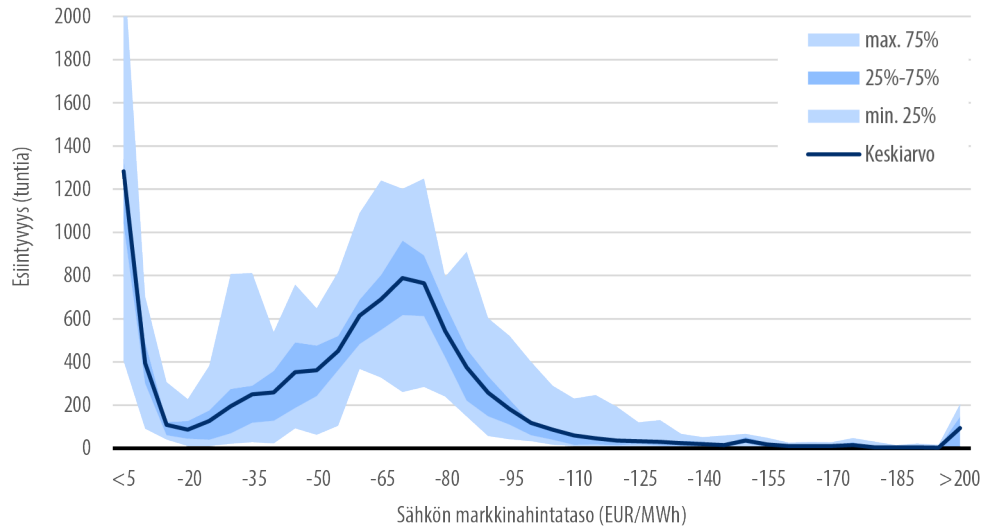
**Kuvio 33.** Sähkön hintatasojen vaihteluväli perusuraskenaariossa 2040



Kuvista (Kuva 33 ja Kuva 34) nähdään, että molemmissa skenaarioissa niin sanotut ”nollatuntihinnat”, jolloin sähkön hinta lähentelee nollaa euroa, yleistyvät ja niiden esiintyvyyden vaihteluväli on suuri erilaisina säävuosina. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa ”nollatuntihintojen” määrä kasvaa suuremman tuulivoimatuotannon myötä, ja niiden esiintyvyyden vaihteluväli on suurempi.

Perusuraskenaariossa sähkön hinta asettuu ”nollatuntihintojen” jälkeen useimmiten 50–60 EUR/MWh tuntumaan säävuodesta riippumatta. Myös korkeiden, yli 200 EUR/MWh ”piikkihintojen” määrä perusskenaariossa on keskimäärin kohtuullinen ja vaihteluväli pieni.



**Kuvio 34.** Sähkön hintatasojen vaihteluväli sähköistyksen älykkäässä skenaariossa 2040

Vastaavasti sähköistyksen älykkäässä skenaariossa joudutaan useammin turvautumaan hieman kalliimpaan marginaalituotantoon, mikä asettaa sähkön hinnan usein 60–80 EUR/MWh tasolle. Älykkäässä skenaariossa myös ”piikkihintojen” määrä tuplaantuu perusskenaarioon nähden, sillä älykkäässä skenaariossa joudutaan turvautumaan useammin kalliiseen huippukapasiteettiin ”tiukissa” tilanteissa, johtuen suuremmasta kysynnästä sekä vaihtelevan uusiutuvan tuotannon osuudesta. Osaltaan tilannetta helpottaa kysynnän suurempi joustavuus. Erilaisina säävuosina ”piikkihintojen” määrä vaihtelee paljon ja niiden esiintyvyys vuodessa on 0–200 tunnin välillä. Toisin sanoen joinain vuosina sähkön hinta ei ylitä lainkaan 200 euroa megawattitunnilta, kun se joinain vuosina on noin 200 tuntina yli 200 EUR/MWh.

### 5.2.3 Vaikutus tuulivoiman saamaan hintaan

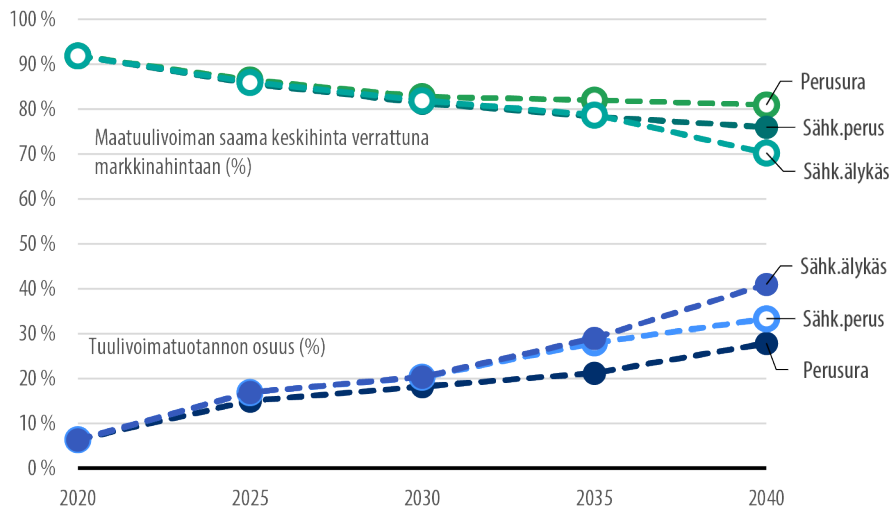
Tuulivoimalan sähköntuotanto vaihtelee tuulisuuden perusteella, jolloin sen saama keskihinta markkinoilta eroaa sähkön markkinahinnan vuosikeskiarvosta. Tuntitason tuotannolla painotettu tuntitason sähkön hinnasta laskettava vuosikeskihinta (englanniksi ”capture price”) vaihtelee riippuen tuulivoimalan sijainnista ja tuuliolosuhteista. Koko Suomen tuulivoimatuotannolle tarkasteltuna tämä hinta on viime vuosina ollut jonkin verran sähkön markkinahinnan keskiarvoa alhaisempi. Tämä johtuu siitä, että tuulivoimalat tuottavat ja tarjoavat halpaa tuulivoimaa markkinoille samanaikaisesti tuulisilla tunneilla, mikä laskee sähkön markkinahintaa kyseisellä tunnilla. Tuulivoimailojen samanaikainen tuotanto niin sanotusti kannibalisoi tuulivoiman tuottajan tuotannolle saamaa markkinahintaa ja siten tuulivoiman kannattavuutta.

Tuulivoimakapasiteetin kasvaessa tuulivoiman saama hinta suhteessa markkinahintaan yleisesti ottaen laskee, sillä samoilla tuulisilla tunneilla on tarjolla yhä enemmän halpaa tuulivoimatuotantoa. Tämä on ensiarvoisen tärkeää ottaa huomioon tuulivoiman kannattavuutta arvioitaessa.

Kuva 35 esittää tuulivoimatuotannon kattaman osuuden Suomen sähkön tarpeesta sekä sen saamaa keskihintaa suhteessa markkinahintaan selvityksen skenaarioissa. Kuvasta nähdään, että tuulivoimatuotannon osuuden kasvaessa tuulivoiman saavuttama keskihinta on alle 90 % markkinahinnasta jo vuonna 2025 ja noin 80 % vuonna 2030 jokaisessa skenaariossa edellä mainituista syistä johtuen. Toisin sanoen nähtävissä on selkeästi edellä mainittu tuulivoiman kannibalisaatio, jossa tuulivoiman kasvava osuus kokonaistuotannosta laskee sen saamaa keskihintaa.

Perusuraskenaariossa tuulivoiman saavuttama keskihinta on yli 80 % markkinahinnasta 2030-luvulla, sillä tuulivoimatuotannon osuus kokonaistaseesta pysyy maltillisempänä. Sähköistysskenaarioissa tuulivoimatuotannon osuus kasvaa merkittävästi ja älykkäässä skenaariossa 40 % Suomen sähkön tarpeesta katetaan tuulivoimalla vuonna 2040. Tällöin myös tuulivoiman saama keskihinta suhteessa markkinahintaan laskee huomattavasti.

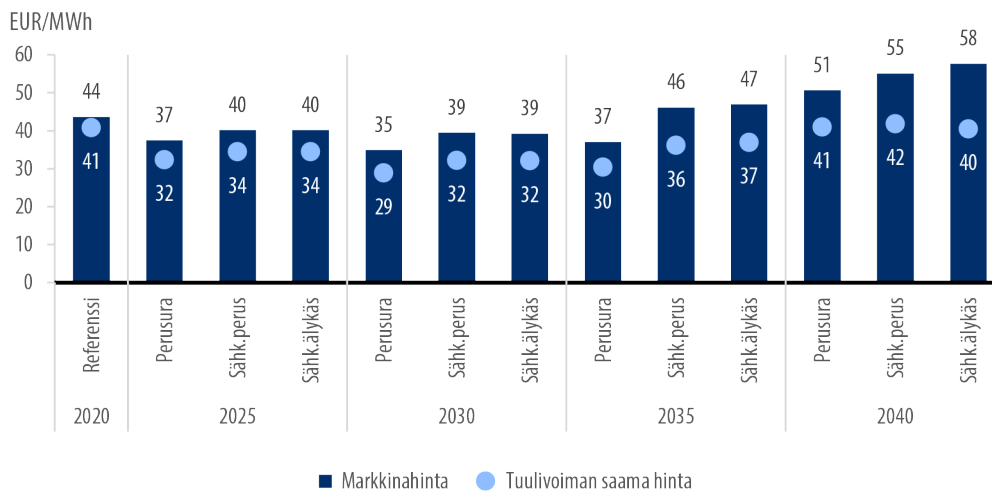
**Kuvio 35.** Tuulivoimatuotannon osuuden vaikutus tuulivoiman saamaan markkinahintaan



Tuulivoiman tuotantoa joudutaan myös rajoittamaan osalla tunneista, jolloin tuotantoa ja kulutusta ei saada vastaamaan toisiaan, ja tuotanto ylittää kulutuksen. Tuulivoima-tuotannon rajoittaminen koskee skenaarioissa maksimissaan 1 % tuotannosta keski-määräisenä vuonna, eikä vaikuta siten merkittävästi tuulivoiman saamaan hintaan. Osaltaan sähköjärjestelmän lisääntynyt joustavuus, etenkin älykkäässä sähköistys-skenaariossa, helpottaa tuulivoiman lisäämistä järjestelmään kannattavasti. Kysynnän joustavuudella sähkön kulutus saadaan helpommin yhtenäistettyä tuotannon kanssa, mikä vähentää vaikutusta tuulivoiman saamaan markkinahintaan.

Kuva 36 esittää maatuulivoiman markkinoilta saaman keskihinnan ja sen kehityksen skenaarioissa mallinnettuina vuosina. Kuvasta nähdään tuulivoiman saaman hinnan laskevan merkittävästi lähtötasosta 2020-luvulla. Lasku johtuu osaltaan laskevasta markkinahinnasta (Kuva 28) ja osaltaan kannibalisaatiosta (Kuva 35). Sähkön markki-nahinnan nousussa 2030-luvulla myös tuulivoiman saama keskihinta nousee, mutta osan hinnan noususta syö kannibalisaatio. Tämä on nähtävissä etenkin vuonna 2040, jolloin älykkäässä skenaariossa tuulivoiman saama keskihinta on alhaisin, vaikka ske-naarion markkinahinta on korkein. Korkeammasta markkinahinnasta johtuen maatuuli-voima saavuttaa kuitenkin lähes saman hinnan älykkään sähköistämisen skenaariorossa kuin sähköistämisen perusskenaariossa. Merituulivoiman saaman hinnan kan-nibalisaatio ei ole aivan yhtä suurta johtuen sen vähäisemmästä määrästä ja hieman eriävistä tuotantoprofiilista maatuulivoimaan verrattuna, jolloin merituulivoima saa skenaariosta ja vuodesta riippuen noin 1-2 EUR/MWh korkeampaa hintaa kuin maa-tuulivoima.

**Kuvio 36.** Maatuulivoiman saama keskihinta verrattuna sähkön markkinahintaan skenaarioissa



Lopulta tuulivoiman saama keskihinta vuonna 2040 on jokaisessa skenaariossa noin 40 EUR/MWh vastaten lähtötason hintaa. Vuonna 2040 tuulivoimainvestointien riskit ovat kuitenkin huomattavasti nykyistä suuremmat, sillä tuulivoimatuotanto saa yhä useammin aikaan "nollatuntihintoja". Tästä syystä työn varsinaisissa skenaarioissa ei ole rakennettu tuulivoimaa tehtyjä oletuksia enemmän, vaikkakin riippuen markkinatoimijoiden tuottovaatimuksista tuulivoimaa voitaisiin rakentaa enemmänkin. Tähän liittyen on kuitenkin laadittu herkkyystarkastelu sähköistyksen älykkäässä skenaariossa.

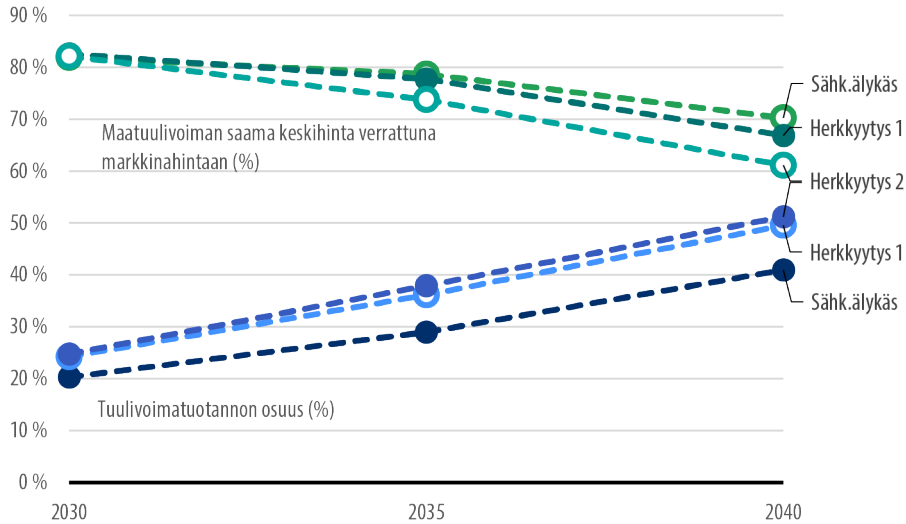
### 5.2.3.1 Herkkyystarkastelu: Tuulivoimakapasiteetin vaikutus hintoihin

Herkkyystarkastelussa maatuulivoiman kapasiteettia on nostettu vuosille 2030, 2035 ja 2040 sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Tarkastelussa tuulivoiman kapasiteettia on nostettu kahdessa herkkyytyksessä. Herkkyytyksessä 1 tuulivoimakapasiteettia on lisätty 250 MW vuonna 2030, 1250 MW vuonna 2035 ja 2200 MW vuonna 2040. Herkkyytyksessä 2 kapasiteettia on lisätty kaksinkertaisesti, eli vastaavasti 500 MW, 2500 MW ja 4200 MW. Herkkyytyksen 1 lisäykset vastaavat noin viittä prosenttia skenaarion alkuperäisestä maatuulivoiman kapasiteetista ja noin 15 prosenttia vuosina 2035 ja 2040.

Kuva 37 esittää tuulivoimatuotannon osuuden kasvun herkkyytyksissä sähköistyksen älykkääseen skenaarioon verrattuna. Tuulivoimatuotannon osuus nousee vuonna 2030 noin neljännekseen ja vuoteen 2040 mennessä tuulivoimalla tuotetaan noin puolet Suomen tarvitsemasta sähköstä. Tuulivoiman saama keskihinta verrattuna markkinahintaan ei juurikaan laske herkkyytyksissä vuonna 2030 ja herkkyytyksessä 1 vuonna 2035, mikä osoittaa, että sähköistyksen älykkään skenaarion joustava sähköjärjestelmä ottaa tällöin hyvin vastaan tuulivoimakapasiteetin lisäykset.

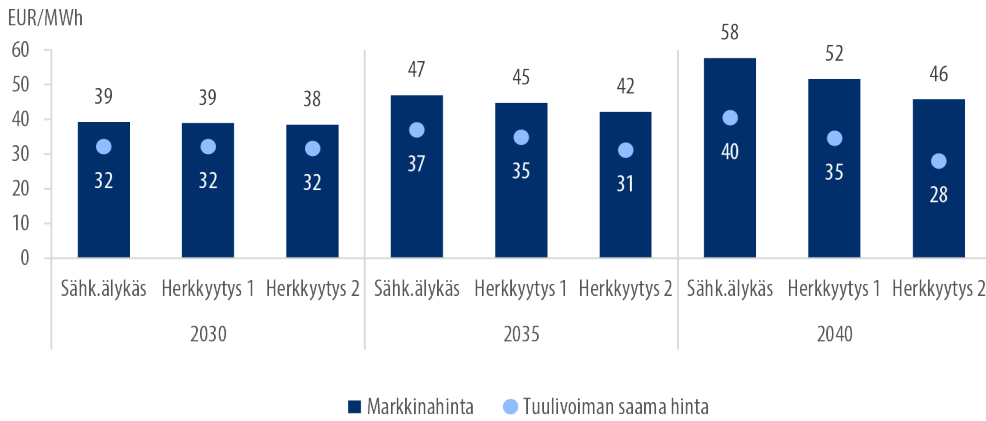
Herkkyytyksen 2 suuremmissa kapasiteetin lisäyksissä vuonna 2035 ja vuoden 2040 herkkyytyksissä tuulivoiman saama hinta verrattuna markkinahintaan laskee kuitenkin merkittävästi. Herkkyytyksessä 2 tuulivoiman saama hinta on enää noin 60 % markkinahinnasta vuonna 2040. Näiden herkkyytysten korkeampi tuulivoimakapasiteetti nostaa siten tuulivoiman kannibalisaatiota merkittävästi, mikä kielii siitä, että sähköjärjestelmän joustavuus ei pysty vastaamaan kasvaneeseen tuulivoimatuotannon vaihteluun hyvin.

**Kuvio 37.** Tuulivoimatuotannon osuus ja sen saama hinta markkinahinnasta herkkyytyksessä



Kuva 38 esittää maatuulivoiman saaman keskihinnan ja sähkön markkinahinnan sähköistyksen älykkäässä skenaariossa sekä sen herkkyytyksissä. Vuonna 2030 herkkyytykset eivät juurikaan vaikuta hintoihin. Vuosina 2035 ja 2040 tuulivoiman saama hinta laskee noin 35 EUR/MWh tasolle herkkyytyksessä 1 ja noin 30 EUR/MWh tasolle herkkyytyksessä 2. Tuulivoimatuotannon elinkaarikustannusten tulisi olla tämän alle, jotta tuulivoiman rakentaminen olisi kannattavaa herkkyytyksissä kuvatulla tavalla.

Herkkyytysten korkeampi tuulivoimakapasiteetti laskee myös keskimääräistä markkinahintaa. Markkinahinta laskee huomattavimmin vuonna 2040: noin 10 % herkkyytyksessä 1 ja 20 % herkkyytyksessä 2 verrattuna skenaarion hintaan. Tuulivoiman saama markkinahinta laskee suhteessa kuitenkin enemmän kuin keskimääräinen markkinahinta, mikä johtuu siitä, että korkeampi kapasiteetti lähinnä kasvattaa "nollatuntihintojen" määrää ja tuulivoimatuotantoa joudutaan enemmän rajoittamaan tuulisilla tunneilla.

**Kuvio 38.** Maatuloivoiman saama keskihinta ja sähkön markkinahinta herkkyytyksessä

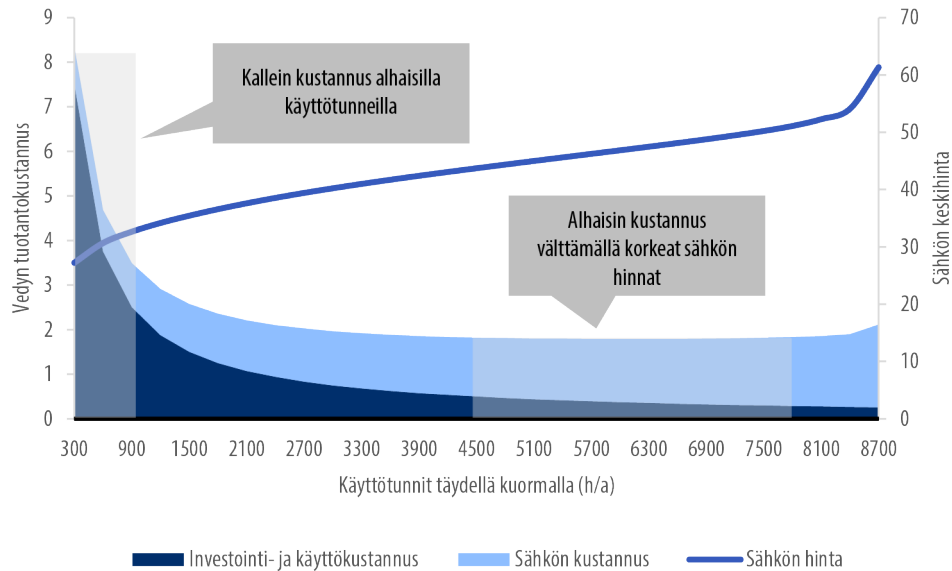
Yhteenvedona sähköjärjestelmän joustavuus älykkäässä skenaariossa auttaa integroimaan jonkin verran lisää tuulta sähköjärjestelmään ilman, että tuulivoiman kannibalisaatio kasvaa merkittävästi. Jouston lyhytkestoisuudesta johtuen tuulivoimakapasiteetin lisäys ei kuitenkaan vaikuta tuulettomiin jaksoihin ja siten tiukkoihin tunteihin, eikä siten paranna esimerkiksi sähkön toimitusvarmuutta. Rakentamalla lisää tuulivoimaa skenaariossa sähkön hyvin alhaisten tuntihintojen määrä kasvaa huomattavasti, mikä alentaa sähkön keskimääräistä markkinahintaa ja siten sähköstä koituvia kuluja yhteiskunnan eri toimijoille. Vastaavasti kuitenkin tuulivoiman saama hinta laskee merkittävästi "nollatuntihintojen" määrän lisääntyessä.

## 5.2.4 Vaikutus teollisuudelle

### 5.2.4.1 Power-to-X prosessien joustosta saatavat säästöt skenaarioissa

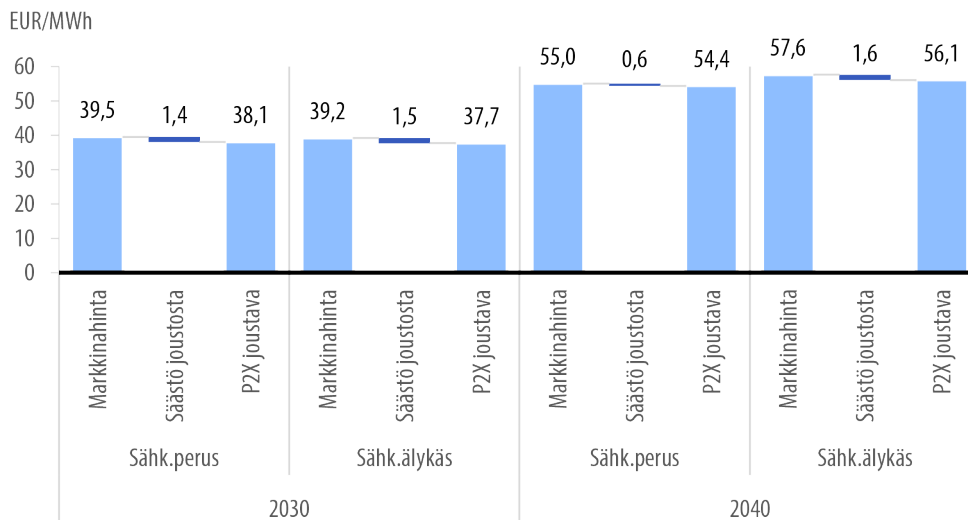
Power-to-X prosessien ajaminen joustavasti, toisin sanoen prosessin ajaminen täydellä teholla alhaisten sähkön markkinahintojen aikaan ja alhaisemmalla teholla tai ei lainkaan korkeiden hintojen aikaan, tuo toimijoille säästöjä sähkön kustannuksissa. Toisaalta joustokkyisen prosessin rakentaminen vaatii investointeja itse power-to-X prosessiin ja siitä saatavan tuotteen varastointiin. Esimerkiksi vetyelektrolyysissä (power-to-H<sub>2</sub>) suurempaan elektrolyseriin ja vetyvarastoon. Kuva 39 havainnollistaa vetyelektrolyysin tuotantokustannuksen riippuvuutta prosessin käyttötunneista täydellä kuormalla, joka vaikuttaa prosessin kuluttaman sähkön hintaan.

**Kuvio 39.** Vetyelektrolyysin tuotantokustannuksen riippuvuus käyttötunneista ja sähkön hinnasta



Kuva 40 esittää sähkön keskimääräisen markkinahinnan verrattuna joustavasti toimivan power-to-X prosessin kulutuksen painotettuun keskihintaan vuosina 2030 ja 2040 sähköistysskenaarioissa. Nouseva sähkön hinta nostaa sähkön kustannusta myös veden tuottamisessa elektrolyysillä merkittävästi, mutta prosessin ajaminen joustavasti säästää toimijalta sähkön kustannuksissa keskimäärin noin 1–2 EUR/MWh verrattuna markkinahintaan.

**Kuvio 40.** Joustavan power-to-X prosessin sähkön keskihinta verrattuna markkinahintaan



Huomionarvoista on, että esitetty markkinahinta (Kuva 40) kuvaa tilanteita, joissa power-to-X prosessit toimivat joustavasti ja siten laskevat markkinahintaa. Säästö sähkön keskihinnassa kuvastaa tässä tapauksessa tilannetta, jossa yksittäinen power-to-X toimija tekisi päätöstä joustavuudestaan. Mikäli power-to-X toimijat eivät joustaisi lainkaan, olisi sähkön keskimääräinen markkinahinta korkeampi.

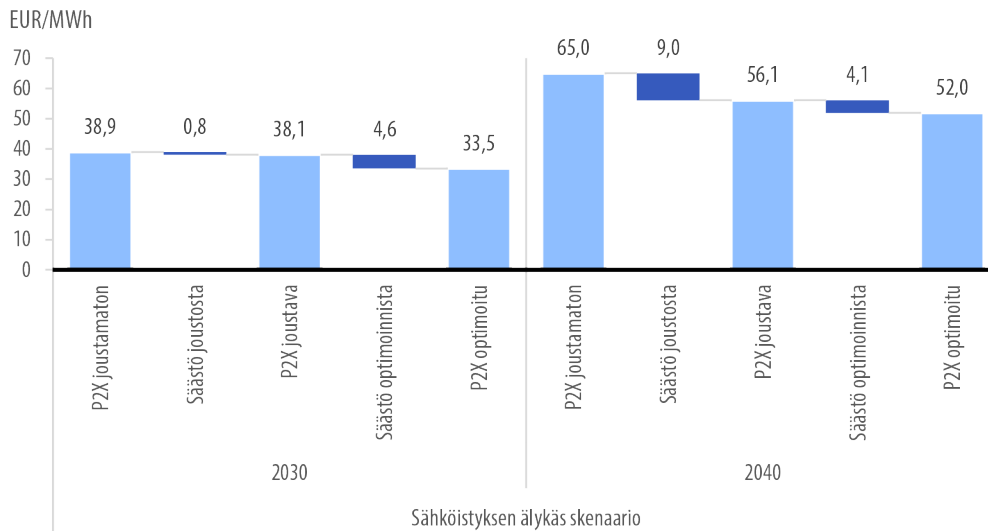
Vaikutus keskimääräiseen markkinahintaan on kuitenkin vähäinen muulloin kuin sähköistyksen älykkäässä skenaariossa vuonna 2040, jolloin power-to-X prosessien joustavuus laskee keskimääräistä markkinahintaa yli 7 EUR/MWh. Tällöin markkinahinta olisi 65 EUR/MWh, olettaen ettei yksikään power-to-X toimija joustaisi tai markkinat reagoisi korkeampiin hintoihin jouston puutteen vuoksi. Merkittävä hintaero korostaa power-to-X prosessien jouston tärkeyttä sähköistyksen älykkäässä skenaariossa Suomen sähköjärjestelmälle ja yhteiskunnalle. Joskin ilman power-to-X prosesseista saatavaa joustoa oletettavasti jokin muu toimija pystyisi tarjoamaan markkinoille joko säädettyä tuotantoa tai kulutusta kannattavasti, jolloin vaikutus hintaan ei olisi yhtä suuri.

#### 5.2.4.2 Herkkyystarkastelu: Power-to-X prosessien joustavuus

Vuotuinen säästö sähkön kustannuksissa ajaa toimijoita tekemään investointeja prosessin joustavuuteen. Joustavasti toimiminen vaatii investointeja suurempaan vetyvarastoon ja elektrolyysiin suhteessa tilanteeseen, jossa prosessia ei ajettaisi joustavasti. Tässä kappaleessa on tehty herkkyystarkastelu power-to-X prosessien joustavuudesta sähköistyksen älykkäässä skenaariossa ja siitä seuraaviin vedyn tuotantokustannuksiin. Tuloksista voidaan päätellä suuntaviivoja siihen, kuinka power-to-X prosessit kannattaisi suunnitella sekä ajaa skenaariossa.

Kuva 41 esittää power-to-X prosessin sähkön kustannuksen sähköistyksen älykkäässä skenaariossa kolmella eri toimintatavalla: power-to-X prosessit eivät jousta lainkaan (P2X joustamaton), power-to-X prosessit joustavat välttämättä korkeimmat hinnat skenaario-oletusten mukaisesti (P2X joustava), sekä power-to-X prosessien jousto optimoidaan sähkön hinnan mukaan (P2X optimoitu). Optimoidussa toimintatavassa joustoa aktivoidaan myös alhaisemmilla sähkön hintaeroilla, ja prosessia ajetaan mahdollisimman alhaisilla sähkön tuntihinnoilla huomioiden varaston rajoitukset. Tulokset perustuvat sähköistyksen älykkään skenaarion oletuksiin, joissa on oletuksena 12 tunnin vetyvarasto.



**Kuvio 41.** Optimoidun power-to-X -prosessin säästö sähkönn hinnassa 12 tunnin varastolla

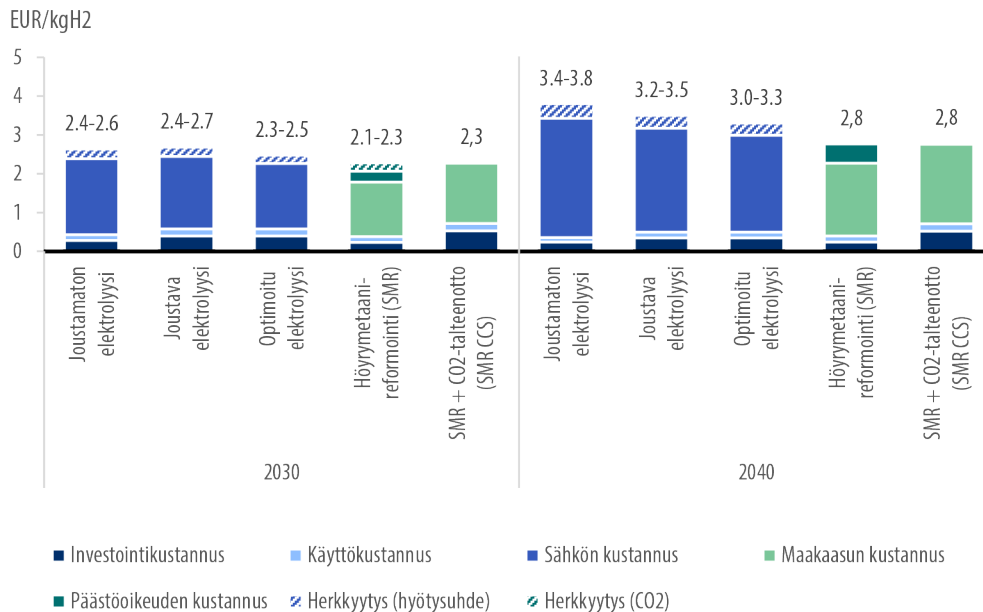
Tuloksista on nähtävissä, että power-to-X prosessin optimointi sähkönn hinnan mukaan on kannattavaa toimijoille, sillä se tuo 4–5 EUR/MWh säästön sähkönn kustannuksissa. Optimointi ei vaatisi merkittäviä lisäinvestointeja toimijoille verrattuna joustavasti toimimiseen sähkönn piikkitunneilla, sillä joustoon tarvittavat vetyvarastot ja elektrolyyseri-kapasiteetti olisi jo investoitu sähkönn huipputuntien välttämiseksi. Tämän työn skenaarioissa oletettu power-to-X toimijoiden joustomalli perustuu haastatteluihin. Vaikutusta muille toimijoille ei optimoinnista ole juuri nähtävissä, sillä optimointi lähinnä tasaa hintaeroja alhaisilla hinnan tunneilla verrattuna skenaariossa oletettuun joustoon korkeammilla hintaeroilla. Toisin sanoen, vaikka toimijat eivät työn skenaarioissa optimoi kulutustaan kuten kannattaisi, ei sillä ole suurta merkitystä skenaarioiden tulosten suhteen.

Tulokset myös herkkyytettiin suuremmalla 24 tunnin vedyn kysyntää vastaavalla varastolla, mutta tällöin saatavat lisäsäästöt olivat maltillisempia. Pelkästään hintapiikit joustavasti leikkaamalla keskihinta pysyi liki samana, eikä lisäinvestointi varastokapasiteettiin ole siten perusteltavissa. Optimoimalla 24 tunnin varastoa päästiin 3-5% alhaisempiin sähkönn kustannuksiin, mutta tällöin vedyn tuotantokustannus oli vuonna 2030 suurempi ja vuonna 2040 samaa luokkaa kuin 12 tunnin varastolla johtuen korkeammasta investointikustannuksesta. Todennäköisempänä toteutuksena pidettiin skenaarioihin haastattelujen perusteella valittua 12 tunnin kysyntää vastaavaa varastoa, jolla skenaariomallinnuksien mukaan saadaan suurin osa kustannushyödyistä sähkönn hinnassa.

Kuva 42 esittää vertailun vedyn lopullisista tuotantokustannuksista olettaen yllä esitetyt (Kuva 41) sähkön hinnat vetyelektrolyysille (joustamaton/joustava/optimoitu elektrolyysi) sekä 12 tunnin vetyvaraston. Tämän lisäksi kuvassa (Kuva 42) on esitetty tuotantokustannus vaihtoehtoisista tuotantotavoista höyrymetaanireformoinnilla (SMR) ja höyrymetaanireformoinnilla CO<sub>2</sub>-talteenoton kanssa (SMR CCS).

Arvio ottaa huomioon skenaariossa käytetyt polttoainehinnat sekä investointi- ja käyttökustannukset, jotka sisältävät myös vedyn varastoinnista ja suuremmasta elektrolyysin koosta koituvat kustannukset joustavassa ja optimoidussa elektrolyysissä. Tämän lisäksi kustannuksissa on huomioitu sähkön ja kaasun siirrosta aiheutuvat kustannukset, mutta verot on jätetty tarkastelun ulkopuolelle. Oletukset kustannuksista perustuvat IEA:n The Future of Hydrogen -raporttiin (IEA, 2019) ja AFRYn asiantuntijoiden näkemyksiin. Elektrolyysin investointikustannuksiin ja hyötysuhteen kehitykseen sisältyy merkittävää epävarmuutta, jonka vuoksi elektrolyysin hyötysuhdetta on herkkyytetty 80–90 % välillä. Tämän lisäksi SMR:n kustannusta vuonna 2030 on herkkyytetty päästöoikeuden korkeammalla 55 EUR/tCO<sub>2</sub> hinnalla.

**Kuvio 42.** Vedyn tuotantokustannus sähköistyksen älykkäässä skenaariossa



Tulokset vedyn tuotantokustannuksesta vahvistavat näkemystä, että power-to-H<sub>2</sub> toimijoiden kannattaa optimoida prosessin kulutusta sähkön hinnan mukaan. Pelkästään hintapiikkien välttäminen joustamalla ei tuo säästöjä tuotantokustannuksissa vielä vuonna 2030. Tällöin korkeita hintoja on vähemmän ja skenaariossa on paljon peruskuormaa tuottavaa ydinvoimaa, joka vastaa hyvin vetyelektrolyysin tasaiseen sähkön

tarpeeseen. Vuonna 2040 sähkön hinnan volatilitteetti on kuitenkin korkeampi ja nähtävissä on selkeitä säästöjä joustamalla sekä optimoimalla sähkön kulutusta.

Vedyn tuotantokustannus elektrolyysillä käyttäen sähköä verkosta on kuitenkin kalliimpaa kuin höyrymetaanireformoinnilla (SMR), vaikka elektrolyysin kulutus optimoitaisiin sähkön hinnan mukaan. Vuonna 2030 sähkön hinnan elektrolyysille tulisi olla alle 30 EUR/MWh, jotta elektrolyysi olisi halvempi höyrymetaanireformointiin verrattuna. Vuonna 2040 elektrolyysi olisi kilpailukykyinen noin 45 EUR/MWh keskihinnalla, sillä maakaasun ja päästöoikeuden hinnat nousevat, nostaen vedyn tuotantokustannuksia SMR:llä.

Vetyelektrolyysin etuna SMR:ään verrattuna ovat alhaisemmat päästöt. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa Suomen sähkön tuotanto perustuu pitkälti uusiutuvaan energiaan, jolloin verkkoon kytketyn elektrolyysin päästöt ovat pienet. Vaihtoehtona SMR:ssä on hiilidioksidin talteenotto (CCS, Carbon Capture & Storage), jolloin sen päästöt vähenevät. Päästöoikeuden hinnan tulisi olla noin 55 EUR/tCO<sub>2</sub>, kuten vuoden 2030 herkkyystarkastelussa ja skenaariossa vuonna 2040, jotta CO<sub>2</sub>-talteenotto-ratkaisun yhdistäminen höyrymetaanireformointiin olisi kannattavuudeltaan samalla tasolla tavallisen SMR:n kanssa.

Huomattavaa on, että sekä investointi- että käyttökustannukset ovat suhteellisen alhaisia myös vetyvarastoinvestoinnin kanssa verrattuna sähkön tai maakaasun ja päästöoikeuden kustannuksiin. Suomessa vedyn varastointi on suhteellisen haastavaa, sillä täältä ei löydy varastointiin hyvin soveltuvia muodostelmia kuten suolaluolia (Business Finland, 2020). Vetyä joudutaan varastoimaan esimerkiksi pienissä tankeissa, jotka ovat kalliimpia ratkaisuja. Toisaalta sama pätee myös hiilidioksidin varastoinnille sen talteenoton jälkeen. Halvemmillä varastoratkaisuilla tuotantokustannukset olisivat alhaisempia sekä optimoidulle elektrolyysille että SMR CCS:lle.

Höyrymetaanireformoinnissa on tämän lisäksi omat haasteensa Suomessa. Prosessi vaatii polttoaineksi maakaasua, jota ei ole saatavilla esimerkiksi Pohjois-Suomeen putkea pitkin, vaan tällöin kulutuspisteelle täytyisi tuoda joko maakaasua tai muualla tuotettua vetyä nestemäisessä muodossa. Tämä lisäisi merkittävästi kustannuksia, eikä höyrymetaanireformointi siten ole käypä ratkaisu kaikissa kulutuskohteissa. Selvityksessä ei tosin ole tarkemmin tutkittu maakaasun tai vedyn kuljetuskustannuksia, sillä vedyn tuotannon oletetaan keskittyvän sen kulutuspisteisiin.

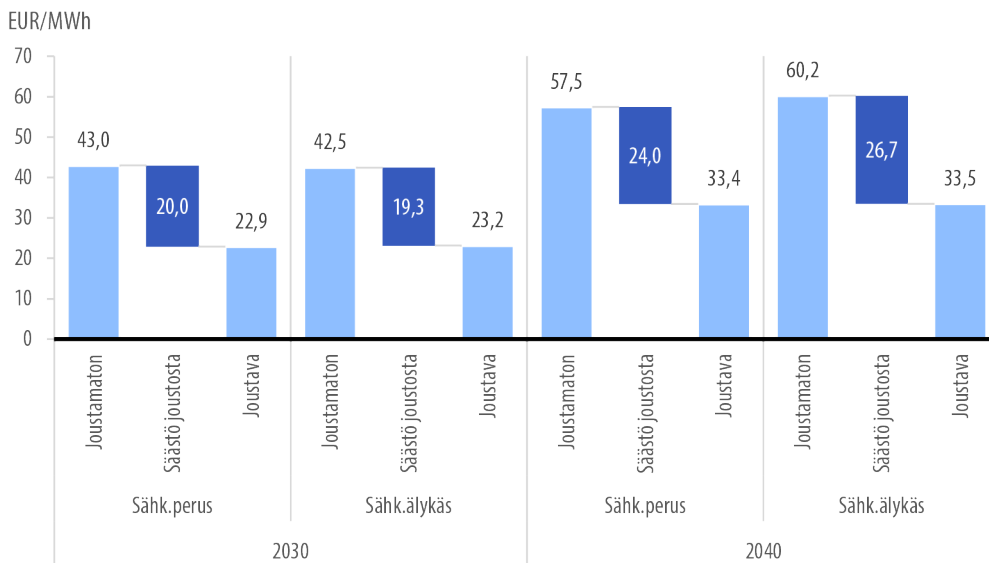
## 5.2.5 Vaikutus kuluttajalle

Skenaarioiden vaikutuksia kuluttajalle on arvioitu sähköauton käyttäjän ja sähkölämmittäjän näkökulmasta. Tarkastelussa on erityisesti nostettu esiin kuluttajan saama hyöty joustavasti toimimisesta sähköistysskenaarioissa.

### 5.2.5.1 Sähköautoilijan saamat säästöt joustosta

Kuva 43 esittää sähköenergian hinnan painotettuna joustamattoman ja joustavan sähköauton kulutuksen mukaan, sekä joustosta saatavan säästön sähköenergian hinnassa. Joustamattomalle sähköautoilijalle hinta on hieman korkeampi kuin keskimääräinen markkinahinta. Joustavalle sähköautoilijalle hinta on huomattavasti alhaisempi kuin joustamattomalle. Joustamalla sähköautoilija säästää sähköenergian hinnassa 40–50 %.

**Kuvio 43.** Säästö joustosta sähkön hinnassa sähköauton latauksessa



Joustavasti toimiminen on tavalliselle sähköautoilijalle suhteellisen edullista, sillä sähköauto sisältää valmiiksi akun sähkön varastointia varten. Lataaminen sähkön hinnan mukaan ei vaadi merkittäviä lisäinvestointeja, ja sektorilla on jo olemassa useita älykkään lataamisen palveluntarjoajia. Säästöt vuositason yhdeksi sähköautoilijalle ovat 60–80 euron luokkaa olettaen noin 0,2 kWh/km kulutuksen ja 15 000 km ajosuoritteen vuodessa. Säästöt huomioivat vain säästön sähkön tukkuhinnassa. Tämän lisäksi sähköautoilla voidaan osallistua myös esimerkiksi reservimarkkinoille tai jopa mahdollisesti syöttää sähköä takaisin verkkoon niin sanotulla V2G-tekniikalla (Vehicle-to-

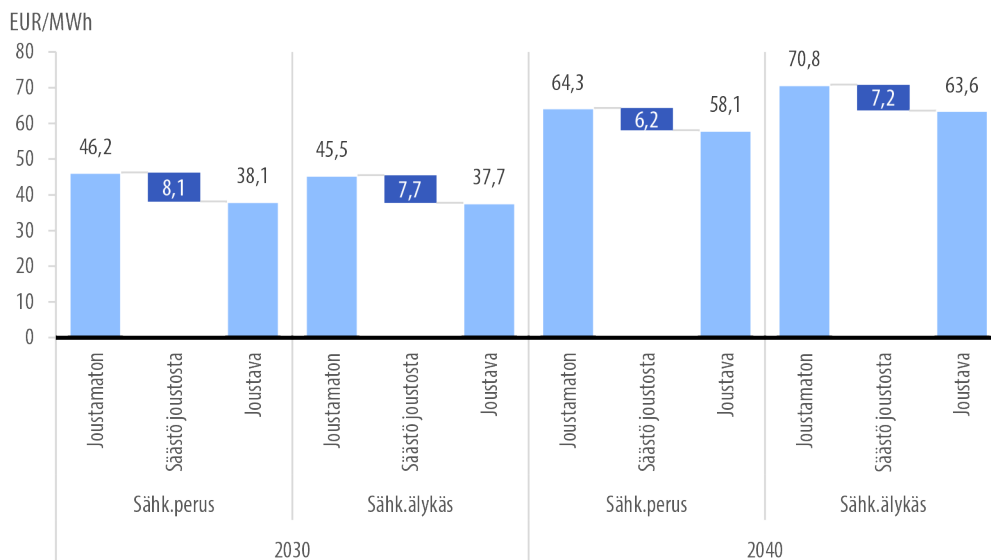
Grid), jolloin myös näistä saataisiin lisätuloja. V2G:ta ei kuitenkaan ole huomioitu mallinnuksessa.

### 5.2.5.2 Sähkölämmittäjän saamat säästöt joustosta

Kuva 44 esittää sähkön hinnan painotettuna joustamattoman ja joustavan sähkölämmittäjän kulutuksen mukaan, sekä joustosta saatavan säästön sähkön hinnassa. Esitetty hinta on ilmalämpöpumppua käyttävälle sähkölämmittäjälle. Sähkölämmittäjä maksaa korkeampaa hintaa sähköstä verrattuna keskimääräiseen painottamattomaan sähkön markkinahintaan. Lämmitystarve on suurimmillaan kylmillä jaksoilla, jolloin myös sähkön hinnat ovat tyypillisesti korkeimmillaan, johtuen suurelta osin sähkölämmityksen suuremmasta tarpeesta ja siten sähkön kysynnästä.

Ilmalämpöpumpun ajaminen joustavasti tuo molemmissa sähköistyskenaarioissa 6–8 EUR/MWh säästöt vuosina 2030 ja 2040, joka vastaa vuonna 2030 liki 20 % säästöä sähkön hinnassa ja vuonna 2040 noin 10 % säästöä sähkön hinnassa. Lämmityksen jousto oli suhteellisen lyhytkestoista, jonka vuoksi se ei ole samassa mittaluokassa sähköautojen saaman säästön kanssa. Vuonna 2040 saatua säästöä osaltaan laskee myös muun joustavan kulutuksen aktivoituminen. Vuosittaisella 3500 kWh kulutuksella saatavat säästöt joustosta ovat noin 20–30 euroa vuodessa.

**Kuvio 44.** Säästö joustosta sähkön hinnassa sähkölämmityksessä ilmalämpöpumpulla



Skenaarioissa siirrytään pitkälti käyttämään lämpöpumppuja öljylämmityksestä sekä suorasta sähkölämmityksestä. Lämpöpumppujen tehokkuus on parempi kuin suoralla sähkölämmityksellä, sillä lämpöpumpun COP (Coefficient of Performance) on keskimäärin 3. Tämä tarkoittaa sitä, että yhtä lämpöenergiayksikköä kohden käytetään kolmasosa sähköä. Kylmällä säällä, jolloin sähkön hinnat ovat yleensä korkeimmillaan, COP on kuitenkin keskimääräistä huonompi. Korkeahkot sähkön hinnat tekevät lämpöpumpuista kuitenkin huomattavasti kannattavampia verrattuna suoraan sähkölämmitykseen, ja toisaalta myös öljyn hinta nousee merkittävästi, mikä tukee valittua skenaariopolkua.

### 5.3 Sähkön toimitusvarmuus

Toimitusvarmuuden arvioimiseksi työssä on määritetty tehovajeen odotusarvo (tuntia vuodessa) ja näihin liittyvää energiavajeen odotusarvo (megawattituntia vuodessa) skenaarioissa vuosille 2020, 2030 ja 2040. Tehovajeen odotusarvo viittaa todennäköisyyteen tunneista, jolloin sähkön kysyntään ei pystytä vastaamaan sähköjärjestelmän kapasiteetilla tai kulutuksen joustolla. Energiavajeen odotusarvo kertoo kuinka paljon sähköenergiaa jää keskimäärin toimittamatta näinä tehovajetunteina.

Tehovaje ei välttämättä tarkoita, että sähkön käyttäjien kulutusta joudutaan rajoittamaan. Ensisijaisesti järjestelmävastaava verkonhaltija Fingrid pyrkii omilla toimenpiteillään estämään sen, että sähkön käyttäjiltä katkotaan sähköjä. Järjestelmäreservien varsinainen käyttötarkoitus on kuitenkin varautua verkko- ja tuotantovikoihin. Näiden käyttäminen tehopulatilanteessa alentaa sähköjärjestelmän kykyä selvitä yllättävistä vioista. Mallinnuksessa ei ole otettu huomioon Suomen tehoreservejä, vaan vain markkinaehtoiset voimalaitokset ja niiden tuotanto.

Taulukko 6 esittää tehovajeen odotusarvon (LOLE, tuntia vuodessa) ja energiavajeen odotusarvon (EUE, megawattituntia vuodessa) skenaarioiden lähtötasona vuonna 2020 sekä skenaarioissa vuosille 2030 ja 2040.

**Taulukko 6.** Teho- ja energiavajeen odotusarvo skenaarioissa

Skenaario	2020		2030		2040	
	LOLE (h/a)	EUE (MWh/a)	LOLE (h/a)	EUE (MWh/a)	LOLE (h/a)	EUE (MWh/a)
Perusuraskenaario	0,1	11	0,0	0	0,0	0
Sähköistytyn perusskenaario	-	-	0,0	0	0,7	574

Skenaario	2020		2030		2040	
Sähköistyksen älykäs skenaario	-	-	0,0	0	1,5	602
Hanhikivi 1 - herkkyytarkastelu	-	-	0,5	262	-	-

Tuloksista on nähtävissä, että Suomen sähköjärjestelmä on melko tiukka lähtötilanteessa vuonna 2020 ja on olemassa pieni riski tehovajeelle kylmänä talvena. Tilanne helpottuu Olkiluoto 3 ydinvoimalaitoksen tullessa verkkoon. Vuonna 2030 sähköjärjestelmän toimitusvarmuus on erinomaisella tasolla ja tehovajetta ei ole odotettavissa missään skenaarioista. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa on lisäksi tehty herkkyytarkastelu tilanteesta, jossa Hanhikivi 1 ydinvoimalaitos ei ole käytössä vielä vuonna 2030, eikä sen jättämää vajetta ole 'korvattu' muilla tuotantomuodoilla. Tällöin on odotettavissa tehovajetunteja. Lähtötilanne ja sen muutos Olkiluodon ydinvoimalaitoksen myötä, sekä tehty herkkyytarkastelu Hanhikiven ydinvoimalaitoksella vuonna 2030 korostavat ydinvoimalaitosten tärkeyttä Suomen sähkön toimitusvarmuudelle.

Vuonna 2040 Suomen sähköjärjestelmän toimitusvarmuus on hyvä perusuraskenaariossa, jossa kysynnän kasvu on maltillista. Sähköistyskenaarioissa Suomen sähköjärjestelmä on tiukempi, ja molemmissa skenaarioissa on vähäinen riski tehovajeelle. Tehovajeen riski tuplaantuu sähköistyksen älykkäässä skenaariossa verrattuna sähköistyksen perusskenaarioon. Älykkäässä skenaariossa on vähemmän peruskuormaa tuottavaa ydinvoimaa ja enemmän vaihtelevaa tuulivoimaa, mikä lisää tarvetta säätävälle lämpövoimalle, siirtoyhteisille sekä kulutuksen joustolle tuulettomina tunteina. Lisäännytynyt kulutusjouston kesto ei yksinään riitä turvaamaan järjestelmän tasapainoa yhtä paljon verrattuna ydinvoimaloiden jatkamiseen sähköistyksen perusskenaariossa.

Kokonaisuudessaan teho- ja energiavajeen odotusarvot pysyvät maltillisella tasolla verrattuna useiden Euroopan maiden sähköjärjestelmien mitoittamiseen, joissa tyypillisenä tavoitetasona pidetään kolmea tuntia vuodessa. Suomessa tehovajeen odotusarvolle ei ole virallista tavoitetta. (Pöyry, 2016) Pohjoismaissa sähkön toimitusvarmuutta pidetään kuitenkin suuressa arvossa, ja osaltaan suuren vesivoimakapasiteetin myötä tehovajeen odotusarvot ovat hyvin alhaisia ilman reservejä. Toimitusvarmuus heikkenisi sähköistyskenaarioissa vuoteen 2040 mentäessä, mikä tulisi ottaa huomioon esimerkiksi reservejä mitoitettaessa. Tämän lisäksi toimitusvarmuutta voi heikentää esimerkiksi Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitoksen myöhästymisen, mikä on hyvä ottaa huomioon sähkön toimitusvarmuustarkasteluissa.

## 5.4 Sähkön kulutus- ja tuotantoprofiilien muutokset

Muutokset sähkön kulutus- ja tuotantoprofiileissa tulevat parhaiten ilmi lyhyemmän aikavälin tarkasteluissa. Tässä kappaleessa on esitetty normaali säävuosi viikkotason keskiarvoina, nettokysynnän (kysyntä vähennettynä tuuli- ja aurinkovoiman tuotannolla) kehitys ja sen muutos peräkkäisinä tunteina, sekä tämän lisäksi valikoituja viikon jaksoja tuntitasolla yksittäisiltä säävuosilta eri skenaarioissa

Normaalin säävuoden keskiarvoista nähdään muutokset etenkin tuotannossa. Nettokysyntä kuvastaa hyvin jouston tarvetta kansallisella tasolla. Valikoiduilla viikon jaksoilla saadaan keskimääräisten sääolosuhteiden sijaan tuotua paremmin esille yksittäisten vuosien äärimmäisiä sääolosuhteita. Sääolosuhteet vaikuttavat hyvin paljon sähkön kysyntään sekä tulevaisuudessa etenkin sähkön tuotantoon. Kysyntä kasvaa kylminä ajanjaksoina muun muassa suuremman lämmitystarpeen vuoksi, jota kateetaan osaltaan sähkölämmityksellä. Vastaavasti tuotantopuolella tuulivoimatuotanto riippuu tuulisuudesta ja aurinkovoima aurinkoisuudesta. Jaksot on valikoitu niiden eriävien, osaltaan jopa äärimmäisten sääolosuhteiden mukaan, jotka tuovat hyvin esiin niiden vaikutuksen sähkömarkkinoihin tulevaisuudessa.

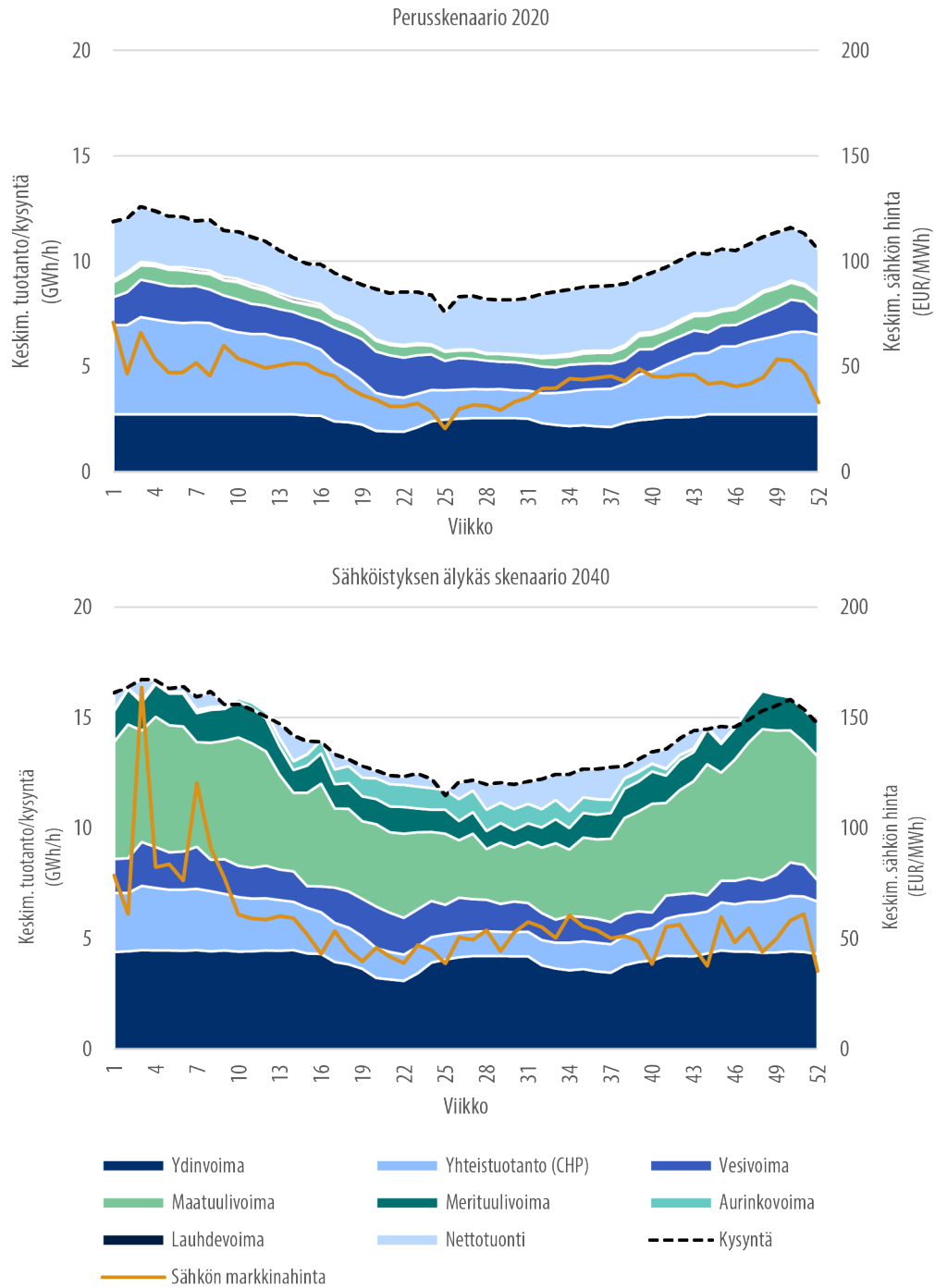
### 5.4.1 Muutokset vuositasolla

Vuositason muutoksia sähkön kulutus- ja tuotantoprofiileissa on tarkasteltu laskemalla viikkotason keskiarvot kulutuksesta ja tuotannosta keskimääräisenä säävuonna, mikä antaa hyvän kuvan kulutuksen ja tuotannon kausivaihtelusta. Kuva 45 esittää viikkotason keskiarvot vuonna 2020 skenaarioiden lähtötasossa ja vuonna 2040 sähköistykseen älykkäässä skenaariossa. Kuva sisältää myös painottamattoman keskiarvon sähkön markkinahinnasta.

Kuvasta (Kuva 45) nähdään kysyntäkäyrän muodon pysyvän hyvin samankaltaisena vuosien välillä: kylmään talviaikaan sähkön kysyntä on korkeampaa kuin lämpimään kesäaikaan. Etenkin vuoden kahdeksantena ensimmäisenä viikkona sähkön kysyntä on korkealla tasolla, mikä johtaa myös korkeampiin sähkön hintoihin verrattuna alhaisemman kysynnän kesäaikaan.



**Kuvio 45.** Muutokset sähkön tuotannossa ja kysynnässä viikkotasolla



Tuotannon osalta on selkeästi nähtävissä korkeampi ydin-, tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto vuonna 2040. Yhteistuotannon ja nettotuonnin määrät sen sijaan laskevat vuodesta 2020 vuoteen 2040. Tuotantomuodoista tuulivoiman ja yhteistuotannon kausivaihtelu vastaa hyvin kysynnän kausivaihteluun. Tuulivoiman tuotanto on keskimäärin korkeampaa talvella paremmista tuuliolosuhteista johtuen. Vastaavasti yhteistuotantolaitoksia ajetaan talvella suuremmalla teholla suuremman lämmön tarpeen vuoksi, jolloin niiden sähköntuotanto kasvaa. Kesällä yhteistuotantolaitoksia ajetaan alhaisemmalla teholla ja lisäksi niiden vuosihuollot ajoitetaan kesäaikaan.

Aurinkovoiman tuotanto on korkeampaa kesällä ja vastaa siten huonosti kysynnän kausivaihteluun. Aurinkovoima kuitenkin kattaa osaltaan kesäaikaan alhaisempaa tuulivoima- ja yhteistuotantoa. Ydinvoimaa tuotetaan tasaisesti ympäri vuoden lukuun ottamatta alku- ja loppukesälle ajoitettuja vuosihuoltoja. Vesivoimaa tuotetaan eniten keväällä vastaamaan korkeaan kysyntään sekä alkukesästä paikkaamaan yhteistuotanto- ja ydinvoimakapasiteetin vuosihuoltojen aiheuttamaa tuotantovajetta.

Huomattavin muutos vuosien välillä on nettotuonnin kausittaisessa tarpeessa. Nettotuontia tarvitaan vuonna 2020 tasaisesti ympäri vuoden, kun taas vuonna 2040 sen tarve painottuu loppukesälle. Tuonnilla kesäaikaan paikataan alhaisempaa tuuli-, yhteistuotanto- ja ydinvoimatuotantoa. Nettotuonnin määrä viikkotasolla laskee myös korkean kysynnän talviaikaan, mutta on huomioitava, että kokonaisuudessaan sähkön tuonti- ja vientimäärät kasvavat. Siirtomäärien kasvu johtuu tuulivoimatuotannon ja kysynnän tuntitason vaihtelusta, joita tasoitetaan tuonnilla ja viennillä. Tuntitasolla tuulivoiman tuotanto ei vastaa täydellisesti kysyntään, mikä johtaa alkuvuodesta nähtäviin korkeisiin markkinahintoihin. Kappaleessa 5.4.3 tätä havainnollistetaan viikon esimerkkijaksoilla, jotka on esitetty tuntitasolla.

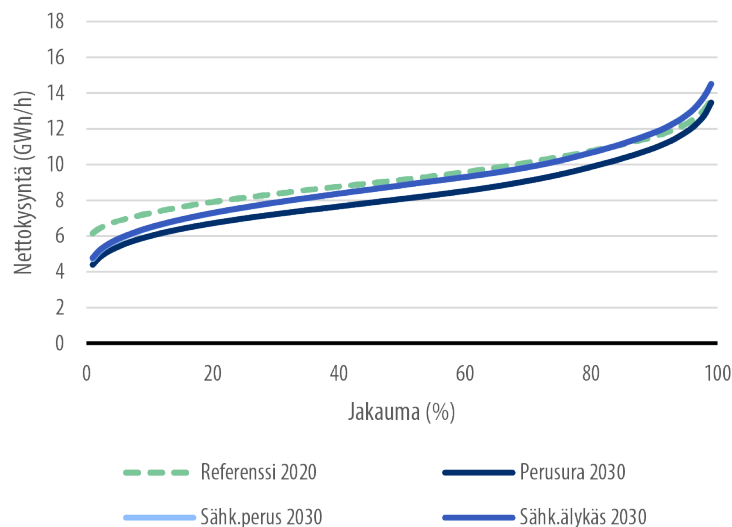
## 5.4.2 Nettokysynnän kehitys

Kansallisella tasolla yksi jouston tarvetta kuvaava tunnusluku on nettokysynnän (kysyntä vähennettynä tuuli- ja aurinkovoiman tuotannolla) kehitys ja sen muutos peräkkäisinä tunteina. Tämän tunnusluvun avulla arvioidaan jouston tarpeen kehittymistä eri vuosina ja sen määrää eri skenaarioissa pysyvyyskäyrien avulla.

Kuva 46 esittää nettokysynnän pysyvyyskäyrän vuosina 2020 ja 2030 työn skenaarioissa, jolloin siitä nähdään nettokysynnän määrän kehitys vuodesta 2020 vuoteen 2030. Vuonna 2020 nettokysyntä, joka täytyy kattaa muilla kuin uusiutuvilla, on korkeimmillaan vajaa 14 GW ja alhaisimmillaan 6 GW. Näiden välinen ero kuvaa joustavan kapasiteetin, joko tuotannon tai siirtoyhteyksien, tarvetta. Pysyvyyskäyrä on vuonna 2020 suhteellisen tasainen ja tällöin joustavalla kapasiteetilla on korkeat käytötunnit. Korkeimmillaan nettokysyntä kasvaa peräkkäisinä tunteina noin 2 GW.

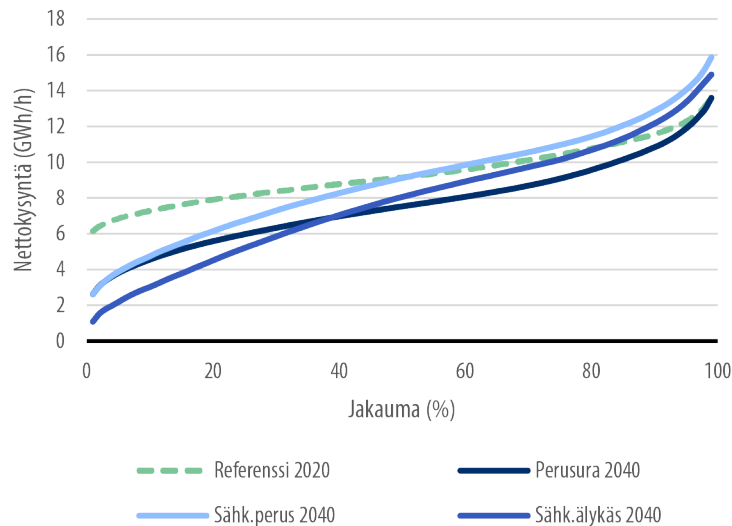
Vuoteen 2030 mennessä pysyvyyskäyrä jyrkkenee kaikissa skenaarioissa, erityisesti sähköistysskenaarioissa, joissa sekä sähkön kysyntä että tuotanto uusiutuvilla kasvavat enemmän kuin perusuraskenaariossa. Vuonna 2030 sähköistysskenaarioiden välillä ei ole suurta eroa ja molemmissa nettokysynnän matalin arvo laskee ja korkein nousee vuodesta 2020, jolloin myös joustavan kapasiteetin tarve kasvaa. Korkeimmillaan nettokysyntä kasvaa peräkkäisinä tunteina kaikissa skenaarioissa noin 3 GW. Ilman kulutusjoustoa nettokysynnän kasvu peräkkäisinä tunteina olisi enintään noin 4 GW.

**Kuvio 46.** Nettokysynnän kehitys skenaarioissa vuoteen 2030

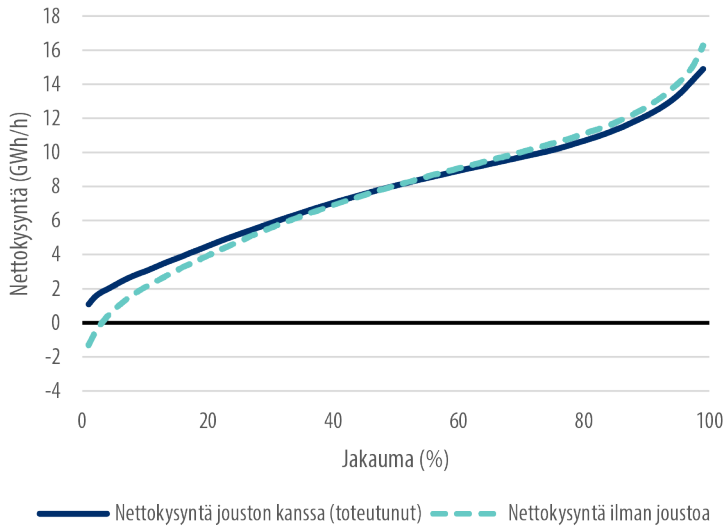


Kuva 47 esittää vastaavasti nettokysynnän pysyvyyskäyrän vuosina 2020 ja 2040 työn skenaarioissa. Pysyvyyskäyrä jyrkkenee huomattavasti vuodesta 2020 kaikissa skenaarioissa. Sähköistysskenaarioiden jyrkempi käyrä perusuraskenaarioon verrattuna on seurausta vastaamisesta kasvavaan kysyntään lähinnä uusiutuvilla, etenkin sähköistyksen älykkäässä skenaariossa. Tämän myötä joustavan kapasiteetin ja kysynnän tarve kasvaa huomattavasti. Korkeimmillaan nettokysyntä kasvaa peräkkäisinä tunteina perusuraskenaariossa noin 4 GW, sähköistyksen perusskenaariossa noin 5 GW ja älykkäässä skenaariossa noin 7 GW. Ilman kulutusjoustoja nettokysynnän kasvu olisi skenaarioissa vastaavasti 6 GW, 9 GW ja 11 GW.

**Kuvio 47.** Nettokysynnän kehitys skenaarioissa vuoteen 2040



Kulutusjouston merkitystä korostaa Kuva 48, jossa on esitetty nettokysynnän jakauma sähköistyksen älykkäässä skenaariossa sekä joustavalla (skenaariossa toteutuneella) että joustamattomalla kysynnällä. Kuva korostaa sähkön kulutusjouston merkitystä järjestelmälle, jossa on paljon vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa. Sähkön kulutusjousto nostaa alhaisinta nettokysyntää n. 2.3 GW ja laskee korkeinta nettokysyntää n. 1.4 GW. Toisin sanoen uusiutuvan tuotannon huipputuotantotunteina joustavaa kulutusta aktivoituu keskimäärin 2.3 GW, ja kun uusiutuvan tuotantoa on vähän joustava kulutus vähentää kysyntää keskimäärin 1.4 GW. Ilman joustavaa kulutusta tarve säätävälle kapasiteetille olisi keskimäärin noin 4 GW suurempi.

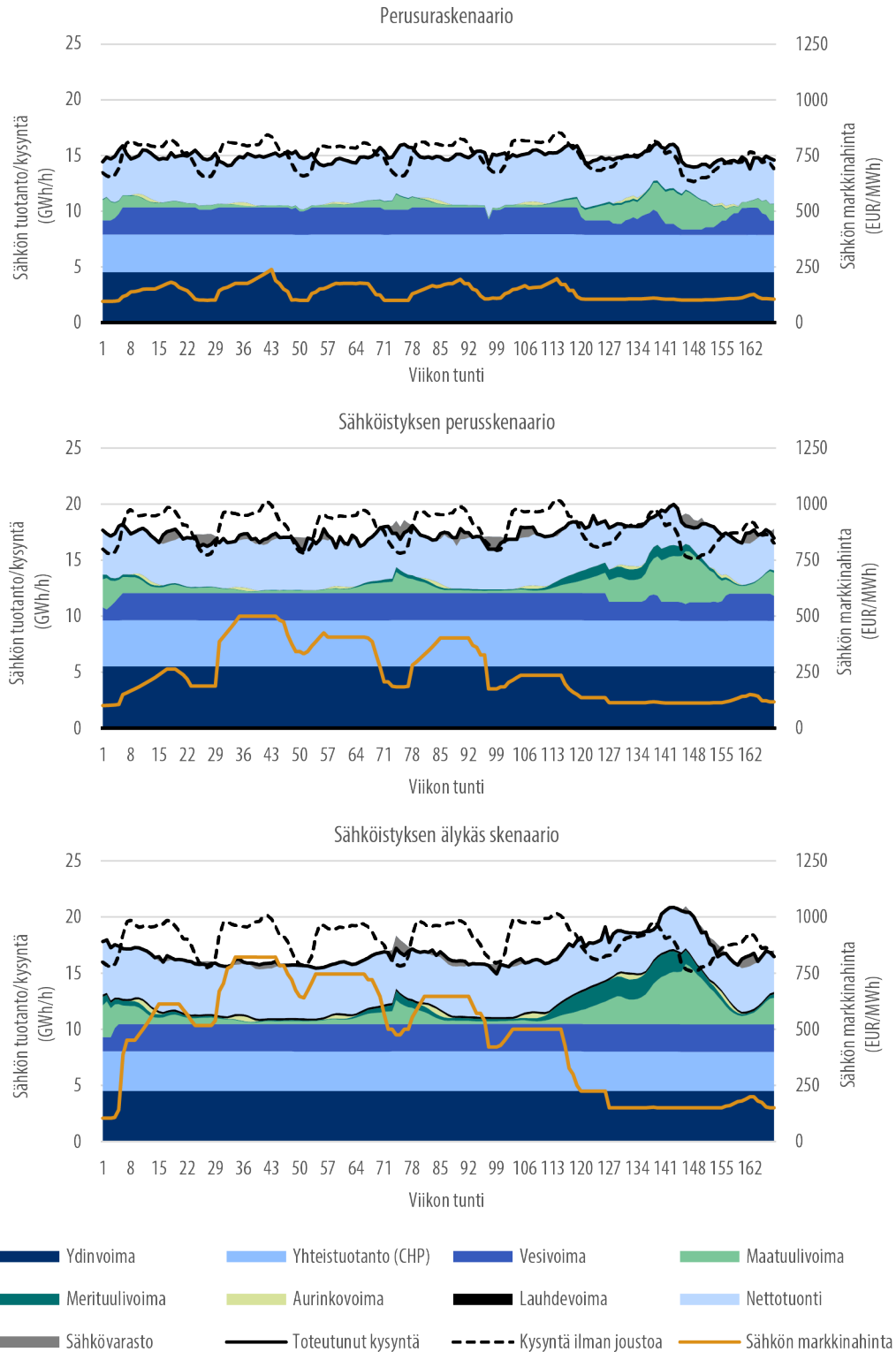
**Kuvio 48.** Jouston vaikutus nettokysyntään sähköistyksen älykkäässä skenaariossa 2040

## 5.4.3 Esimerkkiviikot

### 5.4.3.1 Kylmä ja vähätuulinen jakso

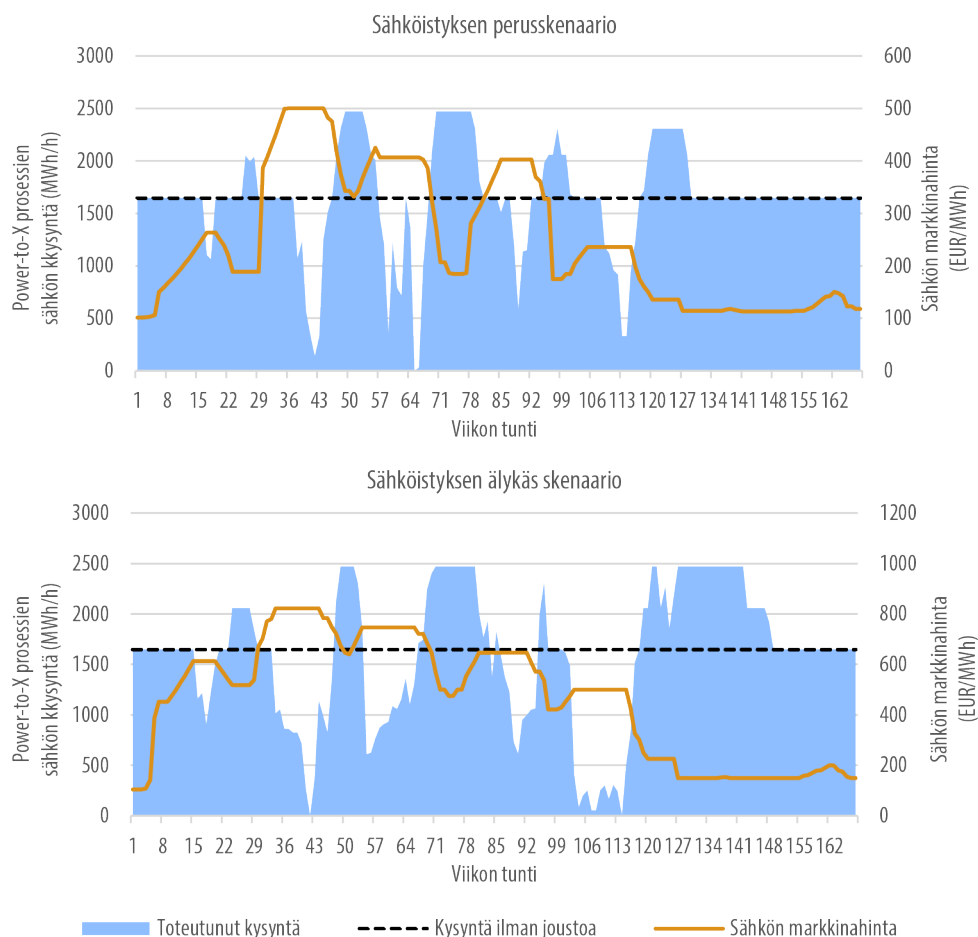
Kuva 49 esittää Suomen sähkön kysynnän (ilman joustoa sekä toteutuneen), tuotannon sekä hinnan kylmänä ja vähätuulisena jaksena vuonna 2040 kaikissa kolmessa skenaarioissa. Esitetty jakso vastaa sääolosuhteiltaan vuoden 2011 helmikuista viikkoa ja on yksi mallinnetun kahdenkymmenen säävuoden haastavimmista jaksoista: arkipäivien aikana tuulisuus on hyvin vähäistä ja kylmä sää nostaa kysynnän korkealle tasolle. Tästä on seurauksena korkeita markkinahintoja, etenkin sähköistyskenaarioissa, joissa kysyntä on huomattavasti perusuraskenaariota korkeampi.

**Kuvio 49.** Sähkön tuntitase skenaarioissa vuonna 2040 kylmänä ja vähätuulisena sääjaksona



Jokaisessa skenaariossa nähdään kulutusjouston vaikutus. Kysyntäprofiili ilman jousto sisältää selkeät kysynnän piikit arkivuorokausien aamu- ja iltapäivinä. Kulutusjousto tasoittaa tehokkaasti kysyntäprofiilia leikkaamalla korkeimmat kysyntäpiikit pois. Kysyntää siirretään alhaisemman kysynnän tunneille illalle sekä yölle, sekä viikolta viikonlopun tuuliselle ajanjaksolle. Esimerkiksi sähköautot ladataan pääosin öisin sen sijaan, että ne ladattaisiin illalla muutoin korkeamman kysynnän aikaan. Jälkimäinen kulutuksen jousto näkyy etenkin älykkäässä skenaariossa, jossa etenkin teollisen kulutusjouston potentiaalinen kesto on oletettu pidemmäksi. Tämä on nähtävillä kuvasta (kuva 50) jossa samalta jaksolta on esitetty Power-to-X prosessien sähkön toteutunut kysyntä. Power-to-X prosessien kulutuksen jouston pidempi kesto älykkäässä skenaariossa mahdollistaa paremman reagoinnin korkeisiin hintoihin.

**Kuvio 50.** Power-to-X prosessien kulutusjousto sähköistysskenaarioissa



Vähätuulinen ajanjakso on kuitenkin kestoiltaan niin pitkä, ettei kysyntää pystytä jouston avulla siirtämään alkuviikon vähätuuliselta jaksolta viikonlopun tuuliselle jaksolle.

Tämä johtaa korkeisiin tuntihintoihin arkipäivien aikana, etenkin päiväsaikaan, jolloin kysyntä on lähtökohtaisesti suurempaa. Skenaarioissa oletettu kulutusjousto ei pysty vastaamaan pidempään tuulettomaan jaksoon tehokkaasti, vaan kuvatus kaltainen jakso vaatisi pidempikestoista kulutusjoustoja tai sähkön varastointia vaikutusten vähentämiseksi.

Huolimatta jouston suuremmasta määrästä ja potentiaalisesta kestosta sähköistyksen älykkäässä skenaariossa, ovat sähkön hinnat korkeammalla kuin sähköistyksen perusskenaariossa. Tämä on seurausta erilaisesta tuotantokapasiteetin rakenteesta. Sähköistyksen älykkäässä skenaariossa vaihtelevan tuulivoimatuotantoa on enemmän ja pohjakuormaa tuottavaa ydinvoimaa vähemmän, mikä johtaa järjestelmän suurempaan tiukkuuteen vähätuulisilla jaksoilla.

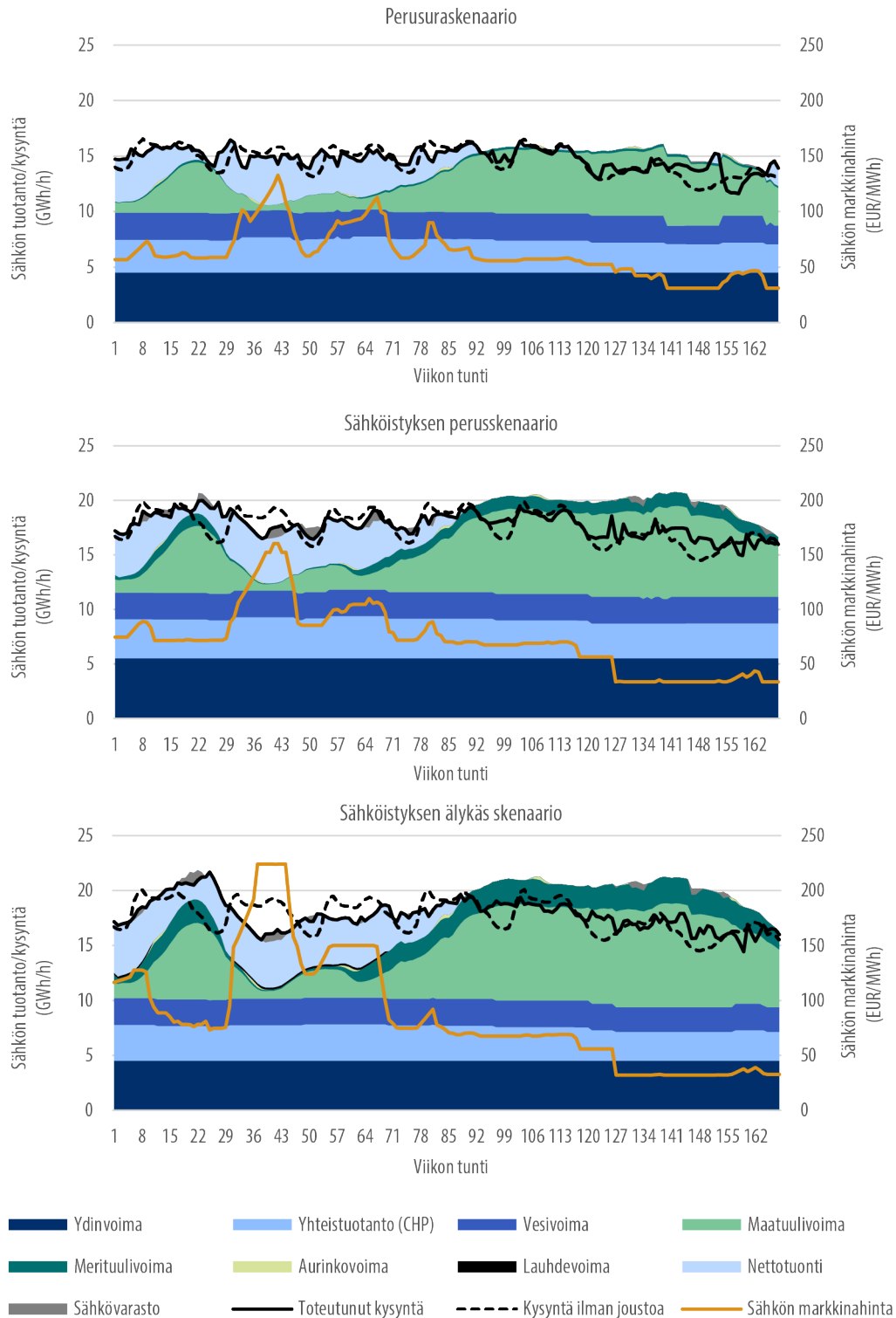
Sähköistysskenaarioissa nähdään lisäksi sähkövarastona toimivan akun latautuvan verkosta (ylittäen kysynnän) alhaisemman hinnan tunneilla ja purkautuvan takaisin verkkoon korkeamman hinnan tunneilla, kattaen osan kysynnästä. Sähkövarasto toimii useammin sähköistyksen perusskenaariossa, sillä järjestelmässä on saatavilla tasaisista ydinvoimatuotantoa varaston lataamiseen. Älykkäässä skenaariossa järjestelmässä ei ole yhtä usein kannattavaa ladata akkua, sillä rajallisesta tuotannosta ja siirosta johtuen akun lataaminen nostaisi markkinahintaa lataustunneilla vastaavaksi kuin sen purkamistunneilla. Yksinomaan akkukapasiteetilla ei myöskään pystytä vastaamaan pitkään tuulettomaan jaksoon.

#### 5.4.3.2 Sääolosuhteiltaan kylmä ja tuulinen jakso

Kuva 51 esittää vastaavasti sähkön kysynnän ja tuotannon skenaarioissa kylmänä, mutta tuulisena jaksena vuonna 2040. Esitetty jakso vastaa sääolosuhteiltaan vuoden 2014 tammikuista viikkoa. Hintatason nähdään selkeästi laskevan (huom. akselin maksimi on alhaisempi) vähätuulisesta jaksosta suuremman tuulivoimatuotannon ansiosta kaikissa skenaarioissa, vaikka kysyntä pysyy vastaavalla tasolla.



**Kuvio 51.** Sähkön tuntitase skenaarioissa vuonna 2040 kylmänä ja tuulisena sääjaksona



Tuulivoimatuotannon vaihtelulla nähdään myös tuulisempaa viikkona olevan huomattava vaikutus sähkön markkinahintaan ja aktivoituun kulutusjouktoon. Kysyntää siirretään halvimmille tunneille ja siten kysyntäprofiili jossain määrin seuraa tuulivoimatuotannon profiilia. Tämä on nähtävissä etenkin alkuvuikosta, jolloin tuulisena jaksolla kysyntä nousee alkuperäisestä ja vastaavasti kysyntää vähennetään vähätuulisemmalta jaksolta tämän jälkeen.

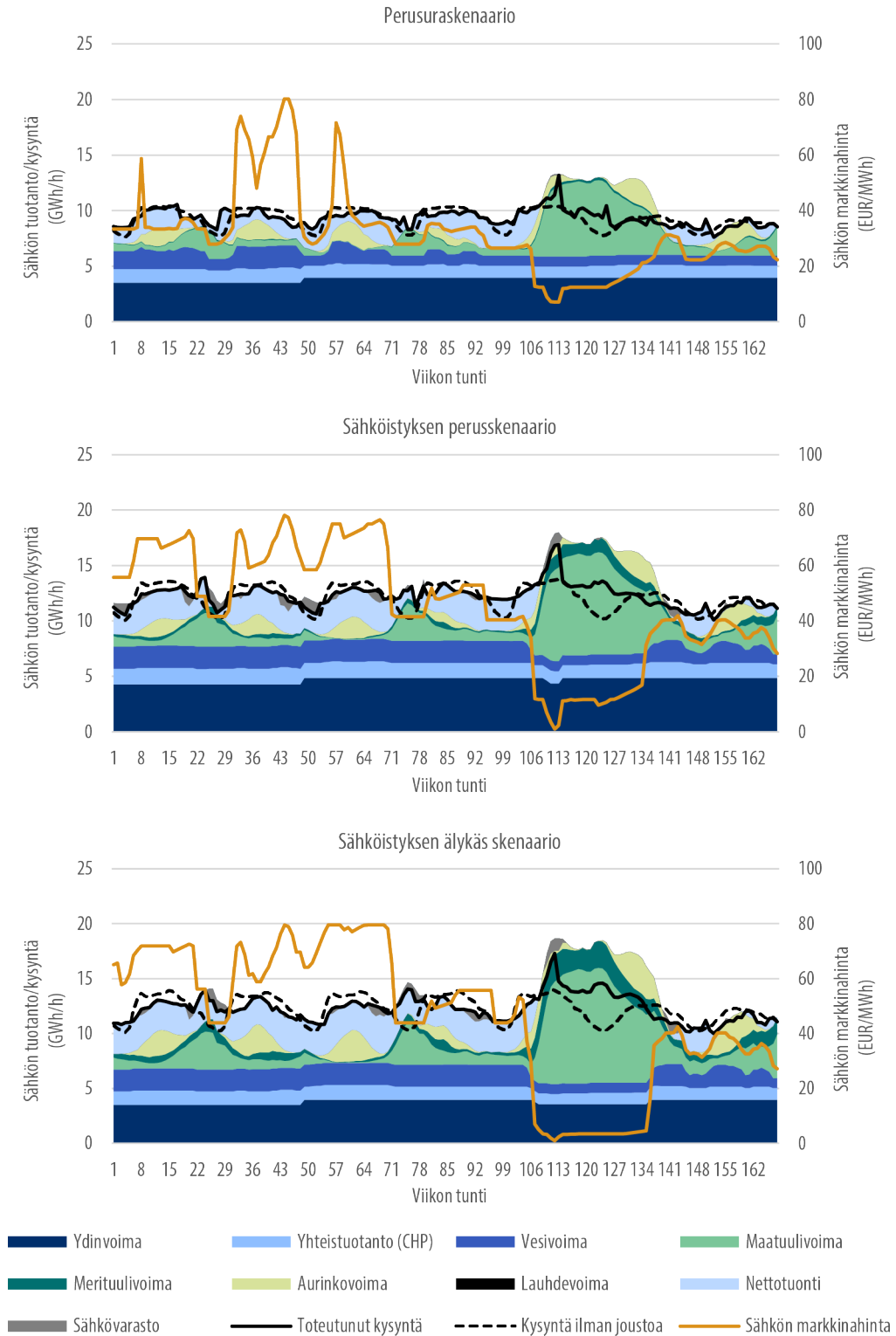
Tuulivoimatuotannon vaihtelusta viikon aikana kertoo sen minimi- ja maksimituotanto tunnilta. Viikon aikana tuulivoimatuotanto yhden tunnin aikana on skenaarioissa alhaisimmillaan alle 0,1 GWh. Perusuraskenaariossa tuulivoimatuotannon huippu on noin 7,0 GWh, sähköistytksen perusskenaariossa noin 10,5 GW ja älykkäässä skenaariossa 12,9 GWh. Tämä erittäin suuri tuulivoimatuotannon vaihteluväli korostaa siirtoyhteyksien tarvetta tuotannon ja kysynnän tasapainottamisessa. Alhaisen tuulivoimatuotannon tunneilla on tukeuduttava tuontiin, kun taas korkean tuulivoimatuotannon aikaan sähköä täytyy viedä järjestelmän tasapainottamiseksi. Tarkastellulla jaksolla Suomi tuo alkuvuikosta sähköä kattaakseen kysynnän ja loppuvuikosta vie ylimääräistä tuulisähköä ulkomaille.

Markkinahinta nousee korkeaksi vähätuulisemmän vuorokauden aikana huolimatta joustosta ja tuulivoiman suuremmasta tuotannosta lähipäivinä. Vastaavasti tuulisemmalla jaksolla loppuvuikosta nähdään melko alhaisia markkinahintoja, etenkin viikonloppuna, jolloin kysyntä on lähtökohtaisesti alhaisempaa. Tällöin hinnan määrittää joustavan tuotannon ja kysynnän vaihtoehtoiskustannus. Esimerkiksi vesivoimatuotannon nähdään säätävän alaspäin etenkin perusuraskenaariossa alhaisemman hinnan tunneilla, jolloin se saa paremman hinnan tuottaessaan tulevilta korkeamman hinnan tunneilta.

#### 5.4.3.3 Sääolosuhteiltaan lämmin jakso

Kuva 52 esittää sähkön kysynnän ja tuotannon tuntitaseen skenaarioissa säävuoden 2014 kesäkuusella viikolla, joka on sääolosuhteiltaan verrattain lämmin jakso. Lämpimään aikaan kesällä kysyntä on selkeästi alhaisempi kuin kylmään talviaikaan, sillä sähkölämmitystä ei tarvita yhtä mittavasti. Tämä johtaa merkittävästi alhaisempaan sähkön keskihintaan verrattuna kylmempiin jaksoihin. Valikoidulla jaksolla on lisäksi vaihtelevat tuuliolosuhteet ja nähtävissä on myös aurinkovoiman vuorokausivaihtelu.

**Kuvio 52.** Sähkön tuntitase skenaarioissa vuonna 2040 lämpimänä ja vaihtelevana sääjaksona



Kesällä kysyntä on jokaisessa skenaariossa keskimäärin noin 5 GWh/h matalampi kuin kuvatuilla talvijaksoilla. Vastapainoksi alhaisempi lämmitystarve johtaa pienemmän tuotantoon yhteistuotantolaitoksilla. Lisäksi ydinvoima- ja yhteistuotantokapasiteetille tehdään tyypillisesti vuosihuollot alhaisemman kysynnän kesäaikaan, mikä on otettu huomioon laitoksien tuotantoprofiileissa ja johtaa siten alhaisempaan lämpövoimatuoantoon kuvatulla jaksolla. Lämpimän kesäajan alhaisempaan kysyntään pystytään kuitenkin vastaamaan paremmin kuin talven huippukysyntään, eikä kesäaikaan ilmene yhtä haastavia tilanteita kuin aiemmin esitellyissä kylmissä jaksoissa.

Aurinkovoiman tuotanto on kesällä hyvin vallitsevassa asemassa. Aurinkovoiman tuotantohuippu ajoittuu keskipäivälle, kun taas perinteisesti kysyntähuiput ajoittuvat aamu- ja iltapäivälle. Skenaarioissa kysynnän nähdään mukautuvan seuraamaan aurinkovoiman tuotantohuippuja, jolloin saatavilla oleva sähkö on halvempaa. Joustosta huolimatta korkeampia hintoja on nähtävissä aamu- ja iltapäivän aikana, jolloin aurinkovoiman tuotanto on alhaisempaa. Hintaero ei kuitenkaan ole riittävä aktivoimaan kaikkea kulutusjoustoja, sillä tuntihinta saavuttaa maksimissaan 80 EUR/MWh. Näiden tuntien aikana kuitenkin aktivoidaan osa kulutusjoustosta, mikä juuri asettaa ja pitää hinnan tällä tasolla. Toisin sanoen kulutusjousto pitää uusiutuvan tuotannon vaihtelusta huolimatta hintapiikit maltillisina.

Kesällä tuulivoimatuotannon huipputunnit painavat sähkön markkinahinnan hyvin alas, ja samanaikainen aurinkovoiman tuotanto laskee hinnan jopa nolllaan. Kysyntää siirtyy mittavasti tuuliselle jaksolle jouston ansiosta ja muuta tuotantoa, kuten vesivoimaa säädetään alaspäin. Tästä huolimatta sähköä riittää myös vientiin, sillä tuulivoiman korkea tuotanto tuulisilla jaksoilla kattaa kesän alhaisemman kysynnän lähes kokonaan.

## 5.5 Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen

Tässä luvussa tarkastellaan sähkön kulutuksen ja tuotannon muutoksia maantieteellisesti ja alueluokittaisesti sekä pohditaan muutosten vaikutuksia sähköverkkoihin eri jännitetasoilla. Eri toimialojen sähköistyminen ja lisääntyvä sähköntuotanto vaikuttavat eri tavalla kaupunkeihin ja taajamiin kuin haja-asutusalueisiin. Karkeasti ottaen sähkönkulutus keskittyy pistemäisiin alueisiin, kun taas sähkön tuotanto levittäytyy nykyistä laajemmille alueille. Kulutus sijoittuu pääosin eteläiseen Suomeen, kun taas tuotanto jakautuu ympäri Suomea. Tuulivoiman sijoittumisella Suomessa on merkittävin vaikutus sähköverkkojen investointitarpeisiin.

## 5.5.1 Maantieteellinen sijoittuminen Suomessa

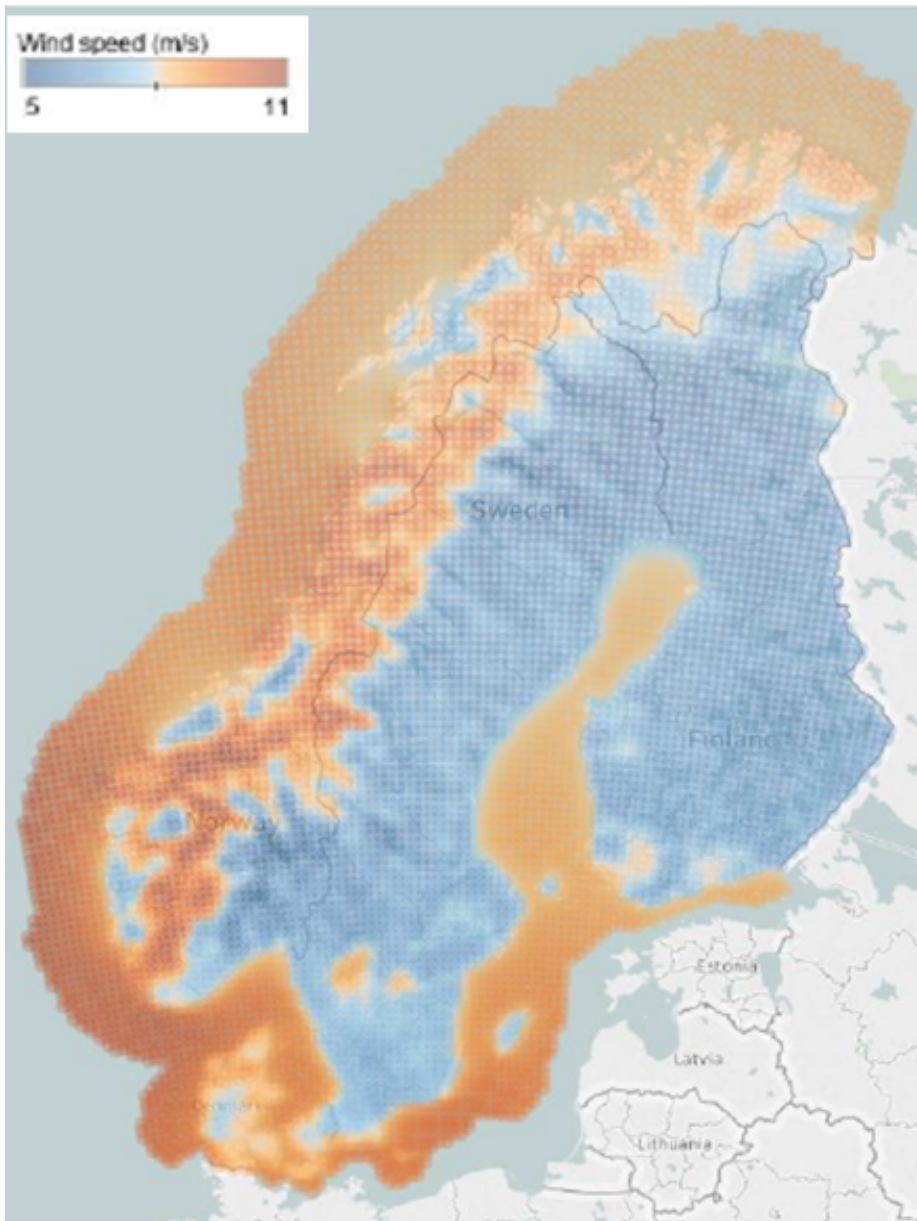
Sähkön kulutuksen ja tuotannon muutokset ja niiden sijoittuminen Suomen eri alueille vaikuttaa Suomen sisäisiin sähkönsiirtotarpeisiin, erityisesti kantaverkon vahvistamistarpeisiin mutta myös alueverkkoihin ja kaupunkisähköverkkojen ja kantaverkon väliin siirtoyhteyksiin. Suomessa, kuten muuallakin Euroopassa, tuulivoiman lisääntyminen on voimakkain ajuri sähkön siirtoverkon vahvistamistarpeisiin.

Sähköverkkojen kapasiteetin riittävyys voi vaikuttaa tuulivoiman hyödynnettävyyteen, sillä jos siirto kapasiteettia ei ole riittävästi, tuulivoimaa ei voida siirtää sinne, missä sähkölle on kysyntää. Suomessa kantaverkon jakaa niin sanottu P1-leikkaus, joka kulkee tällä hetkellä Kokkolasta Iisalmeen ja leikkaus voi muodostua sähkönsiirron pulonkaulaksi. P1-leikkauksen pohjoispuolella on merkittävästi vesi- ja tuulivoimaa, ja jatkossa myös ydinvoimaa. Sähkön kulutus painottuu taas Etelä-Suomeen. Leikkaus on viime vuosina siirtynyt entisestä Kokkola-Kajaani-leikkausta etelämmäksi ja sen sijainnin tulevaisuudessa määrää sähköjärjestelmän kehittyminen, kuten tuotannon siirtyminen pohjoiseteläsuuntaisten johtojen varteen.

Tässä kappaleessa tarkastellaan kulutuksen ja tuotannon sijoittumista P1-leikkauksen etelä- ja pohjoispuolelle ja keskustellaan mahdollisista haasteista. Fingrid on tehnyt omaa verkkovisiotyötään loppuvuodesta 2020 ja työn aikana selvitetään, miten kantaverkkoa tulee kehittää, jotta se vastaa sähköistyvän yhteiskunnan tarpeisiin tulevina vuosikymmeninä (Fingrid, 2020a). Alkuvuodesta 2020 julkaistava työ käsittelee kantaverkon kehittämistä tätä selvitystä tarkemmin.

### 5.5.1.1 Tuulivoima

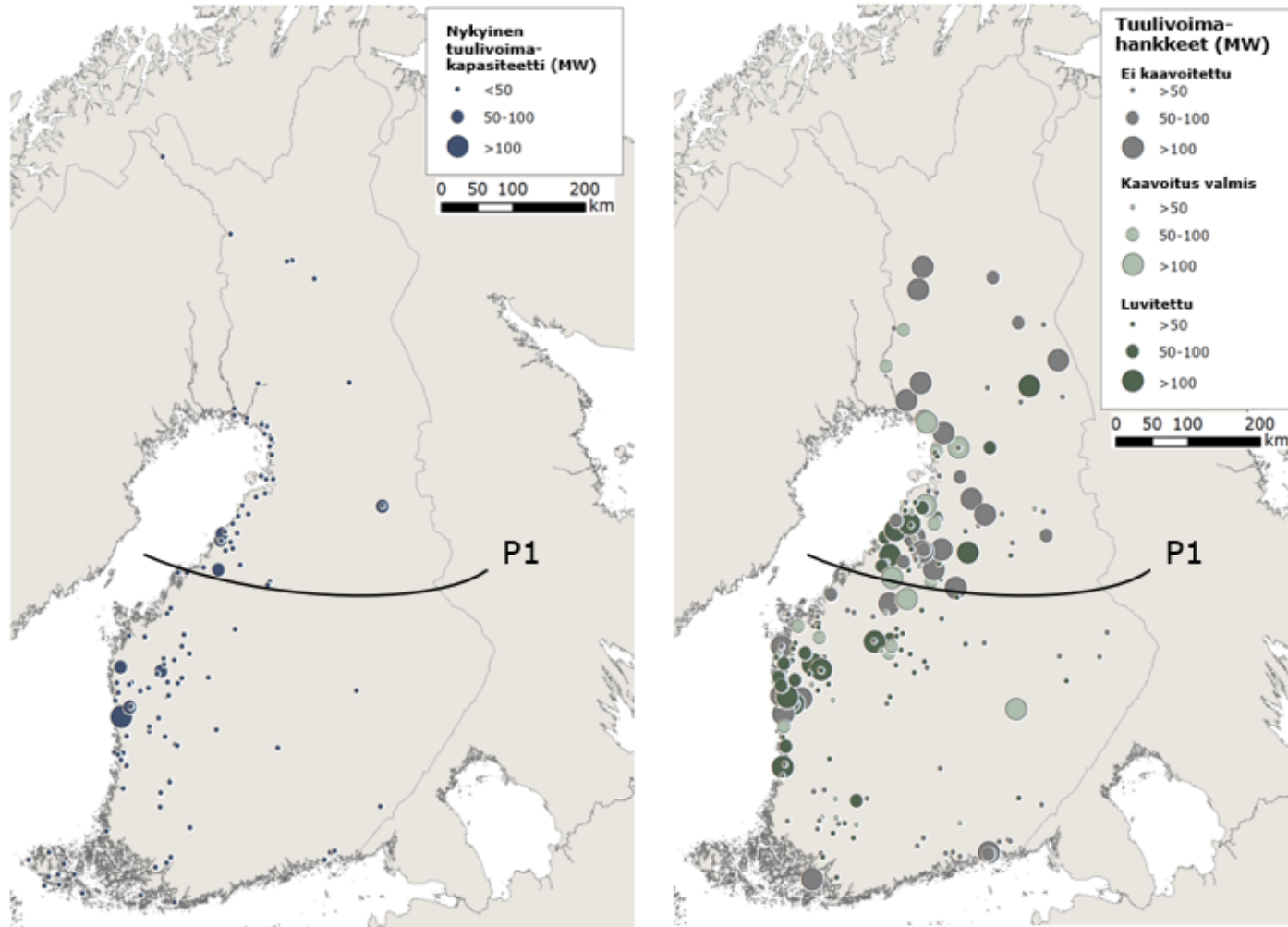
Tärkein tekijä tuulivoiman sijoittumiseen Suomessa ovat tuuliolosuhteet. Tuuliolosuhteet ovat parhaat rannikoilla, jossa tuuli pääsee puhaltamaan vapaasti. Tuulienopeudet on esitetty alla (Kuva 53).

**Kuvio 53.** Tuulennopeudet Pohjoismaissa (AFRY)

Kansallisella tasolla tuulivoiman sijoittumista rajoittavat ennen kaikkea puolustusvoimien tutkat, jotka ovat estäneet tuulivoiman rakentamista Itä-Suomeen ja etelärannikolle. Paikallisemmat rajoitukset tuulivoimalle liittyvät muun muassa kuntien kaavoitukseen, luvitukseen ja luonnonsuojelualueisiin. Tuulisuuden ja toisaalta rajoitusten vähäisyyden vuoksi tuulivoimaa on rakennettu Suomessa pääosin länsirannikolle, kuten Kuva 54 vasemmanpuoleisesta kartasta nähdään.

Suomen Tuulivoimayhdistyksen tietokannan perusteella vuoden 2020 alussa Suomessa oli käynnissä noin 16 GW:n edestä tuulivoiman kehityshankkeita (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2020). Uudet tuulivoimahankkeet sijoittuvat pääosin länsirannikolle, Pohjois-Pohjanmaalle ja Lappiin, kuten alla olevan kuvan oikeanpuoleisesta kartasta nähdään (Kuva 54). Hieman yli 50 % tuulivoimahankkeiden kapasiteetista sijaitsee P1-leikkauksen pohjoispuolella. Itä-Suomessa hankkeita ei toistaiseksi kehitetä Puolustusvoimien asettamien tutkarajoitusten vuoksi. Fingridin mukaan verkkoliityntäkyselyitä on tullut 70 GW:n edestä – huomattavasti enemmän kuin Tuulivoimayhdistyksen tietokannassa. Verkkoliityntää tiedustelleista hankkeista noin kaksi kolmannesta sijaitsee P1-leikkauksen pohjoispuolella. Moni hanke on kuitenkin hyvin aikaisessa kehitysvaiheessa ja kaikki eivät päädy toteutukseen johtuen esimerkiksi luvituksesta tai heikosta kannattavuudesta.

**Kuvio 54.** Tuulivoimalat (vasemmalla) ja tuulivoimahankkeet (oikealla) Suomessa vuoden 2020 alussa (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2020)



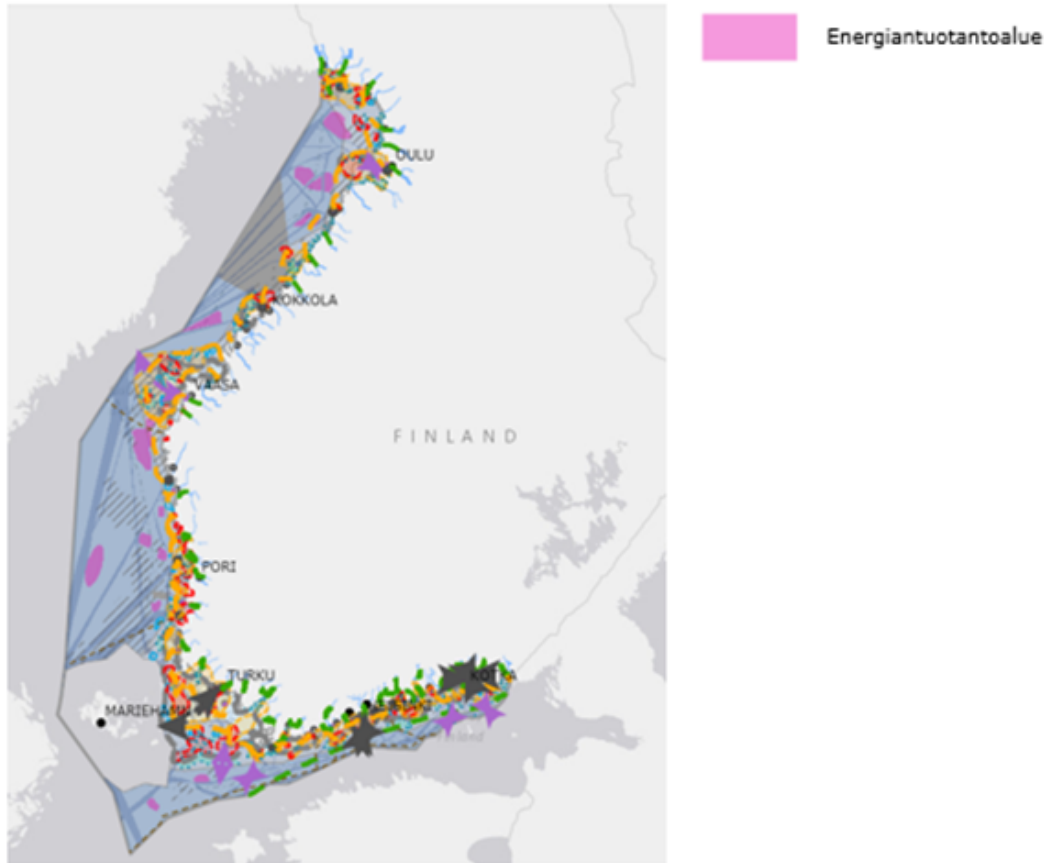


Mikäli Puolustusvoimien tutkiin liittyvät haasteet saadaan ratkaistua, on todennäköistä että Itä-Suomeen voidaan rakentaa lisää tuulipuistoja. Itä- ja Kaakkois-Suomessa tuulivoima olisi lähempänä Etelä-Suomen kulutuskeskittymiä. Suomenlahden tuuliolosuhteet ovat yhtä hyvät kuin Pohjanlahden rannikon tuuliolosuhteet ja Itä-Suomessa olosuhteet vastaavat Pohjanmaan olosuhteita kuten Kuva 53 havainnollistaa. Itä-Suomeen sijoittuvalla tuulivoimalla voi olla jotain hyötyjä tuulivoimatuotannon hieman pienemmästä korrelaatiosta Länsi-Suomen ja Pohjois-Ruotsin tuulivoimatuotannon kanssa. Itä-Suomen kantaverkko ei ole yhtä vahvaa kuin Länsi-Suomessa, sillä siirtotarpeet eivät ole olleet niin merkittäviä kuin Länsi-Suomessa. Tuulivoiman tasaisempi sijoittuminen Suomessa voisi olla hyvä verkon ja tuulivoimatuotannon kannalta, vaikka tasaisempi sijoittuminen ei ratkaise tuulivoiman sääriippuvuuteen ja tuotannon vaihteluun liittyviä haasteita. Itä-Suomen tuulivoiman verkkovaikutuksia on kuvattu tämän luvun lopussa.

Olemassa oleva ja Suomen Tuulivoimayhdistyksen mukaan kehitteillä oleva uusi tuulivoimakapasiteetti riittäisi toteutuessaan kattamaan älykkään sähköistyksen skenaarion sähkönkysynnän vuositasolla. Tuulivoimapuistojen koko on kasvanut merkittävästi: kaikkien vuoden 2020 alussa verkkoon kytkettyjen tuulipuistojen keskikoko oli 14 MW. Vuonna 2019 verkkoon kytkettyjen tuulipuistojen koko oli 49 MW, ja nyt käynnissä olevien julkisten kehityshankkeiden keskikoko on 75 MW. Vuoden 2020 alussa Suomessa oli vain yksi yli 100 MW:n tuulipuisto, mutta nyt niitä on kehitteillä useita. Tuulivoimatuotannon ei pitäisi siis olla este sähköistyskenaarioiden toteutumiselle olettaen, että sähkön siirtokapasiteetti on riittävä.

Suomen merialuesuunnitelmaehdotuksessa energiantuotantoalueita on kaavailtu Pohjanlahdelle (Kuva 55). Käytännössä merellä ainoa soveltuva sähköntuotantomuoto on merituulivoima. Rannikolla tuuliolosuhteet ovat otolliset tuulivoimahankkeille ja lännessä ei myöskään ole tutkarajoitteita. Metsähallitus, joka hallinnoi Suomen aluevesiä, on ilmaissut halukkuutensa vuokrata aluevesialueita merituulivoimalle. Suomessa on tällä hetkellä yksi toiminnassa oleva 42 MW:n merituulipuisto Porin Tahkoluodossa, jota on tarkoitus laajentaa. Metsähallituksen ensimmäinen tuulivoimahanke sijaitsee Korsnäsissä, ja puistoon on tarkoitus rakentaa kymmeniä 12-20 MW:n tuulivoimaloita (Metsähallitus, 2020). Merituulivoiman voidaankin olettaa sijoittuvan pääosin samoille alueille maatuulivoiman kanssa. Merituulivoiman sijoittuminen Länsi-Suomeen on myös yhden Fingridin verkkoskenaarioiden lähtökohta. Merituulivoima voimakas kasvu alueella haastaisi kantaverkon siirtokyvyn (Fingrid, 2020b).

**Kuvio 55.** Energiantuotantoalueet Suomen aluevesillä ja merituulivoimahankkeet (Suomen merialuesuunnitelmaehdotus, 2020)



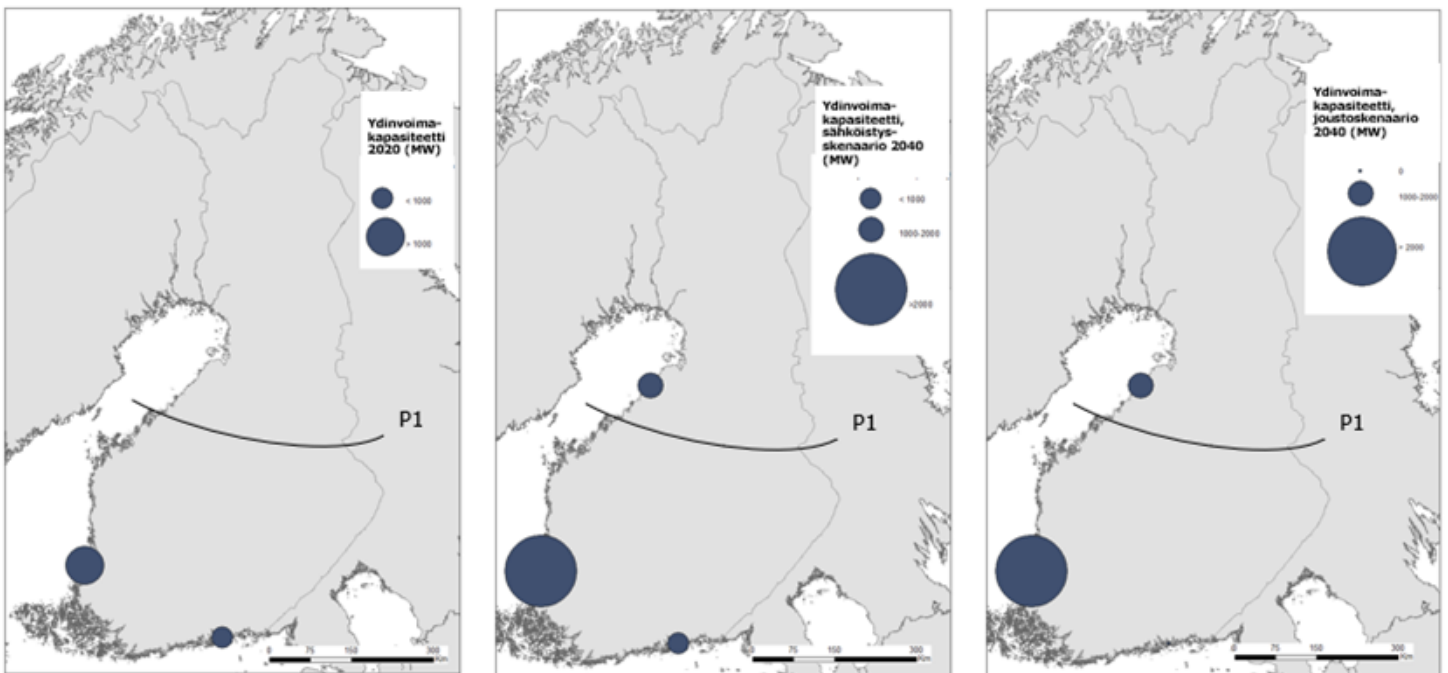
Tämän selvityksen skenaarioissa on myös jonkin verran merituulivoimaa, mutta merituulivoima on kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpaa kuin maatuulivoima, kuten kappaleessa 4.2.5.2 kuvattiin, ja merituulivoima vaatisi tukia. Monissa muissa maissa merituulivoiman verkkoonliittymiskustannuksia on subventoitu, mutta EU:n valtiotukisääntöjen mukaan tukien tulisi olla teknologianeutraaleita. Fingrid on ilmoittanut selvittävänsä yhdessä muiden Itämeren alueella toimivien kantaverkkoyhtiöiden kanssa Itämeren merituulivoimaverkon kehittämisen mahdollisuuksia (Fingrid, 2020c). Suomessa hallitus on kertonut pienentävänsä merituulivoiman kiinteistöveroä. Korkeiden kustannusten ja mahdollisten tukimekanismien takia merituulivoiman kasvuun liittyy epävarmuuksia.

### 5.5.1.2 Ydinvoima

Ydinvoimaan liittyvät muutokset ovat merkittäviä sähköntuotannon ja tehon riittävyyden näkökulmasta Suomen sähköjärjestelmälle. Vuonna 2020 Suomessa ydinvoimaa

on Olkiluodossa ja Loviisassa, joissa molemmissa on kaksi reaktoria. Olkiluodon kolmas reaktori valmistuu Eurajoelle. Hanhikiven ydinvoimalan infrastruktuuria on alettu jo rakentamaan Pyhäjoelle, mutta itse voimala on edelleen suunnitteluvaiheessa eikä sillä ole vielä rakennuslupaa. Tässä työssä on oletettu erilaisia skenaarioita ydinvoiman kehittymisen osalta. Sähköistyksen perusskenaariossa on oletettu, että Loviisa 1 ja 2 jatkavat sähköntuotantoa vuoteen 2040 asti. Perusuraskenaariossa ja älykkään sähköistyksen oletetaan, että Loviisa 1 ja 2 suljetaan ennen vuotta 2040. Nykytila ja skenaariot on kuvattu alla (Kuva 56).

**Kuvio 56.** Nykyiset ydinvoimalat (vasemmalla) ja ydinvoimakapasiteetti sähköistyksen perusskenaariossa (keskellä) ja älykkäässä sähköistysskenaarioissa (vasemmalla) vuonna 2040



Olkiluodon ja Loviisan ydinvoimalaitokset sijaitsevat Etelä-Suomessa lähempänä sähkönkulutusta. Molempien voimaloiden lähellä on merkittäviä teollisuuskeskittyä. Hanhikiven ydinvoimalaitosta rakennetaan Pyhäjoelle, joka sijaistee rannikolla Kokkolan ja Oulun puolivälissä. Ydinvoimalaitosten muutoksilla on vaikutusta sähkönsiirtotarpeisiin. Älykkään sähköistyksen skenaariossa ydinvoimatuotanto on painottunut vahvemmin länsirannikolle samoille alueille, minne tuulivoiman kehittäminen painottuu ja etelässä tuotantoa sulkeutuu. Kaikissa skenaarioissa ydinvoimakapasiteettia tulee lisää kantaverkon P1-leikkauksen pohjoispuolelle Hanhikiven voimalaitoksen johdosta.

Ydinvoiman sijoittumisella on siis merkittävä vaikutus siirtoverkon kehittämisen kannalta. Loviisan ydinvoimala sijaitsee P1-leikkauksen eteläpuolella lähellä etelän kemianteollisuuskeskittymiä ja Loviisan ydinvoimala vaikuttaa eteläisen Suomen verkkoinvestointitarpeisiin. Fingrid on kertonut kehittävänsä kantaverkkoa Etelä-Suomessa huomioiden Loviisan ydinvoimalan omistajan päätökset voimalan jatkoluvista. Ydinvoimakapasiteetit suhteessa P1-leikkaukseen on taulukoitu alla (Taulukko 7).

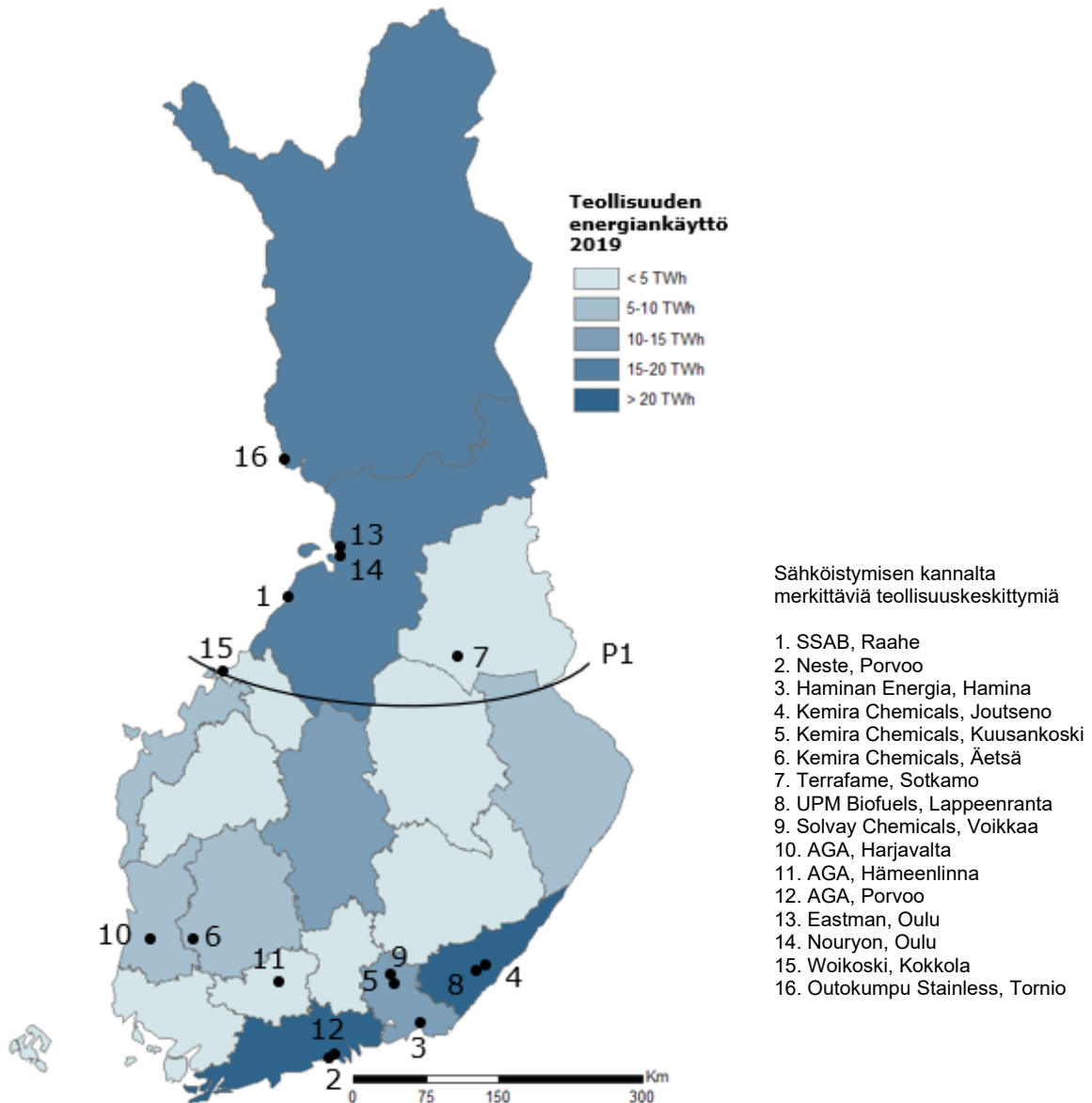
**Taulukko 7.** Ydinvoimakapasiteetti P1-leikkauksen etelä- ja pohjoispuolella eri skenaarioissa (GW)

Skenaario	Ydinvoimakapasiteetti sijainnin mukaan (GW)	2020	2025	2030	2035	2040
Perusuraskenaario	P1 pohjoispuolella	0	0	1,2	1,2	1,2
	P1 eteläpuolella	2,8	4,4	4,4	4,4	3,4
Sähköistyksen perusskenaario	P1 pohjoispuolella	0	0	1,2	1,2	1,2
	P1 eteläpuolella	2,8	4,4	4,4	4,4	4,4
Älykäs sähköistys-skenaario	P1 pohjoispuolella	0	0	1,2	1,2	1,2
	P1 eteläpuolella	2,8	4,4	4,4	4,4	3,4

### 5.5.1.3 Teollisuuden sähkönkulutus

Teollisuuden sähkönkulutuksen muutoksia ei ole yksilöity laitoskohtaisesti toimialojen vähähiilisyystiekartoissa, ja teollisuuden sähköistyksen sijainteihin liittyy epävarmuuksia. Lähtökohtana teollisuuden sähkönkäytön muutoksiin on pidetty nykyisen teollisuuden energiankäyttöä (Kuva 57). Teollisuuden energiankäyttö on painottunut Etelä-Suomeen, jossa on paljon erilaista kemianteollisuutta ja metsäteollisuutta. Merkittäviä teollisuuskeskittymiä on myös muun muassa Raahessa Pohjois-Pohjanmaalla sekä Lapissa kaivoksien ja Meri-Lapin metsä- ja metalliteollisuuskeskittymien myötä. Torniossa sijaitseva Outokummun terästehdas kuluttaa vuosittain sähköä nykyisellään 3,5 TWh:a ja on ollut viime vuosina yksi suurimmista yksittäisistä sähkönkuluttajista Suomessa (Talouselämä, 2015). Metsäteollisuuden hiilineutraalisuustavoitteet eivät vaikuta yhtä merkittävästi sähköjärjestelmän kuormitukseen, sillä metsäteollisuuden energiankäyttö perustuu jo nykyisin teollisuuden sivuvirtojen kuten mustalipeän polttamiseen. Metsäteollisuudessa on paljon yhteistuotantoa, ja tuotantolaitokset ovat pitkälti energiaomavaraisia. Sähköistyksen kannalta merkittäviä tuotantolaitoksia on listattu ja sijoitettu kartalle alla (Kuva 57).

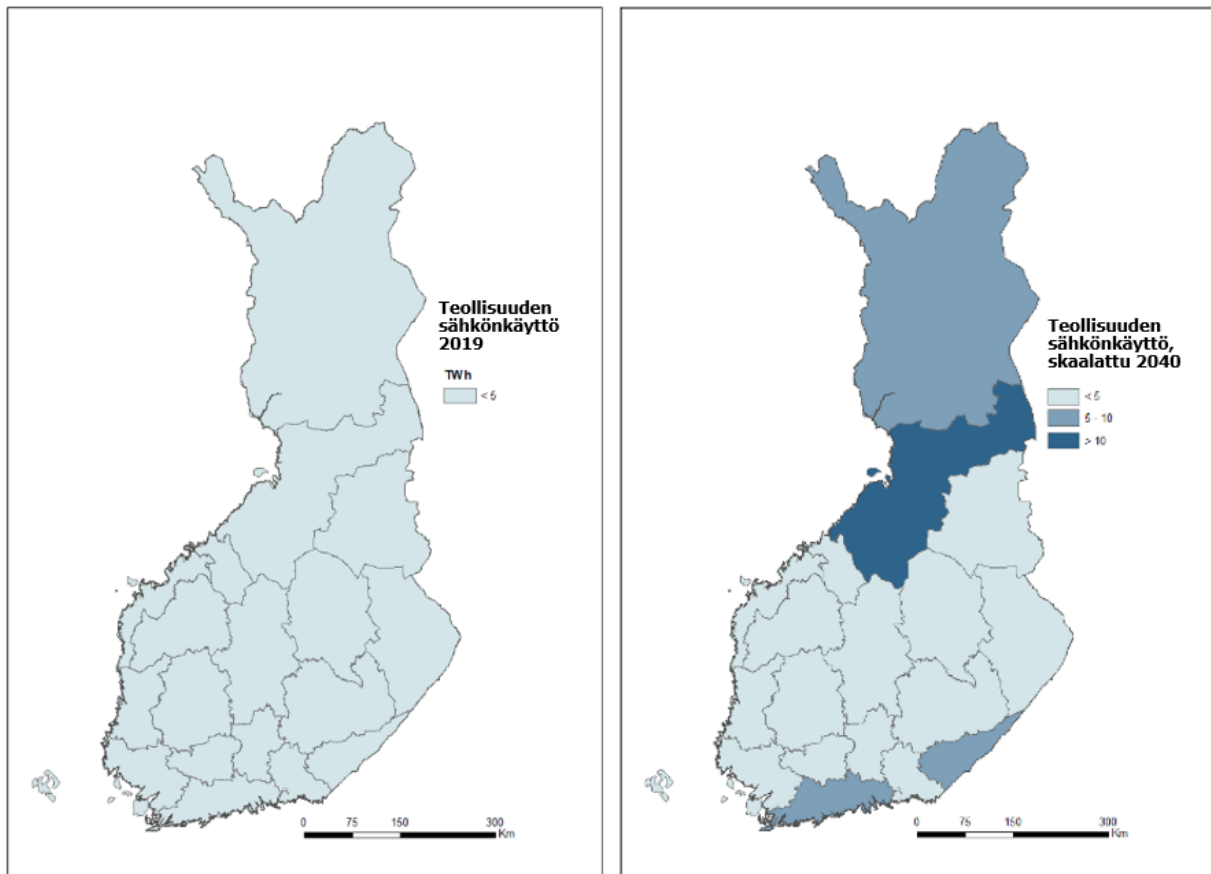
**Kuvio 57.** Teollisuuden energiankäyttö maakunnittain 2019 (Tilastokeskus, 2019), (Business Finland, 2020)



Karkea arvio siitä, miten teollisuuden sähkönkysyntä jakautuu maantieteellisesti, voidaan perustaa myös eri teollisuustoimialojen nykyisen sähkönkäytön jakautumiselle maakunnittain. Jos teollisuuden sähkönkulutus kehittyisi niin, että sähköistysskenaarioiden mukainen sähkönkulutus (luku 4.2.1.1) jakautuisi toimialakohtaisesti samassa suhteessa maakuntien välillä kuin vuonna 2019, Pohjois-Pohjanmaan, Kainuun ja Lappin teollisuuden osuus koko Suomen teollisuuden sähkönkysynnästä olisi noin kol-

mannes vuonna 2040. Nämä maakunnat sijaitsevat kokonaisuudessaan P1-leikkauksen pohjoispuolella. Teollisuuden sähkökäyttö maakunnittain ja edellä kuvattujen oletusten perusteella laskettu sähkönkulutuksen jakauma maakunnittain on esitetty alla (Kuva 58). Pohjois-Pohjanmaalla on merkittävää sähkökäyttöä pääasiassa metalliteollisuuden sähköistyksen takia.

**Kuvio 58.** Teollisuuden sähkökäyttö maakunnittain 2019 sekä vuoden 2019 tietojen ja sähköistysskenaarioiden toimialoitaisen sähkönkulutuksen perusteella skaalattu teollisuuskulutus (Tilastokeskus, 2020e) (AFRY)



Merkittäviä sähkökäytön lisäämiskohteita ovat laitokset, joissa käytetään jo nykyisin vetyä. Tällä hetkellä Suomessa käytetty vety tehdään valtaosin höyryreformoinnin avulla maakaasusta, mutta tiekarttojen mukaan jatkossa yhä suurempi osa tehdään elektrolyysin avulla sähköstä ja vedestä. Valtaosa Suomessa käytetystä vedystä käytetään öljynjalostamiseen, ja suurin vedynkäyttäjä on Porvoon Kilpilahden teollisuusalueella sijaitseva Nesteen jalostamo. Vetyä käytetään myös kemianteollisuudessa ja kaivosteollisuudessa. Näiden alojen teollisuutta löytyy Joutsenosta, Lappeenrannasta, Sotkamosta, Oulusta, Kuusankoskelta ja Äetsästä. (Business Finland, 2020)

Nykyisten vedynkäyttäjien lisäksi Raahen terästeollisuudessa ennakoidaan merkittävää sähkökäytön lisäämistä elektrolyysivedyn avulla toteutettavaan teräksen pelkistämiseen. SSAB on kertonut julkisuuteen, että Suomen ja Ruotsin tehtaat on tarkoitus sähköistää ennen vuotta 2040. Raahen terästuotannon sähköistys tarkoittaisi noin 10–12 TWh:n vuosikulutusta (Yle, 2019).

On mahdollista, että Suomeen syntyy myös uutta teollisuustuotantoa, jossa vedystä tehdään polttoaineita. Yksi esimerkki tällaisesta hankkeesta on P2X Solutionsin konseptointivaiheessa oleva 20 MW:n elektrolyyserilaitos, jonka tuottaman vedyn avulla talteen otetusta hiilidioksidista tuotetaan synteettisiä polttoaineita (P2X Solutions Oy, 2020). Tällaisten laitosten sijainnista ei ole tietoa. Polttoaineita on helppo kuljettaa, joten synteettisten polttoaineiden laitosten sijoittamisella Suomen tasolla on enemmän joustavuutta, sillä tuotanto ei ole sidoksissa nykyisiin teollisuuslaitoksiin kuten teollisuusprosessia varten tuotettavan vedyn tapauksessa. Synteettisten polttoaineiden laitokset kuitenkin sijainnevat todennäköisemmin rannikolla parempien kulkuyhteyksien takia. Etelä-Suomessa on maakaasuverkkoa, mikä voi olla vedyn ja vedyn avulla tehtävien synteettisen metaanin kuljettamisen kannalta oleellinen seikka.

Sähköverkon kannalta synteettisten polttoaineiden tuotantolaitosten ja mahdollisuuksien muunkin sähköistyvän teollisuuden sijoittaminen sähköntuotannon lähelle olisi mahdollisuus vähentää siirtotarpeita Suomessa. Toistaiseksi teollisuuslaitosten kannustimet sijoittua lähelle tuotantoa ovat kuitenkin vähäiset, sillä Suomi on yksi sähkön hinta-alue ja sähkön siirtomaksuja ei erotella sijainnin mukaan. Suomen jakaminen kahteen hinta-alueeseen olisi voimakas toimenpide, jolla on merkittäviä vaikutuksia tuotannon kannattavuuteen ja sähkömarkkinoiden likviditeettiin. Siirtomaksun alueellinen eriyttäminen ei todennäköisesti antaisi riittävää kannustinta sijoittaa laitoksia eri paikkoihin, ja sijaintipohjainen siirtomaksu olisi suuri muutos nykyiseen hinnoittelumalliin eikä Fingrid ole sellaista suunnitellut. Teollisuuslaitosten maantieteelliselle sijoittamiselle on monia muitakin ajureita. Fingrid osaltaan on ilmoittanut pyrkivänsä investoimaan siten, ettei verkko aseta teollisuuden kasvulle ja sähköistymiselle rajoitteita.

### 5.5.1.4 Lämmityksen ja liikenteen sijainti

Sähköistyskenaarion (luku 4.2.1.2) mukaan muut kuin teolliset sektorit kasvattavat kokonaisuutena sähkön kysyntäänsä vuoteen 2040 lähinnä liikenteen sähköistymisen vuoksi. Palvelusektorin sähkön kysyntä kasvaa hieman sektorin kasvun myötä, pysyen kuitenkin noin 20 TWh tuntumassa. Kotitalouksien sähkölämmityksen kysyntä pysyy 15 TWh:n tasolla. Kotitalouslaitteiden sähkön kysyntä laskee 30 prosenttia 6 TWh:iin energiatehokkuuden paranemisen myötä. Liikenne sähköistyy voimakkaasti kasvattaen sähkön kysyntää noin 1 TWh:sta 7 TWh:iin. Ei-teollisten sektorien kysyntä on täten yhteensä 48 TWh, joka vastaa noin 40 % osuutta sähkön kokonaiskysynnästä.

Sähkönkäytön kehittymisessä on merkittäviä eroja kaupunkien ja taajama-alueiden sekä haja-asutusalueen välillä johtuen ennen kaikkea liikenne- ja lämmityssektoreilla tapahtuvasta sähköistymisestä. Kaupungistumiskehityksellä on huomattava vaikutus muun kuin teollisen sähkönkäytön alueelliseen jakautumiseen tulevaisuudessa. Muutokset väestön maantieteellisessä jakautumisessa vaikuttavat lämmityksen, liikenteen, pienteollisuuden, palveluiden ja toimitilojen sähkönkulutuksen maantieteelliseen sijoittumiseen tulevaisuudessa. Esimerkiksi datakeskuksien sijoittumista voidaan suunnitella kuntien ja kaupunkien kaukolämpöverkkojen yhteyteen, mikä mahdollistaa datakeskusten hukkalämmön hyödyntämisen alueen rakennusten lämmittämisessä.

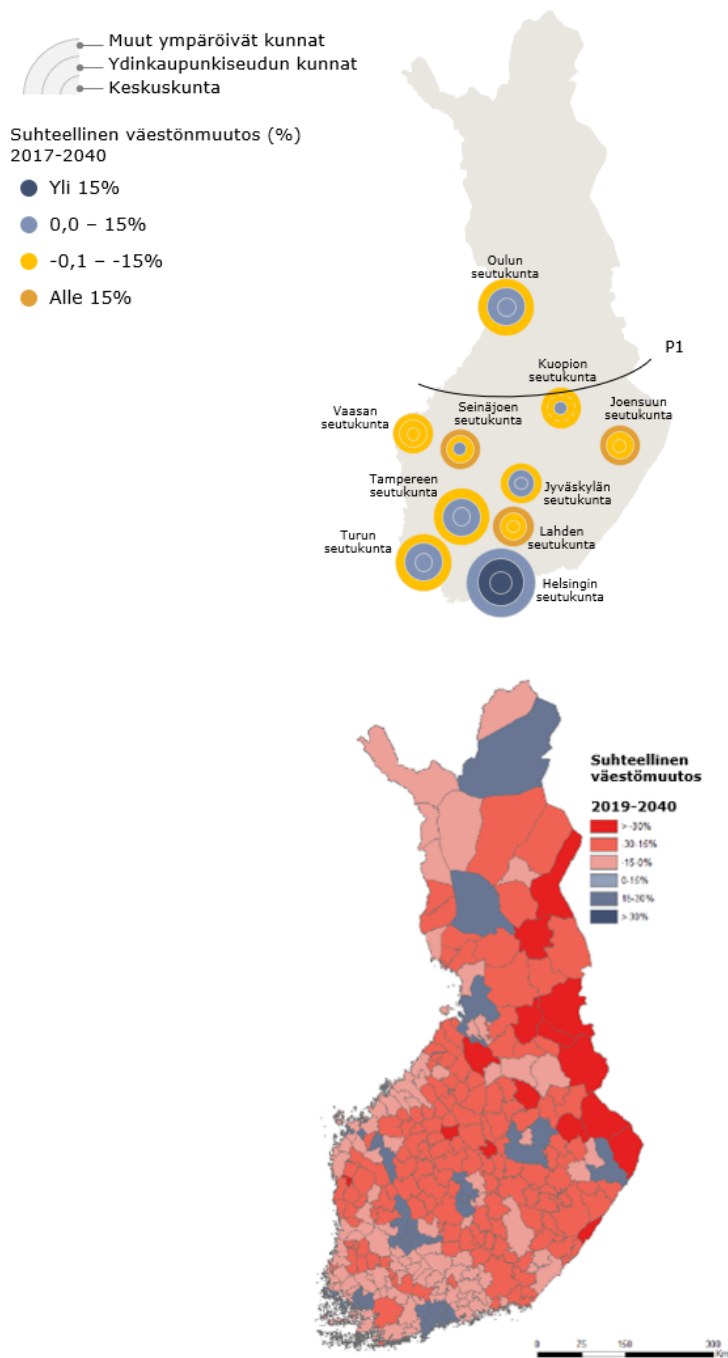
Asuminen keskittyy kohti suurempia kaupunkikeskuksia. Vuonna 2019 62 % väestöstä asui kaupunkiseutujen alueella. Kaupunkiseudulla tarkoitetaan kaupunkia ja sitä ympäröiviä vaikutusalueita, joihin lasketaan kaupunkikeskukseen tiiviisti liittyvät lähi-taajamat sekä näitä ympäröivät alueet (Ympäristöhallinto, 2013). Suomessa kaupunkiseutuja on 34. MDI:n maakuntakeskusten väestöennusteen mukaan kaupunkiseutujen alueilla asuvan väestön osuuden arvellaan nousevan 67,1 %:iin vuoteen 2040 mennessä. Vain Helsingin, Tampereen ja Turun seudulla kasvu jatkuu vielä 2030-luvun ajan. Vuonna 2040 kolmanneksen väestöstä on ennakoitu asuvan Helsingin seudulla, kolmanneksen yhdeksän muun kaupunkiseudun alueella ja kolmanneksen muualla. (MDI, 2019a)

Asuminen keskittyy myös kuntien sisällä kohti taajamia. Taajama tarkoittaa aluetta, jolla asuu vähintään 200 ihmistä korkeintaan 200 metrin etäisyydellä viereisestä kiinteistöstä. Taajamien lukumäärä Suomessa on vähentynyt. Vuonna 2018 Suomen taajama-aste, eli kuinka suuri osa kunnan väestöstä asuu taajamissa, oli 86,1 %. Taajama-aste kasvoi vuosien 2010 ja 2018 välillä keskimäärin 0,3 prosenttiyksikköä vuodessa. Mikäli kehitys jatkuisi samanlaisena, 92,7 % Suomen väestöstä asuisi tiheästi asutulla alueella vuonna 2040. (Tilastokeskus, 2020f)



Kuva 59 ylempi kartta esittää kaupunkiseutujen väestökehityksestä vuoteen 2040 asti MDI:n ennusteen mukaisesti ja alempi kartta esittää suhteellisen väestömuutoksen vuodesta 2019 vuoteen 2040 kuntatasolla.

**Kuvio 59.** Kaupunkiseutujen väestökehitys (MDI, 2019b) (Tilastokeskus, 2020f)



Väestön pakkautuessa etelän kasvukeskuksiin kotitalouksien, palveluiden ja pienteollisuuden sähkönkulutus näillä alueilla kasvaa. Tästä johtuen toimivasta pohjoiseteläsuuntaisesta sähkön siirrosta P1-leikkauksen yli tulee entistä kriittisempää. Kaupungistuminen sekä lämmityksen ja liikenteen sähköistyminen vaikuttavat erityisesti suurten kaupunkien sähkönsyöttöön. Fingrid on arvioinut, että Suomen kaikesta sähkön kysynnästä noin 80 % olisi nykyisin P1-leikkauksen eteläpuolella (Fingrid, 2020d).

Kaukolämmön tuotannon sähköistymisen esimerkkinä toimii Kilpilahden projekti, jossa kaavaillaan Kilpilahden teollisuuskeskittymän hukkalämmön hyödyntämistä pääkaupunkiseudun kaukolämmityksessä. Tällä hetkellä Kilpilahden teollisuusalueelta johdetaan hukkalämpöä mereen noin 1000 MW:n teholla. Jotta 25-35 asteinen hukkalämpö saadaan hyödynnettyä kaukolämpöverkossa, on se lämmitettävä lämpöpumppujen avulla lähelle sataa astetta. (Helsingin Sanomat, 2020) Jos lämpötilan nostoon tarvittavien lämpöpumppujen lämpökerroin (COP<sup>8</sup>) olisi noin 3,5, lämpöpumppujen kuluttamaksi sähkötehoksi saataisiin noin 285 MW. Sähköenergiassa tämä vastaa noin 1,8 TWh:n vuosikulutusta, mikäli lämpöpumppujen huipunkäyttöaika olisi noin 7000 tuntia vuodessa. Lämpöpumppujen vaatima sähköteho aiheuttaisi hyvin todennäköisesti sähköverkon vahvistamistarpeita alueella.

#### 5.5.1.5 Merkittävimmät siirtotarpeet Suomessa

Kuten Kuva 54 ja Kuva 56 havaittiin, lisääntyvän tuulivoiman ja uusien ydinvoimalaitosten takia sähköntuotannon voi olettaa painottuvan nykyistä vielä vahvemmin Pohjois- ja Länsi-Suomeen. Suomalaisen sähköntuotannon lisäksi Pohjois-Suomeen on rakenteilla lisää sähkönsiirtokapasiteettia Ruotsista, jossa on paljon tuuli- ja vesivoimakapasiteettia. Kuten Kuva 57 ja Kuva 59 kertoivat, sähkön kulutus painottuu merkittävästi P1-leikkauksen eteläpuolelle metalliteollisuuden merkittävää sähkönkäyttöä lukuun ottamatta. Tuotannon ja kulutuksen välimatkoista seuraa merkittävä siirtotarve tuotannon ja kulutuksen välillä, mikä vaatii lisäinvestointeja erityisesti kantaverkkoon.

Kehityskulku on laukaissut merkittäviä investointeja pohjoiseteläsuuntaiseen kantaverkkoon, sillä sähkön siirtotarpeet pohjoisesta ja länsirannikolta etelään tulevat kasvamaan. Mikäli siirtokapasiteetin kehittäminen viivästyy, P1-leikkauksella ja mahdollisesti muuallakin sähköverkossa saattaa esiintyä verkon pullonkauloja, jolloin kaikkia pohjoisessa tuotettua sähköä ei saada siirrettyä etelään. Tällöin kantaverkkoyhtiön on tehtävä erikoissäätöjä, joilla kasvatetaan sähköntuotantoa pullonkaulan alituotantopuolella (etelässä) ja vähennetään ylituotantopuolella (pohjoisessa). Erikoissäätöjen avulla kilpailukykyisintä sähköntuotantoa korvataan kalliimmalla tuotannolla, ja kustannukset tulevat kantaverkkoyhtiöiden asiakkaiden maksettaviksi. Monissa maissa

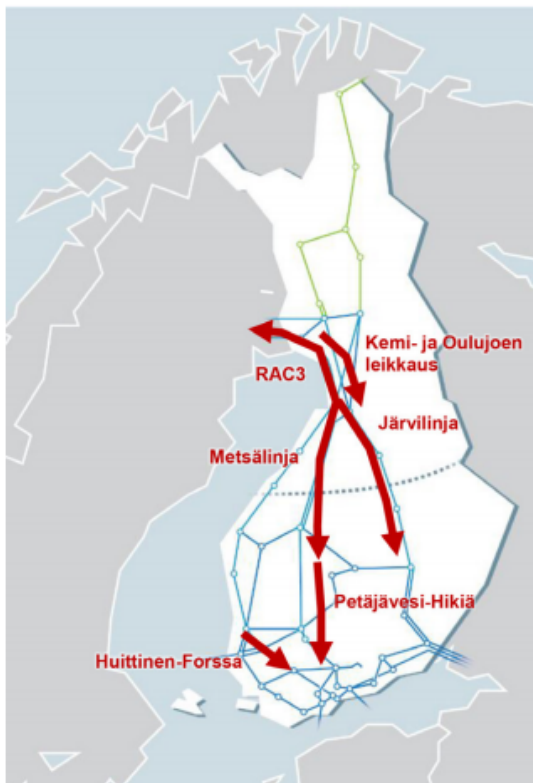
---

<sup>8</sup> COP = Coefficient of Performance

erikoissäädöt ovat tulleet kalliiksi. Eurooppalaisittain tunnettu esimerkki on Saksassa, jossa kustannukset ovat nousseet miljardin vuositasolle (neon and Consentec, 2019).

Kasvava siirtotarve huomioiden Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid ilmoitti vuonna 2020 kasvattavansa kantaverkkoinvestointeja aiempaa investointipakettia suuremmalle tasolle (Kuva 60). Fingrid investoi kaksi miljardia euroa 2020-luvulla, joista 550 miljoonaa euroa käytetään pohjois-eteläsiirron vahvistamiseen ja 450 miljoonaa euroa tuulivoiman liittämiseen. Loput investoinneista liittyy rajasiirtoyhteyksien kehittämiseen, pääkaupunkiseudun sähkönsyötön parantamiseen sekä uusiin sähköasemiin. Vuoden 2020 ilmoitus oli 0,6 miljardia suurempi kuin aiemmin ilmoitettu investointiohjelma. Fingridin mukaan kaikki investoinnit eivät ole uusia, vaan aiemmin tehtyä investointisuunnitelmaa on aikaistettu. Fingridin tavoitteena on sähkömarkkinalain mukaisesti pitää Suomi yhtenä hinta-alueena. (Fingrid, 2020e), (Fingrid, 2020d)

**Kuvio 60.** Kantaverkkoinvestoinnit (Fingrid, 2019)



Siirtokapasiteetin tarvetta pohjoisesta etelään voitaisiin mahdollisesti helpottaa Itä- ja Etelä-Suomeen P1-leikkauksen eteläpuolelle rakennettavan tuulivoiman avulla. Merkittävimmät epävarmuudet liittyvät puolustusvoimien tutkiin, jotka ovat rajoittaneet tuulivoimakehitystä etelärannikolla ja Itä-Suomessa. Alueen verkkoyhtiöt ovat tuoneet esille, että he ovat valmiita investoimaan tuulivoiman liittämiseksi verkkoon, mutta olisi hyvin tärkeää tietää, mitkä ovat kantaverkon rakennuksen suunnitelmat, jotta alueen jakeluverkkoyhtiöt eivät investoi turhaan. Tällä hetkellä Itä-Suomessa kantaverkko on muuta Suomea heikompi. Koska tutkiin liittyviä ongelmia ei ole ratkaistu eikä uusia tuulivoimahankkeita Itä-Suomessa juuri ole, Fingrid ei toistaiseksi ole esittänyt merkittäviä investointisuunnitelmia Itä-Suomen läpi. Mikäli näyttää siltä, että Itä-Suomeen kehitetään merkittävästi tuulivoimaa, Fingrid on valmis rakentamaan 400 kV:n verkkoa Itä-Suomeen. Fingridin arvion mukaan uuden kantaverkkolinjan suunnittelusta rakentamisen valmistumiseen menee noin 7–10 vuotta.

Sähkön kulutuksen sähköistymisen epävarmuudet liittyvät ennen kaikkea eri teollisuuslaitosten sähköistymisen ajankohtiin. Myös Loviisan ydinvoimaloiden jatkolupa vaikuttaa siirtotarpeisiin. Fingridin lähtökohta suunnittelussa joka tapauksessa on, että kantaverkon rakentaminen ei muodostu esteeksi Suomen hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamiselle. Fingrid varautuu erilaisiin skenaarioihin ja toteuttaa investoinnit niin, ettei kantaverkon toimintavarma käyttö riipu yksittäisistä laitoksista tai toimijoista. Siirtokapasiteetin hallintaa ja kasvattamista voidaan tehdä siirtoverkkoinvestointien lisäksi esimerkiksi joustomarkkinaratkaisuilla ja dynaamisella johtojen kuormitettavuuden määrittelyllä (dynamic line rating).

## 5.5.2 Alueellisten vaikutusten arviointi

Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset ja haasteet voivat olla erityyppisiä kaupungeissa ja taajama-alueilla kuin haja-asutusalueilla ja tästä syystä alueellisia vaikutuksia on tarkasteltu tämän jaon kautta. Kaupungeissa ja taajama-alueilla sähkön kysyntä muuttuu sähköistyvän kaukolämmön, kiinteistökohtaisen lämmityksen sekä liikenteen sähköistymisen seurauksena. Haja-asutusalueella sähköistyminen on hajautetumpaa, koska siellä ei ole kaukolämpöä, joka sähköistyisi. Skenaario-oletukset sähköistymiseen liittyen on kuvattu kappaleessa 4.2.

Sähköistymisen vaikutukset riippuvat myös verkon jännitetasosta. Sähköverkot on jaettu pien- ja keskijännitteiseen jakeluverkkoonverkkoon, suurjännitteisiin jakelu- ja alueverkkoihin sekä kantaverkkoon. Pienjänniteverkolla tarkoitetaan 0,4 kV:n verkkoa, keskijänniteverkolla 20 kV:n verkkoa ja suurjänniteverkolla 110 kV:n ja sitä korkeampia jännitetasoja. Asuinkiinteistöt liittyvät tyypillisesti pienjänniteverkkoihin. Keskijänni-

teverkkujen liittymät ovat korkeintaan 10 MW:n kokoisia. Tätä suuremmat kohteet liittyvät yleensä suurjänniteverkkoon. Sähköistyvän liikenteen ja kiinteistökohtaisen lämmityksen vaikutukset näkyvät pääosin pien- ja keskijänniteverkoissa, kun taas kaukolämmön sähköistyminen näkyy pääosin suurjänniteverkossa.

Vaikutuksia ja mahdollisia haasteita kartoitettiin haastatteleamalla erilaisia jakeluverkkoyhtiöitä, joita on täydennetty AFRYn asiantuntijanäkemyksillä ja -arvioilla sekä muilla lähteillä. Haastatellut jakeluverkkoyhtiöt eivät pääosin nähneet haasteita sähköverkon kapasiteetin riittävydessä, sillä verkko on mitoitettu vahvaksi. Tyypilliset käyttöasteet nykyverkossa ovat pääosin matalia – joitakin kymmeniä prosentteja maksimikuormituksesta. Asiakkaat voivat siis hankkia sähköauton ja sähköistää lämmitystään ilman, että jakeluverkkujen puolelta sähköistämislle tulee rajoitteita. Asiakkaat voivat kuitenkin joutua miettimään sähköliittymänsä mitoitusta tai sähkönkulutuksen ohjaimista siten, että sähköenergian ja sähköverkon kustannukset yhdessä ovat mahdollisimman pienet. Sähköverkon vahva mitoitus mahdollistaa asiakkaiden kulutusjousta.

### 5.5.2.1 Kaupungit ja taajama-alueet – liikenne ja kiinteistökohtainen lämmitys

Liikenteen päästövähennykset näkyvät taajamissa sekä julkisen liikenteen että yksityisautoilun sähkökäytön kasvuna. Kaupungeissa väestömäärään suhteutettu henkilöautotiheys on matalampi kuin ympäryskunnissa tai maaseuduilla. Vuonna 2017 Helsingissä oli liikennekäytössä 329 henkilöautoa tuhatta ihmistä kohti. Samana vuonna Espoossa, Kauniaisissa ja Vantaalla luku oli keskimäärin 442 ja Manner-Suomessa yleisesti 486 (HSL, 2017). Julkisen liikenteen osuus liikennesuoritteissa on kaupungeissa suurempaa kuin haja-asutusalueilla. Myös ajosuoritteiden pituus vaihtelee riippuen siitä, miten lähellä kaupungin keskustaa henkilö asuu. Vuonna 2016 harvaan asutulla maaseudulla henkilöauton kuljettajat ajoivat keskimäärin 31,6 km/hlö/vrk, ulommalla kaupunkialueella 23,2 km/hlö/vrk ja sisemmällä kaupunkialueella 15,1 km/hlö/vrk. Koko maan keskiarvo oli 23,4 km/hlö/vrk. Julkisella liikenteellä kuljetaan enemmän lähellä kaupunki- tai maaseudun paikalliskeskuksia. (Liikennevirasto, 2018) Liikenteen sähköistymisen vaikutukset vaikuttavat siis enemmän julkiseen liikenteeseen kaupungeissa kuin maaseuduilla, ja sähkökäyttöisiin henkilöautoihin ladataan vähemmän energiaa latauskertaa kohti kuin haja-asutusalueella, jossa ajosuoritteet ovat pidempiä.

Sähköistyvän henkilöautoliikenteen vaikutuksista kaupunkisähköverkkoihin on vielä epävarmuutta, ja vaikutukset ovat paikallisia tai aluekohtaisia. Eräs epävarmuus on, miten paljon autojen lataus joustaa sähkön hinnan mukaan. Haastatellut sähköverkkoyhtiöt olettivat pääosin, että sähköautojen joustavuus ei ohjaudu voimakkaasti vuorokausimarkkinoiden hinnan mukaan, sillä tukkumarkkinoiden hintavaihtelu on pientä huomioiden asiakkaan maksamaan kokonaissähkönhintaan nähden, ja sähköautojen akut on saatava ladattua rajallisen parkissa olon aikana. Jakeluverkkoyhtiöt olettavat

myös vuorottelua sähköauton latauksen ja kiinteistön muun sähkönkulutuksen välillä, jotta asiakkaan ei tarvitse kasvattaa sähköliittymänsä kokoa. Taajama-alueella sähköverkot on mitoitettu sähkölämmitykselle ja sähkökiukaille, jolloin normaalit kuorman vaihtelut riittävät suurelta osin takaamaan siirtokapasiteetin riittävyden

Kansainvälisiä kokemuksia sähköisen liikenteen ja sähköisen lämmityksen vaikutuksista jakeluverkkoihin voidaan hakea Norjasta, jossa lämmitys perustuu pitkälti sähkölämmitykseen, ja jossa sähköautojen määrä on kasvanut voimakkaasti viime vuosikymmenellä. Lokakuun 2020 lopussa Norjassa oli rekisteröityneenä miltei 327 000 täyssähköautoa ja 138 000 ladattavaa hybridiä (Norsk elbilforening, 2020). Sähköautojen osuus uusista autoista syyskuussa 2020 oli noin 82 % (Cleantechica, 2020). AFRYn lähteiden mukaan sähköautojen osuus kaupunkialueilla voi olla noin 10–15 % kaikista autoista tällä hetkellä. Pöyryn ja DNV GL:n Norjan energiaviranomaiselle toteuttaman selvityksen mukaan kaikkien autojen sähköistymisestä huolimatta vaikutukset norjalaisiin jakeluverkkoihin olisivat kokonaisuudessaan maltillisia, jos sähköautojen lataus toteutetaan hitailla 3,6 kW:n ja keskinopeilla 7,2 kW:n tehoilla. Vain vanhimmat verkon osat ylikuormittuisivat. Uudemmissa jakeluverkon osissa ei nähty merkittäviä ylikuormituksia, vaikka sähköautojen lataus aloitettaisiin pääasiassa työpäivän jälkeen. Verkkovahvistustarpeet olisivat selvityksen mukaan kokonaisuudessaan noin miljardi euroa (DNV GL, Pöyry, 2019). Suomen jakeluverkkoyhtiöiden ohjelma verkon uusimisen ja toimitusvarmuusinvestointien takia on arvioitu olevan noin yhdeksän miljardia euroa (Energiavirasto, 2020c). Hyvin paikallisista haasteista huolimatta Norjassa sääntelyviranomainen on suositellut huipputehoon perustuvan jakeluverkkomaksumen käyttöönottoa, mikä edesauttaa lataustehojen pysymistä jakeluverkon kapasiteetin rajoissa, sillä tehorajan ylityksistä maksettaisiin korkeampaa hintaa.

Suomalaisten jakeluverkkoyhtiöiden haastattelujen mukaan suurin sähköautoihin liittyvä haaste sähköverkon kapasiteetissa voi syntyä kantakaupunkien alueella, jossa rakennukset lämmitetään kaukolämmöllä. Kerrostalojen ja toimistorakennusten liittymiä ei olla mitoitettu korkealle sähkönkulutukselle. Mikäli sähköautoja ladataan samanaikaisesti, verkkoliittymää voidaan joutua kasvattamaan. Rajallinen sähköliittymän kapasiteetti voi rajoittaa kulutusjoustopotentiaalia kulutuksen lisäämisen osalta edullisen sähkönhinnan hetkinä. Itse jakeluverkko on haastatellun kaupunkiverkkoyhtiön mukaan pääosin mitoitettu siten, ettei sähköverkon kapasiteetin pitäisi muodostua haasteeksi ainakaan laajamittaisesti. Joitain verkkohaasteita voi tulla esimerkiksi alueella, jossa sijaitsee paljon toimistorakennuksia ja jossa ladataan suuri määrä sähköautoja työpäivän aikana. Toimistorakennuksen omistaja ei välttämättä ole halukas investoimaan suurempaan sähköliittymään kasvattaakseen mahdollisia lataustehoja, jolloin älykästä latausta voidaan optimoida verkkoliittymän rajoitteiden ja sähkön hinnan mukaan.

Haastatteluiden mukaan julkisen liikenteen sähköistyminen on hallittavissa oleva muutos, sillä kaupunkien raide- ja bussiliikenne vaativat oman keskijänniteliittymän, joka suunnitellaan asiakkaan tarpeen mukaiseksi. Sähköbussit voivat tarvita suuria lataustehoja päivällä keskeisillä pysäköintialueilla ja bussivarikoilla. Pääkaupunkiseudulla ja Tampereella raideliikenne lisääntyy uusien raitiovaunulinjojen myötä. Keskijänniteliittymät suunnitellaan asiakkaiden kanssa erikseen.

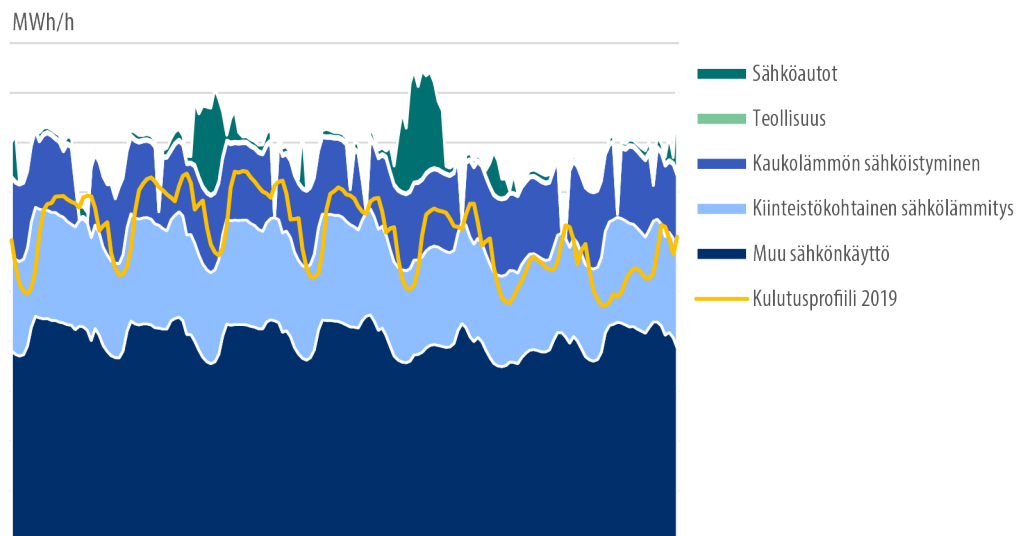
Haastatellut jakeluverkkoyhtiöt eivät pitäneet kiinteistökohtaisen lämmityksen sähköistymistä haasteena sähköverkoille, sillä sähköverkot on historiallisesti mitoitettu sähkölämmitykselle. Uudisrakennukset ovat energiatehokkaampia kuin vanhat rakennukset, ja uudisrakentamista tapahtuu enemmän taajamissa ja kaupunkialueilla. Hyvä energiatehokkuus on vähentänyt lämmityksen sähkön kulutusta kaupungeissa, vaikka väestömäärä on kasvanut. Taajamissa sähköverkot mitoitetaan edelleen sähkölämmitykselle. Kantakaupungissa maalämpöpumppujen hyödyntämiselle asettaa rajoitteita käytettävissä oleva tontin koko, jonne energiakaivot tulisi sijoittaa, sekä mahdolliset kaupunki-infraan tai pohjaveteen liittyvät seikat.

Älykkään sähköistymisen skenaarion mukainen sähköistymiskehitys lisää jonkin verran keskikokoisen suomalaisen kaupungin ja sen lähialueella toimivan jakeluverkon sähkönkulutushuippua vuoteen 2040 mennessä verrattuna vuoteen 2019. AFRYlle toimitettiin eräältä alueelta vuoden 2019 sähkön tuntimittaukset, joita skaalattiin älykkään sähköistymisen skenaarion valtakunnan tason simulointitulosten mukaisesti sektoreittain. Alueella olevien jakeluverkon asiakkaiden määrä (sähkönkäyttöpaikkojen määrä) on hieman alle puolet alueella asuvan väestön määrästä. Alueen väestökehitys arvioitiin Tilastokeskuksen kaupungille arvioimasta kehityksestä vuosille 2019–2040. Liikenteen osalta arvioidaan, että autotiheys mukailee Helsingin kehyskuntien nykyisiä määriä vuoteen 2040 asti, liikennesuoritteet pysyvät aiemmin mainittujen Liikenneviraston tilastotietojen tasolla, ja sähköautojen määrä mukailee LVM:n skenarioita. Kaupunki sijaitsee eteläisessä Suomessa ja taajama-alueilla on kaukolämpöverkko, jossa on lämmön ja sähkön yhteistuotantoa. Koska eteläisessä Suomessa on paljon kysyntää biomassalle, oletetaan, että kolmannes kaukolämpöverkon tuotannosta sähköistetään vuoteen 2040 mennessä. Sähköistyvän teollisuuden määrän on arveltu olevan hyvin pieni vuonna 2040, sillä alueen teollisuusrakenne ei ole kovin raskasta verrattuna koko Suomen teollisuusrakenteeseen.

Kuva 61 havainnollistaa, miten taajama-alueen verkossa sähkön viikon kulutushuippu kasvaa viikolla 7. Kuvasta huomaa, että sähkönkäytön profiili muuttuu hieman kuluksijoukon seurauksena esimerkiksi perjantai- ja lauantai- ja sunnuntai- ja maanantai- ja tiistai- ja keskiviikkoina. Vuoden 2040 viikon 7 kulutushuippu on alle 30 % korkeampi kuin vuoden 2019 huippu samalla viikolla. AFRY ei saanut koko vuoden 2019 mittauksia, joten viikon 7 kulutushuippua ei voi verrata koko vuoden 2019 huippukulutukseen. Vuoden 2040 simulointitulokset ja vuoden 2019 mittausdata eivät kuitenkaan ole sääolosuhteiltaan verrattavissa, sillä mallintamisessa

ei ollut käytössä vuoden 2019 säätietoja. Vuosi 2019 oli suhteellisen lämmin verrattuna pitkän aikavälin mittaushistoriaan, ja alueen sähköverkko on mitoitettu kovemmille pakkasille. Haastateltu jakeluverkkoyhtiö ei odota sähköistymiskehityksessä merkittäviä haasteita, mutta tulevaisuuden kehitykseen liittyvät selvitykset ovat vielä kesken.

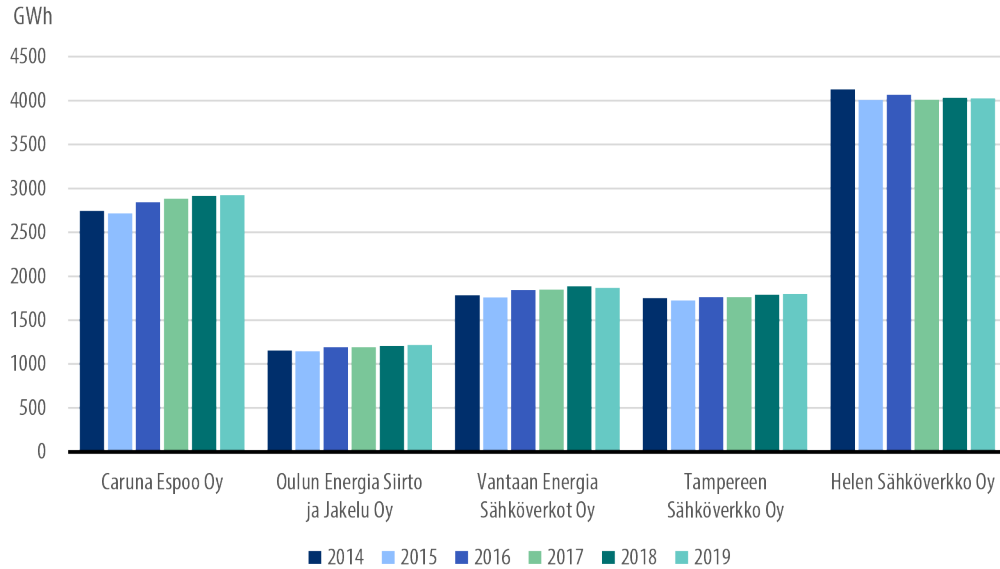
**Kuvio 61.** Esimerkilaskelma sähkön kulutusprofiilin muutoksesta taajama-alueen sähköverkossa (AFRY, erään jakeluverkon alueen tuntimittaustiedot vuodelta 2019)



Toistaiseksi asiakkaille siirretty sähköenergia pien- ja keskijännitetasolla, jonne liikenteen ja kiinteistökohtaisen lämmityksen sähköistyminen vaikuttaa, ei ole kasvanut kaupunkien ja taajamien alueella toimivien jakeluverkkoyhtiöiden alueella merkittävästi vielä viime vuosina. Sähköenergian toimituksen kehitys viiden taajama-alueella toimivan jakeluverkkoyhtiön alueella on esitetty alla Kuva 62. Tarkastelluista yhtiöistä suurin kasvu viiden vuoden tarkastelujaksolla on ollut Caruna Espoon alueella, jossa sähkön toimitus on kasvanut keskimäärin 1,3 % vuodesta 2014 vuoteen 2019. Caruna Espoo toimii Espoossa, Kauniaisissa, Kirkkonummella ja Joensuussa. Pienin kasvu on ollut Helsingissä toimivalla Helen Sähköverkolla, jonka toimittama sähkön määrä laski keskimäärin noin -0,5 % vuodesta 2014 vuoteen 2019.



**Kuvio 62.** Asiakkaille toimitettu sähköenergia pien- ja keskijänniteverkossa (0,4 kV ja 20 kV) taajama-alueen jakeluverkkoyhtiöiden alueella 2014-2019 (Energiavirasto, 2020d)



Mikäli sähköinen liikenne tai lämmitys kasvattaisivat huippukuormituksia jakeluverkoissa, jakeluverkkoyhtiöt voivat siirtyä veloittamaan siirtomaksuja huipputehooon perustuen kuten Norjassa viranomaisen on suositellut. Suomessa on joitain jakeluverkkoyhtiöitä, jotka veloittavat pienjänniteasiakkaita huipputehooon mukaan jo nyt. Myös työ- ja elinkeinoministeriön vetämä älyverkkotyöryhmä on suositellut tehomaksuun perustuvaa verkkomaksua, mikäli maksu korvaa kiinteää perusmaksua (TEM, 2018). Suosituksen taustalla olivat nousseet sähkönsiirron perusmaksut, joihin asiakas ei voi vaikuttaa, sekä huipputehoojen kasvun hillitsemiseen kannustaminen. Tehomaksut olisi hyvä suunnitella siten, että ne eivät estä kulutusjoustoia silloin, kun verkon siirtokapasiteetti antaa myöden. Verkon kapasiteetista riippuvat siirtomaksut olisivat hyvä asiakkaiden kulutusjoustomahdollisuuksien, sähköjärjestelmän tasapainotuksen sekä jakeluverkon ylikuormitusten ehkäisemisen kannalta, mutta ne vaatisivat monimutkaisen teknisen toteutuksen verkon kuormituksen laskentaan sekä tiedonvaihtoa asiakkaiden kulutuksenohjauslaitteisiin. Verkkosijainnista riippuva siirtomaksu olisi myös hyvin suuri muutos nykyiseen pistehinnoitteluun, jossa yhden jakeluverkon samanlaiset asiakkaat maksavat samanlaista siirtomaksua riippumatta sijainnista.

### 5.5.2.2 Kaupungit ja taajama-alueet – kaukolämmön sähköistyminen ja teollisuus

Oman haasteensa kaupunkiverkoille voi tuoda mahdollinen kaukolämmön yhteistuotantolaitosten sulkeminen ja yhteistuotannon korvaaminen muulla lämmöntuotannolla

kaupungeissa, sillä kaupungin sisäinen sähköntuotannon sulkeutuminen lisää painetta sähkönsiirtoon muualta kohti asutuskeskuksia. Sulkeutuvan sähköntuotannon lisäksi sähkönkäyttö voi kasvaa samalla sähköistyvän kaukolämmön tuotannon takia. Kilpilahden esimerkki sähköistyvästä kaukolämmön tuotannosta kuvattiin kappaleessa 5.5.1.4 Kilpilahden teollisuusalueiden hukkalämpöjen osalta. Samanlaista logiikkaa voidaan käyttää myös esimerkiksi konesalien hukkalämpöjen hyödyntämiseen, joskin konesalit käyttävät lämpöpumpun lisäksi sähköä myös itse koneiden käynnissä pitoon. Yhteistuotantolaitoksen sulkeutuminen voi siis mahdollisesti vaatia kantaverkko-liittymän vahvistamista. Fingrid yhdessä paikallisten kaupunkiverkkoyhtiöiden kanssa on ilmoittanut vahvistavansa sähköverkkoa ainakin Helsingin ja Tampereen suunnalla. Tarkasteltujen skenaarioiden osalta perusskenaariossa yhteistuotanto vähenee 38 %, sähköistyksen perusskenaarioissa 27 % ja älykkäässä sähköistysskenaariossa 34 % vuodesta 2019 vuoteen 2040.

Mikäli sähkönkulutus kasvaisi nopeammin kuin sähköverkkoa ehditään vahvistaa, jakeluverkkoyhtiöt ovat suunnitelleet tarvittaessa sähköliittymien solmimista joustavaksi. Joustoliittymä tarkoittaisi sitä, että jakeluverkkoyhtiöllä on oikeus rajoittaa sähkönkulutusta tiettyinä huippukulutustunteina verkon kapasiteetin tarpeista. EU:n uusi sähkömarkkinadirektiivi ja sen myötä päivitettävä sähkömarkkinalaki velvoittaa kuitenkin verkkoyhtiöitä hankkimaan joustavuutta markkinaehtoisesti, joten joustoliittymien vaihtoehtona tulisi tutkia myös alueen muiden joustavien resurssien, kuten muun kulutusjouston, sähkövarastojen ja joustavan sähköntuotannon mahdollisuuksia ja kilpailuttamista. Markkinaehtoiseen hankintaan ja tasapuolisen kilpailun varmistamiseksi voi tulla kyseeseen paikalliset joustomarkkinat. Paikallisia joustomarkkinoita on pilotoitu muun muassa Ruotsin suurien kaupunkien kanssa, sillä siellä sähköverkon rajallinen siirtokapasiteetti on aiheuttanut ongelmia kasvavalle kaupungille (Sthlmflex, 2020). Myös Suomessa on käynnistetty paikallisia joustopilotteja (Fingrid, 2020f). Paikallisen sähköverkon huippukulutus ja kapasiteettirajoitteet voivat osua eri aikaan kuin sähköjärjestelmän huippukulutus.

Toistaiseksi muutokset kaupunkiverkkojen suurjänniteasiakkailta vastaanottamissa energiamäärissä ovat olleet vielä pieniä (Energiavirasto, 2020a). Sähkönsyöttö vaihtelee vuosittain yhteistuotannon lämmöntuotannon mukaan, joka taas riippuu lämmitystarpeesta. Yhteistuotannon sulkeutuminen toisi suuremman askelmaisen muutoksen. Kaupunkialueilla ei odoteta sähköntuotannon kasvua suurjänniteverkkoon syöte-tyissä energiamäärissä, sillä tuulivoimapuistoja ja suuria aurinkovoimailoita ei voida tai ei kannata rakentaa lähelle asutusta niiden tarvitseman tilan takia.

### 5.5.2.3 Kaupungit ja taajama-alueet – hajautettu sähköntuotanto

Kaupungissa ja taajamissa hajautettu sähköntuotanto tarkoittaa pääasiassa aurinkovoiman tuotantoa. Osa aurinkovoimasta kulutetaan sähköliittymän takana, jolloin tuotanto näkyy verkkoon päin pääosin vähentyneenä kulutuksena. Kun aurinkosähkön tuotanto ylittää kiinteistön sähkönkulutuksen, pientuotanto näkyy sähkönsyöttönä jakeluverkkoon.

Pienjänniteasiakkailta vastaanotettu energia on vaihdellut vuosittain monessa taajama-alueen verkossa, mutta tarkastellussa taajama-alueilla toimivien jakeluverkkoyhtiössä trendi on ollut positiivinen, yli 10 % vuodessa vuosien 2014–2019 aikana. Suurin suhteellinen kasvu on ollut tapahtunut Oulun Energian jakeluverkkoalueella, jossa kasvu on ollut keskimäärin 180 % vuodessa vuosien 2014–2019 aikana. Suuret kasvuprosentit johtuvat siitä, että vuonna 2014 vastaanotetut energiamäärät ovat olleet hyvin pieniä ja vastaanotetut energiamäärät taajama-alueilla ovat edelleenkin pieniä suhteessa pien- ja keskijänniteasiakkaiden kulutukseen. Caruna Espoon, Vantaan Energia Sähköverkkojen ja Helen Sähköverkkojen alueella vastaanotettu energiamäärä oli 0,04 % asiakkaille toimitetusta sähköstä vuonna 2019. Tampereen Sähköverkolla osuus oli 4,7 % ja Oulun Energia Siirron alueella 0,8 %. (Energiavirasto, 2020a)

Haastatteluiden perusteella kaupunkiverkoissa verkkoon syötetyn sähkön ei odoteta kasvavan yhtä voimakkaasti kuin haja-asutusalueilla, koska aurinkopaneelien koko on rajoitettu käytettävissä olevaan pinta-alaan. Kerrostaloalueilla on tyypillisesti enemmän sähkönkulutusta varsinkin liikenteen sähköistyessä. Haastattelujen mukaan hajautetun sähköntuotanto ei tuota ongelmia kaupunki- ja taajama-alueilla, sillä sähkönkulutusta on todennäköisesti lähellä piensähköntuotantoa, mikä ehkäisee teknisiä haasteita jakeluverkossa.

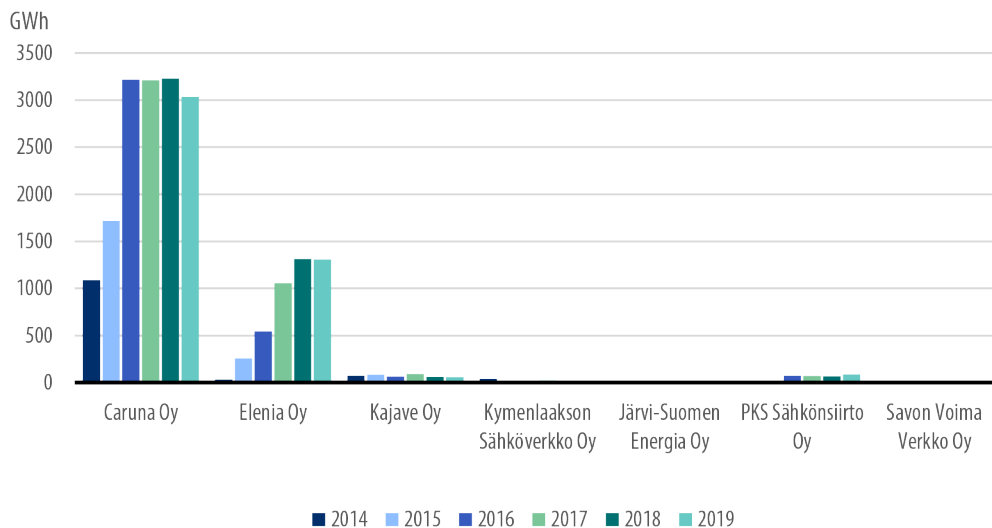
### 5.5.2.4 Haja-asutusalueet – tuulivoiman tuotanto

Tuulivoima on vaatinut lisärakentamista haja-asutusalueen suurjännitteisiin jakeluverkkoihin kantaverkon vahvistamisen lisäksi. Haja-asutusalueilla toimivat jakeluverkkoyhtiöt ja kantaverkkoyhtiö Fingrid ovat rakentaneet ja rakentavat myös tulevaisuudessa lisää sähköverkkoja tuulivoimapuistoille. Toistaiseksi verkkoyhtiöt ovat voineet liittää tuulivoimalat verkkoon ilman merkittäviä rajoitteita. Tuulivoimaprojekteja kehitetään kuitenkin niin nopeaan tahtiin, että kaikki niitä varten tehtävät verkkoinvestoinnit eivät välttämättä ehdi valmistua riittävän nopeasti. Tuulivoimahankkeen kehittämisen voi pysäyttää esimerkiksi luvituksen ja maankäyttöön liittyvät esteet. Tuulivoimaprojektien toteutumiseen liittyy siis epävarmuutta, eivätkä verkkoyhtiöt välttämättä ole ha-

lukkaita ottamaan etukäteen riskiä verkon rakennukselle, sillä verkkoinvestoinnit vaikuttavat asiakkaiden siirtomaksuihin. Tällöin sähköverkot voivat väliaikaisesti rajoittaa tuulivoimatuotantoa paikallisesti.

Suurjännitetasolla siirtojen kasvu näkyy voimakkaana Elenian ja Carunan verkoissa, jotka ovat Suomen suurimmat haja-asutusalueen verkkoyhtiöt (Kuva 63). Taustalla on pääasiassa tuulivoiman kasvu.

**Kuvio 63.** Suurjännitteiseen jakeluverkkoon (110 kV) kytketyiltä asiakkailta vastaanotettu energia (Energiavirasto, 2020d)



### 5.5.2.5 Haja-asutusalueet – liikenteen ja lämmityksen sähköistyminen

Haja-asutusalueiden sähkön kulutuksen ja tuotannon kehitys eroaa kaupunkien ja taajamien kehityksestä: sähkön kulutus vähenee samalla kuin investoinnit uusiutuvan energian tuotantoon kasvavat. Haja-asutusalueella kotitalouksien sähkönkäytön oletetaan vähenevän väestön vähenemisen seurauksena, eikä sähköistyvän liikenteen ja lämmityksen tuoma asiakaskohtainen sähkönkäytön lisäys riitä pitkällä aikavälillä kumoamaan väestömuutoksista johtuvaa kokonaiskehitystä. Osa verkon sähköliittymistä saatetaan irtisanoa kokonaan, kun asukkaat muuttavat pois ja rakennukselle ei löydy käyttöä. Jotkin käyttöpaikat säilyvät vapaa-ajan asuntoina, ja näille käyttöpaikoille voidaan varata sähköautojen latausmahdollisuus. Sähkön käyttö voi osua rajoitettuihin aikoihin kuten loma-aikoihin ja kokonaisuutena energiankäyttö jää vakituisessa asuinkäytössä olevaa rakennusta matalammaksi. Tarvittava jakeluverkon siirtokapasiteetti ei kuitenkaan riipu siirretyn sähköenergian määrästä. (LUT yliopisto, 2019)

Yleisesti ottaen haastatellut haja-asutusalueen sähköverkkoyhtiöt eivät pitäneet sähkön käytön merkittäväkään lisääntymistä sähköverkolle haasteellisena käynnissä olevien toimitusvarmuusinvestointien valmistuttua. Haja-asutusalueella pienjänniteverkon mitoitus tehdään yleensä oikosulkuvirtojen tai jännitteenaleneman perusteella, jotta pitkän jakeluverkon haaran päässä olevalla käyttöpaikalla jännitteet pysyvät määritellyissä viitearvoissa. Heikolla sähkölinjalla jännite putoaisi liiaksi. Vahvempien sähkölinjojen hyödyntäminen varmistaa jännitteen ja oikosulkuvirtojen pysymisen rajoissa ja samalla vahva sähköverkko mahdollistaa suurempitehoisen sähkönkäytön.

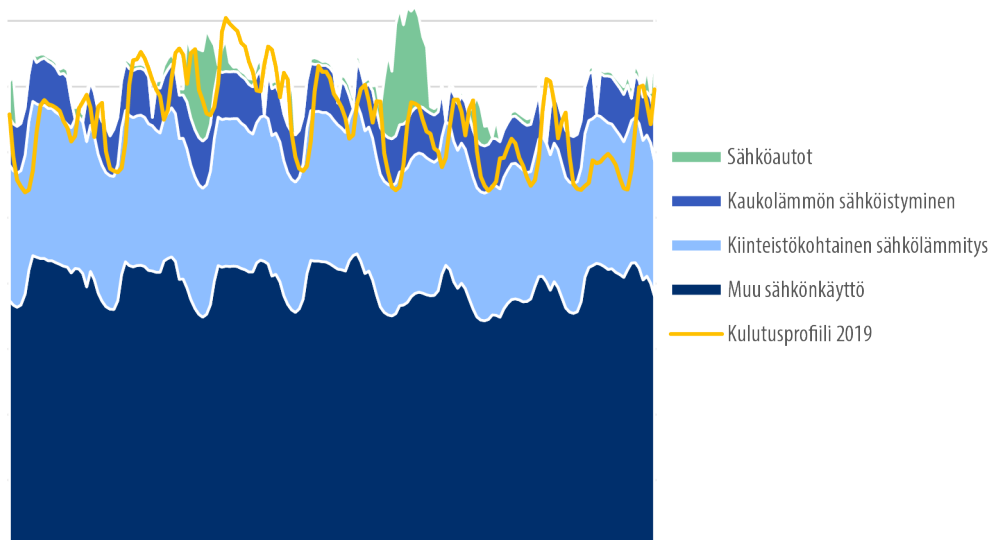
Haja-asutusalueen toimitusvarmuuden toteuttamista laajamittaisella maakaapeloinnilla on kritisoitu, sillä sähkön saanti poikkeustilanteissa voitaisiin turvata vaihtoehtoisin tavoin kaapelointia kustannustehokkaammin. Esimerkkejä vaihtoehtoisista tavoista olisivat erilaiset energiavarastot, varavoimakoneet ja sähkönkäyttäjien omat käyttövarmuusratkaisut. Haja-asutusalueilla yksi verkkolinja voi syöttää vain yhtä asiakasta, ja joissain liittymissä energiakäyttöä ei ole ollenkaan tai on hyvin vähän. Erilaiset varasto- ja varavoimaratkaisut olisivat myös joustavampia ratkaisuita kuin jopa 50 vuodeksi tehtävä johtoinvestointi. Joustavuus on tärkeä näkökulma huomioiden kaupungistumisen mukana tuoma epävarmuus siitä, ettei sähkönkäyttöä haja-asutusalueella ole välttämättä joidenkin vuosien jälkeen. Toistaiseksi verkkoyhtiöille kaapelointi on kuitenkin suoraviivaisempi tapa taata toimitusvarmuus, jota verkkoyhtiöiden valvontamalli tukee. (Partanen, 2018) Jakeluverkkoyhtiöistä ainakin Elenia ja Caruna pilotoivat Fortumin kanssa toimitusvarmuuden takaamista akkuvarastolla (Elenia, 2018) (Caruna, 2020).

Älykkään sähköistyksen skenaarion mukainen kehitys ei muuttaisi merkittävästi haja-asutusalueen sähkönkulutushuippua vuoteen 2040 mennessä verrattuna vuoteen 2019. Arvio perustuu vuoden 2019 sähkön tuntimittaustietojen skaalaamiseen älykkään sähköistymisen skenaarion valtakunnan tason simulointitulosten mukaisesti sektoreittain alueen piirteiden mukaisesti. AFRY sai sähkönkulutuksen mittausten summ tiedot eräältä noin 5000 asukkaan haja-asutusalueelta eteläisessä Suomessa, jonka keskustassa on pieni kaukolämpöverkko. Alueen väestökehitys arvioitiin keskimääräisen haja-asutusalueen kunnan mukaisesti Tilastokeskuksen arvioimista trendeistä vuosille 2019–2040, joita kuvattiin aiemmin kappaleessa 5.5.2. Liikenteen osalta arvioidaan, että autotiheys, liikennesuoritteet ja sähköautojen määrä mukailevat luvussa 5.5.2.1 kuvattuja nykyisiä määriä vuoteen 2040 asti eli haja-asutusalueen osalta ei oleteta autojen tai ajomatkojen muutoksia väestömäärään suhteutettuna. Koska eteläisessä Suomessa on paljon kysyntää biomassalle, oletetaan, että kolmannes kaukolämpöverkon tuotannosta sähköistetään vuoteen 2040 mennessä. Alueella ei oleteta olevan sähköistyvää teollisuutta vuonna 2040. Kuva 64 havainnollistaa, miten haja-asutusalueen verkossa sähkön viikon kulutushuippu kasvaa viikolla seitsemän. Kuvasta huomaa, että sähkönkäytön profiili muuttuu hieman kulutusjouston seurauksena esimerkiksi perjantaiamuna. Vuoden 2040 viikon 7 kulutushuippu on noin 2

% korkeampi kuin vuoden 2019 huippu samalla viikolla. Viikon 7 sähkönkäytön huippu jäisi noin 27 % matalammaksi kuin vuoden 2019 huippu, joka oli tammikuussa. On kuitenkin huomattava, että vuoden 2040 simuloinnin sääolosuhteet eivät vastaa vuoden 2019 sääolosuhteita, sillä mallintamisessa ei ollut käytössä vuoden 2019 säätietoja. Vuosi 2019 oli suhteellisen lämmin verrattuna pitkän aikavälin mittaushistoriaan.

**Kuvio 64.** Esimerkilaskelma sähkön kulutusprofiilin muutoksesta haja-asutusalueen sähköverkossa (AFRY, erään jakeluverkon alueen tuntimittaustiedot vuodelta 2019)

MWh/h



Haastatellun jakeluverkkoyhtiön mukaan sähköverkko käy pääsääntöisesti vajaakuormituksella, joten kulutushuipun ei pitäisi olla jakeluverkolle ongelma. Lisäksi pientenkin kaukolämpöjärjestelmien sähköistyessä on mahdollista, että sähköverkkoa vahvistetaan.

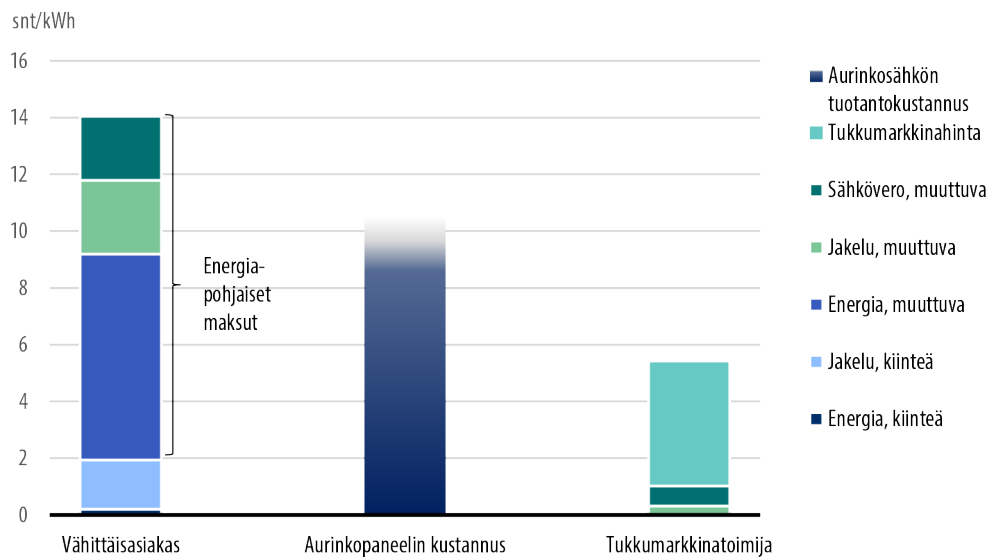
#### 5.5.2.6 Haja-asutusalueet – hajautettu sähkön tuotanto

Haja-asutusalueen sähköverkon ongelmat liittyvät pääosin sähkönkulutuksen sijaan sähkön tuotantoon. Pienjänniteverkossa aurinkopaneelit voivat aiheuttaa haasteita, jos aurinkovoiman tuotanto ylittää sähkönkulutuksen merkittävästi. Matalan kulutuksen tilanteissa auringon paistaessa aurinkopaneelit syöttävät sähköä suurella teholla verkkoon, jolloin muuntajat saattavat joutua ylikuormaan ja jänniteongelmia voi esiintyä. Tämä voi aiheuttaa muuten tarpeettomia kymmenien tuhansien eurojen ylimääräisiä investointeja, jotka koituvat kaikkien asiakkaiden maksettaviksi. Näitä muutoksia

voi tulla hyvin lyhyellä varoitusaajalla, sillä aurinkopaneelin asennus on suhteellisen nopea toimenpide.

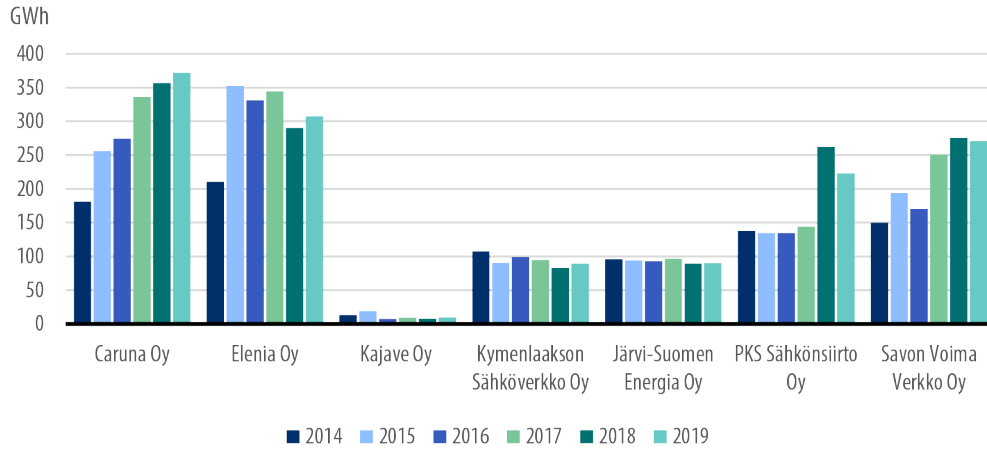
Aurinkopaneelilta vaaditaan tekninen irtikykytymismahdollisuus ylitaajuustilanteissa, joissa sähkön tuotanto ylittää kulutuksen turvarajat ylittäen. Aurinkosähkön tuotantoa olisi hyvä voida ohjata myös sähkön markkinahintojen tai verkon kuormituksen mukaan, jotta sähköjärjestelmän haitoilta voidaan välttyä. On huomattava, että asiakkaan kiinteistöllä sijaitsevan aurinkovoimantuotannon hyöty asiakkaalle on suurempi kuin sähkön markkinahinnan vaikutus, sillä asiakas voi säästää omalla tuotannollaan myös sähköveron ja siirtomaksun energiaosuuden, kuten Kuva 65 havainnollistaa. Tällöin aurinkopaneelin tuotannon poiskytkeminen ei ole asiakkaalle kannattavaa, mikäli hänellä on sähkökulutusta. Korkea sähkövero ja siirtomaksun energiamaksu kannustavat asiakkaita aurinkopaneeli-investointeihin.

**Kuvio 65.** Havainnollistava esimerkki asiakkaan sähköliittymän takana tuotetun aurinkosähkön hyödystä asiakkaalle verrattuna tukkumarkkinatoimijan hyötyihin (Nord Pool, 2020) (Energiavirasto, 2020e) (Verohallinto, 2019) (Fingrid, 2020h) (ETIP PV, 2020)



Tulevaisuudessa pienjänniteasiakkailta siirretty sähköenergia voi kasvaa erityisesti haja-asutusalueella, kun asiakkaat investoivat aurinkosähkön tuotantoon. Kasvua on näkynyt jo usean haja-asutusalueella toimivan jakeluverkkoyhtiön alueella (Kuva 66).

**Kuvio 66.** Asiakkailta verkkoon syötetty sähköenergia pien- ja keskijänniteverkossa (0,4 kV ja 20 kV) haja-asutusalueen jakeluverkkoyhtiöiden alueella 2014–2019 (Energiavirasto, 2020d)





## 6 Pohdinta ja johtopäätökset

### 6.1 Vaikutukset sähköjärjestelmään

#### 6.1.1 Sähköjärjestelmä ja sähkön hinta

Sähkön keskihinta on molemmissa sähköistysskenaarioissa korkeampi kuin perusrassa. Ero pysyy alle 5 EUR/MWh vuoteen 2030 asti, nousee noin 10 EUR/MWh tasolle vuonna 2035 ja laskee takaisin matalammalle tasolle. Sähköistysskenaarioiden välinen hintaero pysyy hyvin pienenä 2040 asti, jolloin ero kasvaa 3 EUR/MWh tasolle. Pienet erot ennen vuotta 2040 selittyvät pitkälti siihen asti suhteellisen pienillä eroilla tuotannon ja kysynnän kehityspoluissa eri skenaarioiden välillä. Vaikka sähkön keskihinta pysyy kaikissa skenaarioissa suhteellisen lähellä toisiaan, sähkön hintajakauma muuttuu huomattavasti. Molemmissa sähköistysskenaarioissa matalan ja korkean sähkön hinnan tuntien yleisyys kasvaa huomattavasti: Vuoden sisällä on perusrassa selvästi enemmän alle 5 EUR/MWh ja yli 70 EUR/MWh tunteja. Kahden sähköistysskenaarioiden välinen vuosikeskihinnan ero johtuu etenkin muutamien ajanjaksojen korkeammasta sähkön hinnasta, jossa kulutusjousto ei kykene täysin tasapainottamaan vajaata tuotantoa.

#### 6.1.2 Kulutusjousto ja sähkön toimitusvarmuus

Kulutusjousto on keskeisessä roolissa molemmissa sähköistysskenaarioissa, etenkin älykkäässä sähköistysskenaariossa, jossa on enemmän sään mukaan vaihtelevaa tuotantoa. Kulutusjoustoja tarvitaan useasta eri lähteestä ja useilla aikaskaaloilla. Työssä tarkasteltiin pääsääntöisesti loppukäyttäjien kulutusjoustoja, jossa jouston lähteitä ovat sähkölämmitys ja sähköautot sekä teollisuuden kulutusjoustoja, jossa keskeisiä lähteitä ovat P2X ja muut teolliset prosessit.

Kulutusjouston maksimointi on tärkeässä roolissa tasaamassa sääriippuvaista sähköntuotantoa sähköistysskenaarioissa. Tyypillisiä kulutusjoustopilanteita ovat esim. kylmät talviaamut ja pidemmät tuulettomat jaksot, jolloin samanaikaisesti sähkön kysyntä voi olla suurta, mutta kulutusta ei pystytä kattamaan sääriippuvaisella tuotannolla. Kulutusjouston merkitystä havainnollistaa mallinnuksessa tehty herkkyystarkastelu: Keskimääräinen sähkön hinta nousi älykkäässä sähköistysskenaariossa +7

EUR/MWh vuonna 2040, jos kaikki P2X prosessit oletettiin joustamattomiksi, niin että kokonaiskysyntä ei muuttunut.

Kriittinen tekijä kulutusjouston kannalta on aikaskaala, eli kuinka pitkäksi ajanjaksoksi kulutusjousto (esim. teollinen prosessi tai kotitalon sähkölämmitys) pystyy vähentämään kulutusta ja siten kuinka pitkään jatkuvia matalamman sääriippuvaisen tuotannon jaksoja kulutusjoustolla pystytään tukemaan. Lyhytkestoista kulutusjousto (enimmillään muutamia tunteja) voidaan toteuttaa huomattavasti helpommin kuin pitkäkestoista kulutusjousto. Esimerkiksi sähköauton latausta on mahdollista siirtää joitakin tunteja, mutta pitkäkestoiseen joustoon kykeneviä lähteitä on vähemmän. Lyhytkestoisen kulutusjouston tärkeyttä korostaa skenaarioissa kasvava nettokysynnän vaihtelu peräkkäisinä tunteina. Ilman toteutunutta kulutusjoustoä tämä vaihtelu kasvaisi huomattavasti enemmän.

Sähkömarkkinamallinnuksessa ongelmallisimmiksi tulivat nimenomaan pitkät kylmät ja tuulettomat jaksot, jolloin sähkön hinta saattoi nousta älykkäässä sähköistyskenaariossa pitkäksi aikaa korkeaksi: Esimerkkiviikkona (vuoden 2011 säävuosi, 2040 mallinnusvuosi) sähkön markkinahinta pysyi koko viikon yli 100 EUR/MWh. Pidemmän aikaskaalan kulutusjousto parantaa tämän kaltaisia tilanteita, joskin on tärkeä todeta, että sähköjärjestelmämallinnus pohjautuu tässä työssä historiallisiin säävuosiin ja vaihtelevan tuotannon kannalta vielä vaikeammat ajanjaksot ovat mahdollisia.

Älykkään sähköistymisskenaarion kaltainen kehitys vaatii huomattavan määrän erilaista joustoa ja etenkin pidemmän aikaskaalan joustoratkaisuilla on keskeinen rooli hyvin toimivassa järjestelmässä. Teknologian ja markkinoiden kehityksen näkökulmasta kulutukselle tarvitaan kannustimia osallistua sähkömarkkinoille joustavasti sekä kehittää paremman kulutusjouston mahdollistavia ratkaisuja. Joustavalla kulutuksella on silti vaikea täysin poistaa sääriskiä, ja perinteinen esimerkki pitkästä kylmästä ja tuulettomasta ajanjaksosta on silti pätevä ja järjestelmän kannalta haastava tilanne.

Kulutusjouston kasvu, etenkin älykkäässä sähköistyskenaariossa, tarkoittaa sitä että kulutuksella ei jatkossa ole samalla tavalla ns. perusprofiilia, eli aamuihin ja iltoihin keskittyvät kysyntäpiikit sekä matala kysyntä yöllä. Kulutusjouston myötä toteutunut kysyntä saattaa vaihdella tuntien välillä huomattavasti, esim. älykkäässä sähköistyksen skenaariossa kulutuksen muutos voi olla luokkaa 6 GWh/h tunnin aikana suuntaansa. Kuluttajan maksama sähkön hinta riippuu yhä enemmän oman kulutuksen ajoituksesta suhteessa sähkön hintaan eri ajanhetkillä. Esimerkiksi P2X-toimijat saavat älykkäässä sähköistyskenaariossa noin 1,5 EUR/MWh markkinoita edullisemman sähkön hinnan vuonna 2040 olettaen heidän joustonsa olevan leikkaavaa (eli välteään kalliita tunteja), mutta jopa 5 EUR/MWh edullisemman hinnan, jos heidän oletetaan optimoivan kulutusta hintojen mukaan (kulutusta ohjataan edullisille tunneille), oman kulutuksen ja varaston koon puitteissa. Sähköauton käyttäjä puolestaan voi

saavuttaa jopa 40–50 % edun sähkön kustannuksissa sähköistysskenaarioissa. Kulutusjoustolla on siis selkeitä taloudellisia hyötyjä.

Kulutusjouston saavuttaessa keskihintaa pienemmän sähkön hinnan, vastaavasti joustamaton kulutus maksaa sähköstä keskihintaa korkeampaa sähkön hintaa sähköistysskenaarioissa.

Vuonna 2040 Suomen sähköjärjestelmän toimitusvarmuus on hyvä perusuraskenaariorissa, jossa kysynnän kasvu on maltillista. Sähköistysskenaarioissa Suomen sähköjärjestelmän tehotasapaino on tiukempi, ja molemmissa skenaarioissa on vähäinen riski tehovajeelle. Tehovajeen riski tuplaantuu sähköistyksen älykkäässä skenaariorissa verrattuna sähköistyksen perusskenaarioon erilaisesta tuotantorakenteesta johtuen. Älykkäässä skenaariorissa on vähemmän peruskuormaa tuottavaa ydinvoimaa ja enemmän vaihtelevaa tuulivoimaa, mikä lisää tarvetta säätävälle lämpövoimalle, siirtoyhteyksille sekä kulutuksen joustolle tuulettomina tunteina. Lisääntynyt kulutusjouston kesto ei yksinään riitä turvaamaan järjestelmän tasapainoa yhtä paljon verrattuna ydinvoimaloiden jatkamiseen sähköistyksen perusskenaarioissa. Teho- ja energiavajeen odotusarvot pysyvät kuitenkin maltillisella tasolla kaikissa skenaarioissa ja ovat hyviä verrattuna useiden Euroopan maiden tyypilliseen sähköjärjestelmien mitoittamiseen. Toimitusvarmuus heikkenisi sähköistysskenaarioissa vuoteen 2040 mentäessä, mikä tulisi ottaa huomioon esimerkiksi reservejä mitoittaessa. Tämän lisäksi toimitusvarmuutta voi heikentää esimerkiksi Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitoksen myöhästyminen.

Lauhdetuotanto parantaa toimitusvarmuutta huomattavasti, mutta se on vaikea saada kannattavaksi kaikissa skenaarioissa vuonna 2040. Esimerkiksi vaikka molemmissa sähköistysskenaarioissa esiintyy huomattava määrä hintapiikkejä ja kalliin sähkön tunteja, niitä ei ole tarpeeksi tukemaan lauhdekapasiteettia, mikä indikoi, että puhtaasti markkinaehtoista joustavaa kapasiteettia näissä skenaarioissa ei synny. Lauhdekapasiteetilla voidaan toki nähdä vakuutusarvoa sähköistysskenaarioiden kaltaisessa järjestelmässä, jossa isot hintavaihtelut kasvattavat toimijoiden riskiä, mikä voi toimia kannustimena rakentaa joustavaa tuotantoa.

### 6.1.3 Tuotannon muutos ja vuositaseet

Kaikissa skenaarioissa CHP-kapasiteetin on oletettu laskevan ja lämmöntuotannon osin korvautuvan lämpöpumpuilla ja kaukolämpökattiloilla. CHP:n kapasiteetin kehitykseen vaikuttaa suoraan sen hetkinen markkinatilanne, eli etenkin sen hetkinen sähkön markkinahinta ja ennuste tulevaisuudesta. Kaikissa skenaarioissa CHP kapasiteetti voi sinänsä olla kannattavaa vuonna 2040 sähkön hinnan noustessa yli 50

EUR/MWh, ottaen huomioon, että CHP tuotanto saa tyypillisesti markkinahintaa korkeamman hinnan tuotannon ajoittumisen vuoksi. CHP tuotannon pysyminen järjestelmässä tosin ei ole annettua skenaarioiden kehityspolusta johtuen.

Tuulivoiman kasvua rajoittaa sen saavuttama sähkön hinta, joka on markkinoiden keskihintaa pienempi. Tuulivoimaloiden tuotanto ajoittuu luonnollisesti tuulisiin aikoihin. Tällöin edullista tuotantoa on hetkellisesti paljon tarjolla ja tuulivoimatuotanto laskee hetkittäistä sähkön markkinahintaa ja vastaavasti tuulivoimatuottajien saamaa hintaa. Kaikissa skenaarioissa tuulivoiman saavuttama keskihinta on vuonna 2040 suunnitteleen sama, vaikka sähkön keskihinta on suurempi sähköistysskenaarioissa – kasvava tuulivoimatuotanto laskee keskimääräistä tuulivoimatuottajien saamaa sähkön hintaa.

Rajasiirtojen merkitys kasvaa sähköistysskenaarioissa suhteessa perusuraan ja älykkäässä sähköistysskenaariossa suhteessa perussähköistysskenaarioon. Bruttosiirrot Suomen ja naapurimaiden verkkojen välillä kasvavat, eli siirtoverkkoja hyödynnetään enemmän kysynnän ja tuotannon tasapainottamiseen. Bruttosiirroilla tarkoitetaan tässä tapauksessa siirtoverkon kautta molempiin suuntiin siirretyn sähkön summaa.

Suomen vuotuinen sähkön tuontimäärä laskee jokaisessa skenaariossa merkittävästi jo vuoteen 2025 mentäessä. Tämä on seurausta etenkin uudesta ydinvoima- ja tuulivoimakapasiteetista, jotka auttavat vastaamaan kasvaneeseen kysyntään. Ydinvoiman osuus kysynnästä nousee 25 %:sta lähes 40 %:in Hanhikivi 1 -ydinvoimayksikön käyttöönoton myötä. Tuulivoiman osuus kasvaa noin 6 %:sta 15 %:in. Skenaarioiden välillä ei ole suurta eroa ennen kuin 2025 jälkeen. Vuoteen 2035 mennessä erot skenaarioiden välillä kasvavat. Sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 15 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa ja kasvanut kysyntä katetaan pääosin tuulivoimalla. Maatuulivoiman tuotanto on molemmissa sähköistysskenaarioissa noin 8 TWh suurempi kuin perusuraskenaariossa.

Vuonna 2040 nähdään merkittävin ero sähkötaseessa, sillä sähköistysskenaarioiden kysyntä on noin 25 TWh korkeampi kuin perusuraskenaarion. Huomattavin ero syntyy tuotetussa ydinvoimassa, kun Loviisan molemmat ydinvoimalaitosyksiköt suljetaan perusura- ja älykkäässä skenaariossa. Lisäksi älykkäässä skenaariossa sähkön ja lämmön yhteistuotanto laskee perusuraskenaarion tasolle. Tämän seurauksena tuulivoimatuotannon osuus nousee älykkäässä skenaariossa kolmannekseen, kun se perusura- ja sähköistyksen perusskenaariossa jää alle 30 %:iin.

## 6.2 Kulutuksen ja tuotannon alueellinen sijoittuminen

Suomessa kantaverkon jakaa niin sanottu P1-leikkaus, joka kulkee Kokkolasta lisaan. Tulevaisuudessa sen tarkkaan sijaintiin vaikuttaa kulutuksen ja tuotannon liittyminen pohjoiseteläsuuntaisten siirtoverkon johtojen varteen. P1-leikkauksen pohjoispuolella on merkittävästi vesi- ja tuulivoimaa, ja tämän selvityksen skenaarioissa jatkossa myös ydinvoimaa.

### 6.2.1 Tuotanto

Olemassa oleva ja Suomen Tuulivoimayhdistyksen mukaan kehitteillä oleva uusi tuulivoimakapasiteetti riittävät kattamaan sähköistysskenaarioiden mukaisen tuulivoimatuotannon. Uudet tuulivoimahankkeet sijoittuvat pääosin länsirannikolle, Pohjois-Pohjanmaalle ja Lappiin, suurelta osin P1-leikkauksen pohjoispuolella. Itä-Suomessa hankkeita ei toistaiseksi kehitetä Puolustusvoimien asettamien tutkarajoitusten vuoksi.

Tuulivoimatuotannon ei pitäisi siis olla este sähköistysskenaarioiden toteutumiselle olettaen, että sähkön siirtokapasiteetti on riittävä. Mikäli Puolustusvoimien tutkaongelmat saadaan ratkaistua, on todennäköistä, että Itä-Suomeen voidaan rakentaa lisää tuulipuistoja. Kaakkois-Suomessa sekä P1-leikkauksen eteläpuolisessa Itä-Suomessa tuulivoima olisi lähempänä Etelä-Suomen kulutuskeskittymiä.

Toistaiseksi verkkoyhtiöt ovat voineet liittää tuulivoimalat verkkoon ilman merkittäviä rajoitteita. Tuulivoimaprojekteja kehitetään kuitenkin niin nopeaan tahtiin, että kaikki niitä varten tehtävät verkkoinvestoinnit eivät välttämättä ehdi valmistua riittävän nopeasti. Tuulivoimaprojektien toteutumiseen liittyy myös epävarmuutta, eivätkä verkkoyhtiöt välttämättä ole halukkaita ottamaan etukäteen riskiä verkon rakennukselle, sillä verkkoinvestoinnit vaikuttavat asiakkaiden siirtomaksuihin. Tällöin sähköverkot voivat väliaikaisesti rajoittaa tuulivoimatuotantoa paikallisesti.

Merituulivoiman oletetaan sijoittuvan pääosin samoille alueille maatuulivoiman kanssa. Tämän selvityksen skenaarioissa on myös jonkin verran merituulivoimaa, mutta merituulivoima on kustannuksiltaan huomattavasti kalliimpaa kuin maatuulivoima. Korkeiden kustannusten ja mahdollisten tukimekanismien takia merituulivoiman kasvuun liittyy epävarmuuksia.

Olkiluodon ja Loviisan ydinvoimalaitokset sijaitsevat Etelä-Suomessa lähempänä sähkönkulutusta. Molempien voimaloiden lähellä on merkittäviä teollisuuskeskittymiä. Kaikissa skenaarioissa ydinvoimakapasiteettia tulee lisää kantaverkon P1-leikkauksen pohjoispuolelle Hanhikiven voimalaitoksen johdosta. Älykkään sähköistyksen skenaariossa ydinvoimatuotanto on painottunut vahvemmin länsirannikolle samoille alueille, minne tuulivoiman kehittäminen painottuu.

## 6.2.2 Kulutus

Teollisuuden energiankäyttö on painottunut Etelä-Suomeen, jossa on paljon erilaista kemianteollisuutta ja metsäteollisuutta. Merkittäviä teollisuuskeskittymiä on myös muun muassa Raahessa Pohjois-Pohjanmaalla sekä Lapissa kaivoksien ja Meri-Lapin metsä- ja metalliteollisuuskeskittymien myötä.

Merkittäviä sähkönkäytön lisäämiskohteita ovat laitokset, joissa käytetään jo nykyisin vetyä. Tällä hetkellä Suomessa käytetty vety tehdään höyryreformoinnin avulla maakaasusta, mutta tiekarttojen mukaan jatkossa yhä suurempi osa tehdään elektrolyysin avulla sähköstä ja vedestä. Valtaosa Suomessa käytetystä vedystä käytetään öljynjalostamiseen, ja suurin vedynkäyttäjä on Porvoon Kilpilahden teollisuusalueella sijaitseva Nesteen jalostamo. Nykyisten vedynkäyttäjien lisäksi Raahen terästeollisuudessa ennakoitaan merkittävää sähkönkäytön lisäämistä elektrolyysivedyn avulla toteutettavaan teräksen pelkistämiseen. Raahen terästuotannon sähköistys tarkoittaisi noin 10 TWh:n vuosikulutusta.

Sähkön siirron kannalta teollisuuden sijoittuminen lähemmäs sähkön tuotantoa helpottaisi siirtotarpeita. Raahen terästehdas sijaitsee P1-leikkauksen pohjoispuolella alueella, jossa on paljon tuulivoimaa ja tulevaisuudessa myös ydinvoimaa. Muu teollisuus sijoittuu pääsääntöisesti Etelä-Suomeen.

Kaupungistumiskehityksellä on huomattava vaikutus muun kuin teollisen sähkönkäytön alueelliseen jakautumiseen tulevaisuudessa. Muutokset väestön maantieteellisessä jakautumisessa vaikuttavat lämmityksen, liikenteen, pienteollisuuden, palveluiden ja toimitilojen sähkönkulutuksen maantieteelliseen sijoittumiseen tulevaisuudessa. Vuonna 2040 kolmanneksen väestöstä on ennakoitu asuvan Helsingin seudulla, kolmanneksen yhdeksän muun kaupunkiseudun alueella ja kolmanneksen muualla. Väestön pakkautuessa etelän kasvukeskuksiin toimivasta pohjoiseteläsuuntaisesta sähkön siirrosta P1-leikkauksen yli tulee entistä kriittisempää. Kaupungistuminen sekä lämmityksen ja liikenteen sähköistyminen vaikuttavat erityisesti suurten kaupunkien sähkönsyöttöön.

### 6.2.3 Siirtokapasiteetti

Lisääntyvän tuulivoiman ja uusien ydinvoimalaitosten takia sähköntuotannon voi olettaa painottuvan nykyistä vielä vahvemmin Pohjois- ja Länsi-Suomeen. Sähkön tuotannon lisäksi Pohjois-Suomeen on rakenteilla lisää sähkönsiirtokapasiteettia Ruotsista. Samalla lisääntyvä sähkönkäyttö oletetaan painottuvan Etelä-Suomeen joitakin poikkeuksia lukuun ottamatta, joista merkittävimpana SSAB:n Raahen laitos. Tuotannon ja kulutuksen välimatkoista seuraa merkittävä siirtotarve tuotannon ja kulutuksen välillä, mikä vaatii lisäinvestointeja erityisesti kantaverkkoon.

Sähkön kulutuksen sähköistymisen epävarmuudet liittyvät ennen kaikkea eri teollisuuslaitosten sähköistymisen ajankohtiin ja sijaintiin. Myös Loviisan ydinvoimaloiden jatkolupa vaikuttaa siirtotarpeisiin. Fingridin lähtökohta suunnittelussa joka tapauksessa on, että kantaverkon rakentaminen ei muodostu esteeksi Suomen hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamiselle. Fingrid varautuu erilaisiin skenaarioihin ja toteuttaa investoinnit niin, ettei kantaverkon toimintavarma käyttö riipu yksittäisistä laitoksista tai toimijoista.

### 6.2.4 Vaikutukset jakeluverkkoihin

Sähköistyvän henkilöautoliikenteen vaikutuksista jakeluverkkoihin on vielä epävarmuutta, ja vaikutukset ovat paikallisia tai aluekohtaisia. Sähköverkot on mitoitettu sähkölämmitykselle ja sähkökiukaille, jolloin normaalit kuorman vaihtelut riittävät suurelta osin takaamaan siirtokapasiteetin riittävyyden. Sähköautoihin liittyvä haaste sähköverkon kapasiteetissa voi syntyä kantakaupunkien alueella, jossa rakennukset lämmitetään kaukolämmöllä eikä kerrostalojen ja toimistorakennusten liittymiä välttämättä ole mitoitettu korkealle sähkökulutukselle. Rajallinen sähköliittymän kapasiteetti voi rajoittaa kulutusjouston potentiaalia kulutuksen lisäämisen osalta edullisen sähkönhinnan hetkinä.

Kiinteistökohtaisen lämmityksen sähköistymistä ei pidetty haasteena sähköverkoille, sillä sähköverkot on historiallisesti mitoitettu sähkölämmitykselle. Uudisrakennukset ovat energiatehokkaampia kuin vanhat rakennukset, ja uudisrakentamista tapahtuu enemmän taajamissa ja kaupunkialueilla.

## Lähteet

AFRY. (2020a). Finnish Energy – Low carbon roadmap.

AFRY. (2020b). Selvitys turpeen energiakäytön kehityksestä Suomessa.

Business Finland. (2020). National hydrogen roadmap.

Caruna. (28. 8. 2020). Fortumin ja Carunan akkuvarasto parantaa sähköjärjestelmän luotettavuutta. Noudettu osoitteesta <https://www.caruna.fi/ajankohtaista/fortumin-ja-carunan-akkuvarasto-parantaa-sahkojarjestelman-luotettavuutta>

Cleantecnica. (1. 10. 2020). September In Norway Goes Off The Charts — Record Plugin Vehicle Market Share Of 82%. Noudettu osoitteesta <https://cleantecnica.com/2020/10/01/september-in-norway-goes-off-the-charts-record-ev-market-share-of-82/>

DNV GL, Pöyry. (8. 4. 2019). Kostnader i stromnettet. Gevinster ved koordinert lading av elbiler. Noudettu osoitteesta [http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019\\_51.pdf](http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_51.pdf)

EC. (2020a). Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2021 (Draft).

EC. (2020b). Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Impact assessment. Commission staff working document. Bryssel.

Elenia. (29. 5. 2018). Fortum ja Elenia rakentavat sähkön varastointia sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon ja sähkökatkojen vähentämiseen. Noudettu osoitteesta <https://www.elenia.fi/uutiset/fortum-ja-elenia-rakentavat-s%C3%A4hk%C3%B6n-varastointia-s%C3%A4hk%C3%B6katkojen-vahentamiseen>

Energiateollisuus ry. (3. 1. 2020a). Energiavuosi 2019 Sähkö. Noudettu osoitteesta [https://energia.fi/files/4360/Sahkovuosi\\_2019\\_mediakuvat.pdf](https://energia.fi/files/4360/Sahkovuosi_2019_mediakuvat.pdf)

Energiateollisuus ry. (1. 6. 2020b). Finnish energy low carbon roadmap. Noudettu osoitteesta [https://energia.fi/files/4943/Finnish\\_Energy\\_Low\\_carbon\\_roadmap\\_FINL\\_2020-06-01.pdf](https://energia.fi/files/4943/Finnish_Energy_Low_carbon_roadmap_FINL_2020-06-01.pdf)



Energiavirasto. (2019). Lausuntopyyntö tehoreservin tarpeen määrittämisestä. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13010044/Lausuntopyynt%C3%B6-tehoreservin-tarpeen-m%C3%A4%C3%A4ritt%C3%A4misest%C3%A4/cba2a191-8db0-9f7e-9640-885fb02a26d3/Lausuntopyynt%C3%B6-tehoreservin-tarpeen-m%C3%A4%C3%A4ritt%C3%A4misest%C3%A4.pdf>

Energiavirasto. (19. 8. 2020a). Jakeluverkonhaltijoiden sähköverkkoliiketoiminnan tilinpäätöstietojen yhteenveto tilikaudelta 2019. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12862527/S%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkonhaltijoiden+tilinp%C3%A4%C3%A4t%C3%B6stietojen+yhteenveto+2019.pdf/891650a4-97b2-c95a-bcdd-664d19a6ef0e/S%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkonhaltijoiden+tilinp%C3%A4%C3%A4t%C3%B6st>

Energiavirasto. (3. 12. 2020b). Sähkön toimitusvarmuus vuonna 2020. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/S%C3%A4hk%C3%B6n+toimitusvarmuus+vuonna+2020.pdf/74cfa703-eca8-2ab9-9094-50e5a3d04e30/S%C3%A4hk%C3%B6n+toimitusvarmuus+vuonna+2020.pdf?t=1606993678420>

Energiavirasto. (2020c). Sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan kehittäminen. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-kehittaminen>

Energiavirasto. (2020d). Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2019. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>

Energiavirasto. (2020e). Sähkön hintatilastot. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>

ETIP PV. (2020). LCOE & Competitiveness. Noudettu osoitteesta <https://etip-pv.eu/about/working-groups/lcoe-competitiveness/>

EU Observer. (11. 12. 2020). EU leaders agree on 55% climate target for 2030. Noudettu osoitteesta <https://euobserver.com/green-deal/150364>

Fingrid. (14. 7. 2020a). Tiedote. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/verkkovisiotyo-kaynnistyy--ilmoittaudu-syyskuun-sidosryhmawebinaariin/>

- Fingrid. (2020b). Verkkovision skenaarioluonnokset. Noudettu osoitteesta [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid\\_verkkovision\\_skenaarioluonnokset.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid_verkkovision_skenaarioluonnokset.pdf)
- Fingrid. (17. 12. 2020c). Kantaverkkoyhtiöt sopivat yhteistyön vahvistamisesta Itämeren merituulivoimaverkon kehittämiseksi. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/kantaverkkoyhtiot-sopivat-yhteistyon-vahvistamisesta-itameren-merituulivoimaverkon-kehittamiseksi/>
- Fingrid. (12. 8. 2020d). Suomen sisäisen siirtokapasiteetin riittävyys. Noudettu osoitteesta [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/neuvottelukunta/2020-08-12\\_suomen\\_sisaisen\\_siirtokapasiteetin\\_riittavyys\\_jyrinsalo.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/neuvottelukunta/2020-08-12_suomen_sisaisen_siirtokapasiteetin_riittavyys_jyrinsalo.pdf)
- Fingrid. (26. 11. 2020e). Fingrid investoi kantaverkkoon ennätyselliset kaksi miljardia euroa. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/fingrid-investoi-kantaverkkoon-ennatyselliset-kaksi-miljardia-euroa/>
- Fingrid. (11. 11. 2020f). Tiedote. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/fingrid-jatkaa-joustoratkaisujen-kehitystyota-onenet-jousto-markkinahankkeessa/>
- Fingrid. (2020h). Kantaverkkopalvelumaksut. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kantaverkkopalvelumaksut/#kantaverkkopalvelumaksut>
- Helsingin Sanomat. (17. 1 2020). Kilpilahden hukkalämpö voi kohta lämmittää pääkaupunkiseudun koteja – liki miljardin euron urakassa rakennettaisiin 40 kilometrin yhdysputki Porvoosta Helsinkiin.
- HSL. (2017). Liikenteen kehitys Helsingissä.
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen.
- Liikennevirasto. (15. 13. 2018). Henkilöliikennetutkimus 2016. Noudettu osoitteesta [https://www.motiva.fi/files/14639/Henkilöliikennetutkimus\\_2016\\_Suomalaisten\\_liikkuminen.pdf](https://www.motiva.fi/files/14639/Henkilöliikennetutkimus_2016_Suomalaisten_liikkuminen.pdf)
- LUT yliopisto. (31. 3. 2019). Sähköasiakas ja sähköverkko 2030. Noudettu osoitteesta <https://www.lut.fi/documents/10633/521610/Sa%CC%88hko%CC%88asia-kas+ja+sa%CC%88hko%CC%88verkko+2030-loppuraportti.pdf/a5b20152-8247-45d4-b747-17a236659666>

- LVM, VTT. (2020). Fossiilittoman liikenteen tiekartta -hanke. Noudettu osoitteesta <https://valtioneuvosto.fi/hanke?tunnus=LVM050:00/2019>
- MDI. (2019a). Alueellinen väestöennuste. Noudettu osoitteesta <https://www.mdi.fi/en-nuste2040/>
- MDI. (2019b). 10 kaupunkiseudun väestöennuste.
- Metsähallitus. (10. 12. 2020). Noudettu osoitteesta <https://www.metsa.fi/projekti/korsnasin-merituulivoimapuisto/>
- neon and Consentec. (2019). Cost- or market-based? Future redispatch procurement in Germany.
- Nord Pool. (2020). Historical Market Data. Noudettu osoitteesta <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>
- Norsk elbilforening. (31. 10. 2020). Norwegian EV market. Noudettu osoitteesta <https://elbil.no/english/norwegian-ev-market/>
- P2X Solutions Oy. (2. 12. 2020). P2X Solutions Oy on aloittanut konseptisuunnittelun sekä laitoksen sijoituspaikan etsinnän. Noudettu osoitteesta <https://p2x.fi/p2x-solutions-oy-on-aloittanut-konseptisuunnittelun-seka-laitoksen-sijoituspaikan-etsinnan/>
- Partanen, J. (29. 11. 2018). Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus. Noudettu osoitteesta [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43\\_18\\_Sahkonsiirtohinnot\\_ja\\_toimintavarmuus.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43_18_Sahkonsiirtohinnot_ja_toimintavarmuus.pdf)
- Pöyry. (2016). Selvitystyö tarvittavasta tehoreservin määrästä ajanjaksolle 2017-2022.
- Pöyry. (2018). Demand and Supply of Flexibility.
- Pöyry. (2019). Huoltovarmuus energiamurroksessa.
- SKM. (2019). Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050.
- Sthlmflex. (11. 6. 2020). Noudettu osoitteesta <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/forskning-och-utveckling/sthlmflex/short-presentation-sthlmflex-20200611.pdf>

STY. (2020). Suomen Tuulivoimayhdistys. Tietoa tuulivoimasta. Investoinnit. Noudettu osoitteesta <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/ta-loudellisuus/investoinnit>

Suomen merialuesuunnitelmaehdotus. (2020). Noudettu osoitteesta <https://meriske-naariot.info/merialuesuunnitelma/suunnitelma-johdanto/>

Suomen Tuulivoimayhdistys. (2020). Tuulivoimatietokanta.

SVT. (2019). Tilastokeskus. Energia 2019 -taulukkopalvelu.

Sähkömarkkinalaki. (2013). 9.8.2013/588: 51§ ja 119§. Noudettu osoitteesta <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>.

Talouselämä. (2015). Yksi tehdas kuluttaa 4% koko Suomen sähkönkulutuksesta.

TEM. (24.. 10. 2018). Joustava ja asiakaskeinen sähköjärjestelmä. Älyverkkotyöryhmän loppuraportti. Noudettu osoitteesta <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-346-7>.

Tilastokeskus. (2019). Teollisuuden energiankäyttö maakunnittain. Noudettu osoitteesta [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ene\\_\\_tene/stat-fin\\_tene\\_pxt\\_12bw.px/](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__tene/stat-fin_tene_pxt_12bw.px/)

Tilastokeskus. (2020a). Sähkön kulutus sektoreittain.

Tilastokeskus. (2020b). Sähkön hankinta ja tuotanto, 1960-2019.

Tilastokeskus. (2020c). Sähköntuotannon voimalaitoskapasiteetti, koneistojen nimellistehot. Noudettu osoitteesta Energia 2019 -taulukkopalvelu.

Tilastokeskus. (2020d). Sähkön ja lämmön tuotannon CO<sub>2</sub>-päästöt. Noudettu osoitteesta [https://pxhoepa2.stat.fi/sahkoiset\\_julkaisut/energia2019/html/suom0011.htm](https://pxhoepa2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2019/html/suom0011.htm)

Tilastokeskus. (2020e). Teollisuuden energiankäyttö maakunnittain. Noudettu osoitteesta [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ene\\_\\_tene/stat-fin\\_tene\\_pxt\\_12bw.px/](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ene__tene/stat-fin_tene_pxt_12bw.px/)

Tilastokeskus. (2020f). Väestöennuste 2019: Väestömuutokset sukupuolen mukaan alueittain. Noudettu osoitteesta [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_vrm\\_\\_vaenn/statfin\\_vaenn\\_pxt\\_128w.px/](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__vrm__vaenn/statfin_vaenn_pxt_128w.px/)

Tilastokeskus. (2021). Kasvihuonekaasupäästöt Suomessa, 1990-2019. Noudettu osoitteesta [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_\\_ymp\\_\\_khki/statfin\\_khki\\_pxt\\_111k.px/](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ymp__khki/statfin_khki_pxt_111k.px/)

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2020). Yhteenveto toimialojen vähähiilitiekartoista. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 2020:52. Noudettu osoitteesta [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162494/TEM\\_2020\\_52.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162494/TEM_2020_52.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Verohallinto. (2019). Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot. Noudettu osoitteesta [https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/sahko\\_ja\\_eraat\\_polttoaineet/sahkon\\_ja\\_eraiden\\_polttoaineiden\\_verota/](https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/sahko_ja_eraat_polttoaineet/sahkon_ja_eraiden_polttoaineiden_verota/)

VTT. (2020). Hiilineutraali Suomi 2035 - Skenaariot ja vaikutusarviot.

Yle. (8. 9. 2019). Ruotsissa testataan ratkaisua, joka mullistaisi yhteiskunnan ja romauttaisi päästöt – ja idea voi tulla käyttöön ensimmäisenä Suomessa. Noudettu osoitteesta <https://yle.fi/uutiset/3-10942131>

Ympäristöhallinto. (2013). Kaupunkiseutujen rajaus. Noudettu osoitteesta [https://www.ymparisto.fi/fi-fi/elinymparisto\\_ja\\_kaavoitus/yhdyskuntarakenne/tietoa\\_yhdyskuntarakenteesta/Kaupunkiseutujen\\_rajaus](https://www.ymparisto.fi/fi-fi/elinymparisto_ja_kaavoitus/yhdyskuntarakenne/tietoa_yhdyskuntarakenteesta/Kaupunkiseutujen_rajaus)

ÄF. (2019). Vesivoiman merkitys Suomen energijärjestelmälle. [https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys\\_FINALrev1\\_20190206.pdf](https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys_FINALrev1_20190206.pdf)

tietokayttoon.fi

---

ISBN PDF 978-952-383-029-5

ISSN PDF 2342-6799