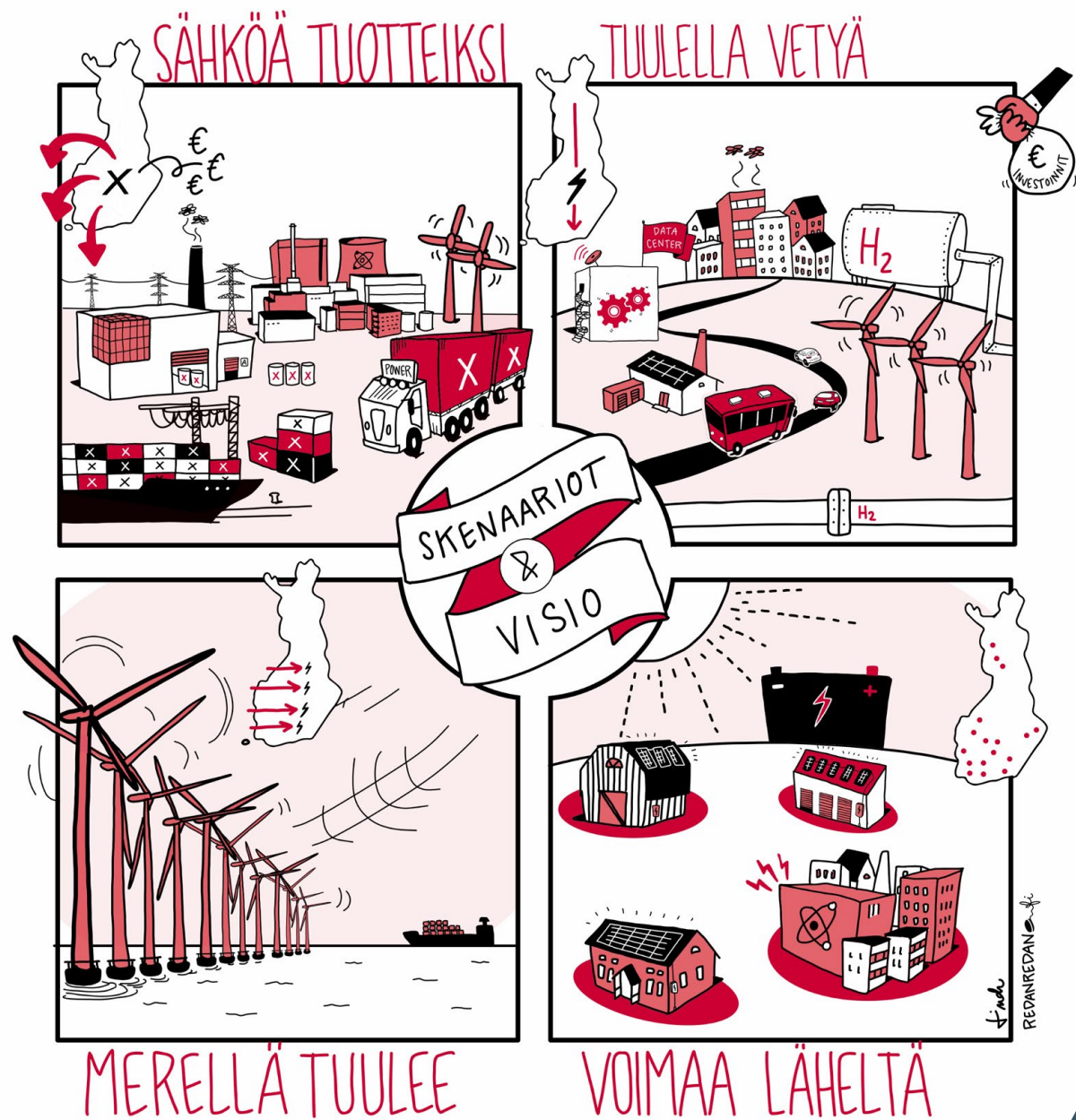




Fingridin
sähköjärjestelmävisio
2022 – tulevaisuuden
järjestelmän
skenaarioluonnokset

FINGRID

Sisältö

1	Johdanto.....	3	4	Sähköjärjestelmän näkökulmia skenaarioihin	37
2	Skenaariot.....	7	4.1	Sähkömarkkinoiden kehityksen näkökulmia	39
2.1	Skenaarioiden lähtökohdat.....	8	4.2	Sähkön riittävyys	42
2.2	Skenaarioiden yhteenveto.....	10	4.2.1	Miltä sähkön riittävyys näyttää skenaarioissa vuonna 2035?	43
2.3	Sähköä tuotteiksi.....	13	4.2.2	Sähkön riittävyyden kehittäminen sähkömarkkinoilla	44
2.4	Tuulella vetyä.....	15	4.3	Kulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen ja reservimarkkinat	46
2.5	Merellä tuulee	17	4.4	Suomen sisäisen siirtokapasiteetin riittävyys ja siirtotilanteiden hallinta	50
2.6	Voimaa läheltä	19	4.5	Keinoja siirtokapasiteetin riittävyyden varmistamiseksi verkkoinvestointien ohella.....	52
3	Skenaarioiden teemat	21	4.6	Sähköjärjestelmän tekninen toiminta	54
3.1	Sähkön kysynnän kehitys.....	22	5	Palautteen antaminen	57
3.2	Suomalaisen sähköntuotannon kilpailukyky ja potentiaali	25	Liite 1.	Skenaarioiden mallinnus.....	59
3.3	Siirtoyhteydet.....	29			
3.4	Joustot.....	29			
3.5	Ympäröivä maailma.....	35			

1 Johdanto

Sähköjärjestelmävisio

Fingrid toteuttaa vuoden 2022 aikana sähköjärjestelmävision hiilineutraalille ja kilpailukykyiselle Suomelle. Visio on päivitys vuoden 2021 alussa Fingridin julkaisemaan verkkovisioon¹, samalla työ laajenee pitkän tähtäimen kantaverkon suunnittelun näkökulman lisäksi käsittelemään myös tulevaisuuden sähkömarkkinaa ja sähköjärjestelmän hallintaa koskevia kysymyksiä.

Sähköjärjestelmävisio esittelee Suomen mahdollisuuksia kilpailla sähkön tuotanto- ja kulutushankkeista sekä tunnistaa ja nostaa keskusteluun haasteita ja mahdollisuuksia, joita hiilineutraaliin sähköjärjestelmään ja yhteiskuntaan siirtyminen tuo tullessaan. Visiotyössä olemme antaneet itsellemme luvan ajatella isosti. Vahva ja luotettavasti toimiva sähkön kantaverkko mahdollistaa investoinnit niin sähköä käyttävään teollisuuteen kuin sähköntuotantoon. Siksi pitkän tähtäimen suunnittelussa tulee varautua korkeidenkin sähkön kulutuksen ja tuotannon potentiaalien toteutumiseen. Tarkoituksena ei ole yrittää löytää yhtä todennäköistä skenaariota, vaan pyrimme eri skenaarioissa korostamaan erilaisia ilmiöitä, jotka haastavat kantaverkkoa, sähkömarkkinoita ja sähköjärjestelmää. Muutostarpeen arviointi haastavien skenaarioiden kautta auttaa varmistamaan, että keinoja sähköistymiskehityksen mahdollistamiseksi ja ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi pystytään arvioimaan kattavasti ja ajoissa. Muutostarpeen aliarviointi voisi pahimmillaan johtaa tilanteeseen, jossa varautumattomuus rajoittaisi sähköistymiskehitystä, teollisuusinvestointien toteuttamista ja ilmastotavoitteiden saavuttamista, tai johtaisi kantaverkon käyttövarmuuden heikentymiseen.

Tässä dokumentissa esittelemme luonnokset skenaarioista vuosille 2035 ja 2045. Skenaarioiden lisäksi käsittelemme myös, millaisia muutoksia skenaarioiden kuvaama energiamurros tarkoittaa koko sähköjärjestelmälle. Toivomme sidosryhmiltä palautetta paitsi itse skenaarioista, myös siitä miten sidosryhmät näkevät sähköjärjestelmään laajemmin liittyvien aiheiden, kuten sähkömarkkinakehityksen, reservitarjonnan, siirtokapasiteetin riittävyyden sekä järjes-

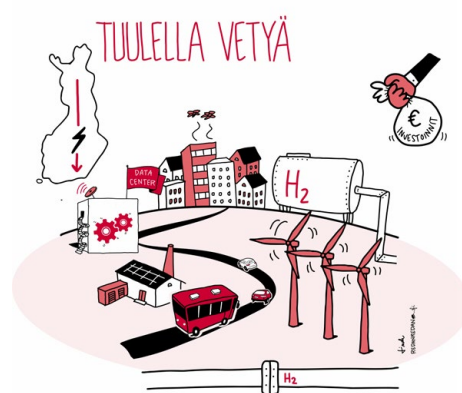
telmäteknisten aiheiden suhteen skenaarioihin. Kannustamme sidosryhmiä palautetta antaessa siirtämään ajatukset tulevaisuuden järjestelmään ja siihen liittyviin isoihin kysymyksiin. Fingrid työstää skenaarioita sekä sähköjärjestelmään liittyviä aiheita eteenpäin sidosryhmäpalautteen pohjalta. Viimeisteltujen skenaarioiden pohjalta muodostetaan näkemys tulevaisuudessa tarvittavista verkkoinvestoinneista.

Luodut neljä skenaariota ovat nimeltään Sähköä tuotteiksi, Tuulella vetyä, Merellä tuulee sekä Voimaa läheltä. Kuvassa 1 on esitetty skenaarioiden lyhyet kuvaukset. Taulukossa 1 on esitetty vertailu skenaarioiden välillä niiden merkittävempien muuttujien suhteen. Luku 2 esittelee skenaarioiden taustalla olevia oletuksia, yhteenvedon sekä tarkemman kuvauksen kustakin skenaariosta. Luvussa 3 kuvataan skenaarioiden läpileikkaavia teemoja, sähkön kulutuksen kehitystä, sähkön tuotantopotentiaalia ja Suomen kilpailukykyä sekä skenaarioissa mukaan oletettua järjestelmän joustavuutta. Luvussa 4 käsitellään skenaarioiden kuvaaman tulevaisuuden vaikutuksia sähköjärjestelmän eri näkökulmiin. Olemme lisänneet dokumenttiin eri aiheita käsittelevien tekstien jälkeen puhekupliin kysymyksiä, joihin toivomme sidosryhmien erityisesti ottavan kantaa. Luvusta 5 löytyvät kaikki puhekuplissa esitetyt kysymykset myös listattuna, minkä lisäksi kyseisestä luvusta löytyvät myös ohjeet sidosryhmäpalautteen antamiseen.

Toivotamme antoisia lukuhetkiä tulevaisuuden sähköjärjestelmän parissa.

¹ <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/verkkovisio/>

Kuva 1 Sähköjärjestelmävision skenaariot.



Kaikissa skenaarioissa liikenne, lämmitys ja teollisuus sähköistyvät, sektori-integraatio etenee ja hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan

Sähköä tuotteiksi

- Suomi kehittyy merkittäväksi P2X-tuotteiden viejämaaksi.
- Tuuli- ja aurinkovoima kasvavat merkittävästi.
- P2X prosessien tarvitsema vety tuotetaan lähellä kulutuskohteita, eikä keskitettyä vetyvarastointia tai –verkkoa synny. Tämä kasvattaa sähköverkon vahvistustarpeita ja lisää tarvetta sähköjärjestelmän joustolle

Tuulella vetyä

- Vedyn tuotanto kasvaa Suomessa, ja Suomi kehittyy vedyn viejämaaksi.
- Vetyjärjestelmä toimii energiavarastona, mikä mahdollistaa erittäin suuren maatuulivoiman tuotannon. Samalla perinteisen sähköntuotannon määrä supistuu voimakkaasti.
- Voimakkaasti muuttuva tuotanto- ja kulutusrakenne haastaa sähköjärjestelmän teknisen toimivuuden ja näkyy erittäin suurena pohjois-eteläsuuntaisena energiansiirtotarpeena.

Merellä tuulee

- Sähkön kulutus kasvaa kun fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla.
- Merituulivoima hallitseva tuotantomuoto.
- Sähkön tuotanto painottuu entistä vahvemmin länsirannikolle, mikä haastaa sähkön siirron länsirannikolta kulutuskeskittyymiin.

Voimaa läheltä

- Sähkön kulutus kasvaa, mutta maltillisemmin kuin muissa skenaarioissa.
- Sähkön tuotannon kasvu muodostuu useista eri teknologioista, tuulivoimasta, aurinkovoimasta ja SMR-ydinvoimasta.
- Tuotannosta suhteellisesti suurempi osuus sijaitsee Etelä-Suomessa lähellä kulutuskeskittyimiä.

Taulukko 1 Sähköjärjestelmävision merkittävimmät muuttujat.

Skenaarioiden merkittävimmät muuttujat	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	≈	≈	≈	≈
Maatuulivoima	+++	+++	+	+
Merituulivoima	++	++	+++	+
Aurinkovoima	+++	++	+	++
Perinteinen ydinvoima	≈	--	-	≈
SMR-ydinvoima	≈	≈	≈	+++
Muu lämpövoima	--	---	--	--
Moottorivoimalat ja akut	++	+	+	++
Suuntaajakytketyn kapasiteetin osuus	+++	+++	+++	+
Sähkön loppukulutus*	+++	+++	+++	+
Elektrolyysin sähkönkäyttö	+++	+++	++	+
Sähkön kulutusjousto*	+++	++	++	+
Vetyjärjestelmän jousto	+	+++	++	≈
Sähkön viennin ja tuonnin tasapaino vuositasolla	Vientiä	Tasapainoinen	Vientiä	Vientiä
Vedyn viennin ja tuonnin tasapaino vuositasolla	Ei vedyn rajasiirto-yhteyksiä	Vientiä	Vientiä	Ei vedyn rajasiirto-yhteyksiä

Taulukossa vertaillaan merkittävämpien muuttujien eroavaisuuksia skenaarioiden välillä. Taulukon muuttujat eivät ole toisiaan vasten vertailukelpoisia. Tarkemmat luvut muuttujien eroista skenaarioiden välillä on kuvattu luvussa 2.2 "Skenaarioiden yhteenveto". Taulukossa käytetyt symbolit merkitsevät: ≈ ei merkittävää muutosta, + kasvaa, - vähenee. *Sähkön loppukulutus ja kulutusjousto eivät sisällä elektrolyysiä, jonka osalta parametrit on ilmoitettu omalla rivillään.

Tämän visiotyön rinnalla Fingrid tutkii yhdessä Gasgrid Finlandin kanssa erillisessä yhteishankkeessa vetytalouden mahdollisuuksia ja energiansiirtojärjestelmien roolia vetytalouden mahdollistajana Suomessa. Fingridin Sähköjärjestelmävision skenaariot on laadittu sähköjärjestelmän näkökulmasta ja työn tarkoituksena on tutkia sähköjärjestelmän kehitystä, mikä vaatii yleisiä oletuksia vetyjärjestelmästä. Fingridin ja Gasgridin yhteishanke taas tutkii yksityiskohtaisesti vetytaloutta, ja pureutuu tarkemmin vetytalouden mahdollisiin kehityspoluihin ja energiansiirtojärjestelmien rooliin vetytalouden mahdollistamisessa. Fingridin ja Gasgridin yhteishankkeessa on laadittu vetytalouden kehittymisen näkökulmasta erillisiä skenaarioita, joissa painopiste on sähkö- ja vetyjärjestelmien sektori-integraatiossa². Yhteishankkeessa pyritään löytämään Suomen energijärjestelmän kehityksen näkökulmasta kustannustehokkaita kehityspolkuja.

² <https://www.epressi.com/media/userfiles/151043/1655441995/gasgrid-fingrid-vetytaloushankkeen-skenaarioluonnokset.pdf>

2 Skenaariot

2.1 Skenaarioiden lähtökohdat

Sähköjärjestelmävision keskiössä on neljä erilaista skenaariota, jotka edustavat sähkön kulutuksen, tuotannon ja varastoinnin mahdollisia kehityskulkuja. Fingrid on päivittänyt aiemmin vuoden 2021 alussa Verkkovisiossa julkaistut skenaariot huomioiden viimeaikaiset signaalit energia-alan ja ilmastotavoitteiden kehityksen näkymistä. Pitkälle katsovan visiotyön mahdollistamiseksi skenaariot on laadittu vuosille 2035 ja 2045. Vuosi 2035 on lisäksi kiinnostava Suomen hiilineutraaliustavoitteen myötä. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavia kantaverkkoinvestointeja on kuvattu syksyllä 2021 julkaistussa kantaverkon kehittämissuunnitelmassa³.

Suurimmat muutokset vuoden 2021 alussa valmistuneen Fingridin verkkovision skenaarioihin verrattuna liittyvät uuden sähköntensiivisen teollisuuden suurempiin kasvumahdollisuuksiin, joka vastaavasti edellyttää myös sähkön tuotannon kasvua. Lisäksi yhdessä skenaarioista pienten modulaaristen ydinvoimaloiden on oletettu kaupallistuvan jo vuoteen 2035 mennessä. Skenaarioita on myös päivitetty huomioimaan Euroopan ja Venäjän välisen energiakaupan muutoksia Venäjän hyökättyä Ukrainaan. Tältä osin tilanteen kehittymistä seurataan ja vaikutuksia huomioidaan mahdollisuuksien mukaan tarkemmin lopullisiin skenaarioihin.

Skenaarioiden merkittävimpiä muuttujia sähkön kulutuksen osalta ovat teollisuuden, vedyn ja sähköstä tehtävien tuotteiden, lämmityksen ja liikenteen sähkönkulutus ja sen alueellinen jakautuminen. Sähkön tuotannon puolelta taas merkittäviä muuttujia ovat maa- ja merituulivoiman sekä aurinkovoiman määrä ja sijoittuminen. Ydinvoiman määrä vaihtelee skenaarioissa riippuen nykyisten laitosten käyttöiän pidennyksistä ja uusien modulaaristen ydinvoimaloiden rakentamisesta. Lisäksi tuotannosta ja kulutuksesta saatavissa oleva jouston määrä, rajat ylittävän sähkönsiirtokapasiteetin koko, muu energiainfrastruktuuri

ja naapurimaiden tuonti- ja vientitarpeet vaihtelevat eri skenaarioissa. Muun Euroopan osalta tehtyjä oletuksia kuvataan tarkemmin luvussa 3.5.

Skenaarioiden mallinnus on toteutettu simuloimalla sähkömarkkinoita. Mallinnuksessa tavoitteena on ennakoida, miten sähkön tukkumarkkinat toimisivat ja millaisia investointeja tehtäisiin markkinaehtoisesti sähkön ja vedyn tuotantoon, mikäli toimintaympäristö kehittyisi skenaariossa kuvatulla tavalla. Mallinnuksen keskeiset periaatteet on kuvattu liitteessä 1.

Kaikissa skenaarioissa Suomen hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan vuoteen 2035 mennessä. Tämä edellyttää sähköjärjestelmän osalta merkittävää sähkön kulutuksen kasvua, kun fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä tai sähköstä tuotetuilla polttoaineilla. Lisäksi neljästä skenaariosta kolmessa on huomioitu Suomen hyvät edellytykset menestyä kilpailussa uuden sähköntensiivisen teollisuuden investoinneista, mikä näkyy sähkön kulutuksen erittäin voimakkaana kasvuna. Kaikissa vuoden 2045 skenaarioissa Suomi on hiilinegatiivinen, ja sähköntensiivisen teollisuuden määrä on entisestään kasvanut.

Skenaariot eivät ole ennusteita vaan kuvauksia erilaisten, mahdollisten kehityskulujen seurauksista toimintaympäristöön. Olisi myös mahdollista olettaa negatiivisia kehityskulkuja, jotka vaikeuttaisivat toimintaympäristöä ja energiamurroksen toteutumista tai vaikuttaisivat negatiivisesti Suomen kilpailukykyyn. Tällaisista lähtökohdista luotu skenaario ei kuitenkaan haastaisi Fingridiä varautumaan energiamurrokseen, vaan voisi ohjata ratkaisemaan ainoastaan lyhyen aikavälin haasteita. Skenaariot on siis luotu siten, että ne haastavat kantaverkon suunnittelua, sähkömarkkinoiden rakennetta sekä koko sähköjärjestelmän toimintaa. Skenaarioiden taustalla on oletuksena monia skenaarioiden toteutumisen kannalta positiivisia kehityskulkuja. Alla on listattu keskeisimmät oletukset näiden kehityskulujen edellytyksistä:

³ <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2022-2031.pdf>

- Suomi tähtää hiilineutraaliuteen 2035 ja EU ilmastoneutraaliuteen 2050. Poliittiset toimet, yritysten ja kuluttajien valinnat sekä rahoituksen saatavuus mahdollistavat näiden tavoitteiden saavuttamisen. Skenaarioissa on oletettu, että mahdolliset geopoliittiset tai taloudelliset riskit eivät hidasta energiamurroksen etenemistä tai vaaranna Suomen asemaa investointikohteena.
- Ilmastonmuutoksen seuraukset, kuten mahdolliset vaikutukset sadantaan, tuulisuuteen, meren pinnankorkeuteen tms. eivät oleellisesti muuta sähkön-tuotannon kannattavuutta Suomessa tai lähialueilla.
- Suomen sähköjärjestelmä toimii osana pohjoismaista yhteiskäyttöjärjestelmää. Suomi on yhtenäinen sähkökaupan tarjousalue osana laajaa ja toimivaa eurooppalaista sähkömarkkinaa. Naapurimaiden sisäinen verkko ei aiheuta rajoituksia rajat ylittävälle sähkökaupalle ja esimerkiksi nykyinen Fennoskanin vientirajoitus poistuu.
- Olemassa olevan voimalaitoskapasiteetin käyttöön (esimerkiksi vesivoiman säätökykyyn) ei kohdistu uusia rajoitteita.
- Mikäli tuulivoiman lisärakentamisen hyväksyttävyyteen kohdistuu rajoitteita, ne eivät rajoita samanaikaisesti sekä maa- että merituulivoiman rakentamista.
- Valtaosa sähköntuotannosta ja -kulutuksesta on liittynyt sähköverkkoihin; laajamittaisia erillisiä (off-grid) järjestelmiä ei ole käytössä.
- Jakeluverkot mahdollistavat uuden sähköntuotannon ja kulutuksen, kuten sähköautojen, sähköisen lämmityksen ja hajautetun aurinkovoiman lisäämisen eivätkä aiheuta merkittäviä rajoitteita niiden käytölle.
- Energiamurroksen vaatimia resursseja, kuten esimerkiksi materiaaleja ja työvoimaa siirtoyhteyksien, tuuli- ja aurinkovoimaloiden ja sähköautojen tuottamiseen ja rakentamiseen, on riittävästi saatavilla.
- Energiateknologisessa kehityksessä tai polttoaineiden saatavuudessa ei tapahdu sellaisia läpimurtoja, jotka globaalilla tasolla syrjäyttäisivät tuulisähkön puhtaan energian tuotannossa tai muuten heikentäisivät Suomen suhteellista kilpailukykyä. Esimerkiksi hiilidioksidin talteenoton tai fossiilisten polttoaineiden merkittävä hintojen lasku voisi vaikuttaa tuulisähkön ja puhtaan vedyn kilpailukykyyn ja siten Suomen tuulivoimapotentialin hyödynnettävyyteen. Vastaavasti tuulivoiman luvitukseen ja hyväksyttävyyteen liittyvien rajoitteiden poistuminen muualta Euroopasta tai aurinkosähkön odottamattoman voimakas halventuminen voisi heikentää suomalaisen energian kilpailukykyä.
- Maankäyttö ja luvitusprosessit eivät estä tai olennaisesti hidasta kantaverkon rakentumista.

Skenaarioiden mallinnuksessa ei ole erikseen huomioitu skenaarioista aiheutuvia vaikutuksia sähköjärjestelmälle. Esitettyjen skenaarioiden mallinnuksessa ei siis ole huomioitu siirtokapasiteetin riittävyyttä tai sitä, millaisia järjestelmäteknisiä haasteita skenaarioista aiheutuu. Myöskään reservien riittävyyttä ei ole tarkasteltu skenaarioiden luontvaiheessa. Tämä johtuu siitä, että työssä on tarkoitus tunnistaa skenaarioiden avulla, mitä mahdollisia haasteita skenaarioiden kuvaama energiamurros aiheuttaa sähköjärjestelmän toiminnalle eri näkökulmista. Näin voimme nostaa yhteiseen keskusteluun energiamurroksen haasteet sekä etsiä niihin ratkaisuja yhdessä toimialan kanssa. Jos rajoitamme valmiiksi skenaarioitamme sähköjärjestelmän haasteen vuoksi, voisi merkittävä osa mahdollisista ratkaisuista jäädä löytämättä. Skenaarioiden vaikutuksia sähköjärjestelmään on käsitelty laajemmin luvussa 4.

2.2 Skenaarioiden yhteenveto

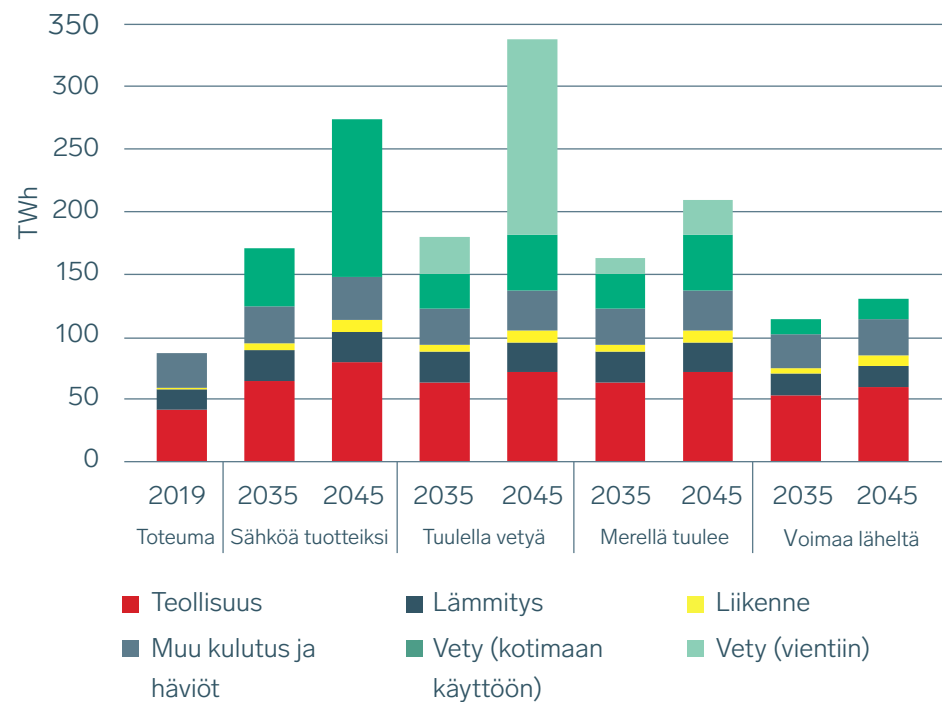
Tässä luvussa esitellään skenaarioiden yhteenveto ja niiden keskinäinen vertailu. Sähkön kulutus kasvaa kaikissa skenaarioissa käytön lisääntyessä liikenteessä, lämmityksessä ja nykyisessä teollisuudessa. Kaikille skenaarioille on yhteistä nykyisten teollisuusprosessien ja niihin liittyvän lämmöntuotannon sähköistyminen vähintään vähähiilisten tiekarttojen⁴ viitoittamalla tiellä. Teollisuudessa sähkön kulutuksen kasvu on erityisen voimakasta Sähköä tuotteiksi, Tuulella vetyä sekä Merellä tuulee -skenaarioissa, joissa Suomeen syntyy uutta sähköintensiivistä teollisuutta, kuten sähköpolttoaineteollisuutta, akkuteollisuutta ja datakeskuksia, tai vedyn vientiin tähtäävää elektrolyysiä. Voimaa läheltä -skenaariossa teollisuuden sähkön kulutuksen kasvu on maltillisempaa.

Kaikissa skenaarioissa myös lämmitys sähköistyy, kun sähkөөn ja hukkalämpöjen hyödyntämiseen perustuvat ratkaisut yleistyvät kaukolämmön tuotannossa. Lisäksi sähkö ja lämpöpumput korvaavat fossiilisia polttoaineita erillislämmityksessä. Muista skenaarioista poiketen Voimaa läheltä -skenaariossa sähkön lämmitykseen liittyvä kulutus kasvaa kuitenkin vain vähän, sillä skenaariossa on oletettu etenkin hukkalämpöjen käyttöön perustuvien ratkaisujen laskevan kaukolämmön päästöjä. Sähköinen liikenne kasvaa merkittävästi, ja noin puolet Suomen henkilöautokannasta on täyssähköautoja tai lataus-hybrideitä vuonna 2035, mutta tällä on rajallinen merkitys sähkön kokonaiskulutukseen. Alla olevassa kuvassa 2 esitetään sähkön kulutus eri skenaarioissa verrattuna vuoden 2019 kulutukseen. Vertailu suoritettu vuoden 2019 kanssa, sillä koronapandemian ja lämpimän talven vuoksi vuosi 2020 ei anna yhtä hyvää vertailukohtaa.

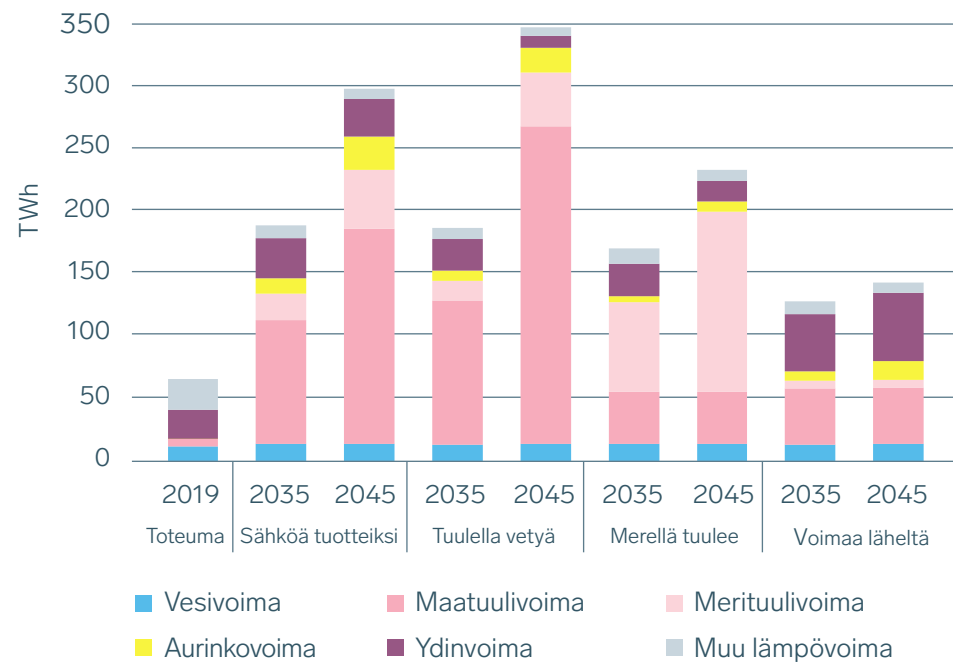
Kuvassa 3 sekä taulukoissa 2–5 on esitetty sähkön tuotanto, Suomen sähkötase sekä sähkön tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuosille 2035 sekä 2045. Maatuulivoiman määrä kasvaa merkittävästi kaikissa skenaarioissa kasvun ollessa erityisen voimakasta Tuulella vetyä- ja Sähköä tuotteiksi -skenaariossa. Merituulivoima lisääntyy erityisesti Merellä tuulee -skenaariossa. Aurinkosähkön tuotanto kasvaa voimakkaimmin Sähköä tuotteiksi -skenaariossa. Vesivoima säilyy kaikissa skenaarioissa nykytasollaan. Fossiilisten polttoaineiden käyttö sähkön tuotannossa on hyvin marginaalista kaikissa skenaarioissa vuonna 2035.

⁴ Suomen hallitusohjelman mukaisesti eri alojen toimijat laativat vuonna 2020 toimialakohtaiset, ilmastotoimien kanssa yhteensopivat tiekartat vähähiilisyteen. Lisätietoja: <https://tem.fi/tiekartat>

Kuva 2 Sähkön kulutus eri skenaarioissa.



Kuva 3 Sähkön tuotanto eri skenaarioissa.



Taulukko 2 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2035.

Sähkötase 2035 (TWh)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	14	14	14	14
Maatuulivoima	99	115	42	45
Merituulivoima	21	16	71	6
Aurinkovoima	12	8	5	7
Ydinvoima	32	26	26	46
Muu lämpövoima	10	9	12	10
Tuotanto yhteensä	188	187	170	128
Kulutus yhteensä	170	180	163	114
Suomen sähkötase (nettovienti)	18	7	8	14
Hiilineutraalin sähkön-tuotannon osuus ⁵	100 %	100 %	100 %	100 %

⁵ Hiilineutraali sähköntuotanto sisältää tuuli-, aurinko-, vesi- ja ydinvoimaan sekä bio-, jäte- ja sähköpolttoaineisiin perustuvan sähköntuotannon.

Taulukko 4 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2035.

Kapasiteetti 2035 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	3	3	3	3
Maatuulivoima	32	36	13	14
Merituulivoima	5	3	15	1
Aurinkovoima	12	8	5	7
Ydinvoima	4	3	3	6
Muu lämpövoima	5	4	4	4
Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	1	1	1	3

Taulukko 3 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2045.

Sähkötase 2045 (TWh)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	14	14	14	14
Maatuulivoima	171	253	42	45
Merituulivoima	47	43	143	6
Aurinkovoima	26	20	8	15
Ydinvoima	30	10	17	55
Muu lämpövoima	8	7	9	8
Tuotanto yhteensä	297	347	233	143
Kulutus yhteensä	274	338	210	130
Suomen sähkötase (nettovienti)	23	8	23	13
Hiilineutraalin sähkön-tuotannon osuus	100 %	100 %	100 %	100 %

Taulukko 5 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2045.

Kapasiteetti 2045 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	3	3	3	3
Maatuulivoima	53	76	13	14
Merituulivoima	10	9	31	1
Aurinkovoima	25	19	8	14
Ydinvoima	4	2	2	8
Muu lämpövoima	4	4	4	3
Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	6	1	1	4

SÄHKÖÄ TUOTTEIKSI



Sähköä tuotteiksi -skenaariossa Suomi kehittyy sähköstä tuotettujen tuotteiden (P2X-tuotteiden)⁶ merkittäväksi viejämääksi. Skenaariossa on oletettu, että tämä tapahtuu pohjautuen lähelle vedyn kulutusta sijoitettuun vedyn tuotantoon, mikä edellyttää P2X-teollisuuden tarvitseman sähkön siirtämistä teollisuuden kulutuspisteisiin. Lisäksi skenaariossa on oletettu P2X-kulutuksen jouston olevan vähäistä, mikä lisää tarvetta sähköjärjestelmän muulle joustolle.

P2X-teollisuuden ohella muun teollisuuden sähkönkulutus kasvaa selvästi. Lisäksi sähkön käyttö sekä kauko- että erillislämmityksessä sekä liikenteessä kasvaa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, ja lisäksi erotuksena muihin skenaarioihin kaksisuuntaisen latauksen Vehicle-to-Grid-teknologia (V2G) on yleisesti käytössä. Suomesta viedään skenaariossa nimenomaan P2X-tuotteita, ei jalostamatonta vetyä; siten vedyn viennit yhteyksiä ei myöskään rakenneta.

Sähkön tuotanto Suomessa kasvaa voimakkaasti kulutuksen mukana. Etenkin maatuulivoima kasvaa voimakkaasti saavuttaen 32 GW vuonna 2035 ja 53 GW vuonna 2045. Maatuulivoimaa rakennetaan kasvavassa määrin myös Itä- ja Pohjois-Suomeen, jolloin maantieteellisesti hajautuneempi tuulivoima tuottaa sähköä tasaisemmin kuin alueellisesti keskittynyt tuulivoima. Etelä-Suomeen

⁶ P2X-tuotteilla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköstä ja muista raaka-aineista (kuten timestä tai biopohjaisesta hiilidioksidista) tuotettuja tuotteita, kuten polttoaineita, materiaaleja ja kemikaaleja. Sähkön käyttöä lämmityksessä ja liikenteessä ei luokitella P2X-tuotteiksi, vaan ne on käsitelty erikseen.

tuulivoimaa syntyy vähemmän, sillä soveltuvien hankealueiden määrä on muuta Suomea pienempi. Maatuulivoiman lisäksi järjestelmään rakennetaan merituulivoimaa ja muita skenaarioita enemmän aurinkotuotantoa, joiden tuotantoprofiili poikkeaa maatuulivoiman tuotantoprofiilista.

Vesivoiman määrä säilyy nykytasollaan. Loviisan ja Olkiluodon vanhojen ydinvoimalaitosyksiköiden käyttöä jatketaan vuoteen 2050 asti. Olkiluoto 3:n jälkeen Suomeen ei kuitenkaan synny uutta ydinvoimaa, sillä SMR-teknologia⁷ ei tässä skenaariossa lyö kaupallisesti läpi. Biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Sähköä tuotteiksi -skenaarion sähkönkulutus on kuvattu taulukossa 6. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 7.

⁷ SMR-teknologialla tarkoitetaan sarjavalmistusta, modulaarisen rakenteen omaavaa ydinvoimalaa, jonka koko on kymmenistä joihinkin satoihin megawatteihin, ja jota käytetään sekä sähkön että lämmön tuotantoon kaupungeissa.

Taulukko 6 Sähkön kulutus Sähköä tuotteiksi -skenaariossa.

Sähkön kulutus Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	41	64	79
Elektrolyysi	0	47	126
Lämmitys	17	25	24
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	30	35
Yhteensä	86	170	274

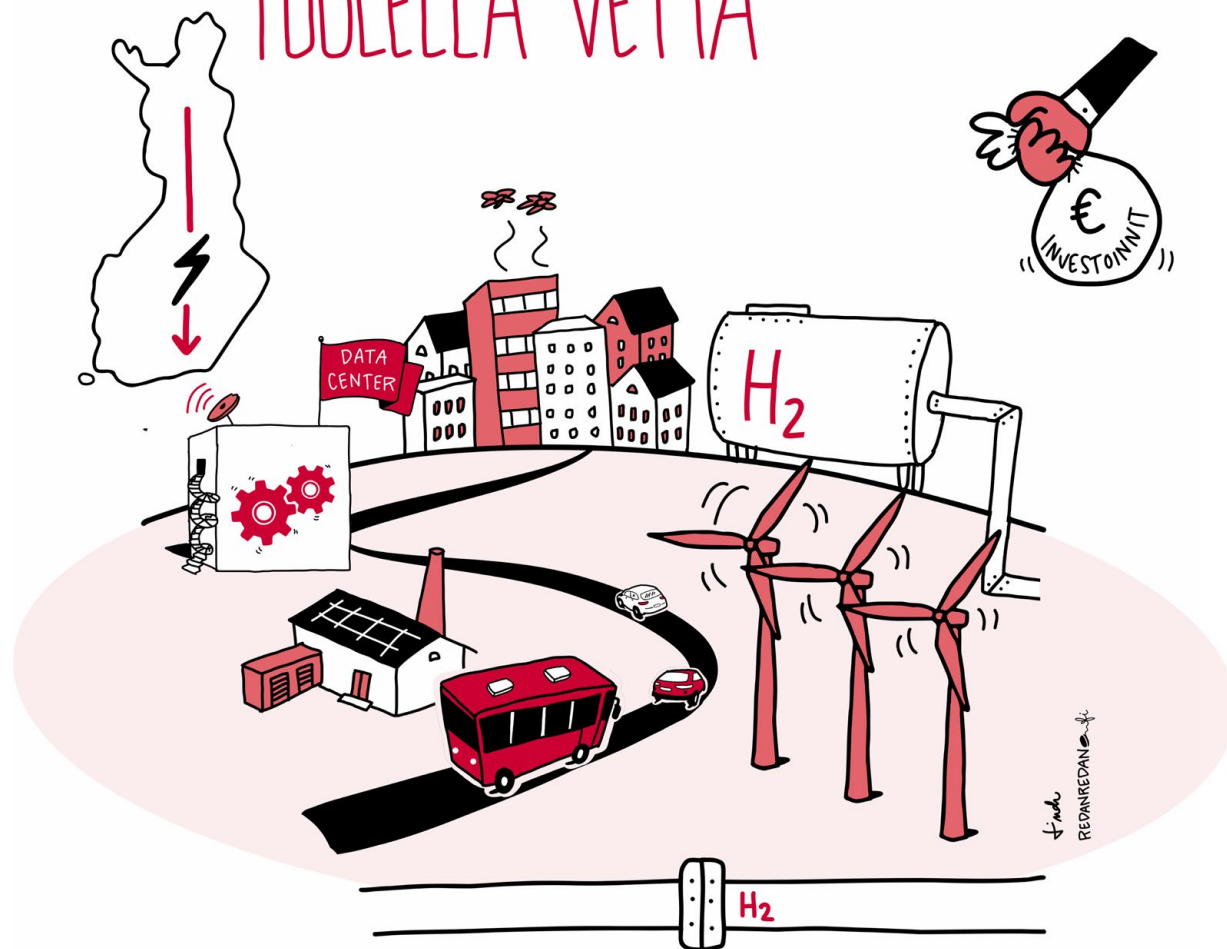
Taulukko 7 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto sähköä tuotteiksi skenaarioissa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (GW)	2019	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	32	53
Merituulivoima	0	5	10
Aurinkovoima	0	12	25
Ydinvoima	3	4	4
Muu lämpövoima	8	5	4
Yhteensä	16	61	100

Sähkön tuotanto Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Vesivoima	12	14	14
Maatuulivoima	6	99	171
Merituulivoima	0	21	47
Aurinkovoima	0	12	26
Ydinvoima	23	32	30
Muu lämpövoima	25	10	8
Tuotanto yhteensä	66	188	297
Kulutus	86	170	274
Suomen sähkötase	-20	18	23

2.4

TUULELLA VETYÄ



Tuulella vetyä -skenaariossa Suomi saavuttaa hiili-neutraaliustavoitteensa, ja kehitty merkittäväksi vedyn vientimaaksi. Sähkön varastointi vetynä mahdollistaa vaihtelevan tuulisähkön erittäin korkean osuuden sähköjärjestelmässä, mistä seuraa korkea suuntaajakytketyn tuotannon osuus, matala inertia sekä maksimaalinen pohjois-eteläsuuntainen energiansiirtotarve. Skenaariossa merkittävä osa vedystä viedään putkiyhteyksiä pitkin muualle Eurooppaan.

Vihreän vedyn tuotannon ohella muun teollisuuden sähkönkulutus kasvaa selvästi. Lisäksi sähkön käyttö sekä kauko- että erillislämmityksessä sekä liikenteessä kasvaa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, mutta V2G-teknologiaa ei laajasti hyödynnetä.

Vedyn rajasiirtoyhteyksien lisäksi Suomen sisälle kehitty laaja vedyn siirtoinfrastruktuuri, mikä osaltaan mahdollistaa energian siirron kuhunkin tilanteeseen sopivimmalla tavalla joko sähkönä tai vetynä. Vetyverkko mahdollistaa monenkeskisen vetymarkkinan synnyn sekä vedyn keskitetyn tuotannon ja varastoinnin sekä toimii itsessään vetyvarastona. Kotimaisten varastojen lisäksi putkiyhteydet Ruotsin ja Keski-Euroopan vetyverkkoihin mahdollistavat järjestelmän tasapainotuksen laajempaa maantieteellistä sähköntuotantoa sekä Keski-Euroopan kustannustehokkaita vedyn suolakiviluolavarastoja hyödyntäen.

Sähkön kulutuksen massiiviseen kasvuun vastataan Suomessa etenkin maatuulivoimalla. Maatuulivoiman tuotanto kasvaa voimakkaasti (2035: 36 GW; 2025-2035 keskimäärin +2,6 GW vuodessa), ja tuotannon maantieteellinen hajautus laajenee selvästi nykytilasta. Tuulivoiman rakentamista Itä-Suomeen rajoittava tutkakysymys saadaan ratkaistua, mikä mahdollistaa kapasiteetin merkittävän lisäyksen. Lisäksi Etelä- ja Keski-Lapissa tuulivoimakapasiteetti kasvaa voimakkaasti. Tuulivoiman maantieteellinen hajautuminen tasaa tuotannon vaihtelua. Merituulivoima ja aurinkosähkö kasvavat voimakkaasti, kun taas vesivoima säilyy nykytasollaan. Ydin- ja biovoiman määrä kääntyy laskuun.

Tuulella vetyä -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 8. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 9.

Taulukko 8 Sähkön kulutus Tuulella vetyä -skenaariossa.

Sähkön kulutus Tuulella vetyä -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	41	63	71
Elektrolyysi	0	58	202
Lämmitys	17	25	24
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	29	32
Yhteensä	86	180	338

Taulukko 9 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Tuulella vetyä -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Tuulella vetyä -skenaariossa (GW)	2019	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	36	76
Merituulivoima	0	3	9
Aurinkovoima	0	8	19
Ydinvoima	3	3	2
Muu lämpövoima	8	4	4
Yhteensä	16	57	113

Sähkön tuotanto Tuulella vetyä -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Vesivoima	12	14	14
Maatuulivoima	6	115	253
Merituulivoima	0	16	43
Aurinkovoima	0	8	20
Ydinvoima	23	26	10
Muu lämpövoima	25	9	7
Tuotanto yhteensä	66	187	347
Kulutus	86	180	338
Suomen sähkötase (nettovienti)	-20	7	8

2.5



Merellä tuulee -skenaariossa merkittävänä tekijänä on merituulivoiman voimakas kasvu. Suomen sähköntuotanto painottuu skenaariossa voimakkaasti Länsi-Suomeen; sinne rakentuu suuri osa maatuulivoimasta, kaikki merituulivoima ja vuoteen 2035 mennessä myös kaikki ydinvoima, sillä tässä skenaariossa Loviisan yksiköiden käyttöä ei jatketa nykyisen lupajakson jälkeen. Kantaverkon kehittämisen kannalta keskeinen haaste on tämän sähköylijäämän siirto kulu- tuskeskittymiin. Mikäli merituulivoimaa voitaisiin rakentaa myös Suomenlahdelle, se vähentäisi sähkön siirtotarvetta ja tasaisi merituulivoiman tuotantoa.

Suomi on houkutteleva sijoituspaikka puhdasta sähköä tarvitsevien teollisuusalojen uusille investoinneille ja sähkön kysynnän oletetaan kasvavan voimakkaasti teollisuudessa, lämmityksessä ja liikenteessä, mutta teollisuuden ja vedyntuotannon kasvun oletetaan olevan pienempää kuin Sähköä tuotteiksi -skenaariossa ja Tuulella vetyä -skenaariossa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, mutta V2G-teknologiaa ei laajasti hyödynnetä.

Merellä tuulee -skenaariossa Suomen sisälle on oletettu vedyn siirtoinfrastruktuuri, mikä osaltaan mahdollistaa energian siirron kuhunkin tilanteeseen sopivimmalla tavalla joko sähkönä tai vetynä, mutta pienimuotoisempana kuin Tuulella vetyä -skenaariossa. Kotimaisen vetyverkon lisäksi on oletettu vetyputkiyhteys Pohjois-Suomesta Pohjois-Ruotsiin. Sen sijaan vienti- putkea Suomesta Keski-Eurooppaan ei skenaariossa rakenneta.

Merituulivoima nousee skenaariossa Suomen merkittävimäksi sähköntuotantomuodoksi vuoteen 2035 mennessä, jolloin asennettu merituulivoimakapasiteetti on 15 GW ja vuotuinen sähköntuotanto 71 TWh. Merituulivoiman kasvuun vaikuttaa muita skenaarioita aggressiivisempi oletus tuotantokustannusten laskusta, sekä samanaikaisesti maatuulivoiman lisärakentamisen hankaloituminen. Merituulipuistojen on oletettu sijoittuvan noin 10–20 kilometrin päähän rannikosta, jolloin voidaan käyttää vaihtosähköön perustuvaa verkkoliityntää. Tällöin merituulen investointikustannus on pienempi kuin käytettäessä tasasähköyhteyttä kauempana merellä sijaitsevan puiston liittämiseen. Maatuulivoiman määrä Suomessa jää noin 13 GW tasolle. Aurinkosähkön määrä kasvaa tasaisesti ja vesivoiman määrä säilyy nykytasollaan. Ydinvoiman määrä supistuu, kun Loviisan laitoksiköt poistuvat käytöstä. Biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Merellä tuulee -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 10. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 11.

Taulukko 10 Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	41	63	71
Elektrolyysi	0	41	73
Lämmitys	17	25	24
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	29	32
Yhteensä	86	163	210

Taulukko 11 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Merellä tuulee -skenaariossa (GW)	2019	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	13	13
Merituulivoima	0	15	31
Aurinkovoima	0	5	8
Ydinvoima	3	3	2
Muu lämpövoima	8	4	4
Yhteensä	16	43	62

Sähkön tuotanto Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Vesivoima	12	14	14
Maatuulivoima	6	42	42
Merituulivoima	0	71	143
Aurinkovoima	0	5	8
Ydinvoima	23	26	17
Muu lämpövoima	25	12	9
Tuotanto yhteensä	66	170	233
Kulutus	86	163	210
Suomen sähkötase (nettovienti)	-20	8	23

2.6



Voimaa läheltä -skenaariossa Suomen sähkönkulutuksen kokonaismäärä on mallinnettu perustuen vähähiilietikarttatyöhön, jolloin kulutus kasvaa voimakkaasti, mutta muita skenaarioita vähemmän. Sähköä tuotetaan useista eri lähteistä, joista tärkeimmät ovat maatuulivoima, perinteinen ydinvoima, SMR-ydinvoima ja aurinkovoima. Skenaariossa sähkön tuotannosta suhteessa suurempi osuus sijoittuu etelään ja perustuu säädettäviin ja tahtikäyttöön kytkettyihin yksiköihin. Sähkön kulutuksesta sektori-integraation avulla vety-, lämpö- ja liikennejärjestelmistä saatavan jouston määrä on muita skenaarioita pienempi. Skenaario auttaa selvittämään millaisia sähköverkon investointeja ja sähköjärjestelmän ja -markkinoiden kehitystoimenpiteitä hiilineutraali Suomi vähintään tarvitsee.

Sähkön kulutuksen kasvu on muita skenaarioita maltillisempaa etenkin vihreän vedyn tuotannossa sekä uudessa sähköintensiivisessä teollisuudessa (kuten akkuteollisuus, datakeskukset ja P2X-teollisuus). Vetyverkkoa ei rakenneta ja vedyn varastointi on marginaalista, mikä kasvattaa tarvetta joustavalla sähköntuotannolle ja sähkövarastoille.

Skenaariossa SMR-ydinvoimaloiden kustannukset laskevat nopeasti ja voimakkaasti. Hinnaltaan kilpailukykyisiä pienydinvoimaloita on saatavilla jo 2030-luvun alkupuolella, ja Suomessa niiden sähköteho on vuonna 2035 jo 2 GW ja vuonna 2045 6 GW. Voimaloita käytetään yhdistettyyn sähkön ja lämmön tuotantoon ja ne sijoittuvat olemassa oleviin kaukolämpöjärjestelmiin.

Finde
REDNEDAN

Loviisan ydinvoimalan käyttöä jatketaan 2030-luvulle. Aurinkovoiman kustannukset laskevat muita skenaarioita nopeammin, ja aurinkovoimakapasiteetti kasvaa Suomessakin voimakkaasti. Tuulivoiman kasvu hiipuu 2030-luvulla johtuen sähkön kulutuksen maltillisemmasta kasvusta sekä ydin- ja aurinkovoiman taholta tulevasta kovemmasta kilpailusta. Vesivoiman määrä säilyy ennallaan, ja biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Voimaa läheltä-skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 12. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 13.

Taulukko 12 Sähkön kulutus Voimaa läheltä -skenaariossa.

Sähkön kulutus Voimaa läheltä -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	41	52	59
Elektrolyysi	0	13	16
Lämmitys	17	18	17
Liikenne	1	4	8
Muu kulutus ja häviöt	28	27	29
Yhteensä	86	114	130

Taulukko 13 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Voimaa läheltä -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Voimaa läheltä -skenaariossa (GW)	2019	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	14	14
Merituulivoima	0	1	1
Aurinkovoima	0	7	14
Ydinvoima	3	6	8
Muu lämpövoima	8	4	3
Yhteensä	16	35	44

Sähkön tuotanto Voimaa läheltä -skenaariossa (TWh)	2019	2035	2045
Vesivoima	12	14	14
Maatuulivoima	6	45	45
Merituulivoima	0	6	6
Aurinkovoima	0	7	15
Ydinvoima	23	46	55
Muu lämpövoima	25	10	8
Tuotanto yhteensä	66	128	143
Kulutus	86	114	130
Suomen sähkötase (nettovienti)	-20	14	13

3 Skenaarioiden teemat

3.1 Sähkön kysynnän kehitys

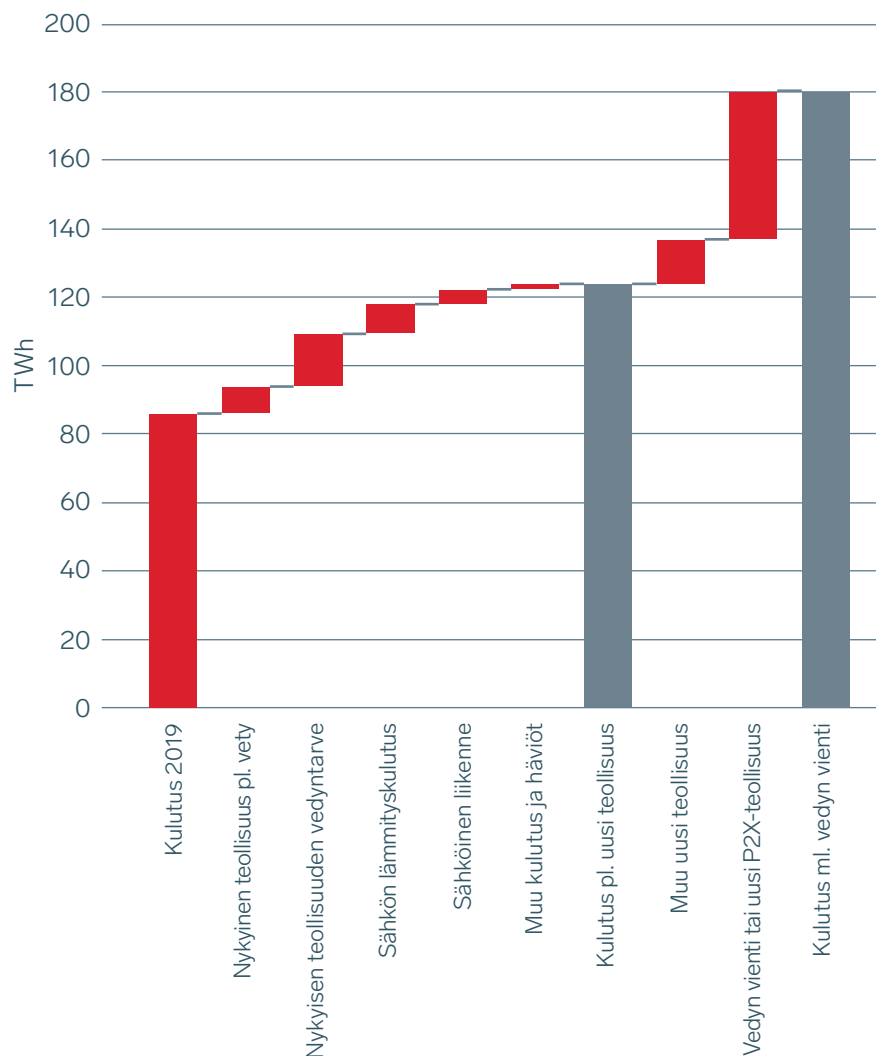
Skenaarioissa ennakoita erittäin voimakasta sähkön kulutuksen kasvua. Sähkön kulutus voi jopa kaksinkertaistua vuoteen 2035 mennessä verrattuna nykytasoon, mutta kulutus voi myös jäädä matalammalle tasolle, mikäli yksi tai useampi kasvuajuri ei etene. Kuva 4 havainnollistaa, mistä komponenteista kaksinkertaistumisen vaatima kasvu voi muodostua. Kuvassa on esitetty kulutuksen kehitys Tuulella vetyä -skenaariossa, mutta rakenne on samankaltainen myös Sähköä tuotteiksi- ja Merellä tuulee -skenaarioissa, vaikka P2X-tuotannon määrä ja käyttötarkoitus eroaa skenaarioiden välillä.

Nykyisen teollisuuden kulutuksen kasvu (+8 TWh) on arvioitu teollisuuden vähähiilisten tiekarttojen perusteella, ja vuosina 2020–2035 sitä ajavat etenkin kemia- ja metalliteollisuuden prosessien energianlähteissä tapahtuvat muutokset. Lisäksi nykyisen maakaasusta höyryreformoitavan harmaan vedyn korvaaminen (140 kt/a, +7 TWh sähköä) sekä arvioitu vedyn kysynnän lisäys nykyisessä teollisuudessa (+180 kt/a, +9 TWh sähköä) kasvattaisivat sähkön kulutusta olettaen, että korvaava vety tuotetaan sähköllä.⁸

Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen kaukolämmössä ja rakennusten erillislämmityksessä kasvattaisi sähkönkulutusta arviolta noin 9 TWh, tosin lukema riippuu voimakkaasti siitä, kuinka suuri osuus energiasta saadaan hukkalämmöistä ja paljonko rakennusten lämmitystarve laskee ilmastonmuutoksen ja energiatehokkuustoimenpiteiden seurauksena. 1–1,5 miljoonaa sähkö- ja hybridiautoa kuluttaisi vuonna 2035 sähköä arviolta 3–5 TWh. Muun sähkönkulutuksen arvioidaan energiatehokkuuden parantuessa hieman laskevan, mutta toisaalta siirtojen kasvaessa myös häviöt kasvavat, joten nettomääräisesti ”muu kulutus ja häviöt” -kategorian sähkönkulutus pysyy vakaana.

⁸ Vedyn kysyntäprojektiio nykyisessä teollisuudessa on arvioitu Business Finlandin vetytiekartan perusteella https://www.businessfinland.fi/4abb35/globalassets/finnish-customers/02-build-your-network/bioeconomy--cleantech/alykas-energia/bf_national_hydrogen_roadmap_2020.pdf. Elektrolyysin hyötysuhteeksi oletettu 70%.

Kuva 4. Sähkön kulutuksen kasvukomponentit vuosina 2019–2035.

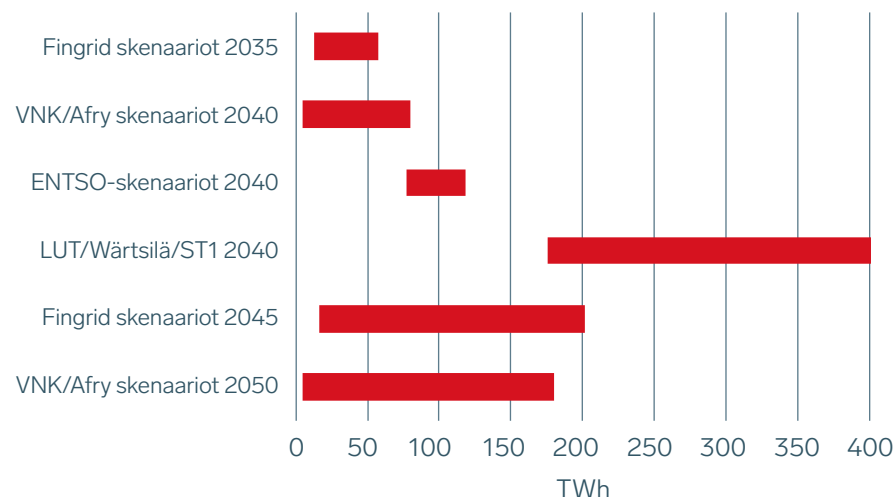


Edellä mainitut muutokset nostaisivat vuoteen 2035 mennessä Suomen sähkönkulutuksen noin 120–125 TWh tasolle, mikä vastaisi noin 40–45 prosentin kasvua verrattuna nykytilaan. Tämän kasvun lisäksi on mahdollista – ellei jopa todennäköistä – että puhdas ja hinnaltaan kilpailukykyinen sähkö houkuttelee Suomeen uutta teollisuutta. Uuden teollisuuskulutuksen kasvupotentiaalia on hankala arvioida tarkasti, mutta suuruusluokkaa jo yksittäisen kohteen sähkönkulutuksesta antaa esimerkiksi suuren akkutehtaan vuosittainen sähkönkulutus, joka voi olla noin 3 TWh.⁹ Jo verrattain pieni määrä suuria kohteita akkuteollisuuden arvoketjun sähköintensiivisiin osiin voisi selvästi kasvattaa sähkönkulutusta. Myös uudet datakeskukset voivat nostaa sähkönkulutusta huomattavasti.

P2X-teollisuus ja siihen liittyvä vedyn tuotanto on skenaarioissa kokoluokaltaan suurin kasvun ajuri. Suomella on paitsi erinomainen puhtaan sähköntuotannon potentiaali, myös biopohjaista hiilidioksidia P2X-jalosteiden valmistamiseen sekä hyötykäyttöä prosessissa syntyvälle hukkalämmölle. Mahdollista voisi olla myös Suomessa tuotetun vedyn vienti muualle Eurooppaan putki-infraa hyödyntämällä, mikä lisäisi merkittävästi (useita kymmeniä terawattitunteja)¹⁰ sähkön kulutusta. Keski-Euroopan lisäksi mahdollinen kohde vedyn putkiviennille on Pohjois-Ruotsi, jossa pelkästään LKAB¹¹ arvioi tarvitsevänsä jopa 70 terawattitunnin sähköntuotantoa vastaavan vetymäärän, josta 20 TWh tarvittaisiin jo vuonna 2030.

Kuvassa 5 on vertailtu järjestelmävision skenaarioiden vedyntuotantoon liittyvää sähkönkulutusta muiden tahojen tekemiin skenaarioihin. Skenaariot on poimittu kolmesta eri raportista, joita ovat LUTin, Wärtsilän ja ST1:n Hiilineutraali Suomi -raportti¹², Valtioneuvoston kanslian ja Afryn tekemä Vetytalous – mahdollisuudet ja rajoitteet -selvitys¹³ sekä ENTSO-E:n ja ENTSG:n kymmenvuotinen verkkosuunnitelma (TYNDP2022)¹⁴.

Kuva 5. Sähkön käyttö vedyn tuotantoon järjestelmävision skenaarioissa verrattuna muiden tahojen skenaarioihin.



⁹ Esimerkki laskettu perustuen Northvolt Ett -akkutehtaan sähkönkulutukseen (360 MW, lähde: <https://northvolt.com/manufacturing/ett/>) ja oletukseen 8000 h/a käyttöajasta.

¹⁰ European Hydrogen Backbone-selvityksessä listattiin 1,2, 4,7 ja 13 GW putkikoot. Esimerkiksi nettosiirron 4000 h/a huipunkäyttöajalla 4,7 GW putkella siirtyisi 19 TWh vetyä, jonka tuottaminen vaatisi 27 TWh sähköä. Vastaavasti 13 GW putkelle vastaavat luvut olisivat 52 TWh vetyä ja 74 TWh sähköä.

¹¹ LKAB ilmoitti sähkön tarpeeksi 20 TWh vuonna 2030, 50 TWh vuonna 2040 ja 70 TWh vuonna 2050 sähkön kuluessa "pääosin vetykaasun tuotantoon": <https://www.lkab.com/en/news-room/press-releases/a-faster-pace-and-higher-targets-in-lkabs-transition-towards-a-sustainable-future/?aid=16447>

¹² https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/lut-wartsila-ja-st1-pot-wer-to-x-ratkaisut-tulee-nostaa-suomen-energia-ja-ilmastoratkaisujen-ytimeen

¹³ https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/163901/VNTEAS_2022_21.pdf?sequence=1&isAllowed=y

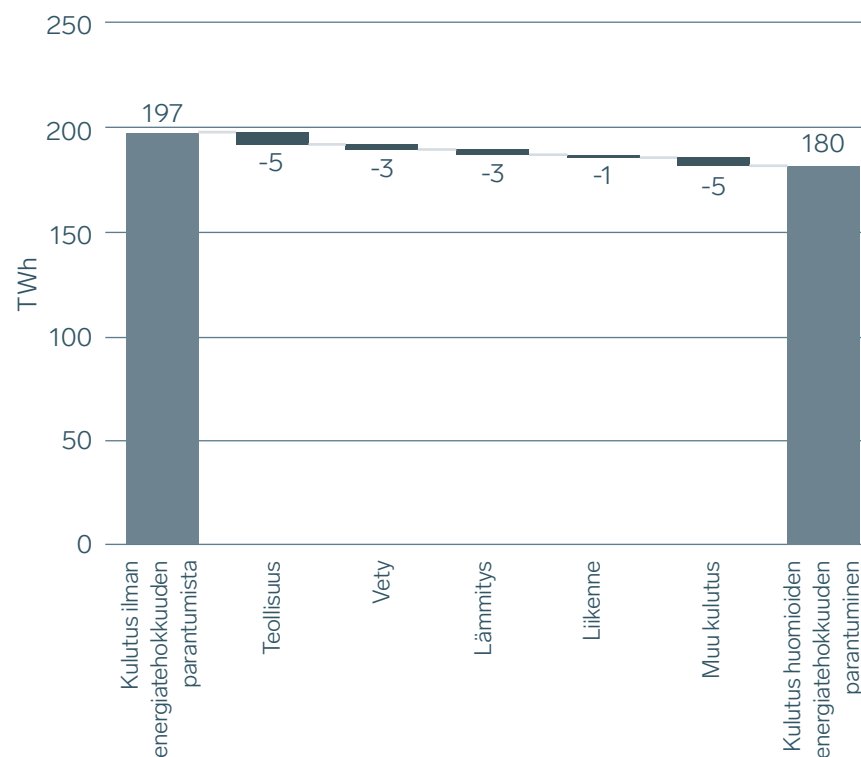
¹⁴ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/> tiedot haettu 10.2.2022

Vaikka järjestelmävision skenaarioissa vedyntuotantoon liittyvän sähkönkulutuksen kasvu on huomattava ja Sähköä tuotteiksi sekä Tuulella vetyä -skenaarioissa se ylittääkin vuonna 2045 jo Suomen nykyisen sähkönkulutuksen, se on samalla tasolla tai pienempi kuin Hiilineutraali Suomi -raportin kahdessa skenaariossa. Ensimmäisessä niistä Suomen biopohjaiset hiilidioksidipäästöt hyödynnettäisiin P2X-tuotteiden valmistukseen ja vedyntuotannon sähkönkulutus on järjestelmävision skenaarioiden kanssa samalla tasolla. Toisessa Hiilineutraali Suomi -raportin skenaariossa myös fossiilisia hiilidioksidipäästöjä hyödynnetään vedyntuotantoon, joten sähkönkulutus on selvästi suurempaa kuin järjestelmävision skenaarioissa. Toisaalta järjestelmävision skenaarioiden skaala vedyntuotannon sähkönkulutukselle on hieman VNK:n ja Afryn selvitöiden skenaarioita korkeammalla tasolla. Sähköä tuotteiksi – ja Tuulella vetyä -skenaarioissa vedyntuotannon sähkönkulutus on karkeasti linjassa TYNDP2022 luonnosskenaarioiden kanssa huomioiden, että ENTSO-skenaariot on tehty vuosille 2030, 2040 ja 2050, kun taas Fingridin skenaariot vuosille 2035 ja 2045.

Vaikka Suomen sähkönkulutus kasvaa voimakkaasti kaikissa skenaarioissa, energian kokonaiskäytön tehostumisen vaikutuksia ei ole unohdettu. Kuva 6 esittää energiatehokkuuden parantumisen vaikutuksen vuonna 2035 Tuulella vetyä -skenaariossa. Sähkönkäytön tehostumista tapahtuu kaikilla sektoreilla, ja ilman sitä sähkön kulutus toteutuisi lähes 10 % korkeampana.¹⁵ Laskelma huomioi vain sähkön käytön tehostumisen. Kokonaisenergiankäyttö tehostuu vielä enemmän, kun siirrytään fossiilisista polttoaineista sähkön käyttöön liikenteessä ja lämmityksessä. Esimerkiksi sähkökäyttöinen henkilöauto kuluttaa 100 kilometrillä noin 20 kWh energiaa, kun polttomoottoriautossa energian käyttö vastaavalla matkalla on noin 45 kWh.

Kuva 6 Energiatehokkuusoletukset Tuulella vetyä -skenaarioissa.

Arvio energiatehokkuustoimien vaikutuksesta sähkön kulutukseen 2035



¹⁵ Laskelma olettaa teollisuuden sähkönkäytön energiatehokkuuden paranevan 0,5 % p.a. Elektrolyysin hyötysuhteen on oletettu kasvavan 70 prosenttiin vuoteen 2035 mennessä. Lämmitysenergian loppukäytön on arvioitu rakennusten energiatehokkuuden paranemisen johdosta vähenevän 0,5 % p.a. sisältäen myös ilmaston lämpenemisen vaikutuksen. Lämmityksessä on lisäksi huomioitu energiatehokkuuden parantuminen lämpöpumpputeknologian kehittymisen sekä suoran sähkölämmityksen korvautumisen ansiosta. Liikenteessä on huomioitu sähköautojen parantuva energiatehokkuus. Kotitalouksien osalta on huomioitu kotitalouslaitteiden energiankäytön tehostumisen vaikutus noin 100 GWh p.a. Palveluiden osalta on oletettu energiatehokkuuden parantuvan 1% p.a. Oletusten lähteet: Energiateollisuus, Kemian-teollisuus, ENS.dk, Fingrid, LVM

3.2 Suomalaisen sähköntuotannon kilpailukyky ja potentiaali

Puhtaan sähkön hinta ja saatavuus on keskeinen sähköintensiivisen teollisuuden toimintaympäristöön tulevaisuudessa vaikuttava tekijä. Lisäksi sähkön siirron ja jakelun korkea toimitusvarmuus on edellytys sähkön kulutukselle ja tuotannolle. Korkean maa- ja merituulipotentiaalin vuoksi Suomella on erinomaiset edellytykset menestyä kilpailussa toimialan investoinneista. Näiden lisäksi pohjoismainen vesivoima, ydinvoima ja bioenergia ovat resursseja, joita kaikilla Suomen kilpailijamailla ei ole käytössä. Myös aurinkovoiman potentiaali Suomessa on merkittävä, etenkin käytettävissä olevan maapinta-alan näkökulmasta. Vastaavasti monissa Keski-Euroopan maissa maatuulivoiman lisärakentaminen on hankalaa, ydinvoiman osuus on pieni tai ydinvoimasta ollaan luopumassa ja vesivoiman osuus on matala. Lisäksi fossiilisen tuotannon osuus sähkö- ja energiajärjestelmässä on monessa Euroopan maassa olennaisesti Suomea suurempi.

Suomen tuulivoimapotentiaali on erittäin suuri. Fingrid on saanut noin 170 000 MW edestä kyselyitä liittää sähköntuotantoa kantaverkkoon, joista valtaosa on tuulivoimaa, mutta myös aurinkovoiman osuus on voimakkaassa kasvussa. Mikäli kaikki hankkeet toteutuisivat, tuottaisivat ne noin 600 TWh uusiutuvaa sähköä. Kaikki kyselyt eivät luonnollisesti realisoidu valmiiksi hankkeiksi. Toisaalta keväällä 2021 hankekyselyitä oli noin 90 000 MW, joten kyselyiden määrä on elokuuhun 2022 mennessä lähes kaksinkertaistunut. Ei ole myöskään erityistä syytä, miksi tuulivoiman potentiaali Suomessa olisi pienempi kuin pinta-alaltaan samankokoisessa Saksassa, jossa ENTSO-E:n ja ENTSG:n TYNDP2022-luonnosskenaarioiden perusteella laskettu potentiaali on lähes 800 TWh.¹⁶ Siten Suomelle 600 TWh saattaa olla jopa varovainen arvio.

600 TWh potentiaali vastaisi arviolta yli kymmentä prosenttia koko EU:n tuuli- ja aurinkosähkön potentiaalista, kun EU:n vertailulukuna käytetään TYNDP2022-skenaarioista johdettuja potentiaaleja¹⁷. Vastaavasti Suomen osuus EU:n nykyisestä sähkönkulutuksesta on vain reilut 3 %. Suomen osalta

tuuli- ja aurinkovoiman potentiaali on moninkertainen suhteessa sähkön ja vedyn tarpeeseen, mikä ei TYNDP2022-skenaarioiden perusteella ole Euroopassa yleistä. Useat EU-maat tarvitsevatkin pitkällä aikavälillä puhdasta tuontisähköä, tuontivetyä tai niistä valmistettuja tuontituotteita, ja Suomella on EU-maana hyvät edellytykset viedä niitä muualle Eurooppaan. Lisäksi vaikka tuuli- ja aurinkosähkön tuotanto EU:ssa jakautuisi vuonna 2050 täsmälleen nykyisen sähkönkulutuksen suhteessa, eikä siis uusiutuvan potentiaalin suhteessa, Suomen osuus tuotannosta olisi yli 150 TWh, mikä sekin olisi massiivinen muutos verrattuna nykytilaan.

Suomen sähköntuotannon kilpailukykyä lisää mahdollisuus rakentaa kustannustehokasta, suureen voimalakorkeuteen perustuvaa maatuulivoimaa. Monessa muussa Euroopan maassa fokus on siirtynyt merituulivoiman rakentamiseen johtuen muun muassa maatuulivoiman paikallisesta vastustuksesta, minkä lisäksi rakennettavissa olevien maatuulivoimahankkeiden kustannukset ovat korkeammat. Usein uusiutuvaa sähköä hankitaan pitkäaikaisilla ostosopimuksilla (PPA), joiden hinnoitteluun vaikuttaa myös sähkön nykyinen ja oletettu hintataso markkina-alueella. Siten PPA-hinnat heijastelevat myös uusiutuvan sähkön määrän potentiaalia ja vaihtoehtoisen (fossiilisen) sähkön tuotannon kustannuksia, eivät pelkästään uusiutuvan energian tuotantokustannusta. Kuva 7 esittää Bloombergin raportoiman PPA-sopimusten hintatason eri Euroopan maissa vuoden 2022 ensimmäisellä kvartaalilla. Suomen hintataso näyttäytyy huomattavan edullisena verrattuna erityisesti Keski-Euroopan maihin paitsi tuulivoimassa, myös aurinkovoimassa.

¹⁶ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

¹⁷ TYNDP2022-luonnosskenaarioissa vuodelle 2050 tuuli- ja aurinkovoiman yhteenlaskettu tuotanto oli Distributed Energy -skenaariossa ~5000 TWh ja Global Ambition -skenaariossa ~4400 TWh. Maakohtaisesti laskettujen maksimituotantojen summa oli noin 5300 TWh.

Kuva 7 Tuuli- ja aurinkovoiman sähkönostosopimusten (PPA) hinnat Q1/2022. Lähde: Bloomberg New Energy Finance¹⁸. Punainen palkki kuvaa vaihteluväliä ja harmaa viiva keski-arvoa.

Maatuulivoiman PPA hinnat, Q1 2022



Aurinkovoiman PPA hinnat, Q1 2022



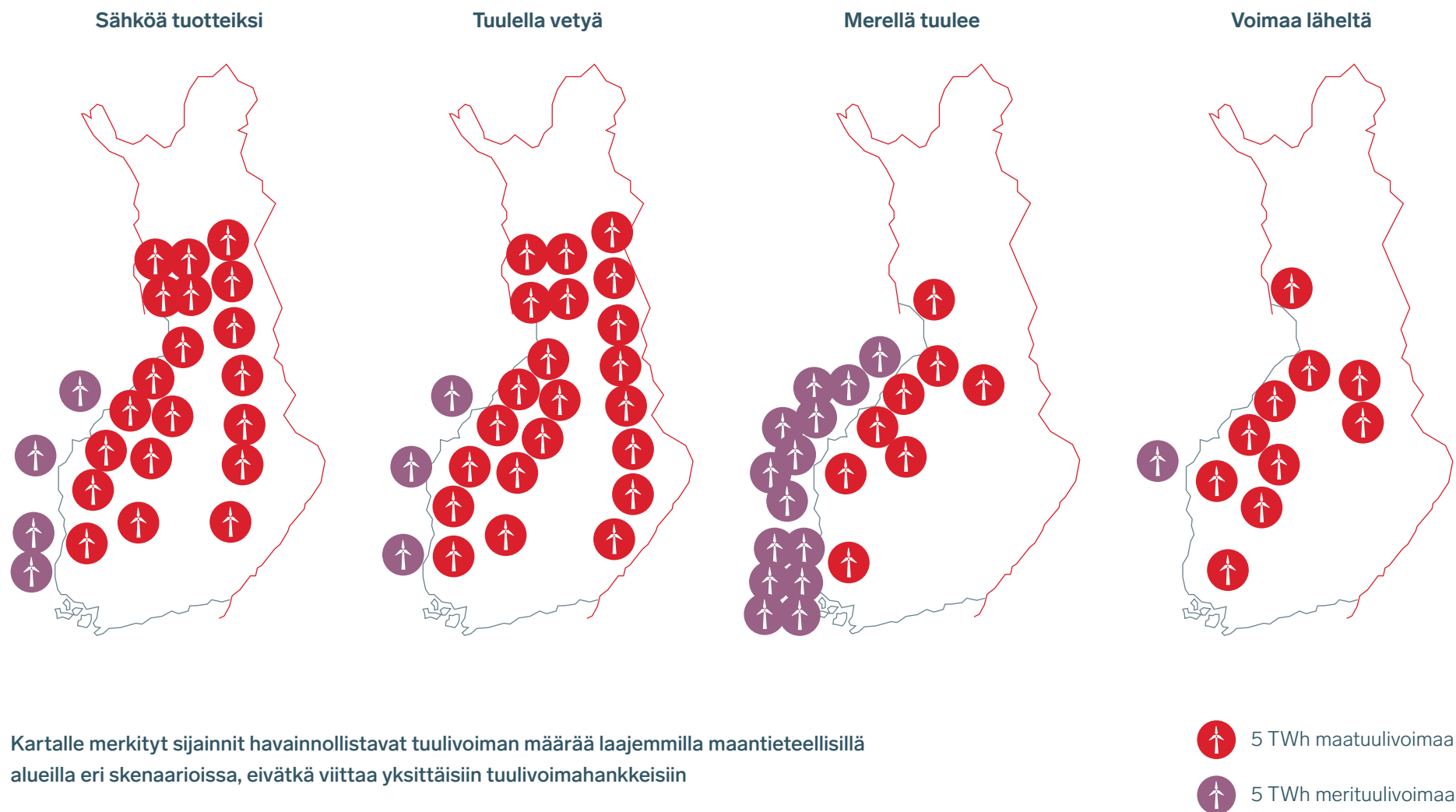
Bloombergin raportoima data nykyisestä tilanteesta on linjassa Fingridin skenaarioissa vuodelle 2035 simuloitujen tulosten kanssa. Verrattuna muuhun Eurooppaan, Suomeen voidaan rakentaa suhteellisesti suuria määriä edullista sähköntuotantoa, minkä seurauksena sähkön keskimääräinen marginaalituo-
tantokustannus Suomessa on simuloiduissa skenaarioissa selvästi alhaisempi kuin Keski-Euroopassa siitä huolimatta, että Suomesta samanaikaisesti viedään suuria määriä sähköä, vetyä tai P2X-tuotteita.

Kuvissa 8 ja 9 on havainnollistettu oletuksia sähkön tuotannon maantieteel-
lisistä painopistealueista. Sähköä tuotteiksi -ja Tuulella vetyä -skenaarioissa maatuulivoimaa rakennetaan laajasti ympäri Suomea. Merkittävin osa tuotan-
nosta sijoittuu Pohjanmaalle, Lappiin, Kainuuseen sekä muualle Itä-Suomeen. Merellä tuulee -skenaariossa tuulivoima pakkautuu Länsi-Suomeen, kun meri-
tuulivoima rakennetaan länsirannikolle ja maatuulivoimaa keskittyy Länsi-Suo-
meen.

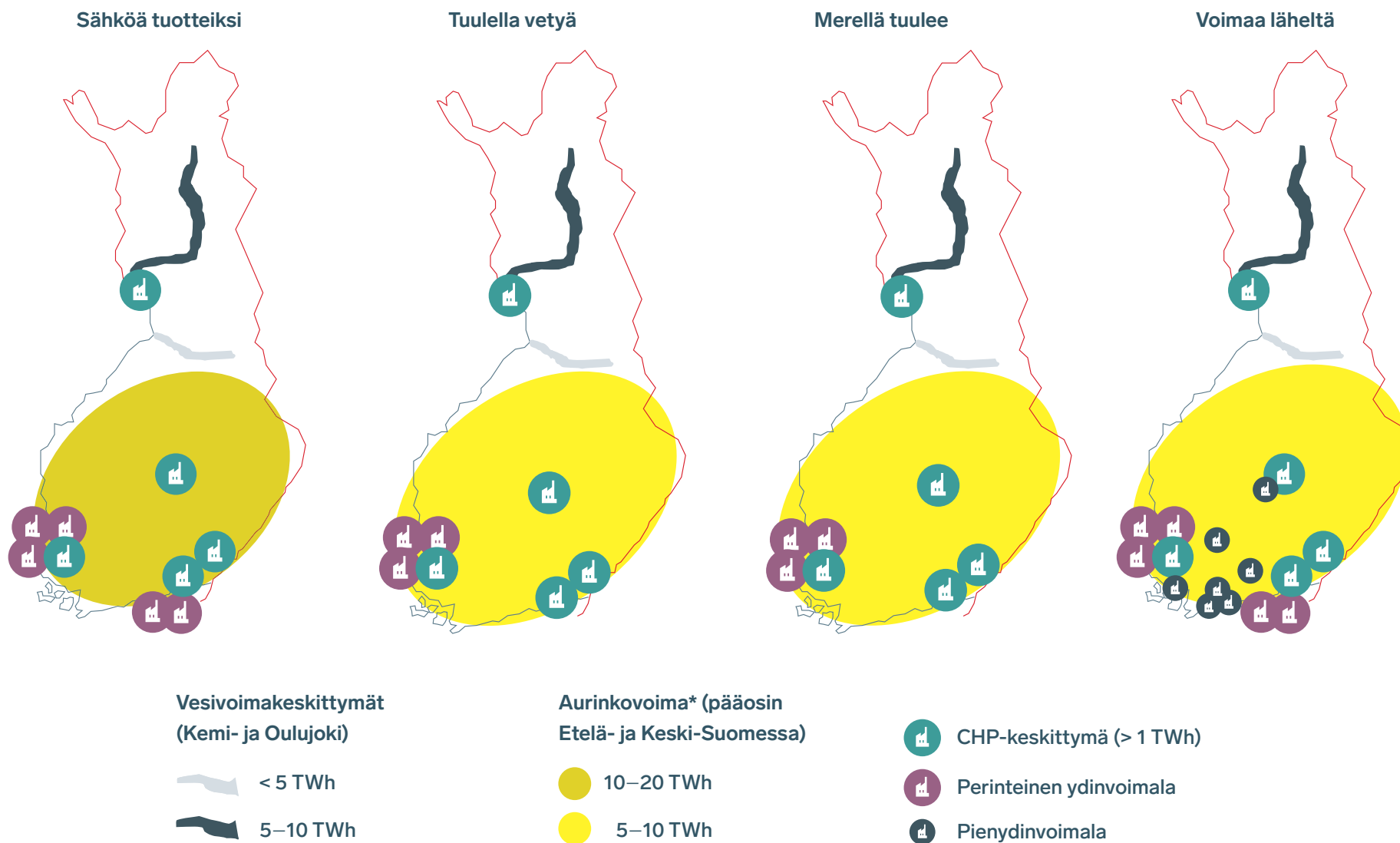
Aurinkovoima sijaitsee valtaosin Etelä- ja Keski-Suomessa, johon keskit-
tyvät sekä katoille asennettava kapasiteetti että suuret aurinkopuistot. Voimaa läheltä -skenaariossa kasvava pienydinvoima sijoittuu Etelä-Suomen suuriin
kaupunkeihin. Vuonna 2035 jäljellä oleva yhteistuotanto perustuu metsäteolli-
suuden sivuvirtoihin ja muuhun biomassaan, ja merkittävimmät tuotantokeskit-
tymät ovat nykyisten biotuotekeskittymien ympärillä.

¹⁸ <https://about.bnef.com/blog/wind-and-solar-corporate-ppa-prices-rise-up-to-16-7-across-europe/>

Kuva 8 Oletukset tuulivoiman maantieteellisistä painopistealueista vuonna 2035.



Kuva 9 Oletukset aurinko-, vesi-, ydin- ja lämpövoiman maantieteellisistä painopistealueista vuonna 2035.



3.3 Siirtoyhteydet

Skenaarioissa on oletettu, että Suomen ja Ruotsin välille rakennetaan Aurora Linen (+800 MW tuonti / +900 MW vienti) lisäksi vielä yksi siirtoyhteys vuoteen 2035 mennessä. Tämä yhteys on ollut simuloinneissa Aurora Line 2 tarjousalueiden FI ja SE1 välille, ja sen kapasiteettina on käytetty 800 MW. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa kapasiteettina on käytetty 1 600 MW, kun yhteys on oletettu toteutettavan 2x400 kV yhteytenä. Fenno-Skan-yhteyksien oletetaan olevan käytössä ja vientiä nykyisin rajoittavien Ruotsin kantaverkon sisäisten siirtorajoituksien oletetaan poistuneen vuonna 2035. Suomen ja Norjan NO4 tarjousalueen välille on oletettu 150 MW kaupallinen siirtokapasiteetti. Suomen ja Viron välille on oletettu nykyisten yhteyksien lisäksi EstLink 3 -siirtoyhteys (+700 MW). Lisäksi Merellä tuulee -skenaarioissa on oletettu uusi merikaapeliyhteys Saksaan (+1 400 MW), mikä kasvattaa sähkön vientiä skenaariossa. Vuoteen 2045 mennessä rajasiirtokapasiteetin muualle EU:hun on oletettu kasvavan edelleen. Skenaarioissa on oletettu Suomen ja Venäjän välisen rajasiirtokapasiteetin poistuvan käytöstä pysyvästi. Kaikki sähkön siirtoyhteyksistä tehdyt oletukset ovat tässä vaiheessa alustavia, ja uusien siirtoyhteyksien hyötyjä tarkastellaan tarkemmin visiotyön myöhemmissä vaiheissa. Taulukkoon 14 on koottu oletukset käytettävissä olevasta rajasiirtokapasiteetista vuonna 2035 skenaarioittain.

Taulukko 14 Oletukset käytettävissä olevista sähkön rajasiirtokapasiteeteista skenaarioissa vuonna 2035.

	Sähköä tuotteiksi (MW)	Tuulella vetyä (MW)	Merellä tuulee (MW)	Voimaa läheltä (MW)
FI-SE1	3 600	2 800	2 800	2 800
FI-SE3	1 200	1 200	1 200	1 200
FI-NO4	150	150	150	150
FI-EE	1 716	1 716	1 716	1 716
FI-DE	0	0	1 400	0

Vedyn siirtoyhteyksien osalta Tuulella vetyä -skenaariossa on oletettu putkiyhteys Suomesta Keski-Eurooppaan¹⁹ (13 GW) sekä Pohjois-Suomesta Pohjois-Ruotsiin²⁰ (7,2 GW). Merellä tuulee -skenaariossa on oletettu Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen putkiyhteys. Suomen sisälle on oletettu Tuulella Vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa pohjois-eteläsuuntainen putkiyhteys, joka yhdistää tuotanto- ja kulutuskohteet sekä vedyn rajasiirtoyhteydet. Sähköä tuotteiksi- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa ei ole oletettu vedyn rajasiirtoyhteyksiä eikä Suomen sisäisiä putkiyhteyksiä.

3.4 Joustot

Sähkön kulutuksen ja sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan tuotannon merkittävä kasvu lisäävät tarvetta joustavuudelle, jotta sähköjärjestelmän kulutuksen ja tuotannon tehomasapaino on mahdollista ylläpitää. Tasapainoa ylläpitää tuotannon säätökyvyn, energian varastoinnin ja kulutuksen jouston lisääminen.

Sähkön hinnan vaihtelu²¹ luo kannusteita etenkin energian varastointiin ja kulutusjoustoon. Vaihtelu kasvaa, kun sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan tuotannon määrä kasvaa. Tuulisilla tunneilla tarve kalliimmille sähkön tuotantomuodoille vähenee, kun taas vähätuulisilla tunneilla sähköä tuotetaan kalliimmilla tuotantomuodoilla. Sähkön hinnan vaihtelu voi kannustaa investoimaan myös säädettävään huippuvoimaan.

Kuva 10 esittää sähkön hinnan pysyvyyssäyrän sekä sen vaihteluvälin eri sääskenaarioiden mukaan Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa vuonna 2035. Vastaavasti kuva 11 esittää sähkön hinnan mediaanipysyvyyssäyrän kaikista vuoden 2035 skenaarioista. Kuvista on nähtävissä, että sähkön hinta vaihtelee

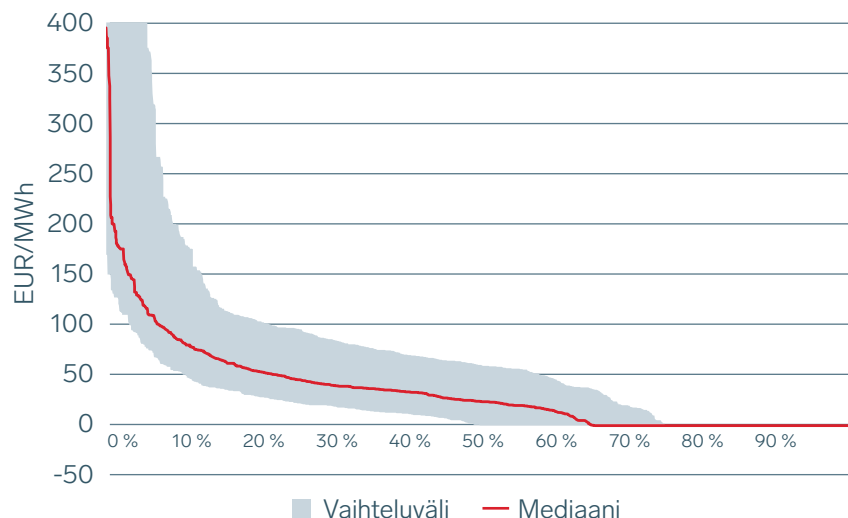
¹⁹ Keski-Euroopan putken kooksi on oletettu European Hydrogen Backbone -selvityksen pohjalta 13 GW H2. Selvitys saatavissa: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf

²⁰ Ruotsin putkiyhteyden kooksi on oletettu Bothnian Bay Hydrogen Valley -selvityksen perusteella 7,2 GW H2. Selvitys saatavissa: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163667/Bothnian_Bay_Hydrogen_Valley_Research_Report_Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y

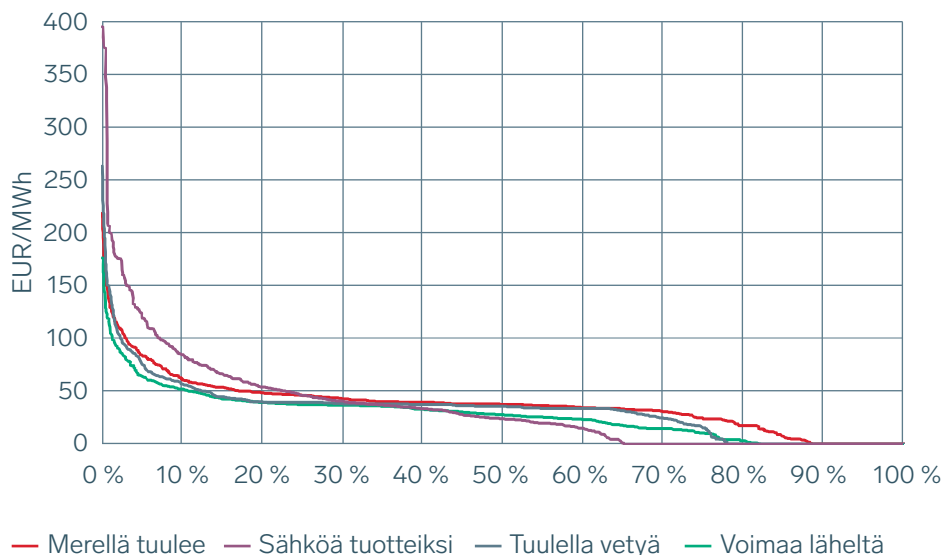
²¹ Tässä kappaleessa hinnalla viitataan skenaarioiden markkinasimuloinneissa tuloksena saatavaan marginaalikustannukseen.

huomattavasti huolimatta skenaarioissa jo oletetusta joustavuudesta. Joustavuuden merkitys myös korostuu skenaarioiden välillä: Voimaa läheltä -skenaariossa sähkön kulutuksen ja vaihtelevan tuotannon määrä on pienempi ja järjestelmä joustaa suhteellisesti enemmän, mikä auttaa tasaamaan tuotantokustannuksen vaihtelua. Merellä tuulee- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa vetyjärjestelmän jousto (vetyvarastot, putkiyhteydet) tasoittaa tuotantokustannusten vaihtelua vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon suuresta osuudesta huolimatta. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, jossa varastojen määrä on pienempi, järjestelmä joustaa suhteellisesti vähemmän. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa nähdään useampana vuoden tuntina sekä hyvin korkeita että toisaalta hyvin alhaisia marginaalituotantokustannuksia, jolloin edullista sähköä ei saada täysin hyödynnettyä. Tämän seurauksena Sähköä tuotteiksi -skenaariossa myös sähkön keskimääräinen tuotantokustannus Suomessa on skenaarioista korkein.

Kuva 10 Sähkön hinnan pysyvyys sähköä tuotteiksi -skenaariossa vuonna 2035. Kuvaajan y-akseli on leikattu luettavuuden vuoksi, vaihteluvälin maksimi jatkuu kuvassa moninkertaisesti korkeammaksi.

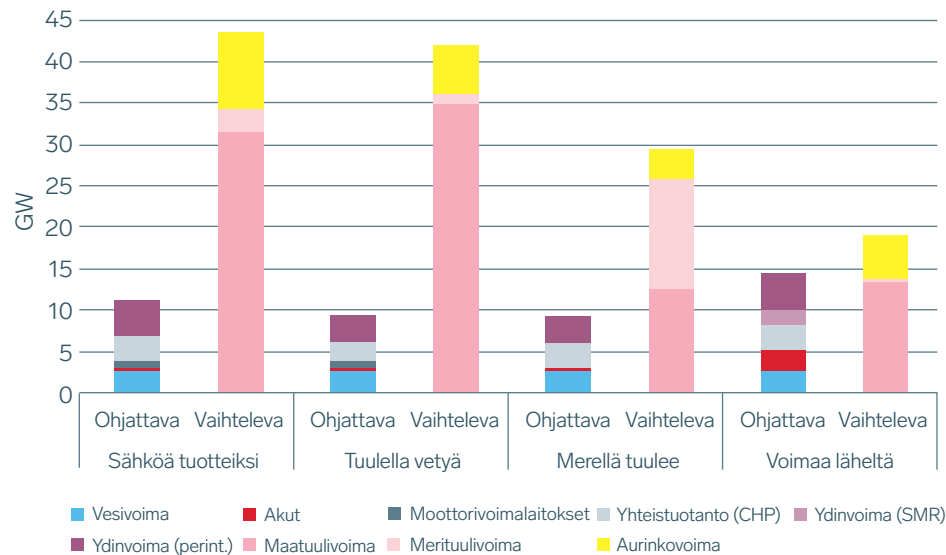


Kuva 11 Sähkön hinnan pysyvyys vuoden 2035 skenaarioissa (mediaani).



Kuva 12 esittää skenaarioiden tuotannon jakautumisen ohjattavaan tuotantoon ja sähkövarastoihin, sekä vaihtelevaan uusiutuvaan tuuli- ja aurinkovoimaan. Skenaarioissa joustavuutta ja ohjattavaa tehoa saadaan muun muassa jo olemassa olevasta vesivoimasta, ydinvoimasta ja lämpövoimasta. Vesivoima on erittäin tärkeä järjestelmän tasapainottamiselle, mutta sen määrää ei kuitenkaan voida juuri lisätä. Myöskään investointeja uuteen lämpövoimakapasiteettiin ei oleteta merkittävässä määrin toteutuvan, jolloin lämpövoimakapasiteetti ja siitä saatava jousto vähenee. Lisäksi skenaarioissa on oletettu, että perinteisten ydinvoimalaitosten ei kannata tukkumarkkinoilla säätää, jolloin laitosten oletetaan osallistuvan tukkumarkkinoille pääasiassa täydellä teholla. Energian varastoinnissa sähköakut toimivat hyvin lyhytaikaiseen, muutamia tunteja kestäväan joustoon, mutta eivät ole kustannustehokas ratkaisu pidemmän aikajänteen joustoon.

Kuva 12 Tuntikohtainen huipputuotanto eri tuotantomuodoittain ja niiden jakautuminen ohjattavaan ja vaihtelevaan tuotantoon skenaarioissa vuonna 2035.

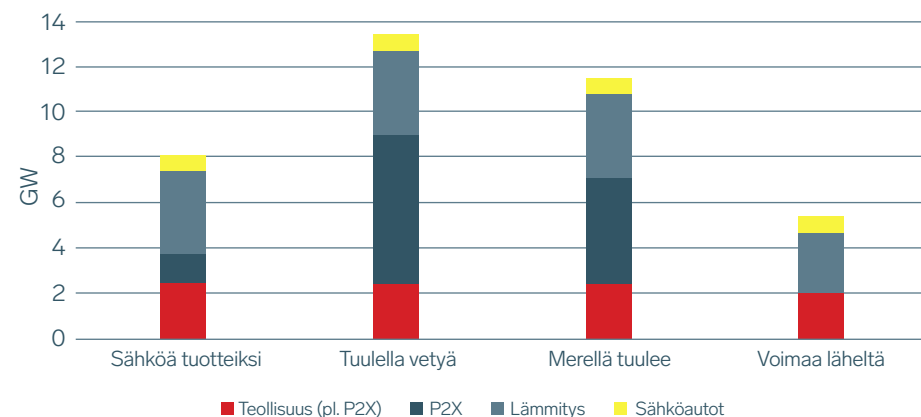


Ohjattavan tuotannon lisääminen vaikuttaa skenaarioanalyysissä kannattavuudeltaan haastavalta. Siksi skenaarioissa uutta joustavuutta saadaan lisää lähinnä kulutuksen puolelta. Kulutusjoustossa sähkön kulutusta voidaan vähentää hetkellisesti ja parhaimmillaan energiaa voidaan varastoida lämpönä tai vetynä pidempiaikaisesti myöhempää käyttöä varten.

Kuva 13 esittää kulutushuipun aikana käytettävissä olevan kulutusjouston eri skenaarioissa. Kulutusjousto on jaoteltu neljän kulutuskategorian mukaan: Teollisuus (pl. elektrolyysi), elektrolyysi, sähköinen lämmitys sekä liikenne. Eri lähteistä saatavilla olevan kulutusjouston määrä vaihtelee skenaarioittain taustaoletusten mukaan. Elektrolyysereiden joustokyky skenaarioiden välillä on sama, mutta jouston määrä riippuu elektrolyyserikapasiteetista sekä vedyn

varastointikyvystä. Voimaa läheltä -skenaariossa vetyä ei voida varastoida tai tuoda muualta, jolloin myöskään elektrolyysarit eivät jousta. Muun teollisuuden joustokyky on skenaarioissa suhteellisesti sama, mutta teollisuuden suurempi kokonaiskulutus nostaa jouston määrää. Myös sähköisen lämmityksen ja liikenteen (sähköautojen) osalta oletukset joustosta ovat suhteellisesti skenaarioiden välillä samat. Muihin skenaarioihin verrattuna Voimaa läheltä -skenaariossa lämmityksen sähköistyminen ei ole yhtä voimakasta, mikä laskee joustokykyä.

Kuva 13 Kulutushuipun aikana käytettävissä oleva kulutusjousto eri skenaarioissa vuonna 2035.



Huomioitavaa on, että kuvan kulutusjouston määrän laskennassa on käytetty vertailukohtana tilannetta, jossa kulutus ei joustaisi lainkaan. Toisin sanoen ilman joustoa kulutus käyttäytyisi sille asetetun loppukysyntäprofiilin mukaisesti. Teollisuuden ja elektrolyysien kulutus ovat luonteeltaan tasaisia, kun taas lämmityksen kulutus vaihtelee lämmöntarpeen mukaan ja sähköautojen tarvittavan latauksen mukaan. Esimerkiksi kuvattu määrä joustoa lämmityksestä on siis saatavilla vain erittäin kylmien talvipakkasten aikaan.

Taulukko 15 tarkentaa kulutusjouston lähteitä kategorioiden alla, jonka lisäksi siinä jaotellaan kulutusjousto kolmeen tyyppiin: leikkaava, palautuva ja varastoiva. Leikkaavassa tyypissä sähkön käyttäjä vähentää sähkönkulutusta raja-arvohinnan seurauksena. Palautuvassa tyypissä sähkönkäyttäjät vähentävät kulutusta raja-arvohinnalla, mutta nostavat kulutusta sitä seuraavilla tunneilla leikkausta vastaavalla määrällä. Varastoivassa tyypissä energiaa saadaan varastoitua, esimerkiksi sähkönä, lämpönä tai vetynä ja siten kulutusta optimoitua hinnan mukaan varaston asettamien rajojen puitteissa.

Taulukon joustava osuus kuvastaa joustopotentiaalia kulutuskategorian (teollisuus pl. elektrolyysi, elektrolyysi, lämmitys, liikenne) kokonaiskulutuksesta. Esimerkiksi perinteisestä tehdasteollisuudesta saatava jouston määrä on korkeintaan 20 % teollisesta kulutuksesta. Teollinen kulutus voi kuitenkin joustaa kokonaisuudessaan jopa 35 %, kun huomioidaan myös datakeskuksien ja sähköistettyjen lämmitysprosessien joustot. Lisäksi eri lähteistä saatavilla olevan kulutusjouston kesto vaihtelee tunnista useisiin vuorokausiin.

Taulukko 15 Kulutusjouston lähteet skenaarioissa. Joustava osuus esitetty vuodelle 2035.

Kategoria	Lähde	Tyyppi	Joustava osuus	Kesto
Teollisuus (pl. elektrolyysi)	Datakeskukset	Leikkaava	5 %	Tunti
	Perinteinen tehdasteollisuus	Leikkaava	20 %	Useita tunteja – vuorokausia
	Sähköistetyt lämmitysprosessit	Palautuva	10 %	Useita tunteja – vuorokausi
Elektrolyysi	Elektrolyysireiden jousto	Varastoiva	0–100 %	Useita tunteja – vuorokausia
Lämmitys	Kotitalouksien sähkölämmitys	Palautuva	30 %	Muutamia tunteja
	Sähköinen kaukolämpö	Leikkaava/ Palautuva	20 %	Useita tunteja
Liikenne	Sähköautojen älykäs lataus	Varastoiva	70 %	Useita tunteja – vuorokausia

Teollisuuden kulutusjousto muista kuin elektrolyysistä on peräisin datakeskuksista, perinteisestä tehdasteollisuudesta, sekä lämmitysprosessien sähköistämisestä niin vanhoissa kuin uusissa teollisuuskohteissa. Teollisuuden normaali tuntikohtainen kulutusteho vaihtelee skenaarioittain 6–8 GW välillä vuonna 2035, josta yhteensä noin 2–3 GW on joustavaa.

Datakeskukset nähdään potentiaalisina jouston tarjoajina, sillä niissä on akusto takaamassa tasaisen virransyötön ja mahdollisesti myös varavoimaa. Joustokyvyn on kuitenkin arvioitu olevan enimmäkseen alle tunnin aikajänteellä. Tunnin ajaksi joustoa arvioidaan olevan saatavilla noin kolmasosa datakeskuksien keskitehosta. Kokonaisuudessaan tämä vastaa noin 5 % teollisuuden kulutuksesta.

Perinteisen tehdasteollisuuden kulutusjousto on arvioitu tulevan tuotannon rajoituksista, jolloin tehdas vähentää tuotantoaan korkeiden hintojen aikana. Tehdas ei nosta tuotantoa rajoitusten jälkeisillä tunneilla, jolloin kulutus on tyypiltään leikkaavaa. Teollisuus vähentää kulutustaan portaattain ajamalla prosesseja pienemmällä teholla tai alas, kun hinnat nousevat 150–1500 €/MWh välillä. Kulutusjouston määrä on arvioitu perustuen sähköpörssin historiallisiin tarjouskäyriin, ja oletettu, että tämä jousto on peräisin teollisuudesta. Tämän oletuksen mukaan joustokyky olisi korkeimmillaan noin viidesosa teollisuuden kulutuksesta. Sen on oletettu pysyvän lähes samana teollisen kulutuksen määrään suhteutettuna.

Teollisuudessa kulutusjouston määrän arvioidaan kasvavan lämmitysprosessien sähköistämisen myötä niin olemassa olevissa kuin uusissa teollisuuskoh-teissa²². Lämmitystä voidaan sähköistää esimerkiksi suuren kokoluokan teollisilla lämpöpumpuilla ja sähkökattiloilla. Rajahinta joustolle vaihtelee noin välillä 25 €/MWh – 200 €/MWh riippuen siitä, kuinka merkittävää haittaa ja kustannuksia joustosta aiheutuu. Tyypillisesti teolliset prosessit vaativat lämpöä jatkuvasti ja alasajosta aiheutuu kustannuksia, mutta esimerkiksi biomassan kuivattamisessa jousto olisi edullisempaa. Teollisten lämmitysprosessien jouston määrä vastaa yhteensä noin 10 % teollisuuden kulutuksesta. Kestoltaan joustokyky vaihtelee useista tunneista vuorokauteen.

Teollisuuden vedyn kysynnän oletetaan olevan tasaista ympäri vuoden ja tähän vedyn kysyntään tulee vastata, eli vetyä tulee olla saatavilla tasaisesti vuoden jokaisena tuntina. Vedyn tuotanto elektrolyysillä voi kuitenkin joustaa, mikäli vedylle on varasto, jolloin vedyn tuotantoa voidaan optimoida edullisimmille sähkön hintatunneille. Merkittävää vedyn varastointikapasiteettia on jo suunnitteilla esimerkiksi Ruotsissa²³ ja Tanskassa²⁴. Lisäksi Keski-Euroopassa on merkittävä potentiaali vedyn varastoinnille suolakiviluolissa. Myös mahdollisesti rakennettavat vetyverkot voivat toimia vetyvarastoina. Tämän perusteella Tuulella vetyä ja Merellä tuulee -skenaarioissa myös Suomessa on merkittävä määrä vetyvarastoja.

Elektrolyysereiden sähkökapasiteetti ja vetyvarastojen purkukapasiteetti Suomessa on esitetty taulukossa 16. Vetyvarastojen purkukapasiteetti on esitetty elektrolyysin ottotehoa vastaavana määränä²⁵. Lisäksi Tuulella vetyä ja Merellä tuulee -skenaarioissa on oletettu vedyn siirtoinfrastruktuuri, joka osaltaan mahdollistaa vedyn varastoinnin. Käytännössä näissä skenaarioissa elektrolyysit voivat joustaa 100 % ottotehostaan. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa elektrolyyserien jousto jää alle puoleen kapasiteetista ja Voimaa läheltä -skenaariossa elektrolyysit eivät jousta lainkaan.

Taulukko 16 Elektrolyysereiden sähkökapasiteetti ja vetyvarastojen sähköä vastaava purkukapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2035.

Kapasiteetti 2035	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Elektrolyyseri (ottoteho, GW sähköä)	6	11	7	1
Vetyvarasto (GWh H2)	57	150	152	0

Vetyä voidaan varastoida vetyverkossa, terästankeissa, sekä suola- ja kiviluola-varastoissa. Tuulella vetyä ja Mereltä tuulee -skenaarioissa vetyverkko mahdollistaa varastoinnin sekä verkossa että muissa kuin paikallisissa varastoissa. Sähköä tuotteiksi ja Voimaa läheltä -skenaarioissa vetyverkkoa ei rakenneta, minkä vuoksi varastointi täytyy tehdä lähellä vedyn käyttöpaikkaa. Kaikissa skenaarioissa vetyvarastojen rakentaminen on kannattavaa käytetyillä kustannus-oletuksilla²⁶, mikä lisää järjestelmän joustoa. Sähköä tuotteiksi ja Voimaa läheltä -skenaarioissa vetyvarastojen rakentamista on kuitenkin rajoitettu johtuen epävarmuuksista kiviluolavarastojen potentiaalista²⁷ ja terästankkien varastointikustannuksissa.

Kulutusjouston arvioidaan kasvavan lisäksi kaukolämmön ja kotitalouksien lämmityksen sähköistämisen myötä. Lämmityksen huippukulutus vaihtelee skenaarioittain 5-7 GW välillä, josta yhteensä noin puolet voi joustaa²².

Kotitalouksien sähköisessä lämmityksessä kulutusta voidaan hetkellisesti vähentää, mutta kulutus täytyy palauttaa seuraavien tuntien aikana, sillä yksittäisissä rakennuksissa ei oleteta olevan muita lämmöntuotantomuotoja varalla. Jouston määrän on arvioitu olevan maksimissaan noin 30 % kulutuksesta. Kestoltaan kulutuksen leikkaus on korkeintaan 3 tuntia, sillä lämmön varastoitavuuden on arvioitu olevan vähäinen yksittäisissä rakennuksissa, etenkin jos lämmitys perustuu ilmakiertoon vesikierron sijaan.

Kaukolämmössä verkko toimii lämpövarastona ja lämpö voidaan tuottaa myös muilla keinoin, kuten biomassaa käyttävällä lämpökattilalla, mikä mahdollistaa lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden joustavan ajamisen. Monissa kaukolämpöverkoissa lisäksi on jo investoitu tai investoidaan erillisiin lämpöakkuihin²⁸, jotka edesauttavat sähköisen lämmityksen joustamista. Joustokyvyn on arvioitu olevan noin viidesosan lämmityksen kulutuksesta. Tuottamatta jääneestä lämmöstä puolet tuotetaan sähköisesti seuraavien tuntien aikana ja puolet korvataan biomassalämpökattilan tuotannolla. Jouston on arvioitu olevan kustannustehokasta ja aktivoituvan verrattain alhaisilla hinnoilla. Kestoltaan jouston on arvioitu kestävän maksimissaan 8 tuntia.

Kulutusjousto saadaan myös sähköisestä liikenteestä, jossa sähköautojen akkuja voidaan ladata älykkäästi eli optimoida esimerkiksi sähkön hinnan mukaan. Sähköautoista valtaosan, liki 70 %:n, on arvioitu käyttävän älykästä lataamista vuonna 2035 ja osuuden nousevan 80 %:iin vuoteen 2045 mennessä. Kestoltaan jousto voi olla jopa vuorokausitasolla, sillä sähköauton akkukapasiteetti riittää useamman päivän keskimääräiseen ajosuoritteeseen. Ilman jousto sähköautoja ladataan korkeimmillaan 0,5–1 GW teholla vuonna 2035. Älykkään lataamisen seurauksena 70–80 % latauksesta optimoidaan ja latausteho voi nousta jopa 6–8 GW tasolle tunteina, kun halpaa sähköä on tarjolla. Lisäksi Sähköä tuotteiksi -skenaariossa osa älykkäästi lataavien sähköautojen akuista pystyy syöttämään verkkoon sähköä ns. V2G-tekniikalla (Vehicle-to-Grid).

Näiden kulutuskategorioiden lisäksi muusta kulutuksesta, johon sisältyy muun muassa kotitalouksien ja palveluiden sähkön käyttö muuhun kuin em. kategorioihin (lämmitys, liikenne), ei ole arvioitu saatavan merkittävässä määrin kulutusjoustoja. Kotitalouksiin ja palvelurakennuksiin sijoitetut akut on sisällytetty laskentamalliin akkuvarastokapasiteettina eikä niiden tarjoama jousto siksi sisälly esitettyihin kulutusjoustomääriin.

Saatavilla olevan kulutusjouston sekä uusiutuvan tuotannon vaihtelun havainnollistamiseksi alla on esitetty Tuulella vetyä -skenaarion sähkön tuntitase kahden viikon ajalta, jolloin on ollut kylmää ja tuulisuus on ollut vaihtelevaa (Kuva 14). Kuvasta nähdään, että tuulivoiman tuotannon vaihtelu on hyvin merkittävää. Vähätuulisimpana tuntina tuotanto on ollut alle 0,5 GW, kun taas tuulisimmalla tunnilla yli 27 GW.

²² Arviot lämmitysprosessien joustokyvystä perustuvat Valtioneuvoston (2021) selvitykseen: Hiili-neutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään. https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS_2021_4.pdf

²³ <https://www.hybritdevelopment.se/en/a-fossil-free-development/hydrogen-storage/>

²⁴ <https://greenhydrogenhub.dk/about/>

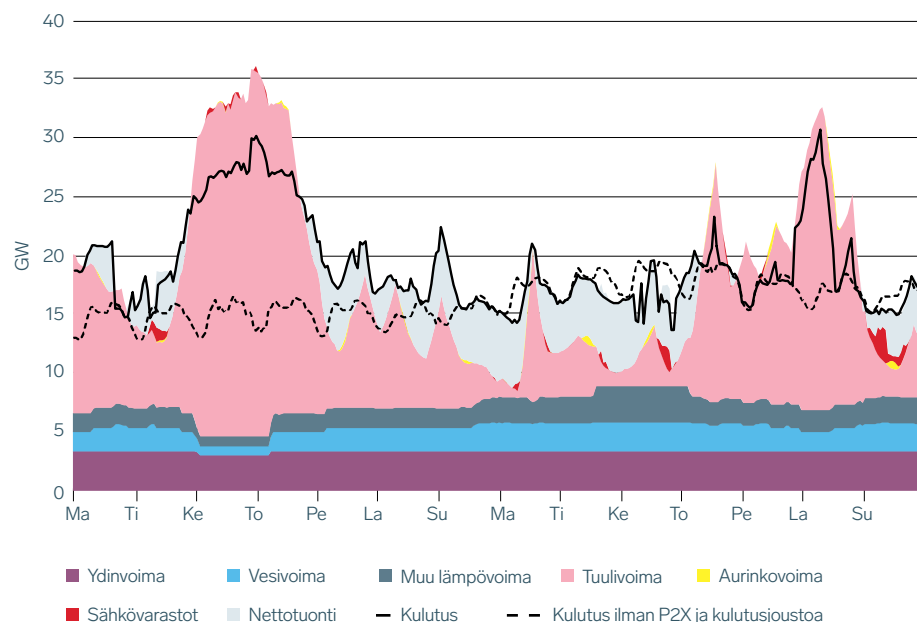
²⁵ Vetyvaraston purkukapasiteetti/antoteho on muunnettu vetyenergiasta elektrolyysin ottotehoa vastaavaksi määräksi jakamalla oletetulla elektrolyysin 70 % hyötysuhteella

²⁶ Gasgrid Finlandin ja Guidehousen selvityksessä louhitun kivuluolan kustannukset on arvioitu noin 3 kertaa suolakiviluolavarastointia korkeammiksi. Suolakiviluolien pääomakustannus on ENS.dk:n arvion mukaan noin 2000 EUR/MWh. Molemmat varastointitekniikat olisivat siten hyvin edullisia verrattuna sähkön varastointiin tai vedyn terästankkivarastointiin. Gasgridin ja Guidehousen selvitys saatavissa: https://gasgrid.fi/wp-content/uploads/Gasgrid_Study-on-the-Potential-of-Hydrogen-Economy-in-Finland_ENG-FINAL.pdf ja ENS.dk selvitys saatavissa https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

²⁷ Vedyn kiviluolavarastot ovat vasta pilottivaiheessa, jonka vuoksi on vaikea arvioida niiden paikallista soveltuvuutta sekä todellisia kustannuksia. Esimerkkinä Luulajan pilottiprojekti: <https://www.lkab.com/en/news-room/news/hybrit-sek-200-million-invested-in-pilot-plant-for-storage-of-fossil-free-hydrogen-in-lulea/>

²⁸ Erikokoisia lämpöakkuja on jo olemassa tai suunnitteilla kaukolämpöverkkoihin ainakin Espoossa, Helsingissä, Vantaalla, Lappeenrannassa ja Vaasassa

Kuva 14 Esimerkki tuntikohtaisesta sähkön tuotannosta ja kulutuksesta Tuulella vetyä -skenaariossa tarkasteluvuoden 2035 kahtena ensimmäisenä viikkona.



Tuulivoiman hyödyntämiseksi muu järjestelmä käytännössä joustaa tuulivoiman tuotannon vaihteluiden mukaan. Tämä sisältää niin vesi- ja lämpövoiman säätämisen, kulutuksen jouston, kuin sähkön siirtoyhteysien käytön tuontiin ja viennin. Näistä kulutus vaihtelee tarkastellulla aikavälillä eniten. Kulutusjoustossa erityisesti elektrolyysit (P2X) toimivat joustavasti siten, että ne tuottavat vetyä tuulisilla tunneilla, jolloin on saatavilla edullista sähköä, hyödyntäen vetyvarastoja ja vedyn rajasiirtoyhteyksiä.

3.5 Ympäröivä maailma

Muun Euroopan osalta skenaariot pohjautuvat ENTSO-E:n ja ENTSO:n kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (TYNDP2022) skenaarioluonnoksiin, pohjoismaisilta kantaverkkoyhtiöiltä saatuihin tietoihin sekä Fingridin omiin laskelmiin sähkön ja vedyn tuotanto- ja varastointimuotojen kannattavuudesta. TYN-DP2022-skenaariot perustuvat toimintaympäristöön ennen Venäjän hyökkäystä Ukrainaan, eivätkä ne siten huomioi hyökkäyksen seurauksena tapahtuneita muutoksia energiapolitiikassa (kuten REPowerEU-ohjelma) ja polttoaineiden hinnoissa. Muutokset tulevat toisaalta kasvattamaan puhtaan energian (erityisesti sähkön ja vedyn) kysyntää. Toisaalta muutokset parantavat myös mahdollisuuksia tuottaa uusiutuvaa energiaa Euroopassa, mikäli esimerkiksi uusiutuvan energian luvitus helpottuu. Järjestelmävision skenaarioissa TYNDP2022:iin perustuvia lähtötietoja käytetään erityisesti Manner-Euroopan maissa. Näitä oletuksia ei ole sodan seurauksena muutettu, koska kattavaa dataa muutoksista ei skenaarioita laadittaessa ollut saatavilla, ja toisaalta arvioidut muutokset osittain kumoavat toisiaan, kun sekä puhtaan energian kysyntä että tarjonta kasvavat TYNDP2022-luonnosskenaarioihin verrattuna. Mikäli dataa tulee saataville myöhemmin vuonna 2022, Manner-Euroopan oletuksia voidaan päivittää lopullisiin skenaarioihin.

Skenaarioissa on erikseen herkkyytetty Ruotsin kehitystä siten, että tulevaisuuden kehityskulku Ruotsissa on samankaltainen kuin Suomessa. Ruotsissa on Suomen tapaan hyvät mahdollisuudet lisätä puhdasta sähköntuotantoa, joten on haluttu tarkastella skenaarioita, joissa puhtaan energian tuotanto ja kysyntä kasvaa sekä Suomessa että Ruotsissa. Ruotsissa sähkön ja vedyn käyttö kasvaa kaikissa skenaarioissa, mutta kasvua on erityisen paljon Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, jolloin myös Ruotsin ydinvoiman käyttöikä pidentään Suomen tapaan. Vastaavasti Tuulella vetyä -skenaariossa Ruotsi on vedyn viejä siitä huolimatta, että maa luopuu ydinvoimasta 2045 mennessä. Voimaa läheltä -skenaariossa myös Ruotsiin rakennetaan pieniydinvoimaloita.

Ovatko skenaarioiden
kuvaukset realistisia,
riittävän erilaisia ja
riittävän haastavia?

Onko skenaarioissa liikaa tai
liian vähän jotain sähkön
tuotantomuotoa?

Ovatko oletukset sähkön tuotannon ja kulutuksen
tasapainottamiseen hyödynnettävistä joustoista
perusteltuja ja uskottavia? Tunnistatteko muita jouston
lähteitä? Mitkä tekijät ohjaisivat tehokkaimmin
synnyttämään joustoa sähköjärjestelmän tarpeisiin?

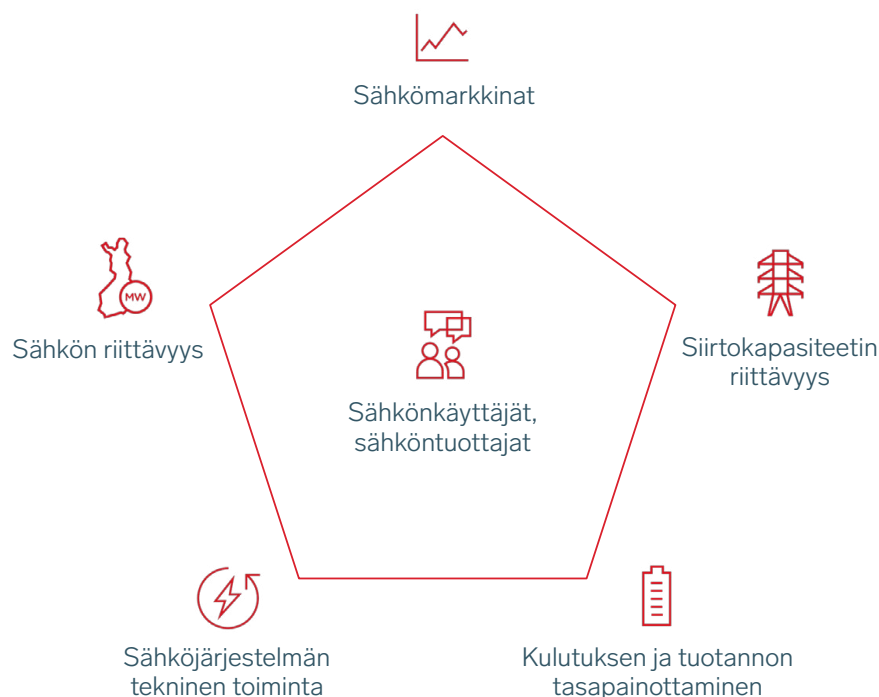
Onko jokin kulutuksen
kasvun lähde epäuskottava?
Puuttuuko jokin?

Ovatko skenaarioiden taustalla olevat yleiset
oletukset mielestänne perusteltuja?

4 Sähköjärjestelmän näkökulmia skenaarioihin

Tässä luvussa tarkastelemme skenaarioiden kuvaamaa maailmaa sähköjärjestelmän eri näkökulmista. Visiossa tarkoitamme sähköjärjestelmällä laajaa kokonaisuutta. Se kattaa näkökulmat sekä sähkömarkkinoiden tehokkaasta toiminnasta ja sähkön riittävyydestä yhteiskunnan tarpeisiin. Lisäksi sähköjärjestelmä käsittää sähköjärjestelmän käyttövarmuuden tekijät sisältäen kulutuksen ja tuotannon hetkellisen tasapainottamisen, siirtokapasiteetin riittävyyden ja sähköjärjestelmän teknisen toiminnan.

Kuva 15 Sähköjärjestelmän näkökulmat.



Skenaariot kuvaavat rajua muutosta Suomen tuotanto- ja kulutusrakenteeeseen. Ne haastavat tarkastelemaan, kuinka muutos vaikuttaa sähköjärjestelmän eri osa-alueisiin, ja missä määrin nykyisiä toimintatapoja tarvitsee muuttaa toimintaympäristön muuttuessa. Sään mukaan vaihtelevan tuotannon kasvu ja toisaalta säädettävissä olevan tuotannon väheneminen herättävät keskustelua esimerkiksi sähkön riittävyydestä, uudenlaisten joustojen syntymisestä ja saataavuudesta sekä häiriöiden hallintaan tarvittavien reservien riittävyydestä. Lisäksi käyttövarmuuden hallinnan edellytykset, menetelmät ja toimintatavat tulevat todennäköisesti muuttumaan osin jopa radikaalisti siirtotarpeiden kasvaessa ja tuotanto- ja kulutusrakenteen teknisten ominaisuuksien muuttuessa.

Aikaisemmassa järjestelmässämme varastoivia energialähteitä käyttävät tahtikoneet ovat olleet enemmistössä. Varastoitaviin energianlähteisiin perustuva säädettävä tuotanto on tasannut sähkön kulutuksen vaihtelun, ja tahtikoneiden ominaisuudet ovat ylläpitäneet järjestelmän luontaista stabiilisutta. Lisäksi järjestelmään liitetty tuotannon ja kulutuksen vuosittaiset lisäykset ovat olleet yksittäisiä ja hyvin ennakoitavissa, jolloin siirtokapasiteetin riittävyyteen on pystytty vastaamaan perinteisillä keinoilla ilman suuria haasteita. Nykyiset energia-alalla vallalla olevat periaatteet, sähkömarkkinoiden toiminta sekä yhteiskunnan odotukset sähkön riittävyydelle sekä verkon käyttövarmuudelle perustuvat pääosin perinteiseen järjestelmäämme.

Hiilineutraaliustavoitteiden myötä olemme kuitenkin jo aloittaneet siirtymän uuteen aikaan. Energiamurros on käynnistynyt ja kiihtyy. Visiossa esitetyt skenaariot kuvaavat maailmaa, jossa murroksen suurin vaihe on toteutunut ja olemme siirtyneet hiilineutraaliin tuotantorakenteeseen, jossa sähköjärjestelmän riittävästä toimivuudesta ja yhteiskunnan tarpeiden täyttämisestä vastaavat mahdollisimman kustannustehokkaasti erilaiset puhtaan tuotannon, kulutuksen, varastoinnin teknologiat sekä uudet tekniset ratkaisut.

Jotta skenaarioiden kuvaama maailma toteutuu, energia-alan on kyettävä määrittämään murroksen toteuttamisen haasteet sekä ratkaisukeinot näihin haasteisiin. Toimintaympäristön muuttuessa radikaalisti kustannustehokkaim-

pien ratkaisukeinojen löytäminen tulee vaatimaan aikaisempien periaatteiden uudelleen tarkastelua, uusia teknisiä ratkaisuja, uusia markkinapaikkoja ja mekanismeja, järjestelmän teknisten vaatimusten uudistamista, eri vastuiden uudelleen määrittämistä sekä uutta sääntelyä.

Seuraavissa alaluvuissa olemme pyrkineet skenaarioiden avulla tunnistamaan ja kuvaamaan erilaisia energiamurroksesta aiheutuvia muutoksia, haasteita sekä mahdollisia polkuja ratkaisuiden löytämiseksi. Järjestelmän käsittelyssä keskitytään pääosin tarkastelemaan skenaarioiden kuvaamaa maailmaa vuonna 2035. **Tavoitteena on avata erilaisia näkökulmia ja mahdollisia ratkaisuvaihtoehtoja sidosryhmien pohdittavaksi. Jokaisen aihealueen lopussa on esitetty sidosryhmille kysymyksiä, joihin toivomme saavamme sidosryhmiltä näkemyksiä palautteen muodossa.**

4.1 Sähkömarkkinoiden kehityksen näkökulmia

Sähkömarkkinat ovat oleellinen osa sähköjärjestelmän toimintaa. Niiden avulla sähkön käyttäjät ja tuottajat voivat hankkia ja myydä sähköä tarpeisiinsa. Markkinoilla sähkölle muodostuu hinta. "Sähkömarkkinamalli"-termi viittaa erilaisten sähkön markkinapaikkojen ja markkinasääntöjen luomaan kokonaisuuteen, jonka puitteissa markkinatoimijat voivat käydä kauppaa sähköstä. Toimivat sähkömarkkinat tuottavat hintasignaalit, joiden kautta muodostuu tehokkaasti sähkön kysynnän ja tarjonnan välinen tasapaino sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Toimivat sähkömarkkinat vaativat hyvin suunnitellut markkinasäännöt.

Kuva 16 esittää sähkömarkkinoiden nykyisen rakenteen.

Kuva 16 Nykyinen sähkömarkkinoiden rakenne.



Nykyinen sähkömarkkinamalli perustuu yhtenäisiin eurooppalaisiin sähkömarkkinoihin, joiden kehitystä ohjaa EU:n lainsäädäntö. Fyysistä sähkökauppaa käydään useilla eri aikajäniteillä tapahtuvilla markkinoilla, joita tukevat finanssi- eli johdannaismarkkinat. Yhteiseurooppalaisilla sähkön vuorokausimarkkinoilla tasapainotetaan sähköenergian kysyntä ja tarjonta sekä muodostetaan sähkön hinnat seuraavan päivän jokaiselle tunnille. Hinnat lasketaan tarjousalueittain, joiden perustana ovat sähköverkon fyysiset siirtorajoitukset – Suomi on yksi tarjousalue, koska kantaverkko ei rajoita sähkön siirtymistä maan sisällä. Vuorokausimarkkinoiden jälkeen sähkökauppaa voidaan käydä jatkuvilla päivän- sisäisillä markkinoilla. Reaaliajassa sähköjärjestelmän tasapainotuksesta vastaa reservejä hyödyntäen järjestelmävaraava kantaverkkoyhtiö. Reservituotteita on käytössä useita, erilaisiin sähköjärjestelmän tarpeisiin. Fingrid hankkii reservit ylläpitämiltään reservimarkkinoilta. Suomessa sähkömarkkinat perustuvat pääsääntöisesti energiaperustaiseen kaupankäyntiin (niin kutsuttu energy-only-malli). Osa Fingridin ylläpitämistä reservimarkkinoista ja tehoreservijärjestelmä ovat kapasiteettiperusteisia.

Useita sähkömarkkinamuutoksia on toteutumassa kuluvan vuosikymmenen aikana, sillä toimintaympäristön muutokset ja energiamurroksen eteneminen

aiheuttavat tarpeen kehittää sähkömarkkinoita. Pohjoismaisia reservimarkkinoita kehitetään matkalla kohti eurooppalaisia markkinapaikkoja. Näiden rinnalla otetaan käyttöön 15 minuutin taseselvitys ja markkinat – niin säätö-, päivänsäisillä- kuin myös vuorokausimarkkinoilla. Sähkön markkinoille annettavan siirtokapasiteetin laskenta muuttuu Pohjoismaissa siirtoihin perustuvaksi (flow-based). Lisäksi finanssimarkkinoita kehitetään vastaamaan markkinatoimijoiden muuttuvia tarpeita, esimerkiksi rajoille myönnettävien siirto-oikeustuotteiden myötä.

Tässä visiotyössä esitetyt kaikki neljä tulevaisuuden skenaariota kuvaavat perusteellista muutosta sähköjärjestelmässä ja täten myös sähkömarkkinoilla. Skenaarioissa markkinahintojen vaihtelu kasvaa ja matalien hintojen esiintyminen on yleisempää, samalla myös hyvin korkeiden hintapiikkien esiintyminen on todennäköisempää, kun vertailukohtana on meneillään olevaa energiakriisiä edeltänyt tilanne. Kantaverkossa siirretyn sähkön määrä kasvaa haastaen sähköverkon riittävyyttä, ja joustojen merkitys eri aikajänteillä korostuu.

Energiamurroksen keskellä tulee varmistaa, että sähkömarkkinamalli tukee muutosta kohti päästötöntä energiajärjestelmää, järjestelmän luotettavuutta ja kustannustehokkuutta - Suomen kilpailukyvyn mahdollistaen. Muutos haastaa nykyistä sähkömarkkinamallia useista näkökulmista: markkinoiden tulisi olla myös muuttuvassa toimintaympäristössä tehokkain tapa toteuttaa kaupan käynti sähkön myyjien ja ostajien välillä niin lyhyellä kuin pitkällä aikavälillä, sekä määrittää tuotannon ja kulutuksen ajojärjestys ja tätä kautta tasapainottaa tuotanto ja kulutus sähköjärjestelmässä. Markkinoiden tähänastisen tehtävän lisäksi toimintaympäristön muutos voi vaatia markkinoilta myös uusia asioita. Järjestelmän kokonaistehokkuuden näkökulmasta on perusteltua pohtia, tulisiko tulevaisuuden markkinaratkaisujen esimerkiksi ohjata sähköntuotannon ja -kulutuksen maantieteellistä sijoittumista, kannustaa sektori-integraation toteuttamiseen tai esimerkiksi sähköjärjestelmän tarvitsemien järjestelmäpalveluiden tuottamiseen.

Tarvittavien investointien mahdollistaminen: Hiilineutraaliustavoitteiden toteutuminen tarkoittaa, että sähköjärjestelmämme tulee vaatimaan poikkeuksellisen suuren määrän investointeja lyhyessä ajassa. Tästä syystä investointeihin liittyvät riskit ja niiden hallinta nousevat entistäkin kiinnostavammaksi kysymykseksi. Sähkön hinta toimii investointisignaalina sähkömarkkinoilla. Suomessa markkinaehtoiset tuulivoimainvestoinnit ovat jo hyvässä vauhdissa ja markkinat näyttävät nykyisellään mahdollistavan kustannustehokkaat uusiutuvien energiamuotojen investoinnit. Tuulivoiman ja muun vaihtelevan sähkön tuotannon lisäksi tarvitaan kuitenkin myös investointeja, jotka varmistavat riittävän sähkön saannin yhteiskunnalle myös niinä hetkinä, jolloin sään mukaan vaihtelevaa tuotantoa on niukasti saatavilla. Nämä investoinnit voivat olla eri energiamuotojen varastoja, kulutuksen joustopotentiaalia sekä säätökykyistä tuotantoa. Sähkön hintojen nykyistä voimakkaampi vaihtelu sekä toimintaympäristön haastavaksi koettu ennakoitavuus erilaisten kriisien ja politiikkatoimien seurauksena voi aiheuttaa investointiriskiä.

Hintakatot ja kasvava suojauksen tarve: Sähkön hintojen lisääntyvän vaihtelun tuoma epävarmuus korostaa markkinatoimijoiden riittävää suojautumisen tarvetta, jolloin voi olla tarpeen kehittää pitkiä sopimuksia sekä sähkön finanssimarkkinoita ja niiden likviditeettiä. Hintavaihtelun kasvaessa voi myös esiintyä ajoittaisia vuorokausimarkkinoiden kattohintoja hipovia hintapiikkejä. Hintapiikit voivat nousta paljon nykyistä korkeammiksi, mikä kasvattaa esimerkiksi pörsien vakuusvaateita ja etenkin pienempien markkinatoimijoiden riskitasoa. Tämä voi vaikeuttaa myös markkinoille osallistumista ja näin vaikuttaa negatiivisesti markkinoiden likviditeettiin ja kilpailuun markkinoilla.

Kaupankäynnin ajankohta ja markkina-aikayksikkö: Muutokset sähköjärjestelmässä näkyvät muutoksina sähkömarkkinoilla. Kaupankäyntivolyymien kasvu ja kaupankäynti yhä lähempänä käyttöajanhetkeä, esimerkiksi sääennusteiden tarkentumisesta johtuen, muuttavat sähkömarkkinoiden toimintaa. Taseselvi-

tys- ja markkina-aikayksiköt lyhenevät jo 2020-luvulla 15 minuuttiin nykyisen tunnin sijasta. Tulevaisuudessa voi olla tarpeen selvittää, tulisiko markkina-aikayksikön olla vieläkin lyhyempi. Lyhenevä markkina-aikayksikkö muuttaa sähkömarkkinoilla toimivien osapuolien toimintaympäristöä sekä heidän resurssiensa käyttöä ja kannattavuutta markkinoilla.

Siirtokapasiteetin riittävyttä tukevat markkinamekanismit: Skenaariomallinnusten perusteella on selvää, että kantaverkossa siirretyn sähkön määrä kasvaa merkittävästi. Kasvavaan siirtotarpeeseen on perinteisesti vastattu verkkoinvestoinneilla, jotta toimivat markkinat ja yksi tarjousalue voidaan mahdollistaa. Verkkoinvestointien rinnalle voidaan tarvita muitakin, investointeja joustavampia, nopeammin toteutettavia tai niiden käyttöä tehostavia menetelmiä, jotka osaltaan voivat hyödyntää ja toisaalta edellyttää uusia markkinamekanismeja. Siirtokapasiteetin riittävyteen liittyviä aiheita käsitellään tarkemmin kappaleissa 4.4 ja 4.5.

Reservit: Reserveilla varmistetaan sähköjärjestelmän tehotasapainon ja taajuuden hallinta. Reservit hankitaan reservimarkkinoilta, jotka ovat osa sähkömarkkinoita, ja täten niihin liittyvä kehitys tulee yhteensovittaa sähkömarkkinoiden rakenteeseen myös jatkossa. On odotettavissa, että reservien tarve tulee kasvamaan energiamurroksen myötä ja niiden toimintavaatimuksia joudutaan muuttamaan sähköjärjestelmän teknisten ominaisuuksien muuttuessa. Reservimarkkinoita käsitellään tarkemmin luvussa 4.3.

Järjestelmäpalvelut: Tuotanto- ja kulutusrakenteen muutos haastaa myös järjestelmän teknistä toimintaa. Järjestelmän stabiilisuuden ylläpitoon tarvittavista ominaisuuksista - kuten esimerkiksi inertian, jännitetuen ja oikosulkutehon saatavuudesta - ei ole aiemmin tarvinnut erityisesti huolehtia, sillä nykyinen sähköjärjestelmä on rakentunut tahtikoneiden luontaisten, järjestelmää tukevien ominaisuuksien varaan. Energiamurroksessa tilanne muuttuu, koska tahtiko-

neiden osuus laskee merkittävästi suuntaajakytketyn tuotannon lisääntyessä. Tämä muutos on jo käynnistänyt keskustelun tarpeesta luoda uusia toimintamalleja näiden ominaisuuksien takaamiseen, joita aikaisemmin pidettiin järjestelmän kannalta itsestäänselvyyksinä. Aihetta käsitellään tarkemmin luvussa 4.6.

Informaation merkitys: Sähkömarkkinoihin liittyvän informaation merkitys tulee jatkossa korostumaan entisestään. Markkinoita koskeva tiedon yhtäläinen saatavuus ja läpinäkyvyys on ensiarvoisen tärkeää, jotta kilpailu varmistaa markkinaehtoisten ratkaisujen toimivuuden parhaalla mahdollisella tavalla.

Sähkömarkkinoiden kehityksessä on huomioitava, että muutokset markkinamalliin ovat usein aikaa vieviä. Onkin oletettavaa, että kehitys tapahtuu askeleittain. Kehityksessä on myös huomioitava, että markkinoiden eri osa-alueet ovat vahvasti sidoksissa toisiinsa, jolloin pieni muutos yhdessä voi vaikuttaa suuresti kokonaisuuteen. Lisäksi olemme osa eurooppalaista yhteismarkkinaa, ja suuri osa markkinoiden pelisäännöistä säädetään EU:n tasolla. Mahdollisissa muutoksissa tulee ottaa huomioon myös vaikutukset kokonaisuuteen koko EU:n sisämarkkina-alueella. Muutokset markkinamalliin tuleekin olla huolellisesti suunniteltuja, perusteltuja ja kokonaisuuden huomioonottavia, jotta markkinaympäristön vakaus ja riittävä ennakoitavuus säilyisi. Samaan aikaan välttämättömiksi havaittuja muutoksia on kyettävä tekemään.

Visiotyön pohjana käytettyjen skenaarioiden mallinnus perustuu nykyisen kaltaisten vuorokausi- ja päivänsisäisten markkinoiden toimintaan. Näin ollen skenaarioissa sähkömarkkinatoimijoiden ansainta huomioi ainoastaan vuorokausi- ja päivänsisäisillä markkinoilla saadun tulon ja kannattavuuden. Tulevaisuudessa voi olla mahdollista, että markkinatoimijan resurssin on mahdollista osallistua entistä vahvemmin myös tuottamaan arvoa tukkumarkkinoiden rinnalla tai lisäksi esimerkiksi reservien, järjestelmäpalveluiden tai siirtojenhallintaan tarvittavan joustavuuden muodossa, jolloin arvoa resurssin joustavalle

käytölle voi kertyä useasta eri lähteestä. Yllälistattujen lisäksi on mahdollista, että tulevaisuudessa markkinatoimijan resurssille voi syntyä tarvetta myös esimerkiksi jakeluverkkojen siirtojenhallinnan yhteydessä tai esimerkiksi tase-vastaavien taseen hallinnassa.

Millaiset sähkömarkkinarakenteet, esimerkiksi finanssimarkkinat, fyysiset markkinat ja reservimarkkinat edistävät Suomen kilpailukykyä energiamurroksessa?

Pitäisikö sähkömarkkinoiden sääntöjä muuttaa, ja jos, niin miten?

4.2 Sähkön riittävyys

Yhteiskunta on riippuvainen sähkön keskeytymättömästä saannista, joka edellyttää sähkön tuotannon ja kulutuksen jatkuvaa tasapainoa. Tässä kappaleessa käsitellään sähkön riittävyyttä vuorokausimarkkinoiden ja päivänsäisten markkinoiden näkökulmasta. Sähkön riittävyyteen vaikuttavat sähkön kulutus ja kulutusjousto, saatavilla oleva sähkön tuotantokapasiteetti sekä sähkön siirto-yhteyksillä siirrettävissä oleva sähkö muilta markkina-alueilta. Tehotasapainoon liittyvää käyttöhetken aikaista säädettävän kapasiteetin riittävyyttä käsitellään reservien hankintaa käsittelevän luvun 4.3 yhteydessä.

Fingrid vastaa operatiivisessa käyttötilanteessa järjestelmän tehotasapainon hallinnasta, mutta ei vastaa sähkön riittävyydestä. Sähkön riittävyyteen liittyvästä energiapolitiikasta vastaa Suomessa työ- ja elinkeinoministeriö ja sähkön riittävyyden seurantavastuu on Energiavirastolla. Myös huoltovarmuuskeskuksesta on rooli energiahuollossa esimerkiksi varautumis- ja valmiussuunnitteluun ja energiahäyödykkeiden varmuusvarastointiin liittyen. Valtioneuvosto on asettanut sähkön riittävyydelle tavoitetason Energiaviraston valmisteleman esityksen perusteella.

Fingrid osallistuu vuosittain sähkön riittävyyden arviointiin tuleville kesä- ja talvikausille sekä keskipitkälle aikavälille ENTSO-E-yhteistyön kautta. Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyönä laaditaan vuosittain sähkönriittävyyssarviointi (European Resource Adequacy Assessment, ERAA), jolla on merkittävä rooli maiden sähkön toimitusvarmuuden arvioinnissa. ERAA:ssa arvioidaan Euroopan maiden kansallisesti asettamien sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasojen saavuttamista seuraavan kymmenen vuoden aikajänteellä. Sähkönriittävyyssarvioinnit perustuvat todennäköisyyspohjaiseen analyysiin, joka huomioi sekä kysyntään ja tuotantoon vaikuttavat sääolosuhteet että odotamattomat vikaantumiset tuotantolaitoksissa sekä siirtoyhteyksissä. ERAA:n tulokset hyväksyy EU:n energiaviranomaisten yhteistyövirasto ACER.

Sähkön riittävyyden ja tehovajeen laskenta

Sähkön riittävyyden määrittämiseen käytetään arvioinneissa seuraavia keskeisiä tunnuslukuja, joita käytetään myös sähkön riittävyyden tavoitetason määrittämiseen:

- Tehovajeen odotusarvo, tuntia vuodessa (eng. LOLE, Loss of Load Expected)
- Energiavajeen odotusarvo, megawattituntia vuodessa (eng. EENS, Expected Electricity Not Served)

Tehovajeen odotusarvo kertoo kuinka monta tuntia vuodessa sähkön markkinaehtoinen tarjonta ei riitä vastaamaan kulutukseen. Odotusarvo lasketaan keskiarvona erilaisten simuloitujen säävuosien ja keskeytysten yhdistelmistä. Energiavajeen odotusarvo kertoo kuinka paljon sähköenergiaa yhteensä jää keskimäärin toimittamatta näiden tuntien aikana.

4.2.1 Miltä sähkön riittävyys näyttää skenaarioissa vuonna 2035?

Taulukko 17 esittää sähkön riittävyyden tunnusluvut skenaarioissa vuonna 2035, jotka on laskettu käyttäen sääolosuhteiltaan suhteellisen keskimääräistä säävuotta (säävuosi 1999). Tunnusluvuissa ei oteta kantaa sähkön riittävyyteen vuosina 2022-2034, jolloin tilanne voi poiketa skenaarioista, esimerkiksi niin että tehovajeen odotusarvo on tulevana vuosina suurempi. Tunnusluvuista nähdään, että Sähköä tuotteiksi ja Voimaa läheltä -skenaarioissa sähkön riittävyyden suhteen ei nähdä esiintyvän haasteita. Näissä skenaarioissa sähkön riittävyyttä edistää muun muassa tuotannon hajauttaminen: vaihteleva tuotanto on monipuolista maatuuli-, merituuli- ja aurinkovoimaa, jotka kaiken lisäksi hajautuvat maantieteellisesti poikki Suomen, jolloin tuotannon vaihtelu uusiutuvilla on vähäisempää. Kotimaisesta tuotantokapasiteetista löytyy myös luotettavaa ja säädettävää ydin-, vesi- ja lämpövoimaa sekä rakennettavat siirtoyhteydet auttavat sähkön riittävyyden varmistamisessa.

Taulukko 17 Sähkön riittävyyden tunnusluvut skenaarioissa 2035, säävuosi 1999.

Sähkön riittävyyden tunnusluvut 2035	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Tehovajeen odotusarvo (h/a)	0	3	4	0
Energiavajeen odotusarvo (MWh/a)	0	7 000	12 000	0

Tuulella vetyä ja Merellä tuulee -skenaarioissa sähkön riittävyys nousee haasteeksi muutamina tunteina, jolloin esimerkiksi sähkön tuotantolaitoksia tai siirtoyhteyksiä on vikaantunut merkittävässä määrin ja kulutus on korkeaa. Molemissa skenaarioissa kulutuksen kasvu on valtavaa, mutta toisaalta järjestelmää tasapainottaa vetyputki-infrastruktuurin mahdollistama jousto. Tämä yksinään ei kuitenkaan riitä sähköjärjestelmän tasapainottamiseen vikatilanteissa, jotka ajoittuvat haastaviin ajankohtiin. Merellä tuulee -skenaariossa tekijänä on esimerkiksi tuulivoiman yksipuolinen maantieteellinen sijoittuminen Länsi-Suo-

meen, jolloin tuulivoiman tuotannon vaihtelut ovat suurempia kuin muissa skenaarioissa ja sähköjärjestelmän on vaikeampi vastata näihin vaihteluihin.

Tunnusluvut on laskettu käyttäen referenssinä historiallista säävuotta 1999, sillä se kuvastaa sääolosuhteitaan melko tyypillistä vuotta, sisältäen myös sähkön riittävyyttä koettelevia kylmiä jaksoja tammi-helmikuussa. Edellä mainitun mukaisesti sähkön riittävyys voi vaihdella myös sääolosuhteiden mukaan huomattavasti, etenkin yhä tuulivoimavaltaisemmassa järjestelmässä, jonka vuoksi kattavampaa sähkön riittävyyssanalyysia varten tulisi mallintaa useampi kymmenen säävuotta.

Tunnuslukujen laskemiseen on käytetty säävuoden lisäksi kymmentä erilaista simulaatiota voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantumisista. Tuulella vetyä ja Merellä tuulee -skenaarioiden pienestä marginaalista johtuen vikaantumiset aiheuttavat skenaarioissa sähkön riittävyyssongelmia, mitkä kaikista niukimmilla tunneilla johtavat energiavajeeseen. Sähköä tuotteiksi ja Voimaa läheltä -skenaarioissa marginaali vikaantumisille on huomattavasti suurempi, eivätkä ne siten aiheuta skenaarioissa haasteita sähkön riittävyydessä.

Tuloksia tulkitessa on huomioitava, että skenaarioissa luvussa 3.4. oletetut joustot ovat käytettävissä, eli niihin tarvittavat investoinnit ovat olleet kannattavia ja ne on tehty skenaarioissa vuoteen 2035 mennessä. Tulokset eivät kuitenkaan ota kantaa sähkön riittävyyteen ennen vuotta 2035, jolloin kaikki investoinnit eivät vielä ole tapahtuneet.

4.2.2 Sähkön riittävyyden kehittäminen sähkömarkkinoilla

Sähkön riittävyyteen liittyy monia periaatteellisia kysymyksiä. Yksinkertaistettuna sähköpulan riskiä pienentää parhaiten se, että keskimääräisesti tarjolla on ylikapasiteettia resursseista, jotka kykenevät tuotannon kasvattamiseen tai kulutuksen pienentämiseen. Tämä ylikapasiteetti taas toisaalta tarkoittaa kustannuksia, ja haasteena onkin löytää kustannustehokas sekä yhteiskunnallisesti hyväksyttävä tasapaino sähköpulariskin ja ylikapasiteetin välillä. Erilaiset sähkön käyttäjät vaativat erilaista sähkön saatavuutta ja sähkön riittävyydellä ja kokonaishinnalla on eri osapuolille erilainen merkitys. Sähkön riittävyyden näkökulmasta on olennaista arvioida: ovatko hintavaihtelu sekä mahdollisesti ajoittain syntyvät korkeat hintapiikit riittävä keino synnyttämään kustannustehokkaasti tarvittavat investoinnit kapasiteettiin, jolla sähkön riittävyys voidaan taata? Oma kysymyksensä on myös se, mitä ylipäänsä ovat ne kustannustehokkaimmat teknologiat, jotka takaavat sähkön riittävyyden hiilineutraalissa yhteiskunnassa. Sähkön riittävyydessä tulee myös huomioida huoltovarmuusköykömmat, esimerkiksi ratkaisut mahdollisten polttoaineiden varmuusvarastointiin liittyen.

Nykyinen energiaperusteinen sähkömarkkina tuottaa investointisignaleja, joiden perustana on myydyn energian hinta. Investointeja tehdään siis energian odotetun hinnan perusteella. Järjestelmässä myös rajasiirtoyhteyksien kehittämisellä ja ylläpidolla on suuri merkitys, sillä niiden avulla sähköä voidaan siirtää ylijäämäalueelta alueille, jossa sähköteholle on tarvetta. On oletettavaa, että energiaperusteiseen sähkökauppaan perustuvalla sähkömarkkinalla tarvittavat investoinnit tuotantoon, varastoihin ja kulutusjoustoön tapahtuvat markkinaehtoisesti pitkällä aikavälillä, kun kysyntä ja tarjonta toimivilla markkinoilla tasapainottavat itse itsensä oikeiden hintasignaalien seurauksena. Haasteena kuitenkin on mahdollinen hitaus käsillä olevassa murroksessa, mikä voi aiheuttaa ongelmia sähkön riittävyydessä lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä. Investointien kannattavuus on monen epävarman muuttujan summa, eikä investoijalla välttämättä ole tarpeeksi näkyvyyttä siihen, millaiset ansaintamah-

dollisuudet uudella kapasiteetilla on tulevaisuuden energiajärjestelmässä, jolloin investointien teko voi hidastua. Tällöin voidaan päätyä tilanteeseen, joissa vasta pitkä niukkuus sähköstä tai sähköpulatilanteet laukaisevat investoinnit. Puhtaan energiaperusteisen sähkömarkkinamallin toiminnan suhteen avainasemassa on, kuinka paljon yhteiskuntana luotamme energiaperusteisen markkinamekanismin toimintaan ja toisaalta, kuinka paljon siedämme riskiä mahdollisesti kiristyvistä marginaaleista ja tehopulatilanteista.

Energiaperusteisen markkinan rinnalla **kapasiteettimekanismi** voidaan nähdä yhtenä keinona kehittää tehon riittävyyttä. Kapasiteettimekanismi on yleiskäsite järjestelyille, jossa maksetaan korvausta siitä, että kapasiteetti on käytettävissä tarvittaessa. Kapasiteettimekanismi ei sinällään ota kantaa tekniikkaan, joka mahdollistaa tarvittavan tehon, vaan kapasiteettimekanismin voi lukeutua sähkön tuotantoa, kyky leikata sähkön kulutusta sekä sähkövarastoja.

Kapasiteettimekanismia, jossa tehokorvausta saava laitos ei voi osallistua muille sähkömarkkinapaikoille, kutsutaan **strategiseksi reserviksi**. Strategisen reservin etuna voi pitää sen vähäistä vaikutusta muuhun sähkömarkkinaan. Esimerkiksi Suomessa strategisena reservinä toimii ns. tehoreservi, jonka kustannukset olivat 10,7 miljoonaa euroa vuonna 2021²⁹. Strateginen reservi turvaa sähkön riittävyyttä tilanteissa, joissa sähkön markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan sähkön kulutusta. Strategisen reservin ajatuksena on, että sitä tarvitaan niin harvoin, että kyseiselle kapasiteetille ei ole tarvetta eikä näin ollen kannattavuutta ”normaalissa” markkinatilanteessa, mutta harvoin esiintyvissä niukkuustilanteissa kyseinen kapasiteetti otetaan käyttöön. Nykyisin Suomessa käytössä olevan strategisen reservin eli tehoreservin toimivuutta tulee tarkastella muuttuvassa toimintaympäristössä. Tulevaisuudessa sään mukaan vaihtelevan tuotannon kasvun myötä on mahdollista, että niukkuustilanteet voivat kestää pidempään, ja käyttötunteja kapasiteetille voi mahdollisesti tulla enemmän.

Kapasiteettimarkkinoilla kapasiteetille maksetaan erillistä korvausta, mutta poiketen strategisesta reservistä kapasiteettikorvausta saava kapasiteetti voi osallistua myös energiaperusteisille sähkömarkkinoille ja saa näin korvausta myös myymästään energiasta. Riippuen kapasiteettimarkkinan järjestämistavasta, kapasiteettitarjouksia voivat jättää jo olemassa oleva kapasiteetti sekä uusi kapasiteetti, jolloin kapasiteettikorvauksella voi olla vaikutusta uuteen kapasiteettiin tehtäviin investointeihin. Kapasiteettimarkkinan kokonaiskustannukset riippuvat korvausta saavan kapasiteetin kokonaismäärästä, hankinnan järjestämistavasta, teknologiasta sekä siitä, saako korvausta jo olemassa oleva kapasiteetti vai onko kyseessä investointi uuteen kapasiteettiin. Kapasiteettimarkkina on tyypillisesti mittakaavaltaan laajempi ratkaisu kuin esimerkiksi strateginen reservi, ja siten sen kokonaiskustannukset ovat tyypillisesti korkeampia.

Kapasiteettimekanismien soveltamisesta säädetään EU:n sähkön sisämarkkina-asetuksessa, jonka mukaan kapasiteettimekanismin soveltamiseksi jäsenvaltiolla tulee olla näyttöä huolenaiheista tehon riittävyyden suhteen. Mahdolliset huolenaiheet osoitetaan eurooppalaisella sähkönriittävyysarvioinnilla (ERAA), jonka tuloksia verrataan jäsenvaltion asettamaan toimitusvarmuuden tavoitetasoon³⁰. Tarvittaessa sähkön riittävyysarviointia voi täydentää myös kansallisella sähkönriittävyysarvioinnilla. Mikäli riittävyysarvioinneissa ei päästä asetettuun toimitusvarmuuden tavoitetasoon, voi jäsenvaltio soveltaa kapasiteettimekanismia.³¹ Ensijaisena kapasiteettimenetelmänä tulee soveltaa stra-

²⁹ <https://energiavirasto.fi/-/sahkon-toimitusvarmuus-turvataan-600-megawatin-tehoreservilla-tarjouskilpailu-kaynnissa>

³⁰ Suomessa on asetettu luotettavuusstandardi, jonka mukaan Suomen sähköjärjestelmän tehovajeen odotusarvo saa olla enintään 2,1 tuntia vuodessa ja energiavajeen odotusarvo enintään 1100 megawattituntia vuodessa. Lähde Valtioneuvoston päätös sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasoksi (luotettavuusstandardi).

TEM/2022/36. ja Energiaviraston ehdotus asetuksen (EU) 2019/943 mukaiseksi luotettavuusstandardiksi. 214/040000/2022.

³¹ Euroopan Parlamentin ja Neuvoston asetukset (EU) 2019/943

teigista reserviä, toissijaisesti sähkön tuotanto- tai kulutusjoustokapasiteettia voi hankkia kapasiteettimarkkinoilta. Molempia edellä mainittuja toimintamalleja on käytössä eri puolella maailmaa, myös EU:n jäsenvaltioissa.

Oleellinen haaste kapasiteettimekanismeihin liittyen on mekanismin toimitaan liittyvien ehtojen ja periaatteiden määrittely sekä mekanismin oikea mitoitus. Ylimitoitus voi johtaa siihen, että kapasiteettikorvausta maksetaan turhaan, jolloin syntyy ylikapasiteettia, mikä aiheuttaa turhia kustannuksia yhteiskunnalle. Sähkön ollessa yhteiskunnallisesti tärkeä välttämättömyyshyödyke kysymys energia- ja kapasiteettimarkkinan välillä on myös siitä, millaista riskiä sähkömarkkinoiden markkinatoimijat ja toisaalta myös yhteiskunta sietää.

Mitä haasteita näette skenaarioissa sähkötehon riittävyyden näkökulmasta?

Millä ratkaisulla tulisi mielestänne ratkaista sähkötehon riittävyyteen liittyviä haasteita?

4.3 Kulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen ja reservimarkkinat

Sähköjärjestelmässä sähkön tuotannon ja kulutuksen pitää olla tasapainossa joka hetki. Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska muodostavat pohjoismaisen yhteiskäyttöalueen, jonka nimellistaajuus on 50,0 Hz. Jos pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä on enemmän tuotantoa kuin kulutusta, taajuus nousee koko järjestelmässä yli 50,0 Hz:iin. Jos taas kulutusta on enemmän kuin tuotantoa, taajuus laskee alle 50,0 Hz:iin. Sähköjärjestelmän tasapainottamisen tehtävänjako kantaverkkoyhtiöiden ja markkinatoimijoiden välillä on siten, että markkinatomijat pyrkivät tasapainottamaan myyntinsä ja ostonsa tuotantoonsa ja kulutukseensa nähdessä taseselvitysajaksolla, joka on nykyisin yksi tunti, mutta muuttumassa lähitulevaisuudessa 15 minuuttiin. Taseselvitysjakson aikana todellinen tuotanto ja kulutus kuitenkin voivat vaihdella, ja kantaverkkoyhtiöt hoitavat kulutuksen ja tuotannon tasapainottamisen reservien avulla. Reservien hankkimiseksi kantaverkkoyhtiöt ylläpitävät markkinapaikkoja, joihin reservitoimittajat voivat tarjota joustokkyisiä resurssejaan. Reservejä voivat tarjota sähkön tuotanto ja kulutus sekä sähkövarastot. Suomessa käytössä olevat reservituotteet on esitetty kuvassa 17.

Kuva 17 Suomessa käytössä olevat reservituotteet ja niiden nykyiset hankintatarpeet.

					
	Nopea taajuusreservi, Suomi 18 %, Pohjoismaissa yht. 0–300 MW (arvio)	Taajuusohjattu häiriöreservi, Suomi ~300 MW, Pohjoismaissa yht. 1 450 MW (ylös) ja 1 400 MW (alas)	Taajuusohjattu käyttöreservi, Suomi ~120 MW, Pohjoismaissa yht. 600 MW	Automaattinen taajuus- den palautusreservi, Suomi 60–80 MW Pohjoismaissa yht. 300–400 MW	Säätösähkö- ja säätö- kapasiteettimarkkinat, Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe
AKTIVOINTI	Suurissa taajuus- poikkeamissa, hankitaan pienen inertian tilanteissa	Suuremmissa taajuus- poikkeamissa, tarvitaan korvaamaan nopeasti sähköjärjestel- mästä häiriön myötä irronnut tuotanto tai kulutus	Käytössä jatkuvasti, tasoittaa normaaleja kulutuksen ja tuotannon vaihteluja	Käytössä kohdistetuilla tunneilla, vapauttaa taajuus- ohjattuja reservejä	Tarvittaessa, Paikkaa isompia muu- toksia sähkön tuotan- nossa tai kulutuksessa ja vapauttaa nopeammin aktivoituneita reservejä
NOPEUS	 Sekunnissa	 Sekunneissa	 Kolmessa minuutissa	 Viidessä minuutissa	 Vartissa (lyhennee Euroop- palaisen harmonisoinnin myötä 12,5 minuuttiin)

Tänä päivänä reservejä tarjoavat teknologiat ovat vesivoima, lämpövoima, tuulivoima, kulutus ja sähkövarastot. Vesivoiman osuus vuonna 2021 on edelleen merkittävä kaikissa muissa reserveissä lukuun ottamatta nopeaa taajuusreserviä, joka vaatii hyvin nopean aktivoitumisajan. Viime aikoina sähkövarastojen osuus taajuusohjatuista reserveistä on ollut kasvussa. Tuulivoiman osallistuminen eri reservimarkkinoille on vielä toistaiseksi hyvin vähäistä, vaikka se teknisten ominaisuuksiensa puolesta voisi osallistua kaikille reservimarkkinapaikoille. Erityisesti alassäättö tuotteet olisivat luontaisia reservituotteita tuulivoimalle. Ydinvoima ei perinteisesti ole osallistunut Suomessa reservimarkkinoille, vaikka teknisiltä ominaisuuksiltaan se voisi soveltua useimpiin reservituotteisiin. Tarkempaa tietoa nykyisistä eri teknologioiden osuuksista reservituotteissa löytyy Fingridin julkaisemasta reservimarkkinoiden tarjontaa ja hankintaa kuvaavasta raportista.³²

Tämän vision skenaarioiden mallinnus on perustunut vuorokausi- ja päivänsäisiin markkinoihin ja niiden kautta syntyviin investointeihin, eikä reservimarkkinoita ole erikseen mallinnettu. Skenaariot haastavat kuitenkin pohtimaan, muuttuuko reservien tarve skenaarioiden kuvaamassa tulevaisuudessa ja mistä tulevaisuuden reservit saadaan.

Vaikka tarvittavaa reservien määrää on haastava ennustaa, on oletettavissa, että reservien tarve tulee jonkin verran kasvamaan energiamurroksen myötä. Perinteisesti taseselvitysjakson sisällä tapahtuva tasapainoitus on pääosin liittynyt kulutuksen satunnaiseen vaihteluun, mutta vaihtelevan tuotannon osuuden kasvaessa yhä isompi osa myös tuotannosta vaihtelee satunnaisesti sään mukaan. Tämä lisää taajuudenpalautusreservien tarvetta. Odotettavaa on, että tarve kasvaa erityisesti automaattisessa taajuudenpalautusreservissä (aFRR, Automatic Frequency Restoration Reserve), jonka avulla voidaan säätää 15 minuutin tasejakson sisällä tapahtuvia muutoksia.

Toisaalta esimerkiksi 15 minuutin taseselvitysjaksoon siirtymisen odotetaan kannustavan toimijoita tulevaisuudessa tarkempaan tasehallintaan, mikä hillitsee reservien tarpeen kasvua. Toimijoiden omalla tasehallinnalla ja esimer-

kiksi tuotannon ja kulutuksen hyvällä ennustamisella on vaikutusta siihen, kuinka paljon kantaverkkoyhtiön tarvitsee tasapainottaa tuotantoa ja kulutusta reaaliajassa.

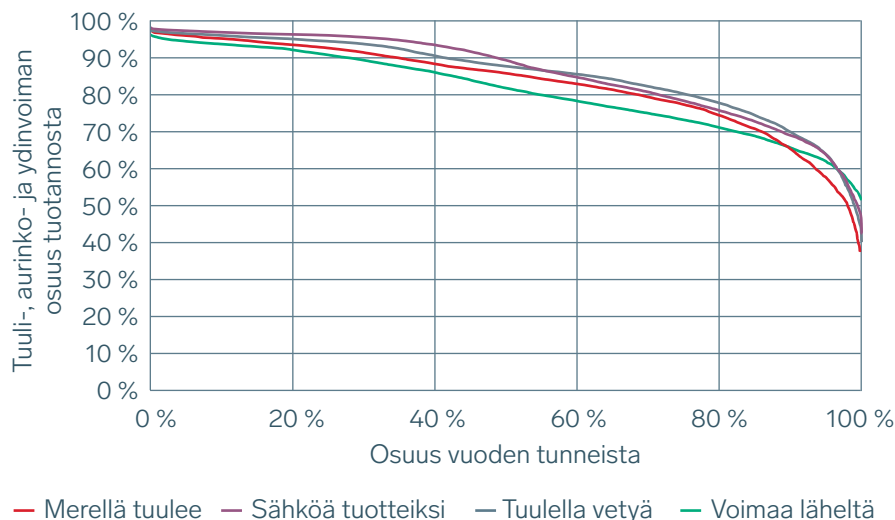
Taajuusohjatun häiriöreservin (FCR-D, Frequency Containment Reserve-Disturbance) sekä taajuusohjatun käyttöreservin (FCR-N, Frequency Containment Reserve-Normal) osalta tulevaisuuden tarpeiden ei odoteta kasvavan. FCR-D:n mitoitus on yhteydessä pohjoismaisen sähköjärjestelmän mitoittavaan yksittäiseen ali- ja ylitaaajuuspuolen vikaan, joiden suuruuden ei oleteta kasvavan nykyisistä. FCR-N:n tarve taas voi tulevaisuudessa jopa hieman pienentyä, koska jatkossa kulutuksen ja tuotannon normaalia vaihtelua tasapainotetaan entistä enemmän automaattisella taajuudenpalautusreservillä.

Nopean taajuusreservin (FFR, Fast Frequency Reserve) tarve on yhteydessä pohjoismaisen sähköjärjestelmän pyörivän massan eli inertian määrään. Toisaalta, jos tilanteet, joissa inertian määrä pienenee lisääntyvät merkittävästi, voi tulevaisuudessa olla tarve miettiä myös muita keinoja kuin FFR reservin lisähankinta taajuudenhallinnan tarpeisiin. Inertiaa ja energiamurroksen vaikutuksesta taajuudenhallintaan käsitellään tarkemmin luvussa 4.6.

Skenaarioiden kuvaamassa tulevaisuudessa lämpövoiman määrä pienenee ja vesivoiman tuotantokapasiteetin ei oleteta kasvavan Suomessa. Perinteistä ydinvoimaa on mukana kaikissa skenaarioissa ja tuulivoima kasvaa merkittäväksi sähköntuotantomuodoksi. Kasvavan reservitarpeen kattamiseksi olisi tärkeää selvittää ydinvoiman, tuulivoiman ja aurinkovoiman mahdollisuuksia osallistua nykyistä laajemmin reservimarkkinoille. Kuten kuvasta 18 nähdään, eri skenaarioissa on runsaasti käyttötilanteita, joissa hyvin merkittävä osa sähköstä tuotetaan ydin-, aurinko- ja tuulivoimalla. Erityisesti tilanteissa, joissa sähkön tuotanto Suomessa on lähes pelkästään ydin- ja tuulivoimaa, näiden tuotantomuotojen osallistuminen reservimarkkinoille on välttämätöntä.

³² <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/raportti-reservimarkkinoiden-tarjonnasta-ja-hankinnasta-teknologioittain-on-julkaistu/>

Kuva 18 Tuuli-, aurinko ja ydinvoiman osuus Suomen kokonaistuotannosta vuoden 2035 skenaarioissa.



Skenaarioissa myös kulutuksella ja sen joustavuudella on iso rooli. Sähkön kulutuksen oletetaan osallistuvan reservimarkkinoille kuten tänäkin päivänä. Erityisesti Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa elektrolyysereiden rooli on merkittävä. Onkin tärkeä selvittää, millaiset mahdollisuudet elektrolyysereillä on osallistua reservimarkkinoille. Alla on esitelty erilaisia pohdintoja reservimarkkinoiden kehittämiseen liittyen.

Reservituotteesta reservilähteeksi: Mahdollisimman laajan tarjonnan saamiseksi ja uusien reservitoimijoiden aktivoimiseksi on tärkeää, että reservimarkkinoille osallistuminen on helppoa ja yksinkertaista. Nykyisin reservimarkkinat koostuvat useasta eri markkinapaikasta, joista reservitoimittaja voi valita itselleen sopivimmat tuotteet ja markkinat, jonne tarjota omaa reserviresurssiaan. Todellisuudessa sama reserviresurssi kuitenkin voisi sopia useampaan reservituotteeseen.

seen. Tulisiko reservimarkkinoita kehittää siten, että reservitoimittaja voi jättää vaihtoehtoisia eri reservituotteita koskevia tarjouksia samasta resurssistaan?

Reservien varmistamisen ajankohta: Nykyisin osa reservikapasiteetista hankitaan pääsääntöisesti tuntimarkkinoilta edeltävänä päivänä joko ennen tai jälkeen vuorokausimarkkinoiden kaupankäynnin. Tulevaisuudessa voi tulla harkittavaksi suuremman reservikapasiteetin osuuden varmistaminen ennen vuorokausimarkkinoiden kaupankäyntiä, jotta käyttövarmuutta pystytään ylläpitämään. Tämä kuitenkin tarkoittaa, ettei jousto ole käytössä vuorokausimarkkinoilla tai päivänsisäisillä markkinoilla.

Sopimusjaksot: Reservimarkkinoille osallistuminen vaatii erityisesti uusilta toimijoilta investointeja eivätkä nykyiset tuntimarkkinat välttämättä takaa riittävää näkyvyyttä investointien toteutumiseksi. Tulisiko reservikapasiteettia hankkia nykyisten tuntimarkkinoiden rinnalla pidempiaikaisilla sopimuksilla, esimerkiksi nykyisin taajuusohjattujen reservien (FCR-N ja FCR-D) vuosimarkkinoilla käytössä olevalla mallilla, jossa hinta kiinnitetään pidempiaikaisesti ja reservitoimittajalla on lähellä toimitushetkeä optio myydä reservi Fingridille kiinnitetyllä hinnalla?

Millä toimenpiteillä voidaan lisätä tarjontaa reservimarkkinoilla?

Miten voidaan lisätä toimijoiden kiinnostusta osallistua lyhyen ajan säätöön?

Miten näette markkinatoimijoiden ja kantaverkkoyhtiön tehtävänjaon tehotasapainon hallinnassa tulevaisuudessa?

4.4 Suomen sisäisen siirtokapasiteetin riittävyys ja siirtotilanteiden hallinta

Sähköverkossa voidaan siirtää käyttövarmuuskriteerien mukainen, rajallinen määrä sähköä. Tätä kutsutaan siirtokapasiteetiksi. Käyttövarmuuskriteereillä tarkoitetaan ehtoja, joiden tulee täyttyä halutun käyttövarmuustason saavuttamiseksi. Käyttövarmuustasoon vaikuttavat Fingridin soveltamat mitoitusperiaatteet. Suomessa ja muissa Pohjoismaissa on yleisesti käytössä N-1-kriteeri, jonka mukaan järjestelmä kestää 400 kV ja 220 kV silmukoidussa verkossa tavanomaiset yksittäiset viat ja vikaantuneen komponentin irti kytkeytymisen ilman tuotannolle tai kulutukselle aiheutuvaa keskeytystä ja ilman seurannaisvaikutuksia. Harvinaisille vioille ja usean vian yhdistelmille sallitaan laajempia seurauksia. Siirtojenhallinnalla varmistetaan, että sähkön siirrot pysyvät määritettyjen siirtokapasiteettien rajoissa.

Normaalin käyttötilanteen lisäksi sähköverkon rakentaminen ja kunnossapito vaativat siirtokeskeytyksiä, joissa sähköverkon osa, kuten voimajohto tai tehomuuntaja, otetaan suunnitellusti pois käytöstä ennalta määräytyksi ajaksi. Suunnitellut siirtokeskeytykset voivat vaikuttaa sähköverkon siirtokapasiteettiin. Siirtokeskeytykset pyritään ajoittamaan ja suunnittelemaan siten, että niistä aiheutuu mahdollisimman vähän haittaa verkkoon liittyneille asiakkaille ja sähkömarkkinoille, ja niiden toteutus on mahdollisimman kustannustehokasta.

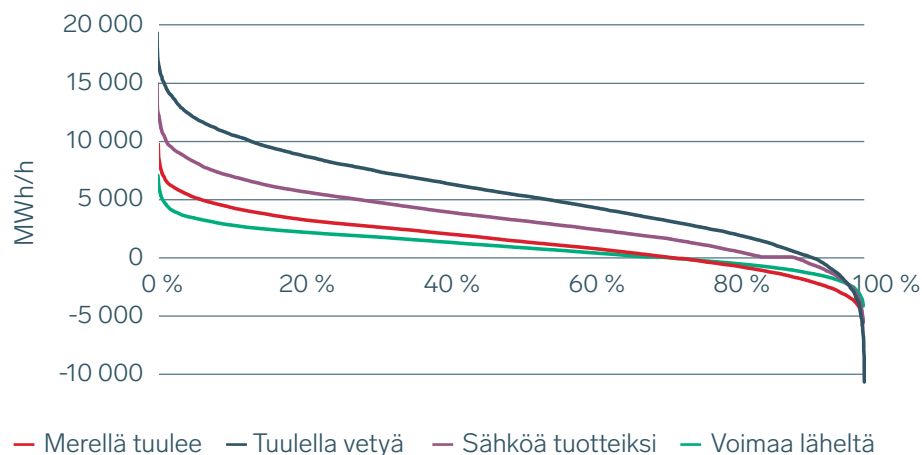
Sähkömarkkinalain mukaan kantaverkkoa on suunniteltava niin, että edellytykset yhtenäiseen tarjousalueeseen säilyvät. Jotta käyttövarmuuskriteerit täyttyvät myös tulevaisuudessa, tulee yhden tarjousalueen mahdollistaminen vaatimaan merkittävästi uusia verkkoinvestointeja, kun sähkön tuotanto ja kulutus kasvavat voimakkaasti. Lisäksi tuotannon ja kulutuksen maantieteellinen painopiste muuttuu. Kulutuksen ja tuotannon muutosten myötä uusia verkkoinvestointeja todennäköisesti tarvitaan myös erilaisiin paikallisiin tarpeisiin.

Siirtokapasiteetin näkökulmasta vision skenaarioista haastavimmat ovat Tuulella vetyä, Merellä tuulee ja Sähköä tuotteiksi -skenaariot. Tuulella vetyä -skenaariossa on suuri määrä uutta tuulivoimaa ja uutta kulutusta, sekä merkit-

tävän suuri pohjois-eteläsuuntainen siirtotarve, joka luo tarvetta verkon siirtokyvyn voimakkaalle kasvattamiselle. Merellä tuulee -skenaariossa tuotanto on keskittynyt länsirannikolle aiheuttaen suuren siirtotarpeen lännestä etelään ja pohjoisen suuntiin. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa vety tuotetaan lähellä kulutusta eikä keskitettyä vetyvarastointia tai vetyverkkoa tällöin synny. Mikäli sähkön tuotanto sijoittuu kauas P2X-laitoksista, siitä aiheutuu merkittävä sähköverkon vahvistustarve. Voimaa lähellä -skenaariossa sähkön tuotanto koostuu useista eri lähteistä, ja tässä skenaariossa tuotanto on painottunut lähelle Etelä-Suomen kulutusta vähentäen pohjois-eteläsuuntaista siirtotarvetta.

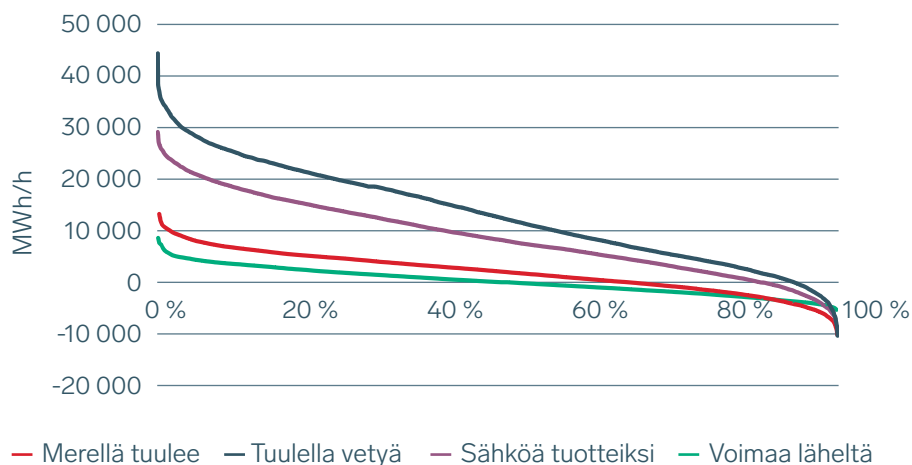
Kuvassa 19 esitetään sähkön siirtotarve Keski-Suomen poikkileikkauksessa vuonna 2035 ja kuvassa 20 esitetään vastaava tarve vuonna 2045. Luvut esitetään sähkön siirtotarpeena tilanteessa, jossa kaikki energiansiirto tapahtuisi sähkönä. Osa siirtotarpeesta voitaisiin myös kattaa vetynä, mikäli maan sisällä olisi vetyverkko ja elektrolyysarit olisivat sijoittuneet lähelle sähkön tuotantoa. Tällöin osa energiantarpeesta voidaan siirtää sähkön sijaan vetynä Keski-Suomen poikkileikkauksen yli. Siirtotarpeet kasvavat Tuulella vetyä -skenaariossa jopa 20 gigawattiin vuoteen 2035 mennessä ja yli 40 gigawattiin vuoteen 2045 mennessä, kun vuonna 2021 maksimisiirtotarve oli noin 3 GW. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa vastaavat siirtotarpeet olisivat 15 ja 30 GW. Merellä tuulee- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa siirtotarpeet olisivat oleellisesti pienemmät. Mikäli korkein (1 %) persenttiili siirroista (n. 100 tuntia vuodessa) voitaisiin kattaa muilla keinoin, siirtokapasiteetin tarve olisi vuonna 2035 noin 3-5 GW ja vuonna 2045 jopa 3-10 GW maksimisiirtotarvetta pienempi. Yhden gigawatin siirtokyvyn lisäys edellyttäisi Keski-Suomen poikkileikkauksessa noin 150 miljoonan euron investointeja ja Kemijoelta Uudellemaalle ulottuvan yhteyden tapauksessa noin 400 miljoonan euron investointeja. Korkeimmat 1 % siirtotilanteista lisäisi siten kantaverkon investointitarvetta pohjois-eteläsuunnassa noin 0,5-2 miljardilla eurolla vuonna 2035 riippuen yhteyksien pituudesta.

Kuva 19 Siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksen yli vuoden 2035 skenaarioissa, mikäli kaikki energia siirrettäisiin sähkönä. Kaikkien skenaarioiden pysyvyyskäyristä on havaittavissa käyrien huipukkuus.



Vaihtelevan, uusiutuvan tuotannon osuuden kasvaessa voimakkaasti ja toisaalta sähkön kulutusprofiilien muuttuessa sähköistymisen myötä, ennakoitavuus ja suunniteltujen keskeytysten aikatauluttaminen ja häiriöiden hallinta vaikeutuvat. Havainnollistaaksemme haasteita, tutkimme kantaverkon pääsiirtoleikkausten³³, eli Kemi-Oulujoen sekä Keski-Suomen poikkileikkauksen tapausta vikatilanteessa. Tarkastelun lähtötilanteena käytetään yhtä siirtotilannetta, joka kuvaa skenaarion mukaisen maksimaalisen pohjois-etelä-siirtotarpeen kuvan 19 mukaisesti. Yksittäisen siirtoyhteyden keskeytys- tai vikatilanteen merkitys pohjois-eteläsuuntaiselle siirtokapasiteetille pienenee, kun verkko muuttuu silmukoidummaksi ja rinnakkaisten siirtoyhteyksien määrä kasvaa. Samaan aikaan yhdelle sähköasemalle tulevien siirtoyhteyksien määrä kasvaa, jolloin aseman keskeytys- tai vikatilanne muodostuu hyvin merkittäväksi, ja vika voi aiheuttaa merkittävän siirtokapasiteetin rajoituksen. Mahdolliset useiden tuhansien

Kuva 20 Siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksen yli vuoden 2045 skenaarioissa, mikäli kaikki energia siirrettäisiin sähkönä.



megawattien siirtokapasiteetin rajoitukset ja käytönaikaiset siirtojenhallinnan toimenpiteet haastavat kantaverkkoa merkittävästi, joten kulutuksen ja tuotannon säätökyky on edellytys sähköjärjestelmän luotettavan toiminnan varmistamiseksi kustannustehokkaalla tavalla.

Fingrid tarkastelee myöhemmin visiotyön jatkona tarkemmin skenaariokohtaisia tarvittavia verkkoinvestointeja. Vaikka skenaariokohtaisia verkon vahvistustarpeita ei ole vielä tässä luonnosvaiheessa tarkasteltu, on hyvin todennäköistä, että verkkoinvestointien rinnalle tarvitaan myös muita keinoja. Näitä mahdollisia keinoja on käsitelty seuraavassa luvussa 4.5.

³³ Pääsiirtoleikkauksella tarkoitetaan sähkötekniisin perustein määriteltyä alueiden välisten siirtojohtojen leikkaavaa rajaa. Suomen kaksi pääsiirtoleikkausta ovat Kemi-Oulujoen poikkileikkaus (P0-leikkaus) ja Keski-Suomen poikkileikkaus (P1-leikkaus).

4.5 Keinoja siirtokapasiteetin riittävyyden varmistamiseksi verkkoinvestointien ohella

Suunnitellut verkkoinvestoinnit siirtojohtoihin, kompensointilaitteistoihin sekä Dynamic Line Rating -teknologiaan tulevat merkittävästi kasvattamaan verkon siirto- ja liityntäkapasiteettia tulevina vuosina ja vuosikymmeninä. Erittäin voimakas sähkön kysynnän ja tarjonnan kasvu kuitenkin haastaa Fingridin mahdollisuudet lisätä siirtokapasiteettia niin paljon ja niin nopeasti, että sillä voidaan kattaa kaikki nähtävissä olevat siirtotilanteet. Näin on erityisesti silloin, mikäli uusi sähköntuotanto ja uusi sähkönkulutus sijaitsevat kaukana toisistaan, ja niiden kasvu on voimakasta. Vuoden 2035 skenaarioiden perusteella näyttää selvältä, ettei korkean tuotannon ja kulutuksen kasvun skenaarioissa (Sähköä tuotteiksi, Tuulella vetyä, Merellä tuulee) siirtotarpeisiin voida kaikilta osin vastata ainoastaan verkkoinvestoinneilla ja vuoden 2045 skenaarioissa haasteet kasvavat entisestään. Mikäli verkon kehittäminen ei yrityksistä huolimatta pysy tuotannon ja kulutuksen kehittymisen vauhdissa ja verkkoon muodostuu rakenteellinen pullonkaula, voitaisiin joutua tilanteeseen, jossa Suomi jaettaisiin tarjousalueisiin käyttövarmuuden turvaamiseksi.

Verkkoinvestoinnit ja tarjousaluejako eivät kuitenkaan ole ainoita keinoja ratkaista siirtotarpeiden kasvusta aiheutuvia haasteita. On useita keinoja kannustaa kulutus-, tuotanto- ja varastoinvestointeja sijoittumaan järjestelmän kannalta optimaalisella tavalla tai joustamaan tilanteissa, joissa verkon siirto-kyky ylittyy. Toisaalta on tärkeää huomata, että sähkön tuotanto-, kulutus- ja varastoinvestointien sijoittumiseen vaikuttavat useat eri tekijät sähkön markkinahinnan ja siirtohinnan lisäksi. Oikein mitoitettut kannustimet mahdollistaisivat riittävän määrän siirtokapasiteetin riittävyyttä tukevia investointeja vaikuttamatta liikaa sellaisiin toimijoihin, joille verkon tarpeiden mukaan joustaminen olisi kallista tai hankalaa. Lisäksi, mikäli Suomeen rakennetaan sähköverkon lisäksi vetyverkko, on tärkeää, että markkina ohjaa molempien infrastruktuurien siirtoa yhteiskunnan kokonaisoptimin mukaisesti.

Verkkoinvestointien, kuten siirtojohtojen, laitteistojen ja teknisten ratkaisujen lisäksi siirtokapasiteetin riittävyyden ja kustannustehokkuuden varmistamiseksi on tunnistettu seuraavat keinot:

1. Ajojärjestyksen uudelleen määrittäminen³⁴ ja siihen tarvittavien resurssien varmistamiseen tähtäävät toimet
2. Tuotannon ja kulutuksen yhteissijoittumiseen kannustavat verkkomaksut
3. Sijaintipohjaiset verkkomaksut
4. Liittymismaksun merkityksen korostaminen
5. Joustavat liittymissopimukset
6. Tarjousaluejako

Suomen sisäisiä pullonkaulatilanteita voidaan ratkoa voimalaitosten, varastojen ja kulutuskohteiden **ajojärjestystä muuttamalla**. Ajojärjestyksen muuttaminen vuorokausimarkkinan ja päivän sisäisen markkinan jälkeen edellyttää, että tähän soveltuvia resursseja on saatavilla oikeissa kohdissa verkkoa. Nykyisin Fingrid voi muuttaa ajojärjestystä esimerkiksi tekemällä erikoissäättöjä tai tekemällä vastakauppaa tarjousaluerajojen yli. Resurssien saatavuutta voi kehittää esimerkiksi pitkillä hankintasopimuksilla. Parhaimmillaan tämä toisi verkon eri osiin merkittävästi sellaista joustoa, jolla voitaisiin vähentää suuren siirron tilanteita sekä ehkäistä tarvetta muodostaa tarjousalueita, ja jota voitaisiin hyödyntää myös keskeytys- ja erikoistilanteissa. Toisaalta mikäli merkittävä osa hankittavien resurssien tulovirrasta muodostuisi ajojärjestyksen muutokseen liittyvistä maksuista, ratkaisun kustannus saattaisi nousta korkeaksi, ja toisaalta mikäli ajojärjestyksen muutokseen liittyvät maksut vastaisivat vain pientä osuutta resurssien tulovirrasta, järjestely ei välttämättä merkittävästi vaikuttaisi inves-

³⁴ Suomenkielisessä terminologiassa ajojärjestyksen uudelleen määrittämisestä (redispatch) on usein yleisesti käytetty termiä vastakauppa. EU:n sähkön sisämarkkina-asetus 2019/943 kuitenkin määrittelee vastakaupan (countertrade) tarkoittamaan vain sellaista ajojärjestyksen muutosta, joka aiheutuu tarjousalueiden välillä tehtävästä energianvaihdosta pullonkaulatilanteiden hallitsemiseksi.

tointipäätöksiin. Lisäksi, jos vastakauppa olisi ainoa keino siirtojen hallintaan, vastakaupparessurssien tarve nousisi hyvin korkeaksi (jopa useita tuhansia megawatteja vuonna 2035).

Verkkomaksut voisivat kannustaa sijoittamaan tuotantoa ja kulutusta samaan liittymispisteeseen, mikäli nykyistä suurempi osuus maksusta kohdistuisi verkon nettomääräiseen käyttöön (anto- ja ottomaksu). Tällöin liityntöjen tarve ja verkossa siirrettävän energian määrä vähenisivät. Tämä voisi olla toimiva ratkaisu erityisesti vedyntuotannolle, mikäli EU:n lainsäädäntö määrää vedyntuotannon joka tapauksessa seuraamaan uusiutuvan energian tuotantoa tuntitasolla. Tulisi myös pohtia, voiko liittynnän nettotehoa rajoittaa, jos verkkoa ei olisi tällaisessa tapauksessa lähtökohtaisesti mitoitettu täydelle otolle/annolle.

Esimerkiksi Ruotsissa ja Iso-Britanniassa käytössä olevat **sijaintipohjaiset verkkomaksut** voisivat kannustaa vähentämään investoinneilla verkon pullonkauloja. Sijaintipohjaisten verkkomaksujen haasteena on usein niiden monimutkaisuus, heikko ennakoitavuus sekä se, että taloudellinen vaikutus kohdistuu myös verkkoon jo liittyneihin asiakkaisiin, vaikka sijaintia ei tällöin voi enää muuttaa. Lisäksi verkkomaksuilla tapahtuva kannustin lähtökohtaisesti pienentää siirtotarpeita ympäri vuoden, jolloin ne eivät vähennä siirron huipukkuutta.

Liittymismaksulla katetaan nykyisin vain liittynnästä aiheutuvat suorat kustannukset. Mikäli liittymismaksulla katettaisiin laajemmin myös liittymis- asemaa ympäröivän verkon investointeja, se kannustaisi liityntöihin, jotka eivät kasvata siirtotarpeita, kuten esimerkiksi liittämään sähkön kulutusta tuotantoylijäämäisille alueille tai päinvastoin. Tällainen menettely vähentäisi siirtotarpeita yleisesti, mutta ei kohdistuisi nimenomaisesti huippusiirtotilanteisiin.

Käyttövarmuustason säilyttäminen (varautuminen keskeytyksen aikaiseen vikatilanteeseen) 400 kV verkon suunnitellussa keskeytystilanteessa voi vaatia tuotannon rajoittamista ennakkoon tietyltä alueelta suunnitellun keskeytyksen ajaksi. Rajoittamisen lähtökohtana on toimijoiden tasapuolinen ja syrjimätön kohtelu eli rajoitus tulee kohdistaa toimijoille noudattaen pro rata -periaatetta. Mahdollinen näkökulma rajoituksiin voisi olla myös selvittää mahdollisuutta

joustaviin liittymissopimuksiin, joiden kautta toimija voi vaikuttaa verkkoliityntänsä käytettävyyteen. Joustavaa liittymissopimusta voisi soveltaa myös määräaikaisena, jossa toimijaa voidaan rajoittaa esim. alueen keskeytyksen aikana N-1 käyttövarmuuden turvaamiseksi, kunnes verkkovahvistus kyseiselle alueelle on valmistunut. Liittyjän näkökulmasta joustava liittymissopimus mahdollistaa aikaisemman verkkoon liittymisen.

Tarjousaluejako on ratkaisusta ainoa, joka ratkaisee ongelman siinäkin tapauksessa, että siirtotarpeiden kasvu on jo ylittänyt verkon siirtokyvyn eivätkä muut keinot enää auta. Järjestelmävision skenaarioissa vuodelle 2035 tehtyjen simulointien perusteella Suomen jakaminen kahdeksi tarjousalueeksi Keski-Suomen poikkileikkauksen mukaisesti aiheuttaisi verrattain maltillisia hintaeroja (hintaeron vuosikeskiarvo noin 0–2 EUR/MWh tai noin 0-5 % sähkön keskihintasta), mikäli siirtokapasiteetti olisi yleisesti riittävällä tasolla (hintaeroa 1-5 % ajasta). Jo verrattain pienellä tuntimäärällä aktivoituva rajoitus voisi vähentää pohjois-eteläsuuntaista verkon rakennustarvetta useiden tuhansien megawattien verran vuonna 2035 ja vielä enemmän vuonna 2045. Toisaalta tarjousaluejaon riskinä on markkinan pilkkoutuminen liian pieniin osiin, millä voisi olla vaikutusta esimerkiksi hintasuojaustuotteiden likviditeettiin ja reservimarkkinoihin. Tarjousaluejaon toteuttaminen pohjois-eteläsuunnassa ei myöskään pienentäisi siirtotarvetta länsi-itäsuunnassa tai päinvastoin.

Mitä menetelmiä voitaisiin käyttää verkkoinvestointien tukena siirtokapasiteetin riittävyyden takaamiseksi, jos verkon rakentaminen ja tekniset ratkaisut eivät yksinään riitä? Esim. tarjousaluejako, siirto- tai liittymismaksuilla tapahtuva ohjaus, jokin muu keino?

4.6 Sähköjärjestelmän tekninen toiminta

Sähköjärjestelmän tekninen toiminta perustuu vakaan taajuuden ja jännitteen ylläpitoon kaikissa siirto- ja käyttötilanteissa. Perinteisesti sähkö on tuotettu pääosin tahtikoneilla vesi- ja lämpövoimalaitoksissa, joissa turbiini pyörittää generaattorin roottoria tahdissa verkon kanssa. Näiden tahtikoneiden luontaiset ominaisuudet vastustavat taajuus- ja jännitemuutoksia.

Tuuli- ja aurinkovoimalat sen sijaan kytkeytyvät taajuusmuuttajien, eli suuntaajien kautta verkkoon. Näiden lisäksi myös HVDC-yhteydet ja akut syöttävät sähköä verkkoon suuntaajien kautta. Toisin kuin fyysisesti verkon tahtiin kytkeytyneet koneet, suuntaajat eivät luontaisesti vastusta taajuus- ja jännitemuutoksia, vaan niiden vaste sähköjärjestelmälle perustuu ohjelmoituihin ominaisuuksiin. Suuntaajilta vaaditaan nykyisellään joitain toiminnallisuksia, jotka ovat samankaltaisia tahtikoneiden kanssa, kuten esimerkiksi vikavirran syöttöä jännitekuopassa ja kyvykkyyttä jännitteensäätöön. Toiminta ei kuitenkaan vastaa täysin tahtikoneita, jolloin eroavaisuuksien takia suuntaajavaltaisen järjestelmän tekniset ominaisuudet tulevat eroamaan ainakin jossain määrin tahtikonevaltaisesta järjestelmästä.

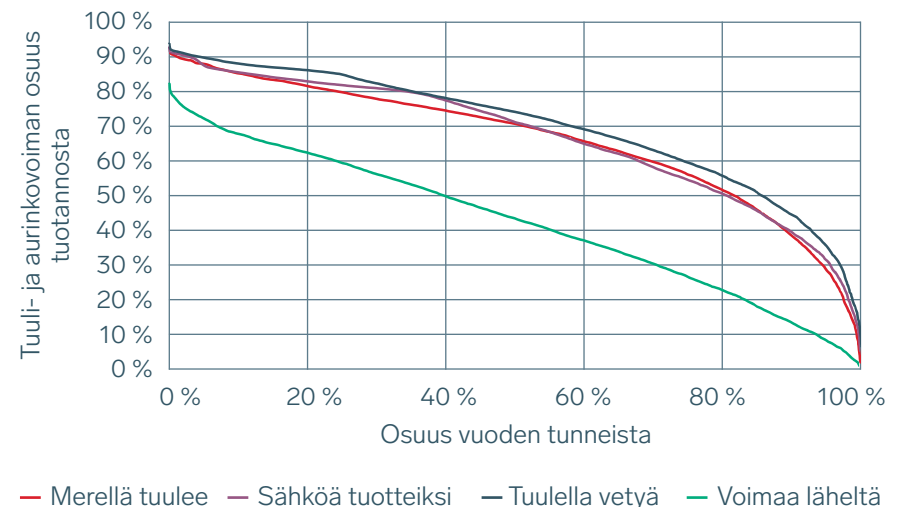
Muutos ei koske pelkästään sähkön tuotantoa vaan myös kulutusrakenne muuttuu tulevaisuudessa entistä suuntaajavaltaisemmaksi. Nykyisin useat kulutuslaitteistot on liitetty sähköjärjestelmään ilman suuntaajakytkettyä liittytälaitteistoa, mutta tulevaisuuden uudet suuret kuluttajat, kuten elektrolyysarit ja palvelinkeskukset kytkeytyvät sähköjärjestelmään suuntaajan avulla, jolloin kuormitus ottaa tehoa tasaisesti riippumatta sähköjärjestelmän vallitsevasta tilasta. Myös lämpöpumppujen ja sähköautojen yleistyminen lisää suuntaajakytketyn kulutuksen määrää.

Suuntaajakytkettyjen resurssien lisääntyminen vaikuttaa useisiin eri sähköjärjestelmän tekniisiin ominaisuuksiin: taajuusstabiilius, suuntaajalähtöinen stabiilius, jännitestabiilius, kulmastabiilius, resonanssistabiilius, sähkönlaatu ja suojausten toiminta. Osalle teknisistä ominaisuuksista ominaista on järjestel-

mätason mittakaava (pohjoismainen yhteiskäyttö- eli synkronialue), kun taas osa on paikallisia ilmiöitä.

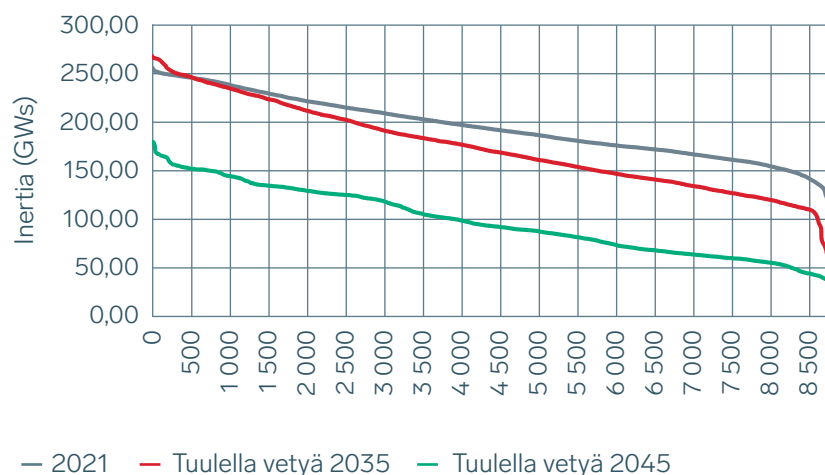
Nykyteknologian tuuli- ja aurinkovoimalat vaativat toimiakseen riittävän vahvan verkon eli riittävästi tahtikonetuotantoa, joka ylläpitää verkon taajuutta ja jännitettä. Energiamurroksen myötä on kuitenkin todennäköistä, että tahtikonevoimalaitoksien määrä vähenee samalla kun tuuli- ja aurinkovoimaloiden määrä kasvaa. Esitetyissä skenaarioluonnoksissa syntyy runsaasti tilanteita, joissa yhä suurempi osuus hetkellisestä tuotannosta on tuuli- ja aurinkovoimalla tuotettua, jolloin suuntaajakytketyn tuotannon määrä kasvaa merkittävästi verrattuna tahtikonetuotannon määrään. Kuva 21 esittää skenaarioissa tuuli- ja aurinkovoiman osuuden tuntikohtaisesta tuotannosta eri skenaarioissa.

Kuva 21 Tuuli- ja aurinkovoiman osuus tuotannosta skenaariossa vuonna 2035.



Taajuuden stabiiliuteen liittyvää pohjoismaisen synkronijärjestelmän inertiaa ja sen pysyvyyttä arvioitiin esimerkkinä Tuulella vetyä -skenaariossa, jonka oletetaan olevan tuotanto- ja kulutusrakenteensa vuoksi inertian kannalta haastavin skenaario. Inertialla tarkoitetaan vaihtosähköjärjestelmän yhteydessä pyöriviin massoihin varastoitunutta kineettistä energiaa, joka vastustaa välitöntä taajuusmuutosta. Kuvassa 22 Säävuoteen 1999 perustuvassa simulaatiossa saatuja inertian pysyvyysskäyriä vuosille 2035 ja 2045 on verrattu vuoden 2021 inertiatasoon.

Kuva 22 Pohjoismainen inertia Tuulella vetyä skenaariossa.



Kuvasta huomataan, että inertian määrä pienenee nykyisestä, mutta vuoden 2035 tarkastelussa pienen inertian tilanteita on simuloinnin mukaan vielä maltillisesti. Vuonna 2045 sitä vastoin Tuulella vetyä -skenaario tuottaa selkeästi alhaisemmat inertiatasot. Tähän vaikuttaa erityisesti skenaarion oletus ydinvoimakapasiteetin supistumisesta Ruotsissa (kaikki kapasiteetti pois käytöstä) ja Suomessa (vain Olkiluoto 3 käytössä) vuosien 2035 ja 2045 välillä. Inertian määrä vaikuttaa esimerkiksi suurimpaan sallittuun tehomuutokseen järjestelmässä, ja näin pienen inertian kohdalla eteen voi tulla tilanteita, joissa suurimpien tuotanto- tai kulutusyksiköiden tehoa voidaan joutua rajoittamaan. Tilannetta korjaamaan on otettu käyttöön muun muassa uusi reservityyppi FFR (Fast Frequency Reserve). Inertiaminimien pieneneminen kasvattaa taajuuden muutosnopeutta, jolloin taajuusstabiiliuden varmistamiseksi saatetaan tarvita myös muita ratkaisuja kuin FFR.

Pitkillä siirtojohtoilla tapahtuva sähkön siirto johtaa usein siihen, että verkon siirtokapasiteettia rajoittaa termisen kapasiteetin sijasta jännitestabiilius tai tehoheilahtelujen vaimentuminen. Suomen kantaverkossa käytetään sarjakompensointia Pohjois- ja Etelä-Suomen sekä Suomen ja Ruotsin välisillä pitkillä 400 kV siirtoyhteyksillä parantamaan jännite- ja kulmastabiiliutta. Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolinen siirtoverkko on voimakkaasti silmu-koitu ja johtopituudet ovat lyhyitä, minkä vuoksi sarjakompensointi ei ole toteutuskelpoinen vaihtoehto. Tilannetta heikentää tulevaisuudessa Etelä-Suomessa sijaitsevan lämpövoimatuotannon poistuminen, joka johtaa siirtojen kasvuun ja dynaamisen jännitetuen häviämiseen. Muutoksen mahdollistamiseksi Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolelle sekä pääkaupunkiseudulle tarvitaan merkittävä määrä jännitetukea, joka voidaan toteuttaa osittain staattisilla ja osittain dynaamisilla kompensointilaitteistoilla. Merkittävillä kulutuslaitteistoilla on vaikutusta sähköjärjestelmän stabiiliuteen ja tämän vuoksi näille laitteistoille asetettavia järjestelmätekniisiä vaatimuksia joudutaan myös arvioimaan uudestaan. Suuntaajakytketyltä tuotannolta vaadittu jännitetuki on merkittävässä roolissa, jotta riittävä siirtokapasiteetti saadaan varmistettua.

Suuntaajalähtöisestä stabiiliudesta voi tulevaisuudessa tulla rajoittava tekijä järjestelmän hetkellisen sallitun suuntaajakytketyn tuotannon osuudelle. Jotta suuntaajakytkettyä tuotantoa ei tarvitse teknisen toimivuuden näkökulman takia rajoittaa, tarvitaan uusia ratkaisuja, joilla voidaan taata myös järjestelmän tekninen toimivuus. Alla on esitelty erilaisia periaatteellisia ratkaisukeinoja, joilla voidaan varmistaa suuntaajavaltaisen järjestelmän tekninen toiminta. Toden- näköistä on, että kaikkia alla olevia ratkaisuja tarvitaan, eivätkä ne ole toisiaan poissulkevia.

Järjestelmän toimintaa voi tukea monenlaisilla **verkkoon rakennettavilla teknisillä ratkaisuilla**. Verkkoon voi esimerkiksi rakentaa isoja tahtimootoreita tukemaan verkkoa, tällainen synkronikompensoattori on esimerkiksi suunnit- teilla Jylkän sähköasemalle alueelle, jonne on keskittynyt erittäin paljon tuuli- voimaloita. Jännitetukeen voidaan vaikuttaa loistehon kompensointilaitteilla tai kondensaattoriparistoilla. Tämä vaihtoehto tarkoittaa periaatteellisesti Fingridin tekemiä investointeja verkkoon.

Verkon teknisen toiminnan mahdollistavien palvelujen hankintaa voi järjestää myös **markkinaehtoisten menetelmien kautta**. Esimerkiksi nykyisin käytössä oleva reservituote FFR on yksi esimerkki markkinoilta hankittavasta palvelusta. Järjestelmän teknisen toimivuuden takaamiseksi hankittavat järjestelmäpal- velut todennäköisesti tarkoittaisivat uusia reservituotteita, markkinapaikkoja ja sopimusmuotoja. Ratkaisuja pohdittaessa, on kuitenkin tärkeä huomioida, että kaikissa tapauksissa uuden markkinapaikan perustaminen ei välttämättä ole tehokkain keino. Esimerkiksi hyvin paikalliset, liian harvoin toteutuvat tai vain harvoja toimijoita koskevat asiat voi olla perusteltua hoitaa muiden keinojen avulla.

Kolmas tapa ratkaista ongelmaa on uusien suuntaajakytkettyjen **liityntöjen teknisten vaatimusten laajentaminen**. Suuntaajilta vaaditaan nykyisellään joitain tahtikoneita vastaavia toiminnallisuuksia, kuten esimerkiksi vikavirran syöttöä jännitekuopassa ja kyvykkyyttä jännitteensäätöön. Suuntaajavaltaisessa järjes- telmässä suuntaajakytkettyjen voimalaitoksien tulee kyetä esimerkiksi myös luomaan jännitettä verkkoon ilman tahtikoneiden tuottamaa referenssiä.

Fingrid on käynnistänyt yhdessä Ruotsin, Norjan ja Tanskan kantaverkkoyh- tiöiden kanssa vuoden 2022 alussa hankkeen, jonka tavoitteena on tunnistaa suuntaajavaltaisen järjestelmän vaatimat muutostarpeet sähköjärjestelmän suunnitteluun, käyttöön ja teknisiin vaatimuksiin sekä luoda tiekartta skenaarioiden mukaisten tulevaisuuksien mahdollistamiseksi järjestelmän teknisen toimivuuden näkökulmasta.

Mitä mahdollisia ongelmia tai ratkaisuja näette skenaarioiden mukaisessa tulevaisuudessa sähköjärjestelmän tekniseen toimintaa liittyen.

Mitä yllä esitetystä ratkaisusta pidätte erityisen tavoiteltavana tai toisaalta haastavana, miksi?

5 Palautteen antaminen

Toivomme palautetta sidosryhmiltä yllä esitettyihin luonnoksiin sähköjärjestelmävisiotyön pohjana käytettävistä skenaarioista sekä sähkömarkkinoita ja järjestelmää koskevista aiheista. Skenaariot viimeistellään sidosryhmäpalautteen pohjalta.

Avoimen palautteen lisäksi toivomme sidosryhmien pohtivan seuraavia kysymyksiä:

Skenaarioiden sisältöön liittyvät kysymykset

- Ovatko skenaarioiden kuvaukset realistisia, riittävän erilaisia ja riittävän haastavia?
- Onko skenaarioissa liikaa tai liian vähän jotain sähköntuotantomuotoa?
- Onko jokin kulutuksen kasvun lähde epäuskottava, puuttuuko joku?
- Ovatko oletukset sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen hyödynnettävistä joustoista perusteltuja ja uskottavia? Tunnistatteko muita jouston lähteitä? Mitkä tekijät ohjaisivat tehokkaimmin synnyttämään joustoa sähköjärjestelmän tarpeisiin?
- Ovatko skenaarioiden taustalla olevat yleiset oletukset mielestänne perusteltuja?

Sähkömarkkinoiden ja -järjestelmän toimintaan liittyvät kysymykset

- Millaiset yhteiseurooppalaiset sähkömarkkinarakenteet (esimerkiksi finanssimarkkinat, fyysiset markkinat ja reservimarkkinat) edistävät Suomen kilpailukykyä energiamurroksessa? Pitäisikö sähkömarkkinoiden sääntöjä muuttaa, ja jos, niin miten?
- Mitä haasteita näette skenaarioissa sähkötehon riittävyyden näkökulmasta? Mistä saadaan sähköä, kun ei tuule? Mitä ratkaisuja tulisi toteuttaa sähkötehon riittävyyteen liittyen?

- Mitä menetelmiä voitaisiin käyttää verkkoinvestointien tukena siirtokapasiteetin riittävyyden takaamiseksi, jos verkon rakentaminen ja tekniset ratkaisut eivät yksinään riitä? Esim. tarjousaluejako, siirto- tai liittymismaksuilla tapahtuva ohjaus, jokin muu keino?
- Millä toimenpiteillä voidaan lisätä tarjontaa reservimarkkinoilla? Miten näette markkinatoimijoiden ja kantaverkkoyhtiön tehtävänjaon tehotasapainon hallinnassa tulevaisuudessa?
- Mitä mahdollisia ongelmia ja ratkaisuja näette skenaarioiden mukaisessa tulevaisuudessa sähköjärjestelmän tekniseen toimintaa liittyen?

Vapaamuotoisen palautteen voi lähettää sähköpostilla osoitteeseen strateginen.verkkosuunnittelu@fingrid.fi. Lähetäthän palautteesi viimeistään 15.9.2022 mennessä.

Palautteista tullaan tekemään julkaistava yhteenveto, ja palautteita tullaan käsittelemään myöhemmin julkaistavassa sähköjärjestelmävisiion loppuraportissa. Lisäksi palautteita tullaan käsittelemään Gasgrid Finlandin kanssa vetytalouden vaikutuksia käsittelevässä yhteistyöhankkeessa. Ilmoitattehan selkeästi palautteen yhteydessä, jos palautettanne ei saa jakaa Gasgrid Finland Oy:lle. Yksittäisten vastaajien palautteita ei julkaista.

Liite 1. Skenaarioiden mallinnus

Skenaarioiden mallinnuksessa tavoitteena on ennakoida, miten nykyisenkaltaiset sähkön tukkumarkkinat toimisivat ja millaisia investointeja tehtäisiin markkinaehtoisesti sähkön ja vedyn tuotantoon, mikäli toimintaympäristö kehittyisi skenaariossa kuvatulla tavalla. Tuotantokapasiteetit ja -määrät on määritetty siten, että tuuli- ja aurinkovoimaan, elektrolyysereihin ja vetyvarastoihin kohdistuvien uusinvestointien tukkumarkkinoilta saama käyttökate kattaisi tasoitettujen investointikustannukset sekä pääoman tuottovaatimuksen (oletettu reaalisesti 5 %) joko tukkumarkkinoiden (energy-only) tai PPA-sopimusten kautta. Muita markkinapaikkoja ei mallinnuksessa ole huomioitu tietyin poikkeuksin³⁵. Oletukset uusien voimalaitosinvestointien investointikustannuksista sekä käyttö- että kunnossapitokustannuksista perustuvat pääosin TYNDP2022-skenaarioihin, ja

ne on kuvattu taulukossa 18. Joissain skenaarioissa TYNDP-luvuista on poikettu, kun on haluttu skenaarion mahdollistavan tietty kehityskulku. Esimerkiksi

- Investointeja maatuulivoimaan on rajoitettu Merellä tuulee -ja Voimaa läheltä -skenaarioissa, jotta saadaan kuvattua maatuulivoimavaltaiselle järjestelmälle vaihtoehtoisia kehityskulkuja.
- Sähköä tuotteiksi -skenaariossa kustannusoletusten perusteella kannattavia vetyvarastoinvestointeja ei kaikilta osin ole toteutettu, jotta vedyntuotanto skenaariossa olisi vähemmän joustavaa.
- Voimaa läheltä -skenaariossa oletettiin hyvin aggressiivinen kustannusale-nema SMR-ydinvoimalaitoksille, jotta ne saatiin kaupallisesti kannattaviksi.

Taulukko 18 Oletukset uusien voimalaitosinvestointien tuotantokustannuksista Suomessa vuonna 2035. Vaihteluväli annettu eri skenaarioiden suhteen. SMR-ydinvoima on käytettävissä vain voimaa läheltä -skenaariossa³⁶.

Kaikki kustannukset 2021 rahassa		Maatuulivoima	Merituulivoima	Aurinko	SMR-ydinvoima	Perinteinen ydinvoima
CAPEX	EUR/kW	900–1 100	1 200–2 200	300–400	3 000	6 000
Kiinteä OPEX	EUR/kW/a	9–11	25–37	6–8	56	112
Muuttuva OPEX	EUR/MWh	1,3	2,6	-	0–12	12
Käyttökerroin	%	40 %	54 %	10 %	87 %	87 %
Käyttöikä	vuotta	30	30	40	60	60
Tasoitettu tuotantokustannus (LCOE)	EUR/MWh	21–25	26–41	26–37	29–41	79

³⁵ Elektrolyysereiden ja SMR-ydinvoimaloiden hukkalämmöstä saamaa tulovirta on huomioitu. Lisäksi Tuulella vetyä -skenaariossa on oletettu, että tehonriittävyys kannalta tarpeelliset huippuvoimainvestoinnit saavat muuta tulomuodostusta, sillä tukkumarkkinatuotto ei ole skenaariossa investointien kannalta riittävä.

³⁶ Maatuulivoiman kustannus on haarukan alalaidasta Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa. Merituulivoiman kustannus on haarukan alalaidasta Merellä tuulee -skenaariossa, haarukan ylälaidasta Voimaa läheltä -skenaariossa ja haarukan keskivaiheilta kahdessa muussa skenaariossa. Aurinkovoiman kustannus on haarukan alalaidasta Voimaa läheltä -skenaariossa, haarukan ylälaidasta Merellä tuulee -skenaariossa ja haarukan keskivaiheilta muissa skenaarioissa. SMR-ydinvoima on käytettävissä vain Voimaa läheltä -skenaariossa. Perinteinen ydinvoima olisi käytettävissä kaikissa skenaarioissa, mutta siihen ei Suomessa tällä kustannustasolla ole kannattavaa investoida.

CAPEX ja OPEX perustuvat tuuli- ja aurinkovoiman osalta TYNDP-skenaarioihin³⁷ sekä niiden taustalla olevaan ENS.dk:n dataan³⁸. Maatuulivoiman osalta luvuissa on erikseen huomioitu Suomen suurempi voimakorkeus ja yksikkökoko. Perinteisen ydinvoiman osalta lähteenä on käytetty ASSET-selvitystä³⁹ sekä polttoainekustannusten osalta TYNDP-dataa. SMR-ydinvoiman osalta kustannukset on oletettu sellaisiksi, että investoinnit kannattavat. Tällöin pääomakustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat noin 50 % perinteistä ydinvoimaa matalammat, jolloin pääomakustannus on karkeasti linjassa NuScale-yhtiön pitkän aikavälin tavoitteen ("Nth-of-a-kind", 3 600 USD/kW)⁴⁰ kanssa. Lisäksi SMR-voimalalle on oletettu perinteistä ydinvoimalaa merkittävästi lyhyempi rakennusaika. Mikäli SMR-voimaloita käytetään CHP-käytössä, niiden on oletettu saavan lämmöntuotannosta voimalan muuttuvia kustannuksia vastaavan tuoton (12 EUR/MWh tuotettua sähkömegawattituntia kohden), jolloin nettomääräinen muuttuva OPEX on 0–12 EUR/MWh riippuen siitä, hyödynnetäänkö hukkalämpö vai ei. SMR-voimalat ovat käytettävissä vain Voimaa läheltä -skenaariossa. Tasoitettu tuotantokustannus on kaikille teknologioille laskettu reaalisenä käyttäen 5 % reaalista tuottovaatimusta. Siten nimellinen tuotantokustannus vuonna 2035 olisi inflaation verran korkeampi.

Mallinnuksessa on huomioitu Itämeren alue sekä pääosa Keski- ja Länsi-Euroopasta. Siten esimerkiksi sähkön tuonti Suomeen edellyttää, että lähialueilla on tuontihetkellä käytettävissä olevia ja suomalaista kapasiteettia edullisempia tuotantoresursseja yli oman tarpeen. Muualla Euroopassa on pyritty huomioimaan uusiutuvalla sähköntuotannolle asetetut minimitalvoitteet ja oletettu näitä investointeja tarvittaessa tuettavan, sekä toisaalta maksimimäärät uusiutuvalla sähköntuotannolle, joihin näiden maiden on oletettu korkeimmillaan pystyvän. Erityisesti viimeksi mainittu rajoitus on usein rajoittava, mikä heijastelee uusiutuvan sähköntuotannon resurssien riittävyyden haasteita Keski-Euroopassa. Tuotannon, kulutuksen ja varastoinnin optimointi tapahtuu laskentamallissa mallinnetulla alueiden laajuisella yhteismarkkinalla, jonka simuloinneissa on oletettu täydellinen kilpailu sekä 10 päivän aikahorisontilla täydellinen informaatio.

³⁷ https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf

³⁸ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf

³⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf

⁴⁰ <https://www.nuscalepower.com/newsletter/nucleus-spring-2020/featured-topic-cost-competitive>

FINGRID