

Vesivoiman merkitys Suomen energiajärjestelmälle

ZETVESF LOPPURAPORTTI



Vastuuvapauslauseke

ÅF-Consult Oy ("ÅF") on laatinut raportin Energiateollisuus ry:n ("Asiakas") käyttöön ja halutessaan julkaistavaksi. Raportti on laadittu noudattaen ÅF:n ja asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. ÅF:n tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti.

Raportin sisältämät tulkinnat ja johtopäätökset perustuvat osittain ÅF:n kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saamiin tietoihin. ÅF ei ole tarkistanut kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saadun ja raportin laatimiseen käytetyn tiedon oikeellisuutta tai täydellisyyttä. ÅF ei vastaa raportin sisältämien tietojen ja arvioiden virheettömydestä.

ÅF ei vastaa kolmannelle osapuolelle tämän raportin käyttämisen tai siihen luottamisen perusteella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta



1. Esipuhe
2. Tiivistelmä
3. Sähköjärjestelmän toimintaperiaatteet ja käsitteistö
4. Vesivoima tänään
5. Sähköjärjestelmä tänään ja odotettavissa olevat muutokset
6. Vaikutusten arviointi
7. Yhteenveto ja johtopäätökset
8. Lähteet

Liite 1: Sähköjärjestelmä vuonna 2030



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Esipuhe



Esipuhe

Tämä selvitys on laadittu Energiateollisuus ry:n ja vesivoimateollisuuden edustajien toimeksiannosta. Työssä on selvitetty vesivoiman roolia ja sen merkitystä sähköjärjestelmässä nyt ja tulevaisuudessa vuonna 2030.

Kansainvälisen ilmastopaneeli IPCC:n lokakuussa 2018 julkaistu raportti on nostanut ilmastomuutoksen ja sen vastaisen taistelun yhdeksi tämän hetkisistä merkittävimmistä huolen- ja puheenaiheista. Energiantuotannon osalta tämä tarkoittaa erityisesti pyrkimystä eroon fossiilisista polttoaineista. Suomessa energiantuotannon osuus kasvihuonekaasupäästöistä on lähes 60 % (Tilastokeskus, 2018).

Sähköjärjestelmän kannalta haasteellista on, että fossiiliset polttoaineet ovat joustavia energianlähteitä, joita on voitu käyttää tarpeen mukaan vastaamaan kulutukseen. Sähkökuluttajan kannalta tämä on tarkoittanut, että sähköä on ollut saatavilla joka hetki kohtuulliseen hintaan. Kun fossiilisista energianlähteistä luovutaan, niiden tarjoama joustavuus tulee toteuttaa muilla tavoin.

Tuuli- ja aurinkovoiman lisääntymistä edesauttaa paitsi niiden uusiutuvuus ja päästöttömyys myös niiden jatkuvasti laskenut kustannustaso. Näiden säästä riippuvien uusiutuvien energianlähteiden tuotantoa ei kuitenkaan voida säädellä tarpeen mukaan. Siten uusiutuvaan sähköntuotantoon siirtyminen aiheuttaa suuria muutoksia Pohjoismaiseen sähköjärjestelmään.

Jo tänäkin päivänä vesivoima tuottaa merkittävästi päästötöntä joustavuutta sähköjärjestelmään. Vesivoiman rooli järjestelmää tasapainottavana tuotantomuotona todennäköisesti korostuu vielä nykyisestä sähköjärjestelmän muuttuessa. Samanaikaisesti kuitenkin keskustelua herättää vesivoimatuotannon ja siihen liittyvän vesistöjen sääntelyn merkitys muiden vesistöjen tarjoamien palveluiden, erityisesti virkistyskäytön, kannalta sekä lajistonsuojelullisista syistä.

Tässä selvityksessä on kuvattu kattavasti ja esimerkkien avulla vesivoiman roolia sähköjärjestelmässä tänä päivänä sekä tulevaisuudessa vuonna 2030. Lisäksi on tarkasteltu mahdollisuuksia tuottaa sähköjärjestelmän jousto muilla tavoin kuin vesivoimalla, kiinnittäen huomioita paitsi kustannustehokkuuteen myös ympäristövaikutuksiin.

Selvityksen tavoitteena on auttaa lukijaa ymmärtämään sähköjärjestelmän toimintaa ja sen edellytyksiä sekä erityisesti vesivoiman roolia tämän päivän sähköjärjestelmässä sekä sen muutoksessa.

Selvitys on laadittu talvella 2018-2019.

Selvityksen tekijät
ÅF-Consult Oy



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Tiivistelmä



Tiivistelmä

Suomen sähköjärjestelmä on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää. Sen muodostavat tuotantolaitokset ja kulutuskohteet, jotka liittyvät toisiinsa siirto- ja jakeluverkoilla.

Sähköjärjestelmässä tuotannon tulee vastata kulutusta joka hetki. Järjestelmässä tarvitaan siten erilaisia ja eripituisia joustoja, joilla voidaan reagoida muutoksiin tuotanto- tai kulutuspuolella tai siirtoyhteyksissä. Osa muutoksista on ennustettavissa, kuten kulutuksen kasvu aamulla, osa ennustamattomia, kuten suuren tuotantolaitoksen irtoaminen verkosta häiriön vuoksi.

Tällä hetkellä tuotantopuoli tarjoaa suurimman osan tarvittavista joustoista. Vesivoiman hyvä säädettävyys tekee siitä sähköjärjestelmän joustojen kannalta ainutlaatuisen: vesivoima tarjoaa ainoana teknologiana joustoa kaikilla sähköjärjestelmän vaatimilla aikajäniteillä sekuntitasolta vuositasoon.

Vesivoiman lisäksi myös sähkön tuonnilla on Suomessa merkittävä rooli katettaessa vaihtelevaa kysyntää ja muuta jouston tarvetta. Säättävä pohjoismainen tuontisähkö on lähinnä vesivoimaa Ruotsista ja Norjasta.

Tulevaisuudessa erilaisten joustojen merkitys kasvaa edelleen. Tämä johtuu heikosti säädettävän tuotannon, erityisesti ydin- ja tuulivoiman, lisääntymisestä Suomen sähköjärjestelmässä. Vastaavasti säätöön kykenevä tuotanto, erityisesti CHP-tuotanto, vähenee.

Viime vuosina kehittyneitä ja edelleen kehittyviä jouston muita muotoja vesivoiman ja tuontisähkön lisäksi ovat erityisesti kysyntäjousto sekä sähkön varastointi.

Kysyntäjousto parantaa mahdollisuuksia tasata kulutus ja tuotanto heikosti säädettävän tuotannon lisääntyessä. Selvityksen perusteella kysyntäjousto mahdollistaa kuitenkin vain maltillisen jouston, korkeintaan parin tunnin ajaksi. Esimerkiksi tyynet ja alhaisen tuulivoimatuotannon jaksot voivat kestää useita päiviä, jolloin kysyntäjouston potentiaali loppuisi kesken.

Myös sähkön varastointi yleistyy. Vuonna 2030 sähkövarastot ovat kuitenkin edelleen hyvin kalliita joustotekniikoita verrattuna vesivoimaan, joten niitä tullaan käyttämään lähinnä sähkön lyhytaikaisilla reservimarkkinoilla. Niillä ei ole taloudellisesti kannattavaa korvata vesivoiman joustoa. Joustavan vesivoimatuotannon korvaaminen sähköakuilla olisi erittäin kallista ja kasvattaisi sähköjärjestelmän hiilidioksidipäästöjä.

Nykyisin noin 20 – 25 % Suomen sähkön kulutuksesta katetaan tuontisähköllä, pääasiassa Ruotsista. Suomen tapaan myös Ruotsissa heikosti säädettävän tuotannon määrä lisääntyy. Lisäksi Skandinaavia ja Tanska liittyvät sähkönsiirtoyhteyksiltään yhä vahvemmin muualle Eurooppaan ja sähkön viennin Pohjoismaista Eurooppaan ennustetaan lisääntyvän. Tämän ennakoidaan nostavan tuontisähkön hintaa Suomessa. Myös Suomen siirtoyhteydet muualle pohjoismaiseen markkinaan kasvavat.



Tiivistelmä

Suomen sähköjärjestelmän kehittymistä ja toimintaa on tässä selvityksessä tarkasteltu myös sähkömarkkinamallinnuksella vuotta 2030 koskevan neljän eri skenaarion kautta. Skenaariotarkastelun vaihtoehtoisia tulevaisuudenkuvia erottavat toisistaan erityisesti vesivoimatuotannon mahdollisuudet Suomessa sekä tuontisähkön hinta. Mallinnus on laadittu neljälle yhden viikon jaksolle kussakin skenaariossa.

Kaikissa mallinnetuissa skenaarioissa siirtokapasiteetin lisääntyminen Suomen ja muun pohjoismaisen markkinan välillä tasaa hintoja tehokkaasti. Suomen sähkön hinta määräytyy pitkälti sähkön tuonti- ja vientihintojen perusteella. Vesivoiman säätömahdollisuuksien rajoittamisen aiheuttamaa jouston vähenemistä korvataan sähkön tuonnilla ja viennillä. Lisäksi säätöä tehdään maakaasua polttavilla CHP-laitoksilla.

Mallinnustuloksissa vesivoiman käytön rajoitusten myötä lisääntynyt maakaasun ja turpeen käyttö nostaa Suomessa tuotetun sähkön hiilidioksidipäästöjä. Kaikilla mallinnetuilla viikoilla ja molemmissa hintaskenaarioissa vesivoimantuotannon rajoittamisella havaittiin selkeä vaikutus vienti- ja tuontisähkön arvoon.

Vesivoiman säädettävyyden rajoittamisella, esim. muuttamalla merkittävästi nykyisiä vesitalouslupien lupaehtoja tai heikentämällä vesitalouslupien pysyvyyssuojaa vesilakia muuttamalla, voi olla vaikutuksia Suomen tehotaseeseen. Jos vesivoimaa korvataan säädössä tuonnilla, laskee Suomen omavaraisuus edelleen. Eniten sähköä Suomeen tuodaan Ruotsista, mutta myös Venäjältä, Virosta ja Norjasta. Näiden maiden tuotantokapasiteetin ja siirtoyhteyksien kehittyminen vaikuttaa Suomeen tuotavan sähkön hintaan ja ympäristövaikutuksiin.

Hyvien säätöominaisuuksiensa ansiosta vesivoimalla on tärkeä rooli sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa sekä vuorokausitasolla että hetkellisesti. Kasvava säästä riippuvan, heikosti säädettävän, sähköntuotannon määrä on osa energiajärjestelmässämme käynnissä olevaa isoa muutosta, jonka vesivoimatuotanto osaltaan mahdollistaa.

Vesivoiman säätömahdollisuudet palvelevat paitsi sähköjärjestelmän tarpeita myös alueellisesti tulvasuojelua. Vesivoimalla onkin rooli paitsi sähköjärjestelmän toiminnassa ja sähkön hinnan muodostuksessa, myös tulvasuojelussa ja aluetalouteen vaikuttavana tekijänä.



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Sähköjärjestelmän toimintaperiaatteet ja käsitteistö



SÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTAPERIAATTEET JA KÄSITTEISTÖ

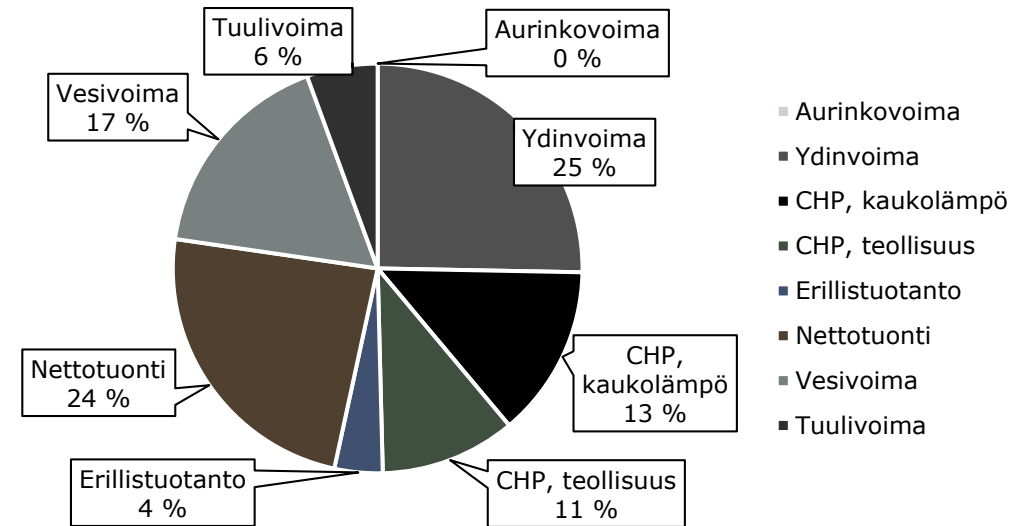
Suomen sähköjärjestelmä

Suomen fyysinen sähköjärjestelmä on osa Pohjoismaista sähköjärjestelmää. Suomen sähköntuotanto koostuu vesivoimasta, ydinvoimasta, sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitoksista, lauhdevoimasta, tuulivoimasta ja toistaiseksi vähäisestä määrästä aurinkovoimaa. Myös sähkön tuonti on merkittävässä osassa sähkön tarjontaa. Sähkön tuonti on kattanut viime vuosina 20-25% sähkön kokonaiskysynnästä, joka vuonna 2017 oli 85,4 TWh (Energiateollisuus, 2018).

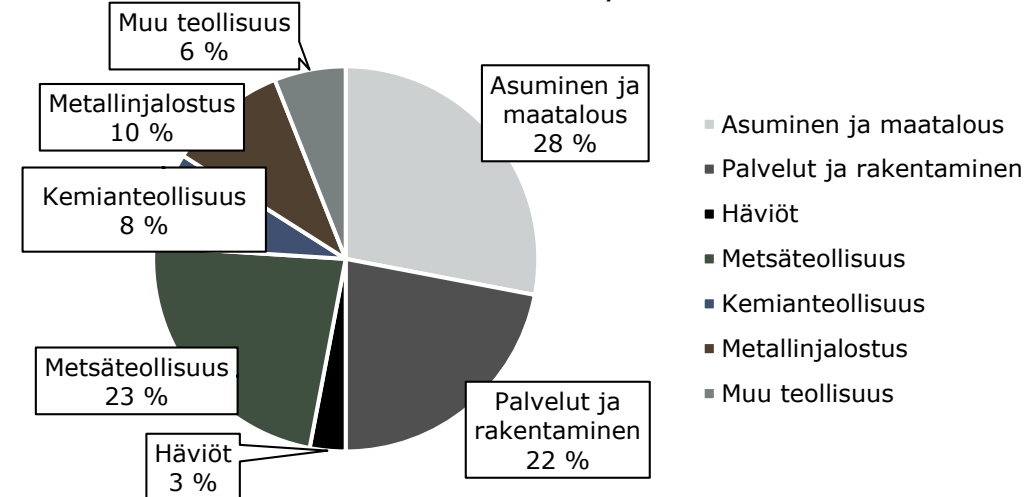
Tuotantolaitosten lisäksi muita sähköjärjestelmän komponentteja ovat siirtoverkko, lukuisat sähkön jakeluverkot sekä sähkön kulutuskohteet. Siirtoverkolla siirretään suuria määriä sähköä ympäri maata, esimerkiksi pohjoisen vesivoimatuotantoa etelään, missä sähköä käytetään eniten. Suurin osa siirtoverkosta on Fingridin ylläpitämää kantaverkkoa. Siirtoverkkoa ei kuitenkaan voi tuoda kulutuksen viereen (pl. jotkin teollisuuslaitokset), koska siirtoverkon jännite on suuri ja komponentit vaativat runsaasti tilaa. Siten siirtoverkosta sähkö jaetaan jakeluverkkoihin, joiden avulla sähkö jaetaan loppukuluttajille, esimerkiksi pienkuluttajille.

Sähkön kulutuspuoli voidaan karkeasti jakaa asumiseen ja maatalouteen, palveluihin ja rakentamiseen sekä teollisuuteen. Teollisuuden osuus on noin puolet, josta metsäteollisuus muodostaa lähes puolet. Muut merkittävät sähköä kuluttavat teollisuudenhaarat ovat kemianteollisuus ja metallinjalostusteollisuus. Vastaavasti toinen puoli sähkön käytöstä jakautuu asumiselle, maataloudelle, palveluille ja rakentamiselle. (Energiateollisuus, 2018)

Sähkön tuotanto ja tuonti 2017



Sähkön kokonaiskäyttö 2017



Sähkön tuotanto ja tuonti sekä kokonaiskäyttö sektoreittain vuonna 2017 (Tilastokeskus).



Sähköjärjestelmän tasapaino

Sähkön kulutuksen ja tuotannon tulee olla joka hetki tasapainossa. Tämä tarkoittaa että sähköä pitää tuottaa koko ajan sama määrä kuin sitä kulutetaan ja vastaavasti sähköä tulee kuluttaa yhtä paljon kuin sitä tuotetaan.

Sähkön kysyntä vaihtelee vuodenajasta, viikonpäivästä ja vuorokauden ajasta riippuen. **Sähköjärjestelmän tulee pystyä vastaamaan sähkön kysynnän ja säästä riippuvan tuotannon vaihteluihin.** Viime vuosien tuulivoimatuotannon lisääntyminen on muuttanut sähkön tuotantoa heikommin säädettäväksi. Parhaiten kysynnän vaihteluihin pystytään vastaamaan joustavalla vesivoiman tuotannolla. Myös sähkön tuonnilla on ollut merkittävä rooli, kun on katettu vaihtelevaa kysyntää. Säättävä pohjoismainen tuontisähkö on lähinnä vesivoimaa Ruotsista ja Norjasta.

Sähköjärjestelmämme perustuu vaihtovirtaan, jonka **taajuus** kuvaa sähkön kulutuksen ja tuotannon välistä tasapainoa. Normaalitytilanteessa taajuus vaihtelee välillä 49,9 – 50,1 Hz, jossa 50,00 Hz on tavoite. Jos sähkön kulutus on suurempi kuin tuotanto, taajuus alkaa laskea. Ja päinvastoin: jos kulutus on pienempi kuin tuotanto, taajuus alkaa nousta. Liiallinen poikkeama taajuuden tavoitearvosta voi jopa hajottaa sähkön tuotanto- ja kulutuslaitteita ja aiheuttaa edelleen laajoja sähkökatkoksia. Sen vuoksi sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainoa ylläpidetään joka hetki. Suomen sähköjärjestelmä on synkronoitu Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa, joten muutokset muualla ko. alueella näkyvät Suomessakin. **Taajuudensäädöllä** tarkoitetaan menetelmiä, joilla sähköverkon sopiva taajuus ylläpidetään reaaliajassa eli joilla sähkön tuotanto ja kulutus ylläpidetään tasapainossa joka hetki.

Pohjoismaissa kulutuksen ja tuotannon tasaus toteutetaan markkinaehtoisesti. Sähkön tuottajat tarjoavat tuotantotohoaan markkinoille tiettyyn hintaan ja sähkön ostajat ostavat markkinoilta tarvitsemansa määrän sähköä. Sähköpörssin lisäksi kauppaa käydään myös kahdenkeskisillä toimitussopimuksilla, joissa myydyn ja ostetun sähkön määrä vastaa toisiaan. Sähkömarkkinoiden toimintaa on kuvattu tarkemmin myöhemmin tässä kappaleessa.

Suomen sähköjärjestelmä on suunniteltu n-1-periaatteella. Tämä tarkoittaa, että sähköjärjestelmässä on varauduttu suurimman yksittäisen tuotantolaitoksen tai siirtolinjan vikaantumiseen siten, että sähköjärjestelmä säilyy toiminnassa vikaantumisesta huolimatta. Järjestelmä on palautettava valmiiksi uuteen n-1 -tilaan 15 minuutin sisällä siitä, kun mitoittava vika on sattunut. Käytännössä tämä varmistetaan siten, että sähköjärjestelmä koostuu laajasta skaalasta erilaisia kulutuksen, tuotannon ja varastoinnin teknologioita. Toiset teknologiat tuovat järjestelmään runsaasti energiantuotantokapasiteettia ja volyyymia, kun taas toiset teknologiat nopeaa reagointikykyä äkillisiin muutoksiin. Vesivoimalla voidaan tarjota näistä molempia.



Sähköjärjestelmään liittyviä käsitteitä

Perusvoimalla tarkoitetaan sähköntuotantoa, jota tuotetaan ympäri vuoden eikä sen tuotantoa ole teknisesti tai taloudellisesti tarkoituksenmukaista säätää. Perusvoimaa siis tuotetaan aina sähkön hinnasta riippumatta. Perusvoimaa tuottavia teknologioita ovat olleet perinteisesti tasaisesti tuotettavat ydinvoima ja osa teollisuuden CHP-tuotannosta (sähkön ja lämmön yhteistuotanto) sekä se osa vesivoimasta, jota ei voida säätää.

Huippuvoiman avulla katetaan erityisesti lyhytaikaisia kulutuspiikkejä, mutta myös ennakoimattomia tuotannon muutoksia. Huippuvoimaa ovat erityisesti kaasuturbiinit ja -moottorit, mutta myös vesivoima. Lisäksi voidaan puhua **säätövoimasta**, jonka tuotantoa voidaan vaihdella halutusti esimerkiksi tuulivoiman tai sähkön kulutuksen vuorokausivaihteluiden mukaan. Suomessa säätövoimaa on erityisesti vesivoima. Lisäksi sähkön tuonnilla tasapainotetaan kulutuksen vuorokausivaihteluita. Myös osa CHP-kapasiteetista osallistuu vuorokausisäätöön. Järjestelmässä yleistyvät akutkin tuovat säätöä järjestelmään, mutta vain lyhytkestoisesti.

Ylössäädöllä tarkoitetaan sähkön tuotannon lisäystä, sähkön purkamista varastoista tai kulutuksen vähentämistä. Eli sähköjärjestelmän taajuus kasvaa tehtyjen toimenpiteiden seurauksena. **Alassäädöllä** tarkoitetaan sähkön tuotannon vähentämistä, sähkön latausta varastoon tai kulutuksen lisäystä. Eli sähköjärjestelmän taajuus laskee tehtyjen toimenpiteiden seurauksena.

Eri aikajäniteillä toimiva säätövoima on oleellinen osa joustavaa sähköjärjestelmää. CHP-tuotanto on kuitenkin vähentynyt merkittävästi viime vuosina, ja trendin ennustetaan jatkuvan. Samaan aikaan tuulivoima ja aurinkovoima, joiden tuotantotehoa ei voida juurikaan säätää, on lyömässä läpi. Tällaisia tuotantomuotoja voidaan kutsua **vaihtelevaksi tuotannoksi** (eng. *intermittent generation*). Säätövoiman vähentyminen ja heikosti säädettävän tuotannon lisääntyminen aiheuttavat merkittäviä haasteita tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen.

Vesivoimalla voidaan tuottaa monipuolisesti nopeaa säätötehoa ja pitkäkestoista säätöenergiaa niin kulutuksen ja tuuli- ja aurinkovoimatuotannon vaihteluihin kuin minuuttitasolla tapahtuvaan satunnaiseen kulutuksen vaihteluun.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTAPERIAATTEET JA KÄSITTEISTÖ

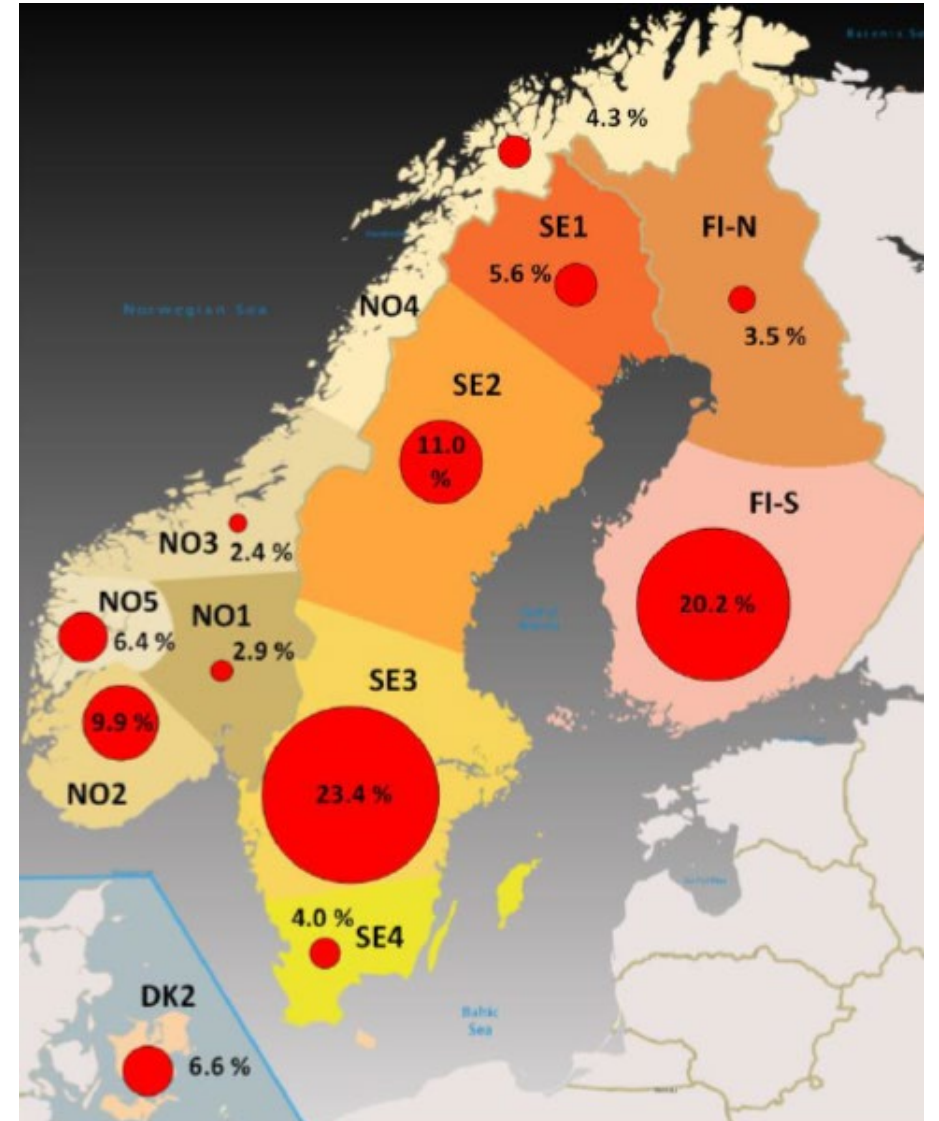
Sähköjärjestelmään liittyviä käsitteitä

Inertia sähköjärjestelmässä kuvaa järjestelmän kykyä vastustaa muutoksia. Se on verkkoon kytkettyjen turbiini-generaattoreiden yhteistä pyörimisenergiaa. Myös sähköverkkoon kytketyt sähkömoottorit lisäävät järjestelmän inertiaa, koska nekin vastustavat muutosta, tosin kulutuksen puolella. Kun sähköverkon taajuus alkaa laskea, sähköjärjestelmään kytketyt suuret massat pyrkivät pyörimisenergiasta johtuen jatkamaan pyörimistä samalla nopeudella. Tämä pyörimisenergian pyrkimys vastustaa muutosta hidastaa taajuuden laskua. Siten verkon korkea inertia tasaa taajuuden heilahteluita. Koska turbiini-generaattori -yhdistelmällä toimiva tuotanto on vähentynyt, myös verkon inertia on vähentynyt. Tämä on tehnyt sähköverkosta epävakaamman ja herkemmän muutoksille.

Tuulivoima ei lisää järjestelmän inertiaa, koska tuulivoimalan tuotantosähkön taajuus muutetaan sopivaksi tehoelektronikalla. Siten tuuliturbiinin massa ei ole suoraan yhteydessä sähköjärjestelmän sähkökenttään. Myöskään aurinkovoima ei lisää inertiaa, koska aurinkovoimaloissa ei ole liikkuvia osia.

Jos sähköjärjestelmän inertia laskee liian alhaiseksi, järjestelmästä tulee hyvin vikaantumisherkkä. Tällöin vikaantuminen voi johtaa jopa laajoihin ja pitkäkestoiisiin sähkökatkoihin, jos taajuus laskee vikaantumisen johdosta liian alas.

*Kesällä 2018 Ruotsin ydinvoimalaitosten tuotantotehoa jouduttiin varotoimena rajoittamaan sähköjärjestelmän **inertian** laskiessa alhaiseksi. Ilman rajoittamista ydinvoimalaitos olisi voinut voittuessaan aiheuttaa liian suuren häiriön sähköjärjestelmään.*



Pohjoismaisen taajuusalueen inertia eri osissa verkkoa. Suomen ja Ruotsin ydinvoimalaitokset sijaitsevat Suomen rannikolla ja SE3-alueella. Kuvasta havaitaan ydinvoimalaitosten vaikutus inertiaan. (Kuivaniemi, 2014.)



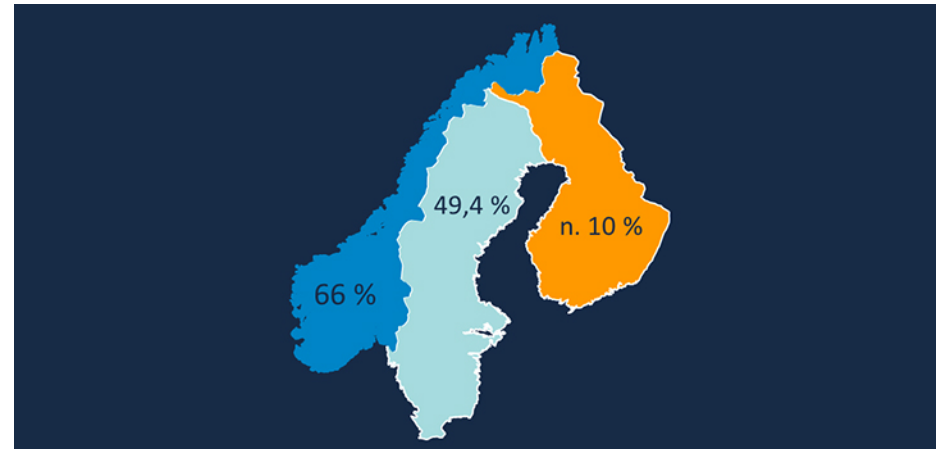
Sähkömarkkinat tuovat tehokkuutta ja ympäristöhyötyjä

Suomen sähkömarkkinat avattiin asteittain kilpailulle vuonna 1995 voimaantulleella sähkömarkkinalailla. **Suomi on osa pohjoismaisia tukkusähkömarkkinoita, joihin kuuluvat Pohjoismaiden lisäksi Baltian maat ja keskinen Eurooppa. Sähkön tukkuhinta määräytyy kysynnän ja tarjonnan tasapainon perusteella tunneittain tällä yhteisellä markkinalla.** Kilpailun avaaminen ja pohjoismaiset markkinat ovat lisänneet tehokkuutta ja ympäristöhyötyä, kun markkinat hakevat tuotannon ja kulutuksen tasapainon. Pohjoismainen vesivoimakapasiteetti saadaan tehokkaaseen käyttöön ja markkinat mahdollistavat myös uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön kaupan. (Energiavirasto, 2019) Kuluttajan kannalta markkinoiden tehokkuus tarkoittaa alhaisempaa sähkön hintaa.

Syksystä 1998 alkaen kaikki sähkön käyttäjät, eli myös kotitaloudet, ovat voineet kilpailuttaa sähkön hankintaansa. Sähkön vähittäismyynnillä tarkoitetaan sähkön myyntiä pienasiakkaille. Sähkön vähittäismyyjät toimittavat sähköä, jonka he voivat itse tuottaa, hankkia sähköpörssistä tai ostaa kahdenvälisillä sopimuksilla, kuluttajille, joilla on oikeus hankkia sähköenergiansa haluamaltaan sähkömyyjältä. (Energiavirasto, 2019)

Kuluttaja voi hankkia erilaista uusiutuvaa sähköä, muun muassa vesi-, tuuli- ja aurinkosähköä. Sähkönmyyjä saa markkinoida uusiutuvaa sähköä vain, jos tuotetulle sähkölle on myönnetty alkuperätakuu. Suomessa alkuperätakuut myöntää kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj ja Energiavirasto valvoo lain noudattamista.

Kuluttajan ostaman sähkön hinnoittelu voi olla esimerkiksi kiinteä tai pörssisähkön hintaan suoraan sidottu. Suomessa suoraan pörssisähkön hintaan sidottujen sopimusten osuus on pienempi kuin Ruotsissa ja Norjassa.



Pörssisähkön osuus kaikista kuluttajien sähkösopimuksista vuoden 2016 lopussa (Vattenfall, 2018).

Vesivoimatuotannon joustavuus tarkoittaa kuluttajan näkökulmasta edullisempaa sähköä, koska tuotantoa voidaan siirtää alhaisen kysynnän tunteilta suuremman kysynnän tunteille. Markkinamalli ohjaa vesivoimatuottajia kohdentamaan tarjonnan tunteille, jolloin sillä on eniten tarvetta. Tämä pienentää kuluttajan maksamaa sähkönhintaa.

Sähkömarkkina jakautuu eri markkinapaikkoihin

Suurin osa kuluvan vuorokauden sähkökaupoista sovitaan sähköpörssissä kulutushetkeä edeltävänä päivänä, jotta voimalaitokset pystyvät suunnittelemaan tuotantoaan etukäteen. Tätä markkinapaikkaa kutsutaan **vuorokausimarkkinaksi**, jossa sähkön osto ja myynti tasataan tunnin tarkkuudella aina seuraavaksi vuorokaudeksi kerrallaan. Vuorokausimarkkinan kautta ostettiin noin 60 TWh sähköä Suomessa vuonna 2017 (Nord Pool, 2018). Tämä vastaa noin 70% Suomessa kulutetusta sähköstä.

Kaupantekohetken ja toimitushetken välillä voi kuitenkin tapahtua muutoksia, jotka vaativat tasausta. Sähkön kulutus voi esimerkiksi poiketa ennustetusta. Tasaus toteutetaan sähköpörssin **päivän sisäisellä markkinalla**, jossa tuotantoa ja kulutusta tasataan viimeistään 1 h ennen toimitushetkeä. Päivän sisäisen markkinan volyyymi energiana on pari prosenttia vuorokausimarkkinan volyymista.

Fingridin ylläpitämät **reservimarkkinat** vastaavasti tasaavat kulutusta ja tuotantoa jatkuvasti lähes reaaliajassa ylläpitäen sähköjärjestelmän vakautta. Reservimarkkinoiden kokoluokka on noin prosentin kokoluokkaa vuorokausimarkkinoiden kokoluokasta, mutta reagointinopeutensa vuoksi reservit ovat välttämättömiä sähköjärjestelmän toiminnan kannalta. Reservimarkkinoita on kahta tyyppiä:

- 1) taajuuden vakautusreservi (FCR)**, johon kuuluvat taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D) ja taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N) ja
 - 2) taajuuden palautusreservi (FRR)**, johon kuuluvat automaattinen taajuudenhallintareservi (aFRR) ja manuaaliset reservit (mFRR).
- Säätösähkömarkkinat** ovat osa mFRR-reservejä.



Taajuuden vakautusreservit reagoivat muutoksiin sähköverkon taajuudessa ja vaihtelevat tuotanto- tai kulutustehoa sen mukaan siten, että taajuuden lasku tai nousu pysähtyy. FRR-reservit käynnistetään, jolloin taajuus palautuu 50 Hz:iin. Samalla FCR-reservit vapautuvat uuteen säätötilanteeseen.

Markkinoiden ulkopuolella Fingridin nopea **häiriöreservi** sekä **tehoreservi** takaavat tasapainon ongelmatilanteissa, joihin markkinat eivät pysty reagoimaan.

Taajuuspoikkeaman tapahtuessa taajuuden muutos pysäytetään, eli taajuus vakautetaan, taajuuden vakautusreservin (FCR) avulla, jonka jälkeen taajuus palautetaan oikealle tasolle (50 Hz) taajuuden palautusreservin (FRR) avulla.



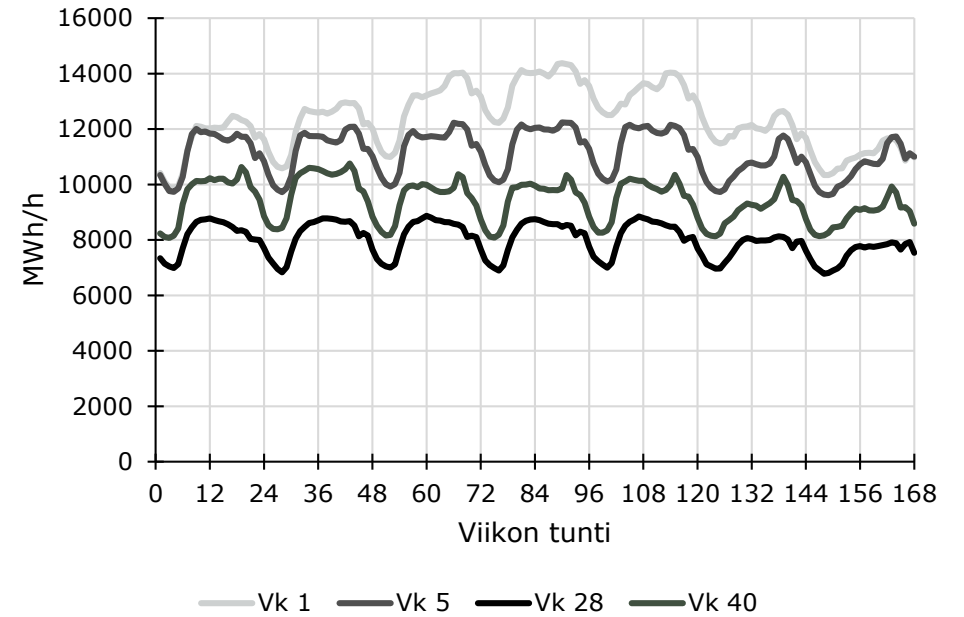
SÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTAPERIAATTEET JA KÄSITTEISTÖ

Sähkön kulutus vaihtelee

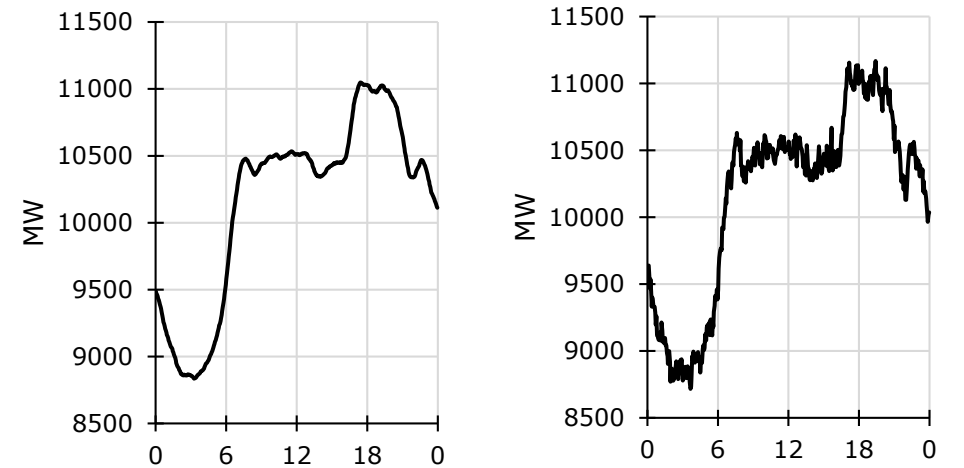
Sähkön kulutus vaihtelee vuorokauden ajan mukaan. Päivisin ihmiset ovat liikkeellä ja töissä ja teollisuuden koneet käynnissä. Arkipäivinä kulutus on tyypillisesti 1500-3000 MW suurempaa kuin yöllä, viikonloppuisin ero on noin 1000 MW. Sähkönkulutus on tyypillisesti suurimmillaan arkipäivänä iltapäivän tunteina kello 18 molemmin puolin. Vuorokauden sisäinen vaihtelu vastaa 1,5-3 kertaa Loviisan ydinvoimalan molempien reaktoreiden yhteenlaskettua tehoa tai vaihtoehtoisesti 3-6 kertaisesti koko Helsingin alueen sähkön kulutuksen vuosikeskitehoa. **Sähköjärjestelmän tulee siis joustaa** tuon verran vuoden jokaisena (arki)päivänä. Lisäksi sähkön kulutuksen taso riippuu vuodenajasta. Talvella kulutus on jopa kaksi kertaa suurempaa kuin kesällä. Silti vuorokausitasolla tulee edelleen toteuttaa mainittua noin 1500-3000 MW:n säätöä arkisin ja viikonloppuisin hieman vähemmän.

Joustavuutta vaaditaan myös hyvin lyhyellä aikavälillä sähkön kulutuksen (ja tuotannon) muuttuessa koko ajan. Oikealla esitetyistä alemmista kuvista havaitaan, miten sähkön kulutus vaihtelee jatkuvasti. Kaikkeen tähän vaihteluun sähkön tuotantopuolen pitää pystyä vastaamaan.

Tyypillisesti vaihtelun suuruus on pienempää mitä lyhyemmän aikavälin vaihtelusta on kyse. Kesä/talvi-vaihtelun suuruus on noin 7000 MW, vuorokauden sisäinen vaihtelu 1000-3000 MW, parin minuutin aikavälillä vaihtelu on tyypillisesti muutamia kymmeniä megawatteja ja vaihtelun edelleen pienentyessä sekuntitasolla.



Suomen tyypillisiä sähkön kulutusprofileita eri vuodenaikoina vuonna 2017. Lisäksi on esitetty viikko, jolla esiintyi vuoden 2017 sähkön huippukulutus 14 200 MW. (data.fingrid.fi)



Sähkönkulutus esimerkkivuorokauden aikana tunnin ja kolmen minuutin resoluutiolla esitettynä (data.fingrid.fi).



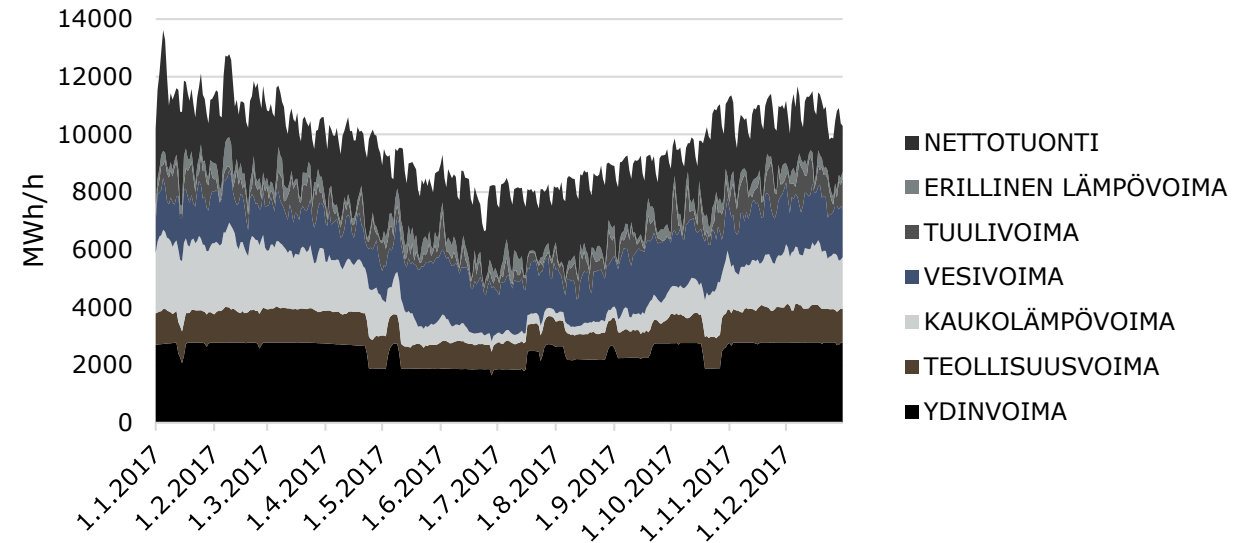
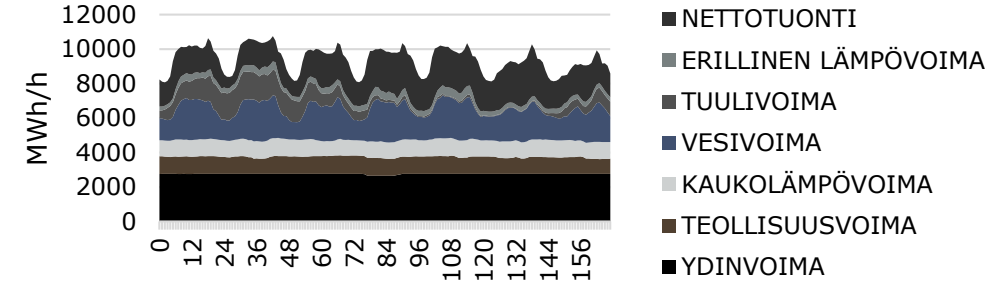
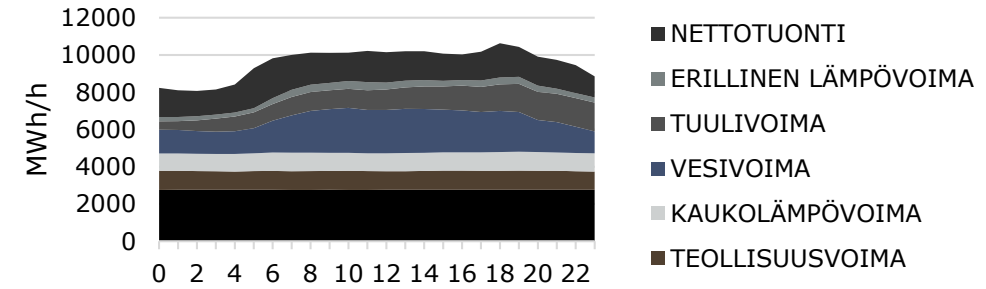
SÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTAPERIAATTEET JA KÄSITTEISTÖ

Sähkön tuotanto joustaa kulutuksen mukaan

Sähkönkulutus vaihtelee vuodenajan, viikonpäivän ja vuorokauden ajan lisäksi jokaisena hetkenä. Oikealla olevista kuvista havaitaan, miten **eri tuotantoteknologiat joustavat sähköjärjestelmässä eri aikajän-teillä**.

Ydinvoimaa on perinteisesti käytetty vakioteholla johtuen ydinvoiman pääomaintensiivisestä kustannusrakenteesta. Ydinvoiman käyttö säätöön on kuitenkin teknisesti mahdollista. Säätömahdollisuudet ovat laitoskohtaisia ja laitosten säätämisen tulee olla taloudellisesti kannattavaa. Uusien ydinvoimalaitosten suunnittelussa on varauduttu laitosten säädettävyyteen.

Teollisuuden voimalaitosten ensisijainen tuote on tyypillisesti prosessihöyry. Teollisuusvoiman tuotanto on riippuvaista teollisuusprosessien lämmöntarpeesta ja sähkö on luonteeltaan sekundäärinen tuote. Vastaavasti kaukolämpövoimatuotannon ensisijainen tuote on kaukolämpö ja laitosten pitääkin pystyä ajamaan erilaisilla tehoilla kaukolämmön kulutuksen vaihdellessa. Kaukolämpö-CHP -laitosten joustavuus riippuu tyypillisesti vuodenajasta ja ulkoilman lämpötilasta. Kovilla talvipakkasilla ne ajavat täyttä tehoa ja maksimoivat kaukolämmön tuotannon. Kesätilanteessa on usein tyypillistä, että kaukolämmön kulutus jää niin pieneksi, että CHP-laitos pitää pysäyttää, koska sen minimikapasiteettikin olisi liian suuri. Tästä syystä suurin osa CHP-tuotannosta ei ole lainkaan käytössä keskikesällä.



Kuvissa sähköntuotannon ja nettotuonnin toteutuneita profileja 2017 (data.fingrid.fi). Ylimmässä kuvassa maanantai 2.10.2017, keskimmaisessä viikko 40 vuodelta 2017 ja alimmassa koko vuosi 2017.



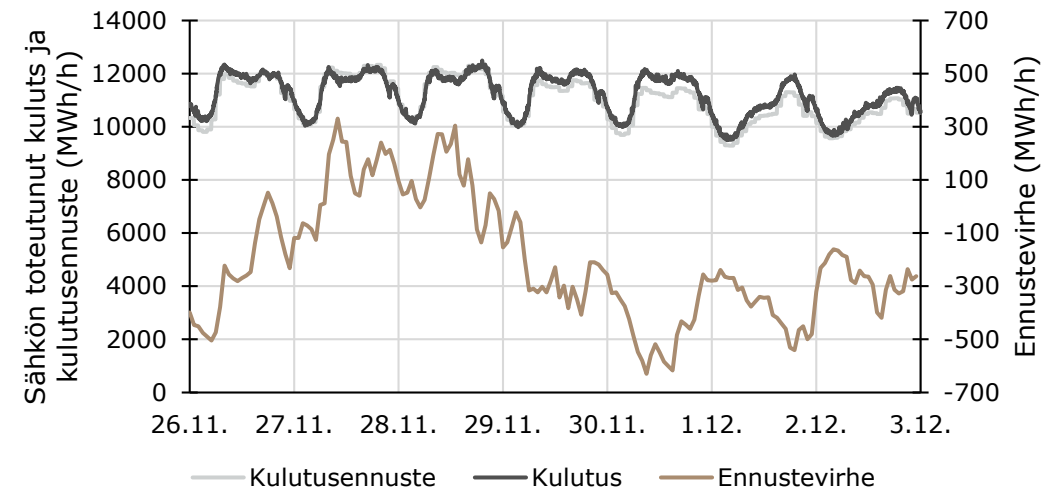
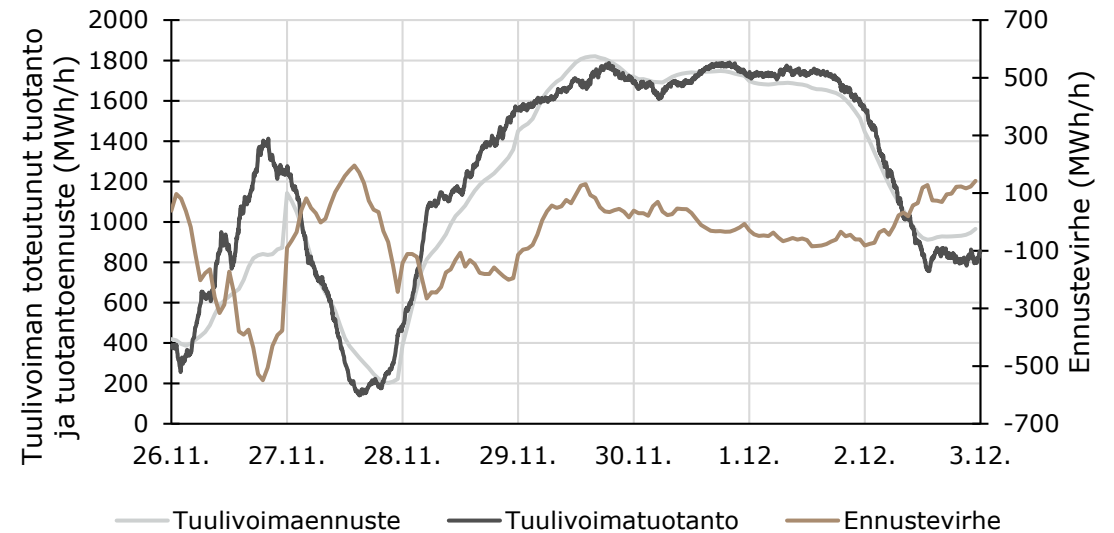
SÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTAPERIAATTEET JA KÄSITTEISTÖ

Vaihteleva tuotanto lisää jouston tarvetta

Toistaiseksi sähköjärjestelmän joustavuus toteutuu pääasiassa tuotantopuolella, mikä tarkoittaa, että sähkön tuotantotehoa vaihdellaan kulutusta vastaavaksi. Vaihtelu toteutetaan joustavalla tuotannolla, kuten vesivoimalla, lauhde- ja CHP-laitoksilla sekä sähkön tuonnilla. Joustavuutta voidaan kuitenkin toteuttaa myös kysyntäpuolella, jossa sähkön kysyntää tarkoituksella muutetaan tuotantoa vastaavaksi. Tätä kutsutaan **kysyntäjoustoksi**. Vastaavasti **säätökapasiteetiksi** voidaan kutsua sekä säätöön kykenevää kulutusta että tuotantoa.

Heikosti säädettävän, vaihtelevan tuotannon lisääntyminen tulee osaltaan lisäämään jouston tarvetta entisestään. Tuulivoimatuotannon ennustettavuuteen liittyy myös epävarmuutta, jota on tarkemmin käsitelty myöhemmin sivulla 33.

Tuulivoimatuotanto kohoaa parissa tunnissa tuulen yltyessä, ja aurinkosähkön tuotanto voi heilua minuuttien sisällä edes takaisin puolipilvisenä päivänä. Toisaalta suuri sähkön tuotantolaitos voi irrota verkosta häiriön vuoksi, johon sähköjärjestelmän täytyy reagoida sekunneissa.



Kuvassa ylempänä on esitetty tuulivoimaennuste ja todellinen tuotanto, alempana sähkön kulutusennuste ja toteutunut sähkön kulutus esimerkkiviikolla. Kunkin vuorokauden tunnitaiset ennusteet laaditaan edeltävänä vuorokautena klo 12. (Fingrid, 2018) Lisäksi on esitetty ennustevirheiden suuruus. Erot ennusteiden ja todellisuuden välillä edellyttävät sähköjärjestelmältä monipuolista joustoa.



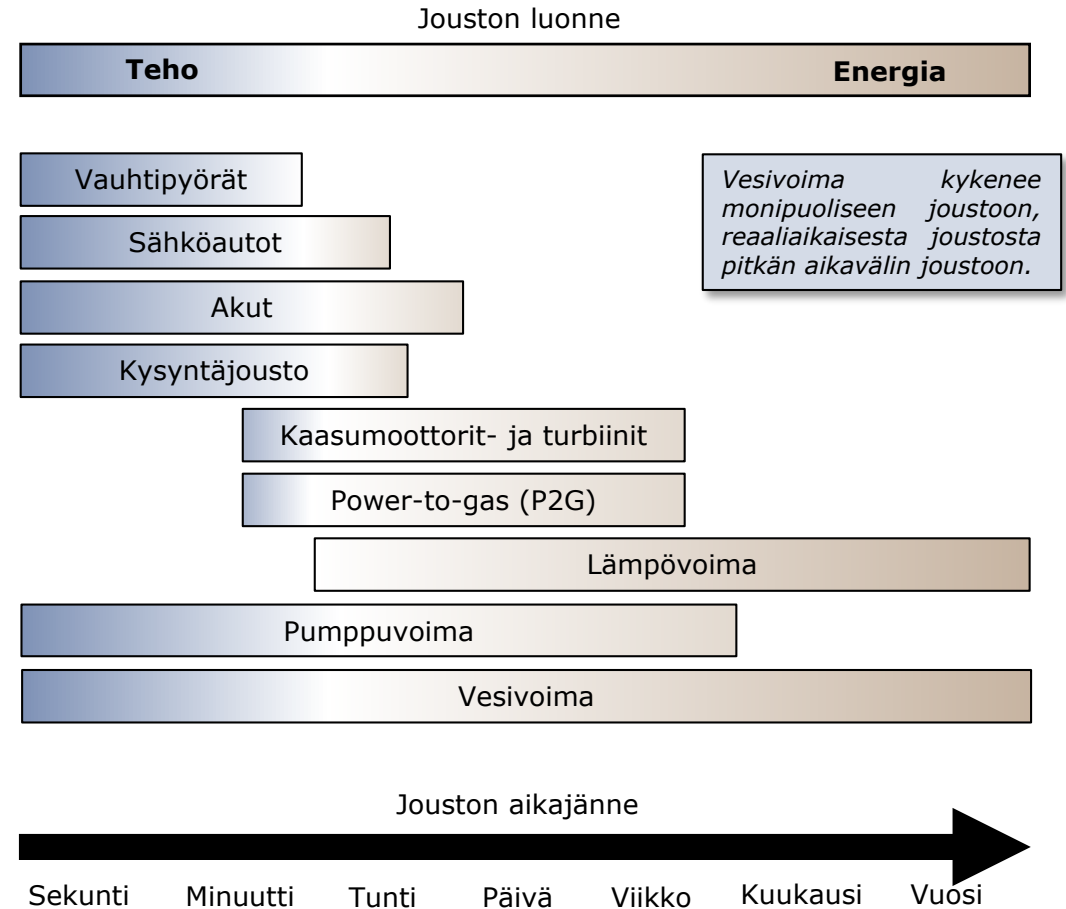
Vesivoima joustaa kaikilla aikajännteillä

Sähköjärjestelmän vaatimaa joustoa voidaan toteuttaa eri tavoin ja jouston yhteydessä on hyvä erottaa tarvittava **sähköteho** sekä **sähköenergia**. **Säätävää tehoa** tarvitaan vastaamaan sekunti- ja minuuttitasojen muutoksiin. **Säätävää energiaa** puolestaan tarvitaan minuuttitasolta vuorokauden ja jopa vuositason säätöä vasten.

Akut, vauhtipyörät ja kysyntäjousto sekä tulevaisuudessa mahdollisesti sähköautot pystyvät tukemaan järjestelmää nopeasti, mutta lyhytkestoisesti. Esimerkiksi akun tyypillinen kapasiteetti riittää nimellisteholla vain yhdeksi tai kahdeksi tunniksi ennen kuin sitä pitää taas ladata. Kaasumoottorit, -turbiinit ja power-to-gas (P2G)-konseptit voivat tuottaa ns. välimuodon joustoa. Ne käynnistyvät minuutissa/muutamassa minuutissa ja niitä pidetään päällä tyypillisesti muutamia tunteja tai päiviä. P2G:ssä haasteena on mm. vedyn varastointi ja metaanireitin alhainen kokonaishyötysuhde.

Lämpövoima tuo joustoa pitkälle aikavälille. Talvikaudeksi esimerkiksi kaukolämpö-CHP -laitokset käynnistetään, jolloin sähkötehoa saadaan tuotettua enemmän talvella kuin kesällä. Käynnistyksen jälkeen lämpölaitoksia ajetaan mieluiten pitkään vakioteholla, joten kaikkein nopeimpaan joustoon ne eivät kykene.

Vesivoima pystyy monipuoliseen joustoon. Turbiini-generaattorin inertia reagoi reaaliajassa, ja tehoa voidaan muutenkin säätää muutamissa sekunneissa. Toisaalta vesivarastot mahdollistavat päivien ja jopa kuukausien mittaisen jouston. Vesivoiman joustomahdollisuuksia on käsitelty tarkemmin *Vesivoima tänään* -kappaleessa.



Nopeus ja kesto, jolla kukin teknologia voi tuottaa joustoa sähköjärjestelmään.



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Vesivoima tänään



VESIVOIMA TÄNÄÄN

Vesivoima on yksi vesistöjemme tarjoamista palveluista

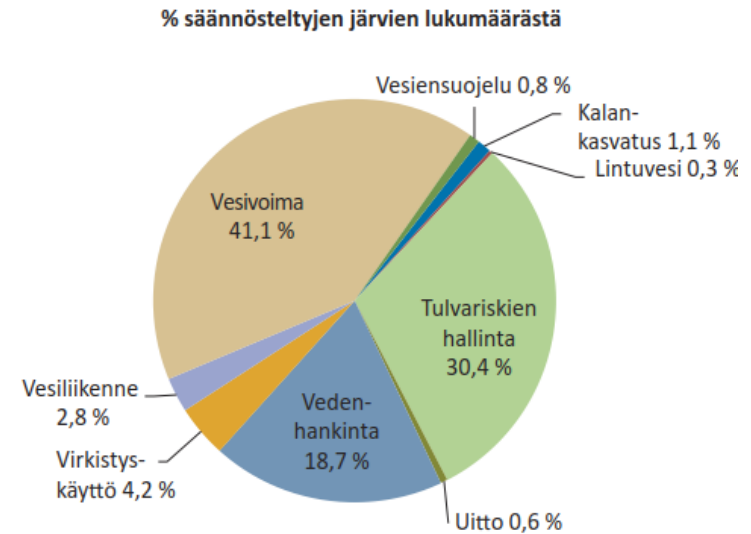
Suomi on vesirikas maa ja vesi liittyy lähes kaikkeen elämiseemme. Vesivarat tarjoavat meille monenlaisia palveluita: vesistöt tuottavat ravintoa ja virkistystä käyttäjilleen, maataloudelle kastelu- sekä juomavettä, teollisuudelle raaka-ainetta sekä lauhdevettä ja lisäksi vesivoimalaitosten kautta sähköä. (SYKE, 2016.)

Kaikkien luonnonvarojen, myös vesistöjen, käytössä pyritään kestävään ja ekotehokkaaseen hyödyntämiseen. Tämän takia vesistöjen käyttöä säädelään luonnonympäristön ja vesistön tarjoamien palveluiden suojelemiseksi. Vesivoiman säätelyssä käytännön työkaluja ovat vesivoimalaitosten ja vesistösäätelyjen vesilain mukaiset luvat.

Vesivoima tuottaa sähkön tuotannon lisäksi laaja-alaisempaa hyötyä vesistöjen säätelyllä. Säätelyllä tarkoitetaan virtaamien ja vedenkorkeuksien jatkuvaa säätelyä luonnontilasta poikkeavalla tavalla pato- tai vesivoimalaitosrakenteiden avulla (SYKE, 2016). Suomessa on yli n. 240 voimassaolevaa säätelylupaa, joilla vaikutetaan yli 350 järven vedenkorkeuksiin (Dubrovin, 2015).

Järvien säätelystä muodostuu taloudellista hyötyä vesivoiman lisäksi mm. tulvariskien hallinnan, vesiliikenteen, virkistyskäytön, vedenhankinnan ja kalankasvatuksen kautta. Säätely lisää em. palveluiden tuottavuutta tai mahdollistaa ne. (SYKE, 2016) Esimerkiksi tulvariskien hallinnan tavoitteet ovat usein samankaltaisia vesivoimantuotannon kanssa (SYKE, 2016), jolloin säätelyn muuttaminen saattaa heikentää kummankin palvelun tuottavuutta.

Vesivoima ei ole osallisena kaikissa säätelyhankkeissa eikä kaikilla vesivoimalaitoksilla ole lupaa tai teknistä mahdollisuutta säätelyyn. Tällöin laitoksilla juoksutettava virtaama sekä yläpuolinen vedenkorkeus vastaavat luonnontilaista. Esim. Pielinen ei ole sääntelty järvi, vaikka Pielisjoessa sijaitsee kaksi vesivoimalaitosta.



Säätelyn pääasiallinen tarkoitus suhteutettuna säänteltyjen järvien lukumäärään. Säätelyllä voi olla yhtäaikaaisesti useita tavoitteita. (SYKE, 2016)



VESIVOIMA TÄNÄÄN

Hajautettu tuotanto lisää toimitusvarmuutta

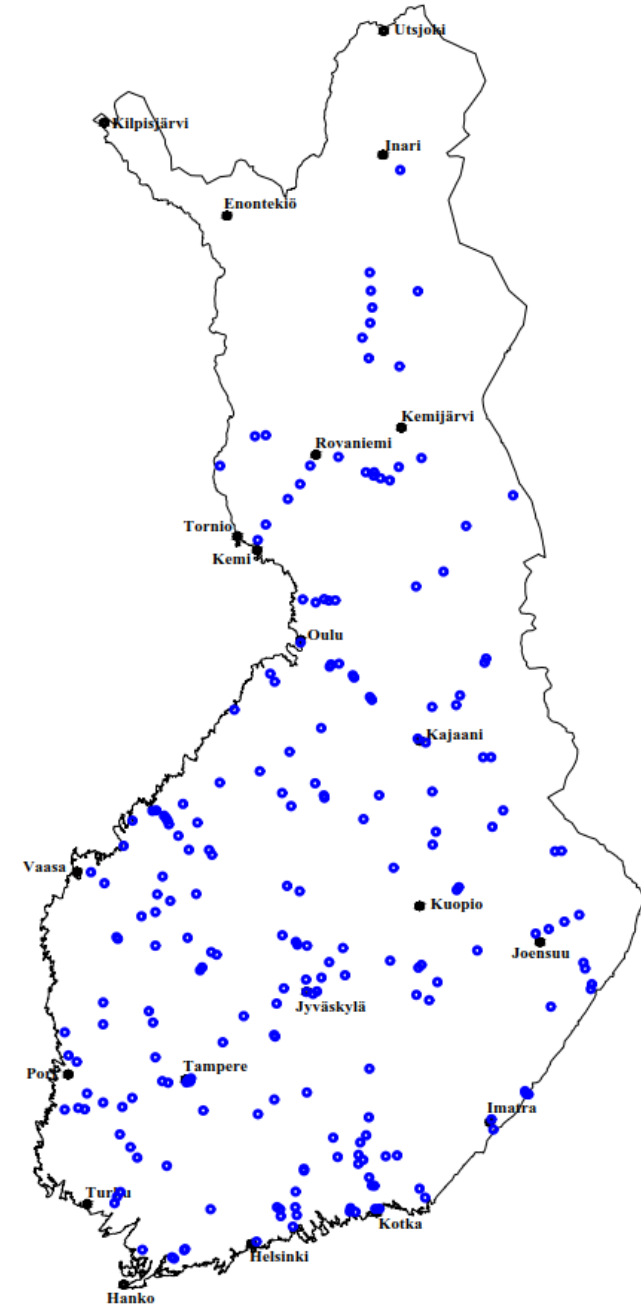
Suomessa on nykyisin yli 220 vesivoimalaitosta, joiden yhteenlaskettu teho on noin 3100 MW. Säätöön kykenevää vesivoimaa on n. 2100 MW.

Vesivoima voidaan jakaa suur-, pien- ja minivesivoimaan voimalan nimellistehon perusteella. Suomessa suurvesivoimalla tarkoitetaan nimellisteholtaan yli 10 MW:n, pienvesivoimalla 1-10 MW:n ja minivesivoimalla alle 1 MW laitoksia. Luvut perustuvat Tilastokeskuksen jaotteluun ja voivat vaihdella eri maissa.

Vesivoiman keskimääräinen vuosituotanto on n. 13 TWh. Tuotannon määrä kuitenkin vaihtelee vuosittain paljon riippuen käytettävissä olevan veden määrästä. Vesivoiman osuus kotimaisesta sähköntuotannosta on vuosittain n. 10-20 %.

Valtaosa käyttöön ottamattomasta uudesta vesivoimapotentialista on kokoluokaltaan pienvesivoimaa. Suurille laitoksille on pääosin jo tehty tehokorotukset peruskunnostusten yhteydessä. Nykyisellä lainsäädännöllä säätökapasiteetin lisäämismahdollisuudet ovat hyvin rajalliset.

Vesivoimalaitoksia on kattavasti ympäri Suomen. Hajautettu tuotanto parantaa sähkön toimitus- ja huoltovarmuutta.



Vesivoiman rooli sähköjärjestelmässä

Vesivoima tuottaa monipuolisesti perusvoimaa, huippuvoimaa vuorokauden ja tuulivoiman vaihteluihin sekä säätövoimaa minuuttitasolla tapahtuvaan satunnaiseen kulutuksen vaihteluun. Valtaosa päivittäisten kulutuserojen tasaamisesta toteutetaan vesivoimalla.

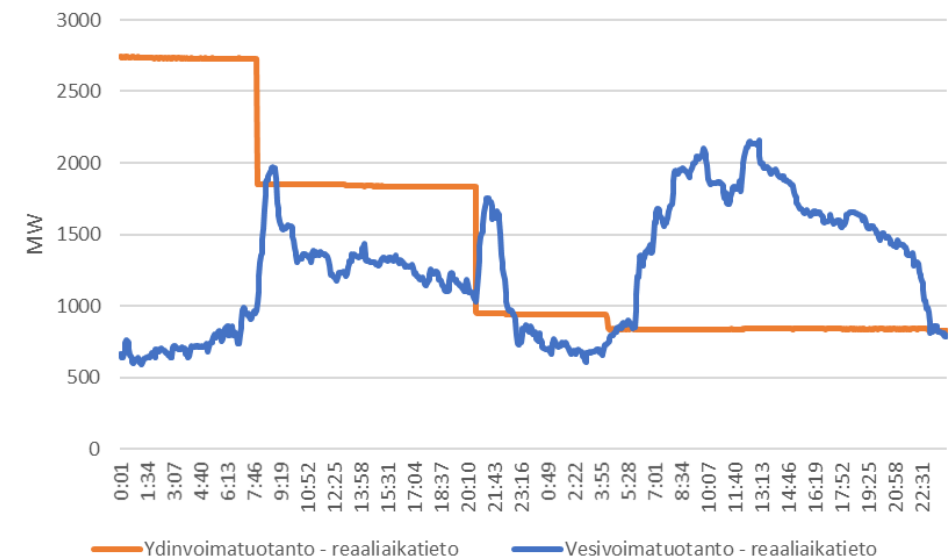
Vesivoimalla on tilanteesta riippuen erinomaiset säätöominaisuudet verrattuna muihin tuotantomuotoihin. Nykyisistä tuotantomuodoista se soveltuu nopeutensa ansiosta parhaiten tuntitason ja sitä nopeampaan säätöön. Seisova (ei käynnissä oleva) vesivoimakoneisto saadaan täyteen tuotantotehoon yleisesti ottaen muutamassa minuutissa. Jo käyvän koneiston tuotantotehon kasvattaminen tapahtuu yleisesti sekunneissa.

Vesivoimalaitosten säätömahdollisuudet tunti- ja vuorokausitasolla vaihtelevat laitoskohtaisesti ja riippuvat mm. voimalaitoksen luvasta, turbiinityypistä ja vesistöistä. Kaikilla laitoksilla lupaehdot eivät mahdollista tunti- ja vuorokausisäätöä. Lisäksi on sellaisia jokilaitoksia, joilla ei ole lainkaan yläpuolista varastoallasta, joten niiden juoksutuksen on noudatettava joen virtaamaa eikä säätö ole mahdollista.

Isompien varastoaltaiden yhteydessä olevat tai täysin rakennetuissa joissa sijaitsevat vesivoimalaitokset pystyvät lupamääräysten puitteissa suorittamaan tunti- ja vuorokausisäätöä. Lupamääräyksissä voidaan esittää esim. sallittu virtaaman vaihtelu vuorokauden sisällä. Lisäksi käytössä oleva virtaama vaikuttaa säätömahdollisuuksiin. Mikäli virtaama on pieni, ei pitkäkestoinen virtaamaa suurempi juoksutus ole mahdollista.

Vuorokausitason säädön tavoitteena on tasata sähkön kulutusta (ks. edellinen kappale). Tämän takia vuorokauden aikana vesivoiman tuotanto on usein suurempaa päiväaikaan. Vastaavasti yöaikaan tuotanto on vähäistä.

Ydin- ja vesivoiman tuotanto 18.-19.7.2018



Esimerkki vesivoiman ja ydinvoiman tuotannosta heinäkuussa 2018, jolloin ydinvoiman tuotannossa (OL1 ja OL2) oli häiriö. Ydin- ja vesivoiman tuotantotiedot perustuvat Fingridin dataan.



Vesivoiman säätömahdollisuudet vaihtelevat eri vuodenaikoina

Vesivoimalaitoksen säätömahdollisuudet riippuvat monesta eri tekijästä: voimalaitosluvasta ja/tai mahdollisen yläpuolisen altaan säännöstelyluvasta, hetkellisestä vesitilanteesta, vesistöistä ja turbiinityypistä.

Vesivoimalaitoksen säätö voi aiheuttaa vedenpinnan korkeuden muutoksia sekä vesivoimalaitoksen ylä- että alapuolisessa vesistöissä. Tämän takia säännöstelyn lupaehdoilla voidaan rajoittaa sallittuja vedenpinnan tai virtaaman muutoksia.

Valtaosa Suomen säätöön osallistuvasta vesivoimasta on jokivoimalaitoksia. Jokivoiman säädön rajoittavana tekijänä on varastoaltaiden pieni kapasiteetti: pitkäaikainen joen virtaamaa suurempi juoksumäärä aiheuttaa voimalaitoksen yläpuoliseen vedenkorkeuden madaltumisen. Tämän takia jokivoimalaitokset pystyvät suureen ennakoimattomaan tehonsäätöön yleensä enimmillään muutamia tunteja, ennakoituun säätöön tätä pidempään.

Pidempiaikainen säätökäyttö on mahdollista, mikäli varastoaltaista on saatavilla vettä, jolloin peräkkäisten voimalaitosten yhtäaikaisella säätämällä voidaan ehkäistä voimalaitosten välissä sijaitsevien jokialtaiden vedenkorkeuksien vaihteluita. Jos laitosten välissä on esim. koskiosuuksia, yhtäaikaisenkin säädön aikaansaama virtaaman vaihtelu aiheuttaa niissä vedenkorkeuden vaihteluita enemmän kuin allastetuissa joissa.

Vesivoimalaitosten tuotanto- ja säätömahdollisuudet vaihtelevat käytössä olevan vesimäärän mukaan. Ylössäätö on mahdollista vain, mikäli virtaama on pienempi kuin rakennusvirtaama (maksimivirtaama). Rakennusvirtaamaa suuremmilla virtaamilla laitoksen teho on lähellä maksimia ja vettä joudutaan ohjauksuttamaan.

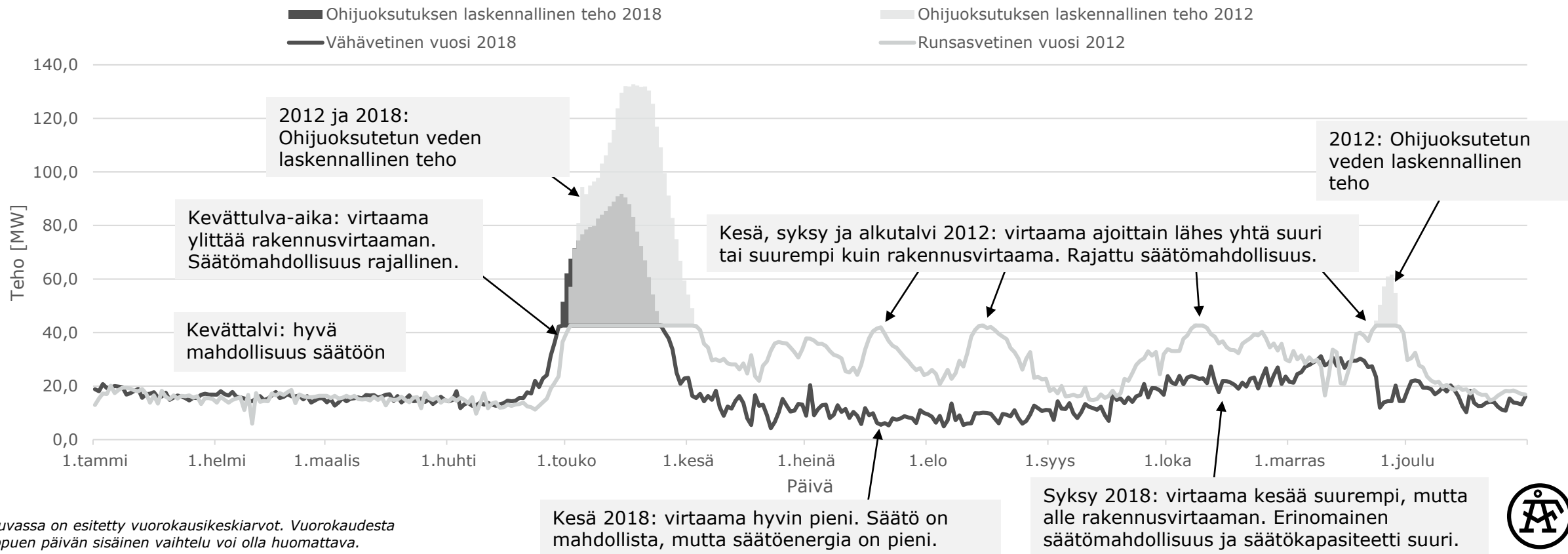
Yleistetyt säätömahdollisuudet eri vuodenaikoina on esitetty seuraavassa. Eroja esiintyy sekä joki- että voimalaitoskohtaisesti.

- *Kevättulvi:* virtaama on yleensä vuosittain tasainen ja selvästi alle rakennusvirtaaman. Vesivoimalla voidaan suorittaa lyhytaikaissäätöä. Pitkäkestoinen tulovirtaamaa suurempi juoksumäärä ei aina ole mahdollista, koska virtaamat ovat suhteellisen pieniä ja varastoaltaat tyhjenevät nopeasti. Mikäli varastoallas on suuri, ei vastaavaa rajoitetta ole.
- *Kevättulva:* lumien sulaminen aiheuttaa ns. kevättulvan, jolloin virtaama yleensä ylittää rakennusvirtaaman. Tuotantoteho on lähellä maksimia ja vettä joudutaan usein ohjauksuttamaan, jolloin ylössäätö ei ole mahdollista. Alassäätö on mahdollista, mutta tarkoittaa käytännössä ohjauksutuksia. Kevättulva esiintyy eri puolella Suomea eri aikoina, joten joillakin laitoksilla on aina mahdollisuus myös ylössäätöön, vaikka osalla ei ole.
- *Kesä:* Säätömahdollisuudet vaihtelevat runsaasti eri vuosina. Runsasvetisinä vuosina laitoksen tuotanto on suurta, mutta säätömahdollisuudet rajalliset. Vähävetisinä vuosina lyhytaikaista säätöä voidaan suorittaa suhteessa enemmän, mutta säätöenergia on pienempi.
- *Syksy ja syystalvi:* virtaama on yleensä kesä- ja kevättalviaikaa suurempi, mutta ei ylitä rakennusvirtaamaa. Erinomaiset säätömahdollisuudet.



Säätömahdollisuudet riippuvat paitsi vuodenajasta myös vuodesta

Esimerkkivoimalaitoksen laskennallinen teho [MW] kahtena erilaisena vuotena



*Kuvassa on esitetty vuorokausikeskiarvot. Vuorokaudesta riippuen päivän sisäinen vaihtelu voi olla huomattava.



Vesivoima soveltuu hyvin taajuudensäätöön

Kotimaisella **vesivoimalla on hyvien säätöominaisuuksiensa vuoksi erittäin tärkeä merkitys sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa sekä vuorokausitasolla että reaaliajassa.** Muuttuvassa sähköjärjestelmässä tarvitaan joustavaa tuotantoa edelleen vuorokausisäätöön ja lisääntyvän sääriippuvan tuotannon vaihteluiden hallintaan. Vesivoiman säätöominaisuudet mahdollistavat siirtymisen hiilineutraaliin sähköjärjestelmään.

Vaikkakin tuotantorakenteen muutoksen ja joustavuuden arvon kasvun myötä kulutuksen osuus säädössä on kasvanut, niin sekä manuaaliseen että automaattiseen taajuudensäätöön käytetään enimmäkseen voimalaitoksia, jotka kykenevät jatkuvaan säätöön ilman portaittaisia tehomuutoksia. Vesivoimalaitosten tehonsäätö on yksinkertaista ja se soveltuu hyvin taajuudensäätöön. Kaupunkien kaukolämpövoimalaitosten kaasuturbiinit soveltuvat taajuudensäätöön, mutta niitä käytetään tähän tarkoitukseen vain jonkin verran lähinnä talviaikana riippuen lämmöntarpeesta. Kesäaikana lämpövoimalaitokset eivät tyypillisesti ole käytössä. Lisäksi taajuudensäätöä ostetaan Virosta ja Venäjältä tasasähköyhteyksien välityksellä. Riittävän nopeaa ja tehokasta säätöä ei kaikilla sähköntuotantomuodoilla voida teknisesti tai taloudellisesti toteuttaa, joten **tuntitason ja etenkin sitä nopeammassa säädössä vesivoima on sekä Suomessa että muissa Pohjoismaissa käytännössä ensisijainen ja kustannustehokkain vaihtoehto.** (Fingrid, 2018)

Jos kotimaisen vesivoiman käyttö on rajoitettu, hankitaan reservejä pääsääntöisesti muualta Pohjoismaisista vesivoimalaitoksista. Tällöin rajasiirtojen kapasiteettia tulee varata enemmän reservimarkkinoille, minkä johdosta niiden kapasiteettia tuntimarkkinalla tulee rajoittaa. Tällä rajoituksella voi olla vaikutusta sähkötehon riittävyyteen.



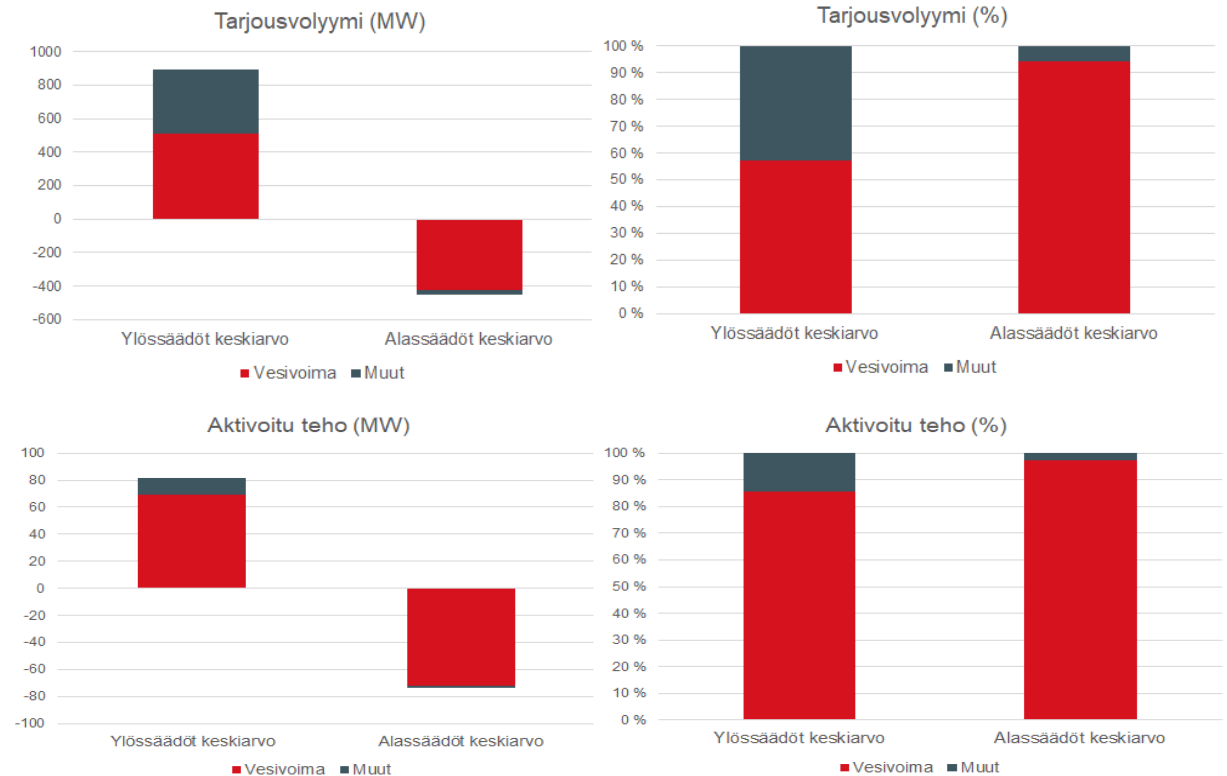
VESIVOIMA TÄNÄÄN

Vesivoimalla edullisinta säätösähköä

Kuvissa oikealla on kuvattu vesivoiman keskimääräistä osuutta säätösähkömarkkinoille jätetyistä sähköjärjestelmän tasapainottamiseksi aktivoituista tuntitason tarjouksista vuoden 2017 tammikuusta marraskuuhun.

Kuvista voidaan huomata, että **suuri osa säätösähkömarkkinoiden tarjonnasta ja aktivoituista tarjouksista on vesivoimaa.**

Alassäädön (eli tuotannon vähennys tai kulutuksen lisäys) tapauksessa lähes kaikki tarjoukset ovat vesivoimaa. Ylössäädön (eli tuotannon lisäys tai kulutuksen vähentäminen) tarjousvolyymejä ja aktivoitua tehoa tarkasteltaessa nähdään, että vesivoimaresurssien tarjoukset ovat hinnaltaan usein muita tarjouksia edullisempia. Ylössäädön tapauksessa vesivoiman osuus tarjousten volyymistä on keskimäärin noin 60%, mutta sen osuus tarjousten perusteella aktivoidusta tehosta on noin 85%.



Vesivoiman keskimääräinen osuus säätösähkömarkkinoilla 1-11/2017 jätetyistä tarjouksista (Fingrid, 2018)



Vesivoimalla tuotetaan suurin osa taajuudensäädöstä

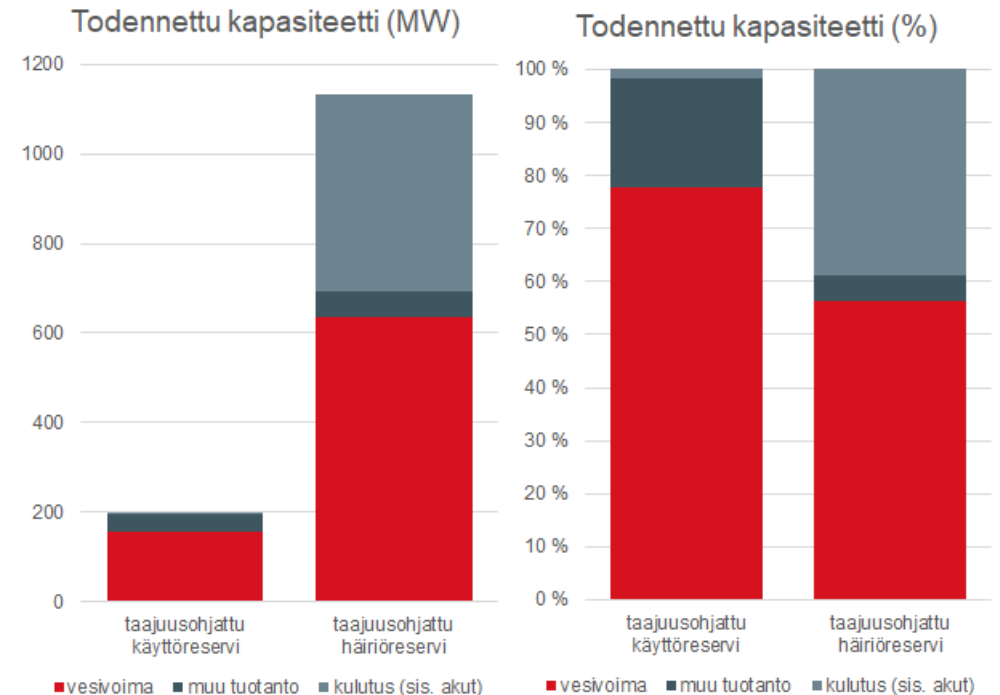
Fingrid hankkii **tarvittavat käyttöreservit (FCR-N) ja häiriöreservit (FCR-D)** markkinoilta ja niille voivat osallistua kaikki osapuolet, joilla on vaadittavia automaattisen taajuudensäätökyvyn omaavia resursseja. Kuvassa oikealla on esitetty Suomessa tällä hetkellä taajuusohjattujen reservien ylläpitoon hyväksytyin kapasiteetin jakautuminen eri lähteisiin:

- käyttöreserviin hyväksytystä kapasiteetista noin 80% ja
- häiriöreserviin hyväksytystä kapasiteetista vajaa 60 % on vesivoimaa.

Vaikka vesivoiman säädettävyys riippuu vuodenajasta, on vesivoima käytettävissä sähköjärjestelmän reserveihin kaikkina vuodenaikoina ja sen osuus taajuudensäädössä on nykyisin hyvin merkittävä.

Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä ylläpidetään joka hetki yhteensä 600 MW **automaattista taajuusohjattua käyttöreserviä (FCR-N)** normaalitilan taajuudensäätöä varten. Tästä Suomen osuus on noin 140 MW. Tällä reservillä säädön toteutusajan tulee olla kolme minuuttia taajuuspoikkeaman syntymisestä.

Lisäksi Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä **ylläpidetään taajuusohjattua häiriöreserviä (FCR-D)** niin paljon, että sähköjärjestelmä kestää esim. suuren tuotantoyksikön irtoamisen verkosta. Hetkellinen häiriöreservitehon tarve Pohjoismaissa on 1200 MW, josta Suomen velvoite on noin 250 MW. OL3 käyttöönoton myötä näiden määrät tulevat kasvamaan. Taajuusohjatun häiriöreservin tulee aktivoitua erittäin nopeasti, puolet reservitehosta tulee aktivoitua 5 sekunnissa ja koko reserviteho 30 sekunnissa häiriötilanteesta. (Fingrid, 2018)



Suomessa tällä hetkellä taajuusohjattujen reservien ylläpitoon hyväksytyin kapasiteetin jakautuminen eri lähteisiin (Fingrid, 2018).



Vesivoimatuotanto on tarkoin säädeltyä

Vesivoima on Suomessa tarkoin säädeltyä. Vesivoimalaitoksen käyttöön liittyvät määräykset on esitetty vesilain mukaisessa voimalaitosluvassa. Vesilain mukaiset luvat ovat lähtökohtaisesti pysyviä, mutta määräyksiä voidaan rajoitetusti tarkistaa vesilain perusteella.

Jos vesivoimalaitoksella säännöstellään laitoksen yläpuolella sijaitsevan järven tai tekojärven vedenkorkeutta, voivat siihen liittyvät määräykset olla joko vesivoimalaitoksen luvassa tai erillisessä säännöstelyluvassa. Säännöstelylupa ei aina ole vesivoimalaitoksen omistajalle myönnetty, vaan se on usein valtion hallinnassa. Tällöin säännöstelystä vastaa alueellinen ELY-keskus, joka ohjeistaa vesivoimalaitoksen omistajaa säännöstelyn toteuttamisessa. **Sekä vesivoimalaitos- että säännöstelyluvassa voi olla määräyksiä, jotka rajoittavat vesivoiman käyttöä. Tavoitteena on vähentää vesivoimasta tai säännöstelystä aiheutuvia haitallisia vaikutuksia**, jotka kohdistuvat esim. kalakantoihin, järvien virkistyskäyttöön tai maa- ja metsätalouteen. Useat vesivoimayhtiöt ovat ympäristö- ja virkistyskäyttösyistä myös vapaaehtoisesti rajoittaneet vedenkorkeuksien vaihtelua, jolloin säännöstelyjä toteutetaan lupamääräyksiä tiukemmin.

Vesivoiman ja muun vesistön käytön tavoitteet voivat olla myös samat. Esimerkiksi kevättalvisin säännösteltyjen järvien vedenkorkeus pyritään laskemaan mahdollisimman alas, jotta järveen voidaan varastoida kevään sulamisvedet ja näin pienentää järven ja sen alapuolisen vesistön tulvavahinkoja. Tämän ns. kevätkuopan tekeminen samalla mahdollistaa vesivoiman suuren tuotannon myös talvella, kun luonnollinen valunta on pieni, tuoden järjestelmään joustavuutta.

Vesivoiman aiheuttamat haitalliset vaikutukset ovat aina laitokohtaisia ja riippuvat vesistöstä, laitoksen sijainnista vesistössä sekä esim. turpiintyypistä. Lyhytaikaissäädön haitalliset vaikutukset kohdistuvat pääasiassa jokiin eivätkä niinkään järviin.

Jokilaitoksilla haitalliset vaikutukset kohdistuvat pääasiassa vaelluskaloihin, sillä padot voivat estää tai vaikeuttaa niiden nousu- sekä alasvaellusta vesistössä. Vaelluksen mahdollistamiseksi laitoksille voidaan määrätä velvollisuus rakentaa **kalatie** ja ohjata siihen riittävästi vettä. Kalatiehen ohjattava vesi vähentää laitoksen tuotantoa.

Virtaaman keskeyttäminen kokonaan, ns. nollavirtaama, vaikuttaa joessa ja jokivarsilla eläviin eliöihin, sillä ne ovat sopeutuneet virtaavaan veteen ja etenkin luonnontilaisille joille tyypillisiin virtaaman vaihteluihin. Tämän takia vesivoimalle voidaan esittää ns. **minimivirtaamavaatimus**.

Nopea lyhytaikaissäännöstely voi heikentää kalojen selviytymistä, esim. joen vedenpinnan lasku virtaaman pienentyessä voi aiheuttaa kalojen tai mädin jäämisen kuiville. Lisäksi nopea vaihtelu voi aiheuttaa esim. eroosiota tai vaikeuttaa virkistyskäyttöä. Näiden vaikutusten vähentämiseksi **lyhytaikaissäännöstely voi olla rajoitettua**.

Säännöstelyluvassa määrätään **vedenkorkeudelle päiväkohtaiset rajat**, joiden puitteissa vedenkorkeuden tulee olla. Myös virtaamalle voidaan määrätä ehtoja.



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Sähköjärjestelmä tänään ja odotettavissa olevat muutokset

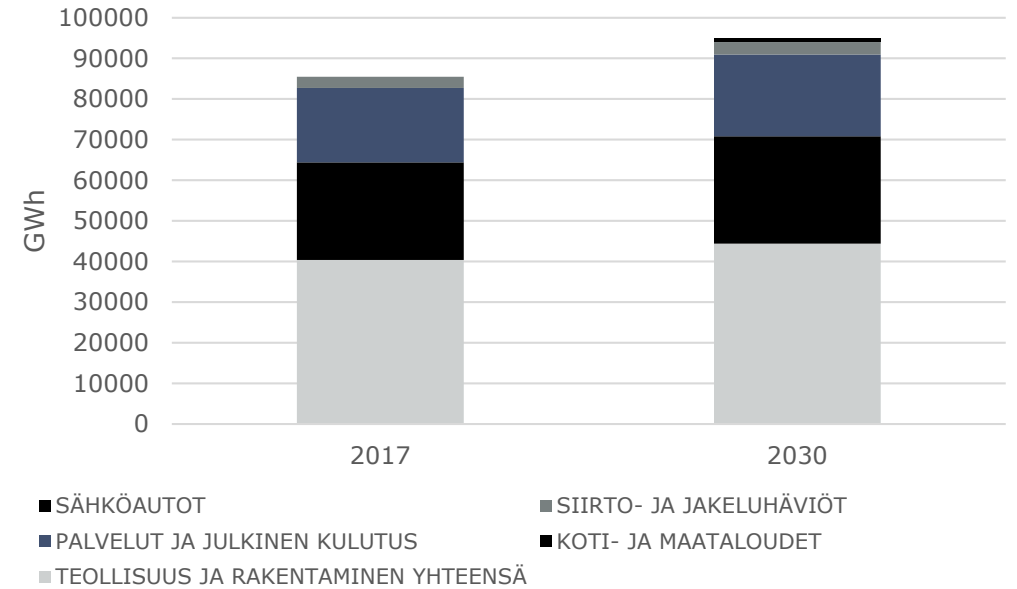


SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

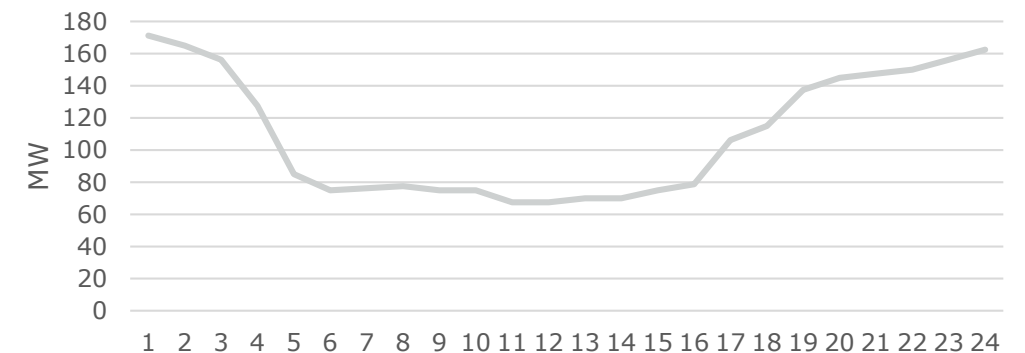
Sähkönkulutus kasvaa

Sähkön kokonaiskulutus Suomessa oli 85,4 TWh vuonna 2017. Sähkönkulutukseen vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa talouden kehitys ja teollisuuden tyyppi ja sen tuotannon rakenne. Suomen kansantalouden sähköintensiteetti (energia/BKT) on laskenut vuodesta 1995 lähtien noin 600 kWh:sta/1000€ ollen nyt hieman yli 400 kWh/1000€ (Tilastokeskus, 2018). Sähkönkulutuksen kasvuun vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa datakeskusten, sähköautojen ja öljylämmitystä korvaavien tai lämmitykseen käytettävien lämpöpumppujen yleistymisen. Toisaalta, jos lämpöpumpuilla korvataan suoraa sähkölämmitystä, johtaa se sähkönkulutuksen vähenemiseen.

Sähkön kokonaiskulutuksen arvioidaan tässä selvityksessä kasvavan vuoteen 2030 mennessä 95 TWh:iin pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden näkemyksen mukaisesti (Fingrid et al., 2018). Sähkön vuosikulutuksen lisäksi sähköautojen yleistymisen tulee vaikuttamaan sähkön vuorokauden sisäiseen kulutusprofiiliin. Sähköautojen lukumääräksi vuonna 2030 arvioidaan 250 000 kappaletta valtioneuvoston tavoitteen mukaisesti. Sähköautot aiheuttavat noin 1 TWh vuotuisen sähkönkulutuksen. Latausteho on arvioitu Norjan käytännön toteuman mukaisesti. Kuvasta oikealla havaitaan, että sähköautojen lataus voi aiheuttaa sähkön kulutuksen kasvua illan tunteina kasvattaen osaltaan "iltapiikin" suuruutta. Toisaalta sähköautojen lataukseen on odotettavissa älykästä ohjausta, joka mahdollistaa latauksen ajoittamisen alhaisen kysynnän, eli alhaisemman hinnan, tunneille rajoittaen osaltaan sähkötehon kasvua illan tunteina.



Sähkönkulutus sektoreittain vuosina 2017 (Tilastokeskus, 2018) ja tässä selvityksessä arvioitu sähkönkokonaiskulutus vuonna 2030.



250 000 sähköauton määrää vastaava tyypillinen, keskimääräinen latausteho vuorokauden tunteina. (NVE, 2016)



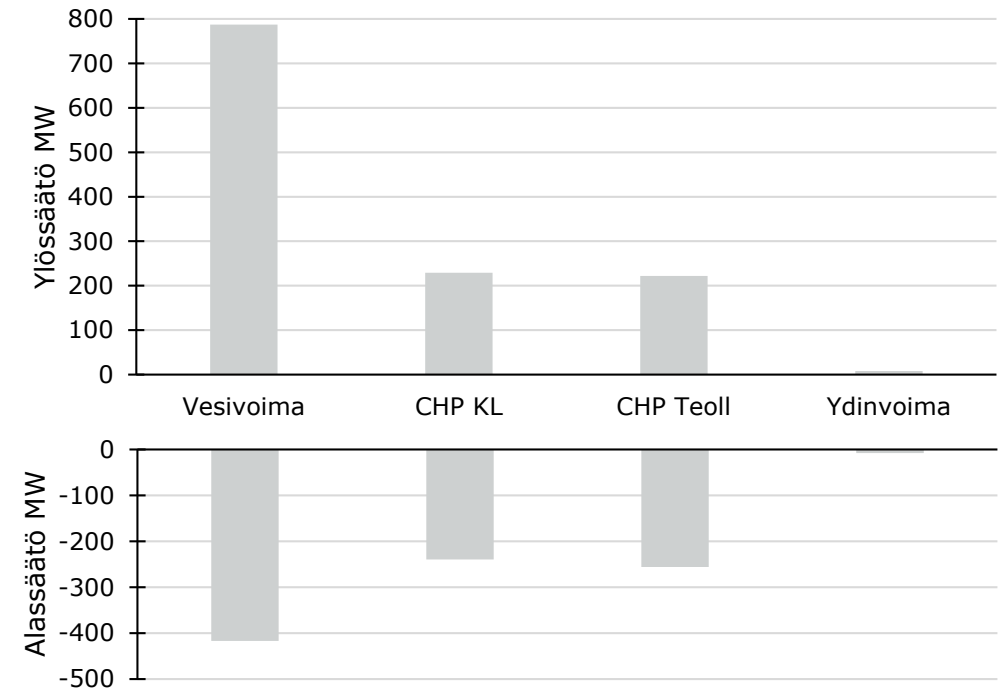
Sähköntuotannon säädettävyys heikkenee tulevaisuudessa

Monilla CHP-laitoksilla sähköntuotantomahdollisuuksia on joustavoitettu joko apujäähdytystä tai niin sanottua lauhdeperää hyödyntämällä. Suurimmissa kaukolämpöverkoissa on mahdollista varastoida kaukolämpöä kaukolämpöakkuihin eli suuriin vesisäiliöihin eli kallioiden sisäisiin varastoihin. Varastoimalla yhteistuotannossa syntyvää lämpöenergiaa pystytään sähköntuotannon ja kaukolämmön välistä riippuvuutta pienentämään.

Sähkön viime vuosien alhainen hinta on johtanut useiden sähkön erillistuotantolaitosten sulkemisiin. **Suomessa onkin jäljellä enää yksi kaupallinen sähkön erillistuotantolaitos**, Meri-Porin lauhdelaitos. Siitäkin osa (55%) kuuluu tehoreserviiniin, joka käynnistetään vain, jos sähkön markkinaehtoinen tarjonta ei riitä kattamaan kulutusta.

Tuulivoimatuotanto vaihtelee tuulisuuden mukaan. Tuulivoimaloiden tehoa on teknisesti mahdollista säätää. Yleisin säätötapa on lapakulman säätö. Syöttötariffijärjestelmään kuuluvien tuulivoimalaitosten ei ole taloudellisesti kannattavaa säätää tuotantoaan, koska ne saavat kiinteän korvauksen tuottamastaan sähköenergiasta. Markkinaehtoisesti toteutettavien tuulivoimaloiden voi olla kannattavaa säätää tuotantoaan alaspäin tulevaisuudessa, erityisesti mahdollisina negatiivisen sähkönhinnan hetkinä. Jos tuulivoimalan tuotantoa rajoitetaan ensin, voi tuotannon ylössäätäminenkin olla mahdollista jossain määrin. Myös tuotannon nostonopeutta on mahdollista säätää ja kantaverkkoyhtiöllä voi olla nostonopeuden suuruuteen omat vaatimuksensa.

Vesivoima on säädettävyydeltään erittäin hyvä tuotantomuoto. Vesivoima vastaakin tänä päivänä tuonnin kanssa lähes kaikesta tarvittavasta vuorokausisäädöstä. Vesivoiman säädettävyyttä on käsitelty tarkemmin kappaleessa "Vesivoima tänään" sekä taajuudensäädön osalta tämän kappaleen lopussa.



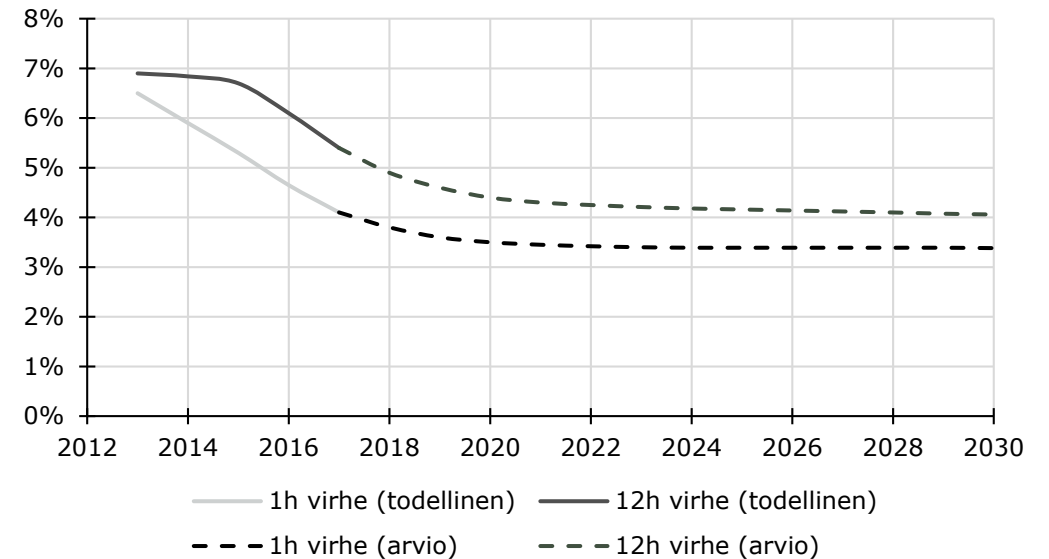
Tuotantotehon suurin muutosnopeus tunnissa marraskuun 2018 ensimmäisellä viikolla. CHP-tuotanto on Suomessa ylössäätänyt maksimissaan hieman yli 200 MW ja alassäätänyt vastaavan määrän. Vesivoima on alassäätänyt yli 400 MW ja ylössäätänyt lähes 800 MW. Ydinvoima ei ole säätänyt kumpaakaan suuntaan.



Tuulivoiman ennustevirhe lisää jouston tarvetta

Säädön ja jouston tarpeeseen vaikuttaa sähkön kulutusprofiilin lisäksi tuulivoimatuotannon lisäys ja erityisesti tuulivoimatuotannon ennustevirheen määrä. Tuulivoimatuotanto voidaan suurimmalta osaltaan ennustaa tarkasti, mutta, **koska tuulivoiman tuotantoteho on verrannollinen tuulen nopeuden kolmanteen potenssiin, jo pieni virhe tuuliennusteessa vaikuttaa merkittävästi tuulivoimatuotannon virheeseen.** Näin ollen todellinen tuotanto voi poiketa ennustetusta tuotannosta, mikä edellyttää muulta järjestelmältä, tuotannolta ja/tai kulutukselta, joustoa. Ääritilanteissa, kuten myrskyissä, tuulivoimatuotannon ennustaminen on haasteellista. Ensin tuulivoimalaitosten tuotantotehot kasvavat tuulen yltyessä, mutta tuulen yltyessä liian voimakkaaksi laitoksia joudutaan pysäyttämään, jolloin pysäytettyjen laitosten sähköntuotanto lakkaa.

Vuonna 2017 tunnin ennustevirhe oli noin 4 % (keskihajonta asennetusta tuulivoimakapasiteetista) ja 12 tunnin virhe noin 5,3 %. Vuonna 2030 lukujen arvioidaan olevan noin 3,4 % ja 4,1 %. (Pöyry, 2018) Nämä luvut vastaisivat noin 240 ja 280 MW:a tuulivoimakapasiteetin ollessa tässä selvityksessä oletetun mukainen 7000 MW. 12 tunnin virheeseen pystytään vastaamaan päivän sisäisillä markkinoilla, jossa jouston tarjoajina voivat olla esimerkiksi vesivoima, CHP ja sähkön tuonti/vienti. Alle tunnin sisällä tapahtuvan ennustevirheen kompensointiin vaaditaan nopeasti säädettävää tuotantoa, kuten vesivoimaa.



Tuulivoimatuotannon 12-tunnin ja 1-tunnin ennusteiden ennustevirheen historiallinen kehitys Suomessa 2013-2017 sekä arvioitu kehitys 2030 saakka. (Pöyry, 2018).



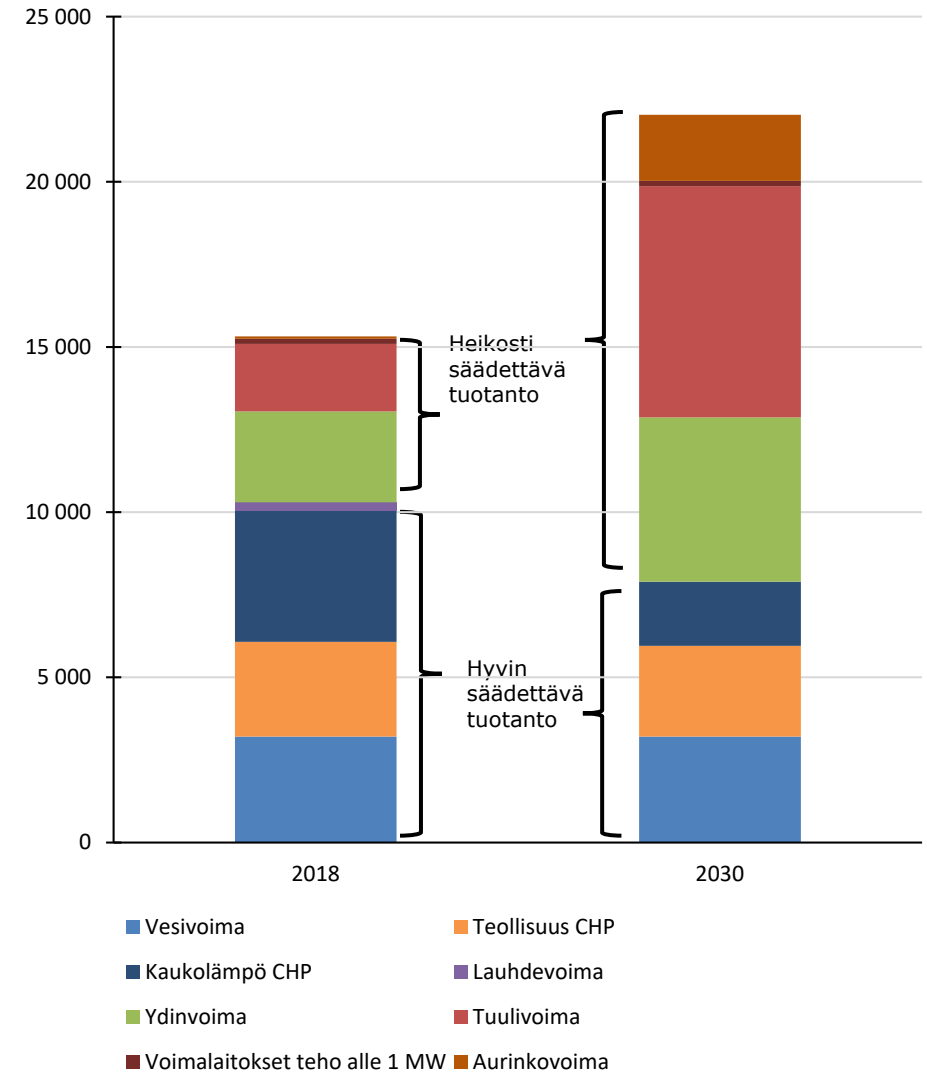
SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

Säädettävän tuotannon määrä vähenee

Suomen sähköjärjestelmän ominaispiirre on sähkön ja lämmön yhteistuotannon (CHP) suuri osuus sähköntuotannossa. Kulloinkin käytettävissä oleva sähkön tuotantokapasiteetti riippuu muun muassa vuodenajasta, vesitilanteesta, tuulisuudesta, huoltoseisokeista ja laitosten vikaantumisista. Energiavirasto arvioi talvella 2018-2019 huippukulutuksen aikana käytettäväksi kapasiteetiksi 12 000 MW sisältäen tehoreservin 702 MW, mutta ei järjestelmäreservejä (Energiavirasto, 2018).

Sähköntuotantokapasiteetin arvioidaan muuttuvan seuraavan vuosikymmenen aikana: heikosti säädettävien ydin- ja tuulivoiman osuudet kasvavat. Ydinvoimakapasiteetti nousee nykyisestä n. 2800 MW:sta 5000 MW:iin. Olkiluoto 3:n ja Hanhikivi 1:n odotetaan tuottavan sähköä markkinoille vuoteen 2030 mennessä. Loviisa 1 voimassaoleva käyttöluva päättyy vuonna 2027 eikä sitä näin ollen ole tässä selvityksessä huomioitu vuoden 2030 tuotannossa. Kaupallisen lauhdevoiman arvioidaan poistuvan kokonaan sähköntuotantokapasiteetista vuoteen 2030 mennessä kivihiilikiellon voimaantumisen myötä. Vesivoimakapasiteetin 3200 MW arvioidaan pysyvän ennallaan ellei rajoituksin tapahdu merkittäviä muutoksia.

Tuulivoiman ominaisinvestointikustannukset ovat laskeneet viime vuosina, kun samalla tehokertoimet ovat parantuneet merkittävästi tornikorkeuden ja pyyhkäisyypinta-alan kasvun myötä. Tällä hetkellä Suomessa on rakenteilla 9 hanketta (yht. 340 MW), jotka rakennetaan ilman erillistä valtion tukea (STY, 2018). Tuulivoimaa tullaan rakentamaan myös uuden, vuoden 2018 lopussa kilpailutetun, tuotantotukijärjestelmän puitteissa. Fingrid arvioi aurinkosähköllä tuotettavan noin 1 TWh, (Fingrid, 2017), OECD/IEA tuotannon pysyvän alle 500 GWh, uusimmassa energia- ja ilmastostrategiassa (TEM, 2016) aurinkovoima on 0,7 TWh ja Sitran visioissa 5-15 TWh vuonna 2030. Asennettuina tehoina nämä vastaisivat noin (900 Wh/Wp) 550-16 700 MWp.



Sähköntuotantokapasiteetti vuosina 2018 (nimellistehot MW) ja tässä selvityksessä käytetty arvio vuoden 2030 kapasiteeteista (tehot nettotehoja, ks. kpl "Sähköjärjestelmä vuonna 2030").



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

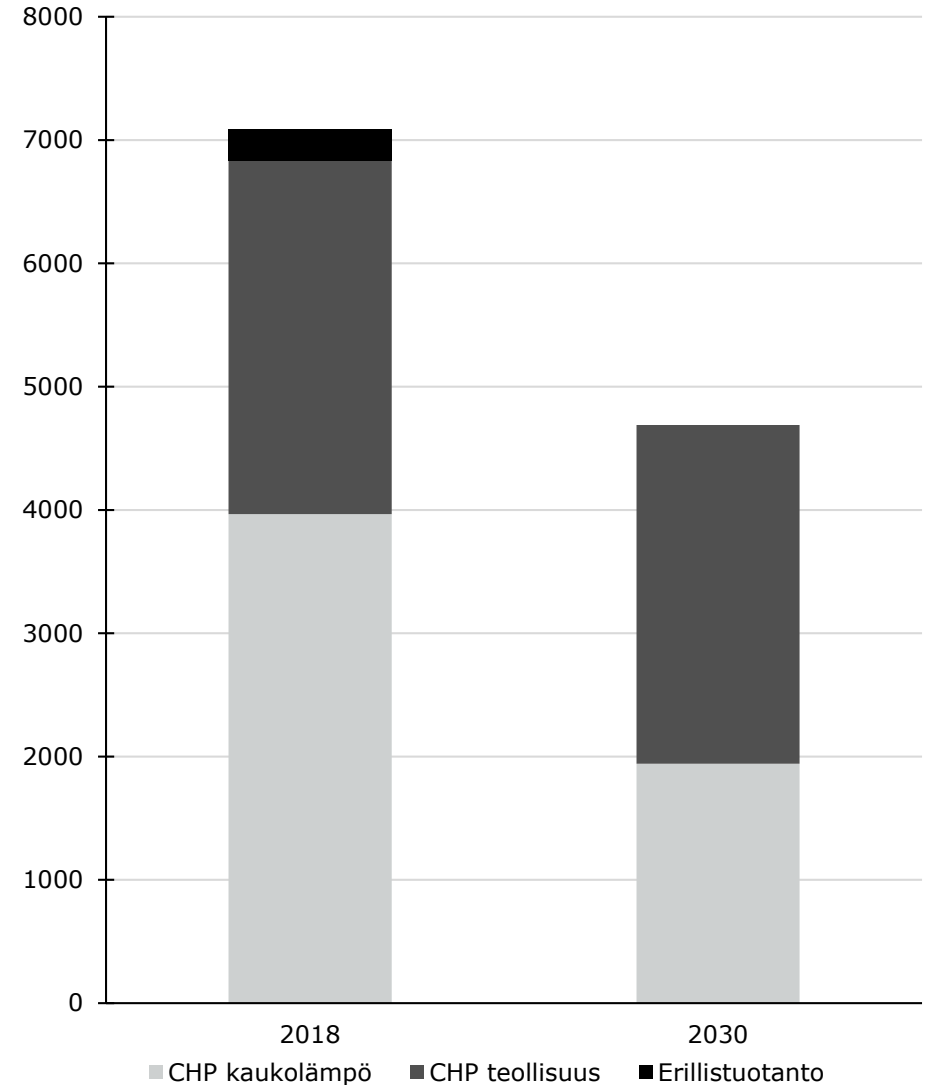
CHP-kapasiteetti vähenee merkittävästi

Alhainen sähkön hinta vaikuttaa siihen, että käyttöikänsä päähän tulevia lämmön- ja sähkön yhteistuotantolaitoksia (CHP) korvataan muun muassa lämmön erillistuotannolla ja/tai lämpöpumpuilla.

CHP-kapasiteetin nimellisnettoteho on tällä hetkellä Suomessa noin 6800 MW. Alhainen sähkön hinta on johtanut siihen, että uusiin CHP-laitoksiin investoiminen ei ole kannattavaa. Tulevaisuudessa CHP-kapasiteettia korvautunee edelleen lämpöpumpuilla tai lämmöntuotantolaitoksilla.

Todellisuudessa huippukulutuskaudella käytettävissä oleva kapasiteetti on esitettyä nimelliskapasiteettia pienempi. Se määritellään yhtä aikaa käytettävissä olevana tehona, joka Suomessa pystytään tuottamaan yhden tunnin ajan kovien pakkasten aikana. Tähän kapasiteettiin vaikuttavat mm. voimalaitosten lämmöntuotantoteho, käytettävyykertoimet ja käynnistysajat. Vuoden 2018 huippukuormituskaudella CHP:n sähköntuotantokapasiteetti oli yhteensä 5540 MW (Tilastokeskus, 2018).

Sipilän hallitus on esittänyt kivihiilen kieltoa energiantuotannossa vuodesta 2029 lukien. Kielto voi vaikuttaa joidenkin voimalaitosten käytöstä poistumisen aikaistumiseen.



Lämpövoimakapasiteetti 2018 ja 2030 tässä selvityksessä käytetyn arvion mukaisesti (ks. kpl "Sähköjärjestelmä vuonna 2030").

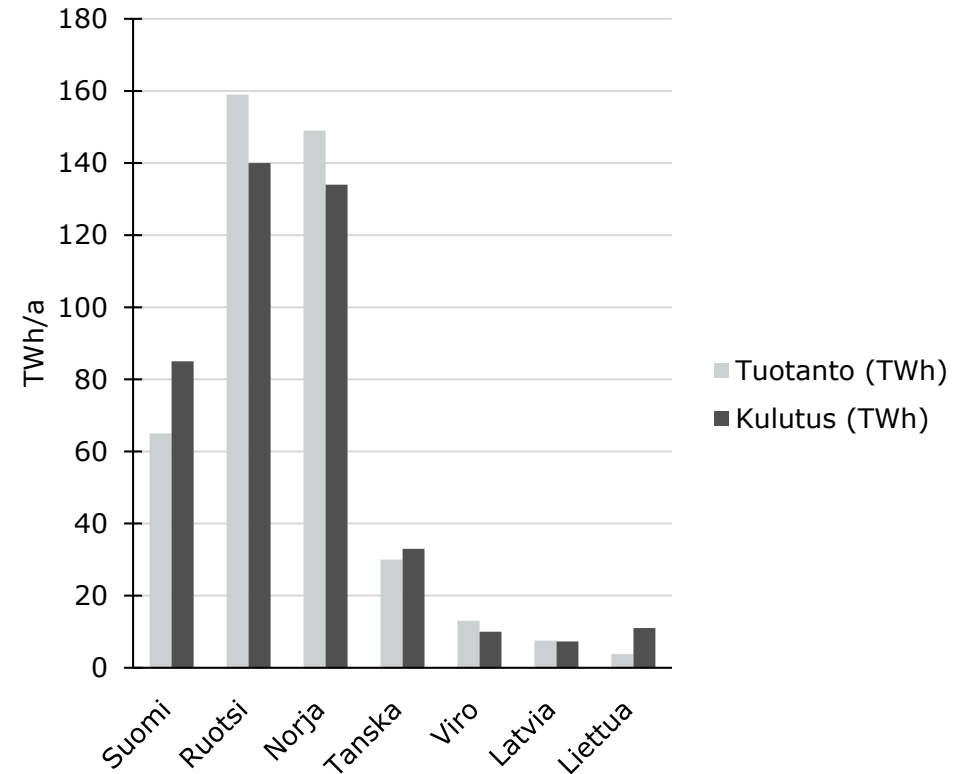


Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä tuulen osuus kasvaa

Ruotsi ja Norja ovat suurimmat sähkön kuluttajat ja tuottajat Pohjoismaissa ja Baltiassa. **Suomi tuo ulkomailta noin 20-25% kuluttamastaan sähköstä. Eniten sähköä tuodaan Ruotsista, mutta myös Venäjältä, Virosta ja Norjasta.**

Ruotsin sähköntuotannosta katetaan nykyisin noin 40% ydinvoimalla, 40% vesivoimalla, 10% yhdistetyllä sähkön- ja lämmöntuotannolla (CHP) ja 10% tuulivoimalla. (IVA, 2017) Ruotsi jatkoi *elsertificat*-järjestelmänsä vuonna 2017. Tuulivoimatuotannon arvioidaan kasvavan ainakin 13,5 TWh:lla tasolle 28 TWh/a (noin 4200 MW) vuoteen 2030 mennessä. Ruotsin ydinvoimakapasiteetti on tällä hetkellä noin 7200 MW. Vattenfall on päättänyt sulkea Ringhals 1 -laitoksen (865 MW) vuoteen 2020 mennessä ja Ringhals 2 -laitoksen (900 MW) vuoden 2019 aikana. Ruotsin vesivoiman nimelliskapasiteetti on noin 16 200 MW ja käytännössä maksimikapasiteetti on n. 13 700 MW ja minimi n. 3300 MW.

Norjan sähköntuotannosta katetaan vesivoimalla normaalivuonna noin 133 TWh eli noin 96%. Vesivoiman tuotantokapasiteetti on noin 31 GW ja rakenteilla on uutta kapasiteettia 715 MW edestä. Sateisuus vaikuttaa Norjan vesivoimatuotannon määrään, joka onkin vaihdellut vuositasolla 65 TWh kuivan ja sateisen vuoden välillä. Norjan vesivoimalaitosten varastointikapasiteetti on merkittävä, 84 TWh. Lämpövoimalaitoskapasiteetti on 728 MW ja lämpövoimalaitoksilla on tuotettu viime vuosina 3,5 TWh/a sähköä lähinnä teollisuuslaitosten yhteydessä. (Energifaktanorge, 2018) Norjan tuulivoimakapasiteetti on kasvanut viime vuosien aikana. Vuoden 2017 lopussa Norjassa oli asennettua kapasiteettia 1188 MW ja rakenteilla 1600 MW. Tuulivoimalla tuotettiin sähköä 2,8 TWh vuonna 2017. (IEAWind, 2018)



Sähkön tuotanto ja kulutus Pohjoismaissa ja Baltiassa vuonna 2017 (Tilastokeskus, Energimyndigheten, Statistics Norway, Danish Energy Agency, Statistics Estonia, Central Statistical Bureau of Latvia, LitGrid).

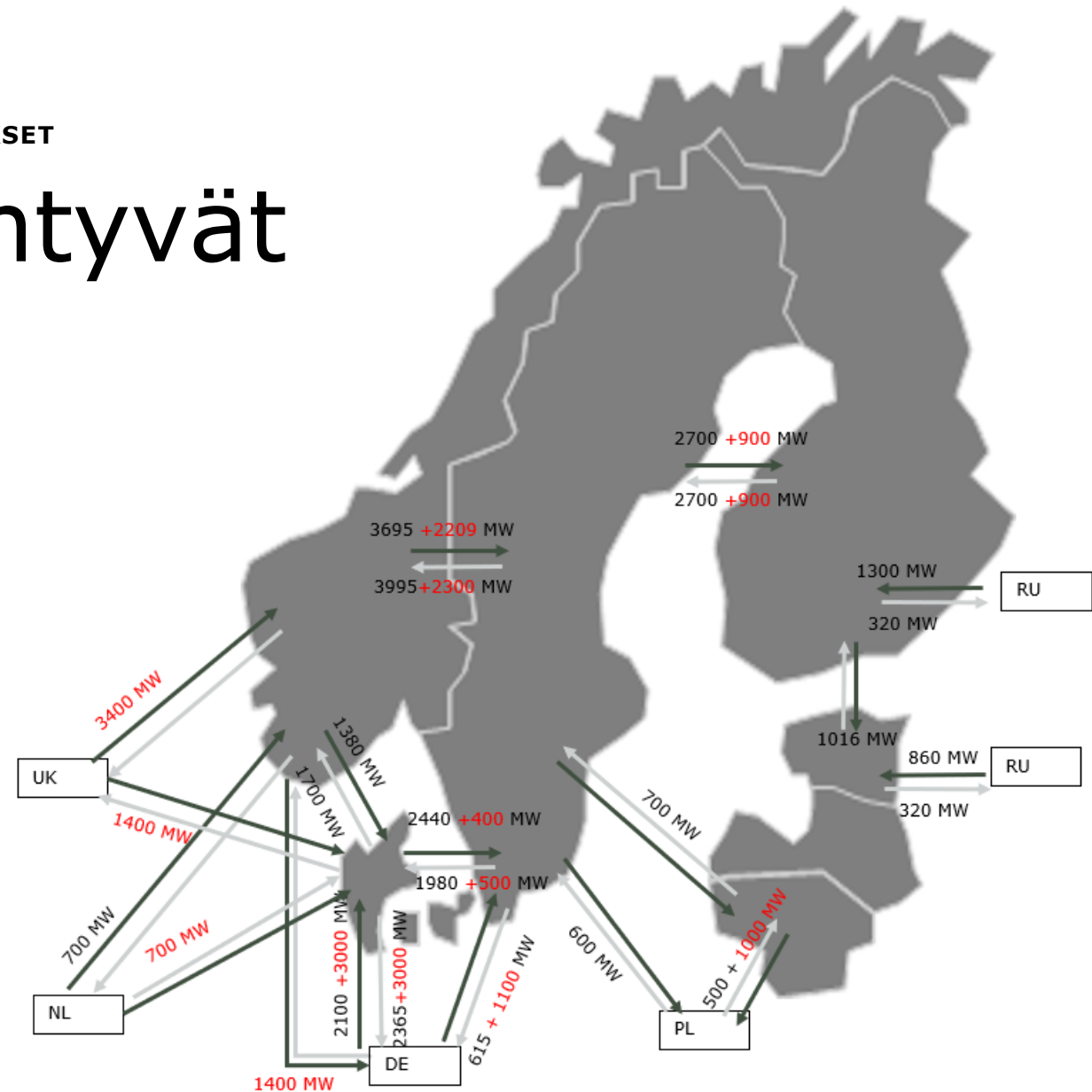


SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

Siirtoyhteydet lisääntyvät

Tällä hetkellä sähkön siirtoyhteyksien kapasiteetti Suomeen on yhteensä noin 5000 MW (Ruotsista 2700 MW, Venäjältä 1300 MW ja Virosta 1000 MW). Vuositasolla Suomi on sähkön nettotuojana Venäjältä ja Ruotsista, mutta Viroon Suomi tyypillisesti vie sähköä. Hinta-alueet määrittävät pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella sähkösiirron suunnan ja määrän. Vuoteen 2030 mennessä siirtokapasiteetin Ruotsista ja Norjasta arvioidaan kasvavan tasolle 3600 MW. Merkittävimpiä muutoksia ovat siirtoyhteyksien kehitys Ruotsiin sekä Fennoskan 1 -yhteyden uudistus (arviolta vuonna 2029). Suomen vientikapasiteetin arvioidaan olevan 4600 MW NordPool-alueelle ja 320 MW Venäjälle vuonna 2030.

Tämän hetkinen siirtokapasiteetti Pohjoismaista ja Baltiasta keskiseen Eurooppaan on noin 4800 MW. Oheiseen karttaan on päivitetty siirtoyhteyksien kapasiteetin kehittyminen Entso-E:n TYNDP2018-suunnitelman mukaan. **Vuonna 2030 siirtoyhteyksien Pohjoismaista ja Baltiasta keskiseen Eurooppaan arvioidaan yli kolminkertaistuvan tasolle 16 800 MW. Tämä vastaa lähes puolta Norjan ja Ruotsin yhteenlasketusta vesivoimakapasiteetista.** Myös manner-Euroopassa maiden väliset siirtoyhteydet kasvavat. (Entso-E, 2018) Siirtoyhteyksien lisääntymisen myötä pohjoismaista vesivoimaa voidaan jatkossa yhä suuremmissa mittakaavassa käyttää esimerkiksi tasaamaan Saksan heikosti säädettävää tuotantoa.



Nordpool markkina-alueen maiden väliset sähkösiirtokapasiteetit ja siirtoyhteydet Keski-Eurooppaan ja Britanniaan vuonna 2030. Uudet siirtoyhteydet on merkitty punaisella tekstillä ja vuonna 2018 olemassa olevat mustalla tekstillä.



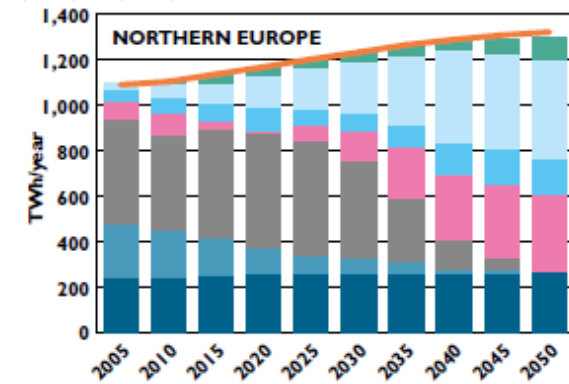
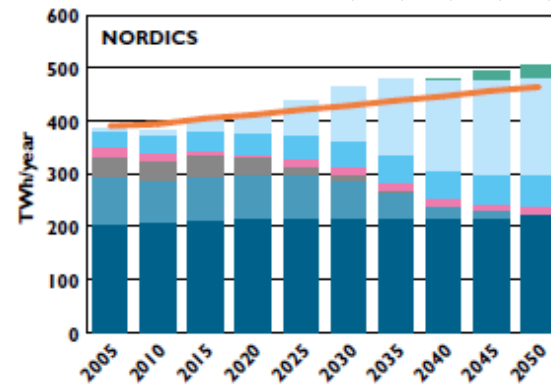
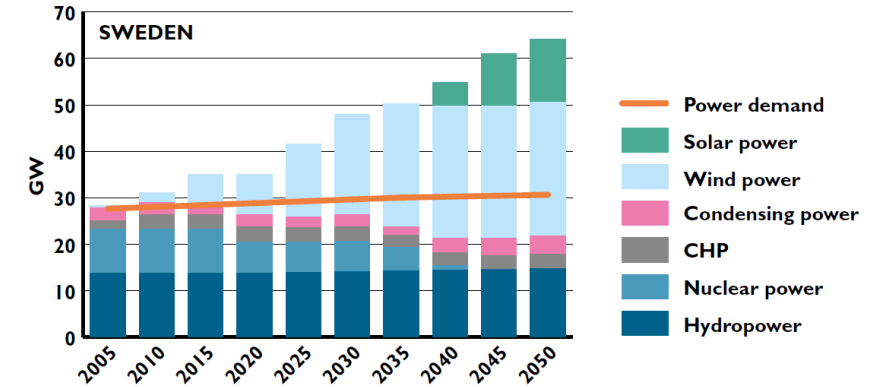
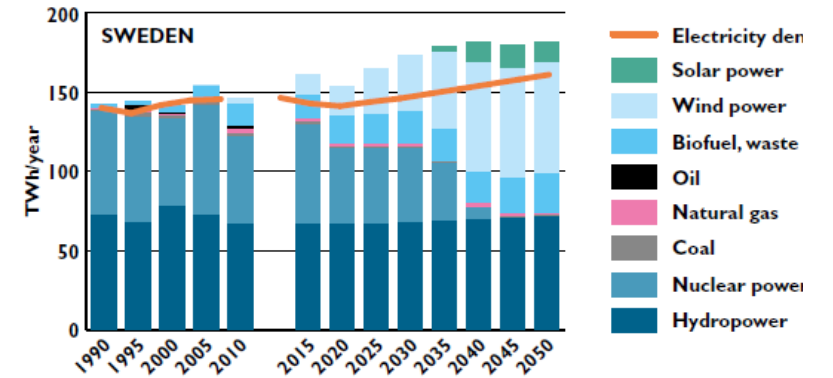
SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

Tuontisähkön saatavuus ja hinta voivat vaihdella

Suomessa tuontisähköä on ollut hyvin saatavilla edulliseen hintaan viime vuosina. Kun siirtokapasiteetti Pohjoismaista muualle Eurooppaan kasvaa, Suomen tuontisähkön hintaan vaikuttaa mm. Keski-Euroopan ja Britannian hintataso sekä tuotantokapasiteettien kehitys. Tuontisähkön saatavuus ei ole enää itsestäänselvyys kaikkina hetkinä.

The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences (IVA, 2016) arvioi Ruotsin säilyvän vuositasolla sähkön nettoviejänä vuonna 2030, mutta ydinvoimakapasiteetin vähentymisestä ja tuulivoiman kasvusta johtuen Ruotsin oma tuotanto ei välttämättä riitä kattamaan sähkön kulutushuippuja vuoden 2020 jälkeen. Muun muassa Ruotsin kantaverkkoyhtiö on tuonut esille, että sähkötehon riittävyys Ruotsissa ei ole enää itsestäänselvyys (SVK, 2018) ja pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat tuoneet esille huolensa pohjoismaisen tehotaseen heikkenemisestä (Esim. Statnett & ..., 2017).

Norjan ja Ruotsin arvioidaan olevan vuositasolla sähköenergian suhteen omavaraisia, kun taas Saksan ja Puolan arvioidaan olevan sähköenergian nettotuotajia vuonna 2030 (IVA, 2016). Vastaavasti koko Pohjois-Euroopan (Pohjoismaat, Saksa ja Puola) sähkön tuotanto ja kulutus olisivat tasapainossa vuositasolla. Hetkittäinen tehotasapaino ei välttämättä riittäisi kattamaan kysyntää. Saksan vuotuinen sähkön kulutus on noin 600 TWh ja se onkin suurempi kuluttaja kuin Pohjoismaat ja Baltia yhteensä. Siirtoyhteyksien lisääntyessä Pohjoismaista Baltiaan, Keski-Eurooppaan ja Britanniaan voidaan arvioida, että tulevaisuudessa tuontisähkön saatavuus ja hinta Suomessa riippuvat yhä voimakkaammin Keski-Euroopan tehotaseesta ja hinnasta. Siirron pullonkauloilla voi olla vaikutusta siirrettäviin sähkötehoihin.



Ruotsin arvioidaan säilyvän vuositasolla sähkön nettotuottajana vuonna 2030 (ylin kuva), mutta sähkön tuotantotehon riittävyys kattamaan huippukulutus riippuu tuulisuudesta (keskimmäinen kuva). Pohjoismaiden arvioidaan olevan vuositasolla sähkön nettoviejiä, kun taas Pohjois-Euroopan tasolla (Pohjoismaat, Saksa ja Puola) sähkön kulutuksen ja tuotannon arvioidaan olevan vuositasolla yhtä suuret (alimmaisat kuvat). (IVA, 2016)



Sähkövarastot soveltuvat parhaiten nopeaan taajuussäätöön

Sähkövarastot, erityisesti litiumakut, ovat viime aikoina olleet paljon julkisessa keskustelussa johtuen pilottihankkeista Suomessa ja maailmalla. Teknologioiden kypsyys ja kustannustaso eivät kuitenkaan toistaiseksi mahdollista näiden teknologioiden taloudellisesti kannattavaa hyödyntämistä.

Kypsimpiä akkuteknologioita ovat lyijyakkujen lisäksi litiumakut, natriumrikkiakut ja virtausakut. Myös power-to-gas (P2G) -teknologioita kehitetään voimakkaasti, erityisesti Keski-Euroopassa. Taulukossa on esitetty maailmalla toteutettujen tai käynnissä olevien suurien sähkövarastoprojektien lukumääriä. Havaitaan, että litiumvarastot dominoivat tämänhetkistä suuren kokoluokan sähkövarastomarkkinaa.

Sähköjärjestelmän säätökäyttöä ajatellen akkujen vahvuutena on mm. nopea reagointi (purkaus tai lataus). Heikkoutena on mm. alhainen energian ja tehon suhde. Sähköverkkojen tarpeisiin onkin kehitteillä mm. virtausakkuja ja natrium-rikki (NaS) -akkuja, joiden purkaus aika nimellisteholla on jopa 10 tuntia. Sähköautojen akkujen tyypillinen koko (energiämäärä) on 30-100 kWh. Sähköautojen tehot vaihtelevat 100-300 kW tasoilla. Siten sähköautojen akkujen tyypillinen energia/teho-suhde on alle 0,5. Eli sähköauton akun purkaus aika nimellisteholla on alle 30 min. Akkujen voidaan arvioida soveltuvan tulevaisuudessa parhaiten sähköverkon taajuuden säätöön ja (sähköautojen) latauksen tarjoavan kulutusjouston mahdollisuuksia, kun akkujen latauksen ajankohtaa voidaan siirtää esimerkiksi yön tunneille.

Maailmalla toteutettuja tai käynnissä olevia suuria sähkövarastoprojekteja (DOE, 2018). VRFB = vanadium redox flow battery; ZNBR = zinc bromide flow battery; NaS = Natrium rikki.

Teknologia	Projektien lukumäärä globaalisti (2018)	Tyypillinen purkaus aika* nimellisteholla
Litiumakku	690	30 min – 4 h
Lyijyakku	85	1 – 5 h
VRFB (virtausakku)	60	2 – 10 h
ZNBR (virtausakku)	20	2 – 5 h
NaS-akku	35	6 – 8 h
Power-to-Gas (P2G)	15	1 – 30 h

**Energian riittävyys kun akkua puretaan nimellisteholla*



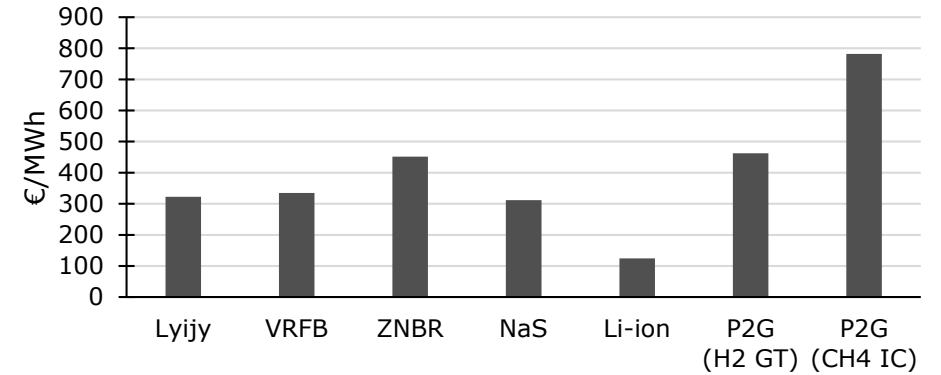
SÄHKÖJÄRJESTELMÄ TÄNÄÄN JA ODOTETTAVISSA OLEVAT MUUTOKSET

Kannattava varastointi edellyttäisi suurta sähkön hintavaihtelua

Sähköenergian varastoinnin taloudellinen kannattavuus vaatii, että lataus- ja purkaussähkön hintojen ero on riittävän suuri ja että lataus-/purkaussyklejä tapahtuu riittävän usein. Sähkön varastoinnin kannattavuutta voidaan arvioida laskemalla, mikä puretun ja ladatun sähkön hintaeron tulisi olla, jotta investointi olisi taloudellisesti kannattava.

Kuvassa oikealla on esitetty eri varastointiteknologioille vaaditut sähkön hintaerot että ne olivat taloudellisesti kannattavia. Laskelmassa on oletettu vuoden 2030 hinta- ja suorituskykytaso ja että lataus-/purkaussyklejä on vuodessa 300 eli noin 1 jokaisena arkipäivänä. Esimerkiksi Li-ion akkuja käytettäessä hintaeron tulisi olla yli 125 €/MWh 300 kertaa vuodessa. Siten sähkövarastojen käyttö yö/päivä -säädössä olisi edelleen vuonna 2030 huomattavan kallista eikä sähkövarastoilla siten voitaisi korvata kustannustehokkaasti vesivoiman tuottamaa yö/päivä-säätöä. Tällä hetkellä sähkön tyyppillinen vuorokauden hintaero Suomessa on noin 25 €/MWh.

Monille sähkövarastoille, erityisesti akuille, kustannustehokkain sovellus onkin taajuudensäädön sovellukset. Suomessa tämä tarkoittaa taajuusohjattua käyttöreserviä (FCR-N) sekä automaattista taajuudenhallintareserviä (aFRR). Reservimarkkinoiden hinnoittelu perustuu tehoon eikä energiaan. Näiden markkinoiden kautta siirtyvät **energiamäärät ovat pieniä verrattuna sähkötehoihin** ja näille markkinoille sähköakut soveltuvat hyvin.



Eri varastointiteknologioiden kannattavuuden vaatima lataus- ja purkaussähkön hintaero.

Laskennassa hyödynnetyt eri varastointiteknologioiden suorituskyky- ja hinta-arvioita vuodelle 2030 (ÄF arvio).

Sähkön varastointiteknologioiden arvioitu kustannus ja suorituskyky vuonna 2030	Lyijy	VRFB	ZNBR	NaS	Li-ion	P2G (vety GT)	P2G (CH4 + IC)
Investointikustannus (€/kWh, kapasiteetti)	500	650	850	650	300	270	350
O&M [€/kW] (teho-energia 1:5)	2	8	3	7	5	25	40
Hyösuhte [AC-AC]	0,85	0,75	0,7	0,8	0,95	0,27	0,22
Syklinen elinikä	2 500	13 000	9 000	7 000	5 000	7000	7000
Täysiiä syklejä vuodessa	300	300	300	300	300	300	300
Kalenteri-ikä	10	15	15	15	15	20	20

Akut ovat kallis vaihtoehto sähkön vuorokausisäätöön. Vuonna 2030 tarvittava päivä-yö-hintaero pitäisi olla yli 125 €/MWh, jotta varastointi olisi kannattavaa.



Akkujen elinkaari päästöt ovat vesivoimaa suuremmat

Sähkövarastojen valmistuksen päästöt aiheutuvat raaka-aineiden louhimisesta, jalostamisesta ja kokoonpanosta. Esimerkiksi Li-ion akkujen valmistuksesta aiheutuvat päästöjen on arvioitu olevan noin 150-200 kgCO₂e/kWh, jossa kWh tarkoittaa akun varastokapasiteettia (IVL Svenska Miljöinstitutet, 2017). Ford arvioi akustojensa valmistuksen CO₂-päästöiksi 140 kg/kWh vuonna 2016 ja Tsinghuanin yliopiston tutkimuksessa akkujen valmistuksen keskimääräiseksi päästökseen saatiin 103 kg/kWh (Tekniikanmaailma, 12/2018).

Varastosta purettavan sähkön päästökerroin riippuu varaston valmistuksen päästöistä ja lataukseen käytettävän sähkön päästöistä. Jos akun lataukseen käytetään Suomen keskimääräistä sähköä (päästökerroin 164 kgCO₂/MWh,e), on sähkön päästökerroin purettaessa keskimäärin 192-212 kgCO₂e/MWh,e. P2G-konsepteille se on vastaavasti 410-745 kgCO₂e/MWh,e huonommasta hyötysuhteesta johtuen. Jos lataukseen käytetään täysin päästötöntä sähköä, on päästökerroin P2G-konsepteilla 0 kgCO₂e/MWh,e ja akuilla 20-40 kgCO₂e/MWh,e akkujen valmistuksen päästöistä johtuen.

Kevyen polttoöljyn koko elinkaaren päästökerroin on 55+264=319 kgCO₂e/MWh,pa ja maakaasun 46+198=244 kgCO₂e/MWh,pa (VM, 2018). Moottori- tai kaasuturbiinivoimalaitoksen tyypillinen hyötysuhde on n. 40 %. Siten elinkaari päästöt tuotettua sähköenergiaa kohden ovat näillä konventionaalisilla teknologioilla maakaasulle 610 kgCO₂e/MWh,e ja kevyelle polttoöljylle 798 kgCO₂e/MWh,e. Pohjoismaisen vesivoiman keskimääräiset ilmastopäästöt ovat 10,5 kgCO₂e/MWh,e 100 vuoden ajalle kohdistettuina (Vattenfall, 2018).

Sähkövarastojen elinkaari päästöt riippuvat valmistuksen päästöistä ja lataukseen käytetyn sähkön päästöistä. Akkujen valmistus tuottaa runsaasti päästöjä. η = hyötysuhde.

Polttoaine/ teknologia	Alkupään/ valmistuksen päästöt (kgCO ₂ e/MWh)	Polton/ käyttösähkön päästöt (kgCO ₂ e/MWh)	Päästöt yhteensä tuotettua/purettua sähköä kohden (kgCO ₂ e/MWh,e)
Li-ion akku	100 000 – 200 000	0	20-40 (5000 sykliä, η = 95%)
Li-ion akku	100 000 – 200 000	164	192-212 (5000 sykliä, η = 95%)
Maakaasu	46	198	610 (η = 40%)
Kevyt polttoöljy/ diesel	55	264	798 (η = 40%)
P2G, vety	?	0-164	0-410 (η = 40%)
P2G, metaani	?	0-164	0-745 (η = 22%)
Pohjoismainen vesivoima	10,1	-	10,5 (η = 97%)

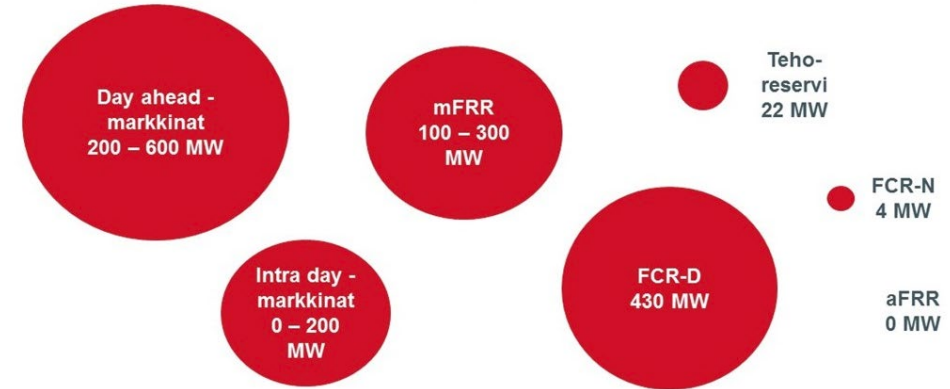


Kysyntäjouaston mahdollisuudet ovat rajalliset

Kysyntäjouaston saatavilla olevaan määrään vaikuttaa siltä vaadittava aktivoitumisaika ja jouaston kesto. 1-3 tuntia kestävä kysyntäjouaston potentiaaliksi Suomessa on hiljattain (Pöyry, 2018) arvioitu kemian-, metalli- ja paperiteollisuudessa yhteensä noin 1000 MW. Datakeskusten kysyntäjouaston potentiaaliksi on arvioitu 200 MW, mutta kestoiltaan niiden jousto on vain 3 minuuttia. **Kysyntäjouaston hintataso vaihtelee eikä sille ole määriteltävissä tiettyä hintatasoa.** Teollisuuden tarjoama kysyntäjousto riippuu mm. teollisuuden tuotantotilanteesta.

Muilla sektoreilla kuin teollisuudessa kysyntäjouaston tekniseksi ohjaus-potentiaaliksi arvioidaan yhteensä jopa yli 5000 MW (Järventausta et al, 2015). Arvion mukaan tällä hetkellä aikaohjauksen piirissä on noin 1000 MW pienasiakkaiden kuormia ja teho-ohjauksen piirissä noin 800 MW. Tarjolla olevan jouaston määrään vaikuttaa voimakkaasti vuoden- ja vuorokaudenajat. Kestoiltaan tunnin mittainen jousto koostuu lähinnä sähkölämmityksistä ja lämminvesivaraajista. (Järventausta et al., 2015) Siten potentiaaliksi arvioidaan talvisin enintään 1000-3000 MW ja kesäisin 600-1800 MW (kesto 2 h). Erityisesti sähkölämmityksien käytössä kysyntäjoustopissa on huomioitava jälkihuippuefektin (kulutuksen siirtyminen toiseen ajankohtaan) vaikutus jouston jälkeiseen sähkötehoon. On huomattava, että tässä on esitetty teoreettiset potentiaalit ja todellisuudessa käytettävissä olevan kysyntäjouaston määrä voi olla tätä huomattavasti vähäisempää.

Kysyntäjouaston tilanne Suomessa status 18.1.2018



Fingrid arvioi tämän hetken yli tunnin mittaisen kysyntäjouaston (eli Day ahead- ja Intra day -markkinat) määräksi sähkömarkkinoilla 0-600 MW (Fingrid, 2018).

Tunnin-kolmen tunnin kestoista kysyntäjoustopia on potentiaalisesti saatavilla käyttöön kemian-, metalli- ja paperiteollisuudesta sekä lämmitysjärjestelmistä ja kasvihuoneiden valaistuksista. (Pöyry, 2018 / Järventausta et al., 2015)

Teollisuuden ala tai sektori	Kysyntäjouaston potentiaali	Jouaston kesto	Tällä hetkellä markkinoilla
Kemianteollisuus	75-150	1-3 h	0
Metalliteollisuus	300	1-3 h	0
Paperiteollisuus	600-650	1-3 h	60-70%
Muut (kotitaloudet, kasvihuoneet, palvelusektori...)	Kesä: 600-1800 MW Talvi: 1000-3000 MW	1 h	0



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Vaikutusten arviointi



Skenaariotarkastelun lähtökohdat

Suomen sähköjärjestelmän kehittymistä on tässä selvityksessä tarkasteltu vuotta 2030 koskevan neljän eri skenaarion kautta. Skenaarioiden avulla on tarkasteltu aiemmassa kappaleessa kuvattujen sähköjärjestelmän muutosten yhteisvaikutusta ja järjestelmän kokonaiskuvaa. Tarkasteltaviksi skenaarioiksi on valittu neljä erilaista mahdollista tulevaisuuden kuvaa. Näitä tulevaisuuden kuvia erottavat toisistaan erityisesti vesivoimatuotannon mahdollisuudet Suomessa sekä tuontisähkön hinta.

Skenaariotarkastelussa on kiinnitetty huomiota tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitoon sekä sähköjärjestelmän joustavuuteen sekä erityisesti vesivoiman rooliin joustavuuden tuojana. Sähkömarkkinan tarkastelussa on hyödynnetty Ordena-sähkömarkkinamallia, jolla on mallinnettu neljä esimerkkiviikkoa kussakin neljässä skenaariossa.

Hyödyntäen mm. skenaariotarkastelun mallinnuksen tuloksia, työssä on arvioitu eri joustavuuden mekanismien tarvetta ja vaikutuksia, kuten kustannuksia sekä ympäristö- ja kansantaloudellisia vaikutuksia.

Skenaarioiden lähtöoletukset perustuvat asiantuntija-arvioon siitä, minkälainen Suomen sähköjärjestelmä vuonna 2030 on. **Tehty skenaariotarkastelu sekä mallinnuksessa käytetyt lähtöoletukset ja mallinnuksen tulokset on esitetty liitteessä 1.** Käytetyt lähtöoletukset perustuvat kappaleessa "Sähköjärjestelmä tänään ja odotettavissa olevat muutokset" käsiteltyihin sähkömarkkinan muutostrendeihin.

Selvityksessä ei ole tarkasteltu ilmastonmuutoksesta mahdollisesti aiheutuvia virtaamien tai vesivoiman tuotantopotentiaalin muutoksia, koska tarkastelujakso on verraten lyhyt ilmastonmuutoksen näkökulmasta.

Suomen sähkömarkkinat ovat muutoksessa:

- sääriippuvainen uusiutuvan energian tuotantokapasiteetti kasvaa Suomessa ja muualla pohjoismaisen sähkömarkkinan alueella
- lämpövoimakapasiteetti vähenee ja ydinvoimakapasiteetti kasvaa
- sähkönsiirtokapasiteetti Suomesta muualle pohjoismaisen sähkömarkkinan alueelle kasvaa
- sähkönsiirtoyhteydet pohjoismaiden ja keskisen Euroopan välillä kasvavat, mikä lisää Euroopan sähkön hintojen vaikutusta pohjoismaisessa sähkömarkkinassa
- sähkönkulutus kasvaa, mm. lisääntyvän sähköisen liikenteen ja lämpöpumppujen myötä
- kysyntäjoustop rooli kasvaa
- sähkön varastointiteknologioiden hinta laskee



Vesivoimatuotannon rajoittaminen vaikuttaisi sähköjärjestelmän toimintaan

Sähköjärjestelmä

Sähkön kysynnän ohella **kasvat tuulivoiman ja aurinkosähkön tuotannot vaativat joustavaa säätövoimaa**. Energiamarkkina ja tuotantorakenne ovat nyt muutosvaiheessa markkinatoimijoiden sopeutuessa uuteen markkinaympäristöön. Tämä muutosvaihe on joustavuuden kannalta kriittisin koska markkinat vastaavat jouston tarpeeseen viipeellä, kun markkinasignaalit eivät ole vielä riittävän suuret uuden joustavan kapasiteetin lisäämiseksi. Markkinan viivettä on mahdollista lyhentää tukemalla uutta joustavaa tuotantoa. Vaihtoehtoisesti voidaan tukea olemassa olevan kapasiteetin joustavuuden lisäystä ja markkinoilla pysymistä.

Jos samanaikaisesti tuuli- ja aurinkovoiman kasvun kanssa vähennetään vesivoiman jouston mahdollisuuksia, kasvatetaan riskiä että muutosvaiheessa syntyy haasteita sähköjärjestelmän joustavuuden riittävyyden kanssa. Vesivoiman joustava käyttö voi mahdollistaa, että muutosvaiheen yli on mahdollista päästä ilman mittavia tukitoimia olemassa olevalle tai uudelle joustavalle teknologialle.

Työssä laadittujen mallinnusten tulosten perusteella nähdään, miten nopeasti säästä riippuvan tuuli- ja aurinkovoimatuotannon määrä voi muuttua. Kun vesivoimatuotannon säätö on mahdollista, voidaan sillä nopeasti vastata tähän muutokseen. Rajoitetun säädön skenaarioissa päädytään tilanteisiin, joissa uusiutuvan energian hyödyntämistä ei voida yhtä hyvin ajoittaa niin, että se olisi taloudellisesti ja ympäristövaikutusten kannalta optimaalista.

Tässä selvityksessä on mallinnuksen avulla tarkasteltu tuntitasolla tapahtuvaa day ahead –markkinaa ja siinä tapahtuvaa kulutuksen ja tuotannon vaihtelua. Vesivoimalla on erittäin merkittävä rooli myös tätä lyhyemmässä säädössä. Erityisesti vesivoimatuotannon muutosnopeuden säätäminen voi vaikuttaa merkittävästi vesivoiman toimintaan taajuussäädössä.

Sähkönhinta

Vesivoiman säädettävyyden rajoittaminen aiheuttaa isossa kuvassa sähkön hinnan volatiliiteetin kasvua hyvin säädettävän tuotannon vähentyessä. **Vaikutus sähkön kokonaishintaan riippuu siitä, millä joustava vesivoimatuotanto korvattaisiin ja mikä olisi sen tuotantokustannus.** Korvaava tuotanto voi olla fyysisesti joko Suomessa tai siirtoyhteyksien toisessa päässä.

Kuluttajien sähkölasku koostuu sähköenergia- ja siirtomaksuista sekä sähköverosta. Vesivoiman joustavuuden rajoittaminen voi vaikuttaa sähköenergian hintaan. Eräänä ajankohtaisena esimerkkinä ovat konesalit. Pohjoismaihin on viime vuosina investoitu merkittäviä määriä uutta konesalikapasiteettia. Sähkön hinta on yksi merkittävimmistä tekijöistä konesalien sijoituspaikkoja suunniteltaessa. Sähkön edullinen hinta ja toimitusvarmuus, vakaa yhteiskunta ja viileä ilmasto ovat merkittäviä etuja, kun uusia palvelukeskus- tai muita teollisia investointeja houkutellessaan Suomeen.



Vesivoimatuotannon rajoittaminen laskisi omavaraisuutta

Omavaraisuus ja huoltovarmuus

Vesivoiman säädettävyyden rajoittamisella voi olla vaikutuksia Suomen tehotaseeseen. **Jos vesivoimaa korvataan säädössä tuonnilla, laskee Suomen omavaraisuus edelleen.** Samaan aikaan tulee pitää mielessä, että tuontisähkön saatavuus kaikkina ajanhetkinä tulevaisuudessa ei välttämättä ole taattua. Tuontisähkön saatavuus riippuu siirtoyhteyksien kehittymisen ohella pohjoismaisen ja Baltian tehotaseen ja tuotantorakenteen kehittymisestä sekä siirtoyhteyksien lisääntymisestä manner-Eurooppaan ja Britanniaan. Tulevaisuudessa sähkön hintaan Suomessa vaikuttaa enenevässä määrin Saksan hintataso. Koska tuulivoiman ennakoitaan lisääntyvän Pohjoismaissa sekä manner-Euroopassa ja Britanniassa, vientisähkön kysyntään vaikuttaa maiden kulutuksen lisäksi niiden tuulivoimatuotannon yhdenaikaisuus Suomen tuotannon kanssa.

Kuten mallinnustulokset osoittavat, Suomen sähköjärjestelmän tuotantorakenne muuttuu joustamattommaksi tulevaisuudessa. Huoltovarmuuden kannalta Suomessa tulee säilyttää joustavaa kapasiteettia, jotta sähköjärjestelmän on ylipäättäen mahdollista toimia, jos tuontiyhteydet ovat jostain syystä pois käytöstä (esim. vioittuminen) tai säädettävyyden niiden avulla on rajoitettava (esim. tilanne, jossa tuontia on niin paljon ettei sitä voida enää lisätä).

Aluetalous

Vesivoimatuotannon rajoittamisen välittömät taloudelliset vaikutukset näkyvät pääasiassa aluetaloudessa kuntien verotulojen pienentyessä. Sääntömahdollisuuksien rajaaminen pienentää vesivoimayhtiöiden taloudellista tulosta ja vastaavasti pienentää alueellisesti valtion tasauksen kautta jaettavia yhteisöveroja.

Mikäli vesivoimalaitoksia suljetaan niiden peruskunnostusten ollessa kannattamattomia, pienentää sulkeminen voimalaitoksen sijaintikunnalle maksettavaa kiinteistöverokertymää. Vesivoimalaitosten peruskunnostukset ovat merkittäviä investointeja ja niiden tekemättä jättäminen vaikuttaa välillisesti myös suunnittelu- ja rakennusalan yhtiöihin.



Vesivoimatuotannon rajoittaminen heikentäisi myös tulvasuojelua

Ympäristövaikutukset

Vesivoimatuotannon päästöt ovat hyvin pienet moneen muuhun tuotantomuotoon verrattuna. Jos vesivoiman käyttöä säädössä korvataan esimerkiksi maakaasuun perustuvalla tuotannolla, kasvavat sähköjärjestelmän hiilidioksidipäästöt. Jos säätöä korvataan tuontisähköllä, on ympäristövaikutusten kannalta oleellista, millä tuotava sähkö on tuotettu. Esimerkiksi Virossa on runsaasti palavan kiven polttoon perustuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Jos Suomen kotimaista tuotantoa korvataan tuonnilla Virosta, aiheuttaa se hiilidioksidipäästöjen merkittävän kasvun.

Tulvasuojelu

Säännöstellyissä vesistöissä alaiden vedenkorkeuksia alennetaan nykyisin kevättalvella, jotta järveen voidaan varastoida kevään sulamisvedet. Jos nykyisin toteutettuja säännöstelyohjeita muutetaan siten, että vedenkorkeuksien ja virtaamien muutoksia rajoitetaan merkittävästi, tämä voi johtaa tulvavahinkojen lisääntymiseen alaiden alapuoleisilla vesistön osilla.

Tulvavahingot voivat lisääntyä myös muina vuodenaikoina, jos alaiden varastokapasiteettia pienennetään ja tulvavirtaamien pidätysmahdollisuudet heikkenevät.



Vesivoiman korvaaminen akuilla on kallista

Vesivoiman korvaaminen sähköakuilla olisi erittäin kallista ja se kasvattaisi sähköjärjestelmän hiilidioksidipäästöjä.

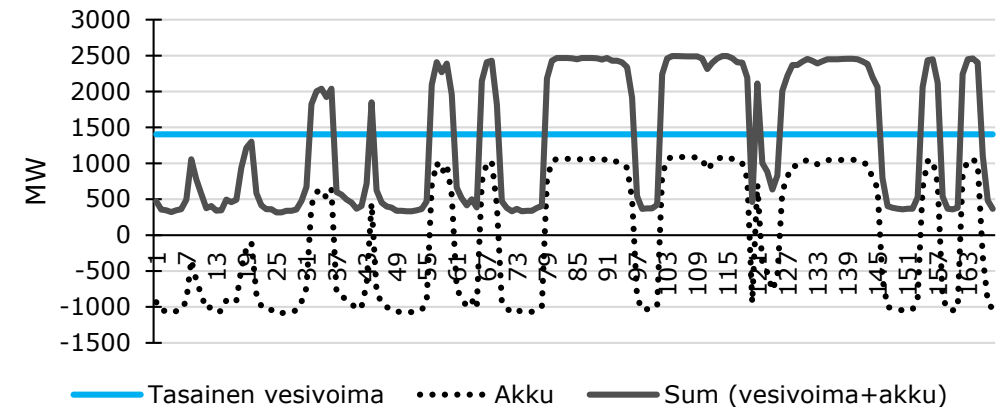
Jos vesivoimaa käytettäisiin vakioteholla ja vesivoiman tuottama jousto tehtäisiinkin vesivoiman sijaan sähköakuilla, olisi akkujen pelkkä investointikustannus **vähintään 15 mrd €** mallinnettujen esimerkiviikkojen perusteella arvioituna. Tämän lisäksi akkujen lataamiseen käytettävästä sähköstä koituisi merkittäviä kuluja.

Tarkastelu on tehty skenaarion 2 pohjalta. Tarkastelussa on oletettu että vesivoimatuotanto on kunkin viikon keskitehon suuruista ja mallinnusviikkojen vesivoiman toteuttama jousto toteutettaisiinkin sähköakuilla.

Vaikka sähköakuja ladattaisiin täysin päästöttömällä sähköllä, kasvaisivat systeemin hiilidioksidipäästöt nykyiseen verrattuna akkujen valmistuksen suurista päästöistä johtuen. Aiemmin esitettyjen eri tuotantomuotojen ja varastointiteknologioiden ympäristövaikutusten kuvauksen perusteella voidaan todeta, että pohjoismaisen vesivoiman CO₂-päästöt ovat akkujen CO₂-päästöjä pienemmät, vaikka akkujen lataukseen käytettäisiin 0-päästöistä sähköä. Vastaavasti P2G-konseptien päästöt kasvavat voimakkaasti, kun lataussähkön CO₂-päästöt kasvavat

Tarvittava akkujen vähimmäiskapasiteetti mallinnusviikoittain. Tarkastelun perusteella akkujen kapasiteetin tulisi olla vähintään 49 GWh ja 1200 MW. On huomioitava, että todellisuudessa tarvittava vähimmäiskapasiteetti tulisi olla tätäkin suurempi, koska tarkastelujaksot ovat vain viikon mittaisia.

Skenaario 2	Viikko 1	Viikko 5	Viikko 28	Viikko 40
Akuston minimiteho [MW]	1070	1200	1040	1090
Minimi-kapasiteetti [MWh]	41 000	41 000	46 000	49 000
Kustannus	300 €/kWh * 49 000 000 kWh = 15 mrd €			



Kuvassa on esitetty esimerkkinä millaista joustoa vesivoima toteuttaa järjestelmässä viikon 40 aikana ja millaista joustoa akkujen tulisi tehdä jos ne korvaisivat vesivoiman.



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Yhteenveto ja johtopäätökset



Vesivoiman rooli sähköjärjestelmässä merkittävä

Vesivoiman rooli Suomen sähköjärjestelmässä on merkittävä. Vesivoima on päästötön tuotantomuoto ja se mahdollistaa osaltaan säästä riippuvan uusiutuvan energian merkittävän lisäämisen sähköjärjestelmässämme.

Vesivoima vastaa huomattavasta osasta kulutuksen vuorokausivaihtelun vaatimasta säädöstä sekä taajuudensäädöstä. Tulevaisuudessa erilaisten joustojen merkitys sähköjärjestelmässämme kasvaa. Tämä johtuu heikosti säädettävän tuotannon, erityisesti ydinvoiman ja tuulivoiman, lisääntymisestä sekä toisaalta muun säädettävän tuotannon, erityisesti CHP-tuotannon, vähentymisestä.

Sähköjärjestelmän tasapainon säilyminen vaatii jouston mahdollisuuksia eri aikajäniteillä. Säättävää tehoa tarvitaan vastaamaan sekunti- ja minuuttitasojen muutoksiin ja säättävää energiaa puolestaan minuuttitasolta vuorokauden ja jopa vuositason säätöä varten. **Vesivoima on ainoa tuotanto- ja varastointimuoto, joka pystyy tarjoamaan joustoa kaikilla aikajäniteillä.**

Sähkönsiirtoyhteydet kasvavat merkittävästi vuoteen 2030 mennessä. Tämän selvityksen yhteydessä laadittujen mallinnusten tulokset havainnollistavat seurauksia: sähkönhintaerot pienenevät Suomen ja muun NoPo-markkinan välillä ja siirtoyhteydet ovat vesivoiman ohella merkittävin tapa tehdä sähköjärjestelmän vaatimaa tuntitason säätöä. **Vesivoimalla säätö voidaan tehdä kotimaisesti ja varmasti päästöjä minimoiden.** Jos vesivoimaa korvataan säädössä tuonnilla, laskee Suomen omavaraisuus edelleen.

Muiden tuotantomuotojen ja tuontisähkön lisäksi sähköjärjestelmän vaatimaa joustoa on mahdollista saada myös kysyntäjoustopa tai sähkövarastoista. Kysyntäjoustopa parantaa mahdollisuuksia tasata kulutus ja tuotanto heikosti säädettävän tuotannon lisääntyessä. Selvityksen perusteella kysyntäjoustopa mahdollistaa kuitenkin vain maltillisen jouston, korkeintaan parin tunnin kestoksi. Esimerkiksi tyynnet ja alhaisen tuulivoimatuotannon jaksot voivat kestää useita päiviä, jolloin kulutusjoustopa potentiaali loppuisi kesken. Sähkövarastot ovat edelleen vuonna 2030 hyvin kalliita ja esimerkiksi vesivoiman osittainkin korvaaminen sähköakuilla olisi kallista ja kasvattaisi sähköjärjestelmän hiilidioksidipäästöjä. Varastoja tultaneenkin käyttämään lähinnä sähkön lyhytaikaisilla reservimarkkinoilla.

Vesivoimatuotannon säädettävyyden mahdollisella rajoittamisella olisi monia vaikutuksia sähköjärjestelmässä, mutta myös esimerkiksi tulvasuojelussa. Isossa kuvassa säädettävyyden rajoittaminen aiheuttaisi sähkön hinnan volatiliiteetin kasvua hyvin säädettävän tuotannon vähentyessä. Vaikutus sähkön kokonaishintaan riippuu siitä, millä joustava vesivoimatuotanto korvattaisiin ja mikä olisi sen tuotantokustannus.



JOHTOPÄÄTÖKSET

Vesivoima päästöttömän sähköjärjestelmän mahdollistaja

Vesivoimalla on tärkeä rooli suomalaisessa sähköjärjestelmässä. Vesivoiman hyvä säädettävyys tekee siitä sähköjärjestelmän joustojen kannalta ainutlaatuisen: vesivoima tarjoaa ainoana teknologiana joustoa kaikilla sähköjärjestelmän vaatimilla aikajäniteillä sekuntitasolta vuositason. Vesivoiman tuomaa eri aikajäniteillä tapahtuvaa joustoa ei voida korvata muilla tekniikoilla kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti.

Vuonna 2030 tilanne on edelleen sama: vesivoima on kustannustehokkain ja ympäristöystävällisin tapa sähköjärjestelmän vaatiman jouston tuottamiseen Suomessa saman aikaisesti, kun jouston tarve vielä tämän päiväisestä kasvaa säästä riippuvan tuotannon lisääntyessä.

Siirtoyhteyksien kasvu parantaa tuontisähkön saatavuutta. Sen hintatasoon ja hinnan vaihteluun liittyy kuitenkin merkittäviä epävarmuuksia.

Vesivoiman säätömahdollisuudet palvelevat paitsi sähköjärjestelmän tarpeita myös alueellisesti tulvasuojelua. Ylläpitämällä vesivoiman tuotantomahdollisuuksia ylläpidetään myös Suomen sähköntuotannon omavaraisuutta.



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Lähteet



Lähteet

- BNEF (2018a). Flexibility Solutions for High-Renewable Energy Systems. Germany.
- BNEF (2018b). Flexibility Solutions for High-Renewable Energy Systems. UK.
- Hammond & Grady (2017). The life cycle greenhouse gas implications of a UK gas supply transformation on a future low carbon electricity sector
- Järventausta et al (2015). Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli) – Loppuraportti
- DOE (2018). Energy Storage Database.
- Dubrovin, 2015. Sopeutumistarve ilmastonmuutokseen vesistöjen säännöstelyssä. Suomen ympäristökeskus.
- Energiatoteellisuus (2018). Energiavuosi 2017 – Sähkö
- Energiavirasto (2019). Energiavirasto.fi/Tietoa maakaasu- ja sähkömarkkinoista
- Energifaktanorge (2018). Energifaktanorge.no.
- Energimyndigheten (2018). Nära toppnotering för elproduktionen och nettoexporten av el under 2017.
- ENTSO-E. Transparency Platform
- ENTSO-E (2016). Future system inertia.
- Entso-E (2018). Europe's Network Development Plan to 2025, 2030 and 2040.
- Fingrid (2018). Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa. Muistio 1.11.2018.
- Fingrid et al. (2018). Nordic Grid Development Plan 2019 –Presentation for stakeholders March 2019.
- ICF Consulting Canada (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Natural Gas
- IEAWind (2018). Wind Energy in Norway. Available in: Ieawind.org.
- IVA (2017). Future Electricity Production in Sweden.
- IVA (2016). Five Crossroads for Sweden. Synthesis Report. IVA Electricity Crossroads project.
- IVL Svenska Miljöinstitutet (2017). The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries.
- Kemijoki Oy. Vuosikertomus 2016.
- Kuivaniemi (2014). Estimation of generator inertia in the Nordic power system.
- Myllyntaus, 2002. Kalastus ja vesien virkistyskäyttö. Vesitalous 5/2002. Ss. 29–31. ISSN 0505-3838.
- Neste, 2018. Neste MY uusiutuva diesel.
- Nord Pool AS, 2018. Market data – Elspot Day-Ahead
- NVE, 2016. Hva betyr elbiler for strømmettet?
- Pöyry (2018). Demand and supply of flexibility.
- Pöyry Management Consulting (2018). Demand and supply of flexibility – final report
- Statnett, Fingrid, Energinet.dk & Svenska kraftnät (2017). Challenges and Opportunities for the Nordic Power System.
- SVK (2018). Svenska Kraftnät - Nyheter: Både kort- och långsiktiga lösningar behövs för att möta kapacitetsbristen.
- SYKE, 2016. Vesivarojen arvo Suomessa. Suomen ympäristökeskuksen raportteja 23/2016.
- TEM (2018). Joustava ja asiakaskeinen sähköjärjestelmä; Älyverkkotyöryhmän loppuraportti.
- TEM (2016). Taustaraportti kansalliselle energia- ja ilmastostrategialle vuoteen 2030.
- Tilastokeskus, 2018. Kasviuonekaasupäästöt laskivat, silti päästökauppi ylittyi
- Tilastokeskus, 2018, Sähköntuotantokapasiteetti huippukuormituskaudella
- Tilastokeskus, 2018. Polttoaineluokitus 2018Vattenfall (2018). EPD of Electricity from Vattenfall's Nordic Hydropower.
- Ympäristökarttapalvelu Karpalo 2019.
- ÅF-Consult Ltd (2012). Mistä lisäjousto sähköjärjestelmään?



VESIVOIMAN MERKITYS SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄLLE

Liite 1: Sähköjärjestelmä vuonna 2030

SKENAARIOTARKASTELU



Skenaarioiden kuvaus

Tarkempaan skenaariotarkasteluun on valittu neljä erilaista tulevaisuudenkuvaa vuonna 2030.

Mallinnetuissa skenaarioissa erona ovat vesivoiman tuotantoon kohdistuvat rajoitukset sekä tuontisähkön hinta. Tänä päivänä vesivoimatuotanto ja tuontisähkö vastaavat valtaosasta sähköjärjestelmämme vaatimasta joustosta. Skenaariolla tarkastellaan erityisesti vesivoiman roolia jatkossa yhä enemmän joustoa tarvitsevassa sähköjärjestelmässämme.

Skenaarioiden tarkoituksena on arvioida vesivoiman joustokyvyn merkitystä tulevaisuudessa. Menetelmänä on verrata nykyisen kaltaista tilannetta tilanteeseen, jossa vesivoiman rajoituksia olisi tiukennettu.

Tämän selvityksen puitteissa tehdyssä sähkömarkkinamallinnuksessa on mallinnettu ainoastaan Suomen sähkömarkkina. Tuontisähkön hintaan vaikuttavat monet tekijät, tulevaisuudessa yhä vahvemmin Keski-Euroopan sähkön hinnan taso ja vaihtelu. Tuontisähkön hinnasta on skenaariotarkastelussa tehty kaksi erilaista oletusta, jotka on myöhemmin esitelty tarkemmin.

Muut sähkömarkkinoihin vaikuttavat tekijät on oletettu samoiksi kaikissa neljässä tarkasteltavassa skenaariossa.

Skenaario 1

- Vesivoimantuotanto kuten tänään, tuotantoa koskevat rajoitukset eivät merkittävästi muutu tämän hetkisestä
- Tuonti-/vientisähkön hinnan on oletettu kehittyvän niin, että Saksan hiililauhteella tuotetun sähkön hinta määrittelee myös pohjoismaisen sähkömarkkinan sähkön keskihintaa, jonka on oletettu olevan 60 eur/MWh. Hinnan vaihtelun profiili noudattelee Ruotsin hinnan vaihtelua vuonna 2017.

Skenaario 3

- Vesivoimantuotantoa rajoitetaan merkittävästi tämän päiväiseen verrattuna. Tuotannon muutosnopeutta on säädetty tasaisemmaksi ja joissa on säännelty merkittävä minimivirtaama.
- Tuonti-/vientisähkön hinnan on oletettu kehittyvän niin, että Saksan hiililauhteella tuotetun sähkön hinta määrittelee myös pohjoismaisen sähkömarkkinan sähkön keskihintaa, jonka on oletettu olevan 60 eur/MWh. Hinnan vaihtelun profiili noudattelee Ruotsin hinnan vaihtelua vuonna 2017.

Skenaario 2

- Vesivoimantuotanto kuten tänään, tuotantoa koskevat rajoitukset eivät merkittävästi muutu tämän hetkisestä
- Tuonti-/vientisähkön hinnan on oletettu kehittyvän niin, että pohjoismaisen sähkömarkkinan sähkön keskihinta on 50 eur/MWh (Nordic Grid Development plan 2019 mukaisesti). Hinnan vaihtelun profiili on riippuvainen tuulivoiman tuotannon vaihtelusta olettaen, että tuulivoimatuotanto vaihtelee merkittävässä määrin yhtenevästi koko markkina-alueella johtaen sähkön hinnan volatiliteetin kasvuun.

Skenaario 4

- Vesivoimantuotantoa rajoitetaan merkittävästi tämän päiväiseen verrattuna. Tuotannon muutosnopeutta on säädetty tasaisemmaksi ja joissa on säännelty merkittävä minimivirtaama.
- Tuonti-/vientisähkön hinnan on oletettu kehittyvän niin, että pohjoismaisen sähkömarkkinan sähkön keskihinta on 50 eur/MWh (Nordic Grid Development plan 2019 mukaisesti). Hinnan vaihtelun profiili on riippuvainen tuulivoiman tuotannon vaihtelusta olettaen, että tuulivoimatuotanto vaihtelee merkittävässä määrin yhtenevästi koko markkina-alueella johtaen sähkön hinnan volatiliteetin kasvuun.



Sähkömarkkinamallinnus

Sähkömarkkinamallinnuksella analysoitiin valittujen skenaarioiden eroja Suomen sähkömarkkinan toiminnan kannalta. Sähkömarkkinamallinnus laadittiin ÅF:n Ordena-mallilla.

Mallilla tarkasteltiin neljää yhden viikon jaksoa vuoden 2030 aikana. Mallinnus jaksojen sisällä tehtiin tuntitasolla.

Malliin annettiin lähtötietona arvioidut tuotantokapasiteetit vuonna 2030. Analyysissa huomioitiin tuotantokapasiteetin kehittymisen lisäksi mm. sähkön tarpeen ja kulutusprofiilin kehittyminen sekä lämmitys- ja liikennesektoreiden sähköistyminen. Myös sähkön hintasidonnainen kysyntäjousto sisältyi mallinnukseen. Samoin tuotannon muuttavat kustannukset, kuten polttoaineiden ja CO2 (päästöoikeus) hinnat sekä muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset huomioitiin.

Voimalaitosten ominaisuuksien osalta, siltä osin kuin muuta ei ole erikseen mainittu, on työssä hyödynnetty ÅF:n voimalaitostietokannan mukaisia tietoja. Voimalaitostietokannan tiedot perustuvat konsultin kokemukseen ja asiantuntemukseen sekä osin julkisiin lähteisiin.

ÅF:n voimalaitostietokanta sisältää vesivoiman osalta yli 220 suomalaista vesivoimalaitosta. Näistä mallissa käsiteltiin laitostasolla yhteensä noin 50 laitosta seuraavista vesistöistä: Kemijoki, Oulujoki, Iijoki, Kokemäen joki ja Vuoksi. Valitut laitokset ovat suurimpia ja säädön kannalta nykyisin keskeisimpiä. Loput vesivoimalaitokset mallinnettiin yhtenä kokonaisuutena. Myös lämpövoimalaitoksista suurimmat mallinnettiin laitostasolla ja pienemmät tyyppinsä mukaisesti ryhmiteltyinä kokonaisuuksina.

Mallinnus tehdään tuntitasolla vuorokausimarkkinalle. Näin ollen reservikäytössä olevat laitokset eivät sisälly mallinnuksessa huomioitavaan tuotantokapasiteettiin.

Mallinnus tehtiin Suomelle. Sähkön rajasiirtojen osalta malliin sisällytettiin Suomen siirtokapasiteetti naapurimaihin. Muita siirtoyhteyksiä ei mallinnettu (Nordpool-alueen sisällä tai NordPool-alueelta ja muualle Eurooppaan), mutta ne vaikuttavat osaltaan Suomen ulkopuolelle käytettyihin markkinahintaoletuksiin, jotka sisältyivät sähkön siirron mallinnukseen.

Malli käyttää syötettyjä lähtöarvoja ja järjestää tuotannon muuttuvien tuotantokustannuksien perusteella halvimmasta kalleimpaan kunkin ajankohdan kysynnälle.



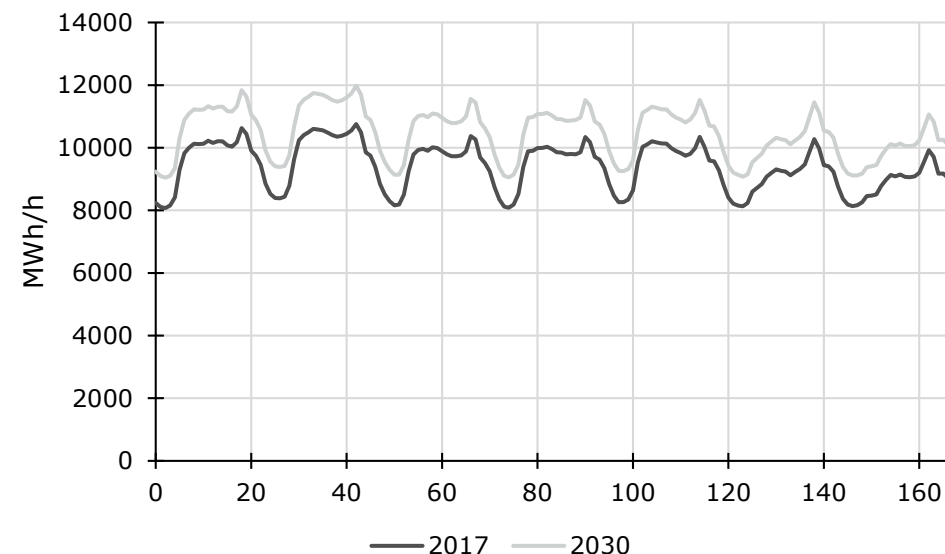
Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Sähkönkulutus

Suomen vuotuisen sähkön kulutuksen vuonna 2030 arvioidaan olevan 95 TWh.

Mallinnuksessa käytetty kulutusprofiili on muodostettu skaalaamalla vuoden 2017 kulutusprofiili vuosien 2030 ja 2017 vuotuisen energian käytön suhteella. Tarkalleen suhteena on käytetty lukua 94 TWh / 85 TWh. Tähän kulutusprofiiliin on summattu sähköautojen arvioitu vaikutus (1 TWh) kulutusprofiiliin. Näin vuotuinen kokonaiskulutus on 95 TWh.

Tätä profiilia käytetään mallinnuksen pohjana. Profiili on siis kulutus ilman kysyntäjoustoja. Mallinnuksessa kysyntäjousto saattaa hieman muuttaa kulutusprofiilia ja sähkön vuotuista kokonaiskulutusta.



Sähkön kulutus viikolla 40 vuonna 2017 ja 2030



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Mallinnetut ajanjaksot

Tuntitason mallinnus tehtiin neljälle yhden viikon jaksolle vuonna 2030. Sähkönkulutus ja -tuotanto vaihtelevat Suomessa mm. vuodenajan mukaan. Jotta markkinoiden toimintaa ja vesivoiman käytön vaikutusta siihen saataisiin analysoidua mahdollisimman hyvin ja kattavasti erilaisissa tilanteissa, valittiin mallinnukseen viikkoja eri tyyppisiltä ajanjaksoilta.

Mallinnukseen valitut viikot (numero viittaa kalenteriviikkoon):

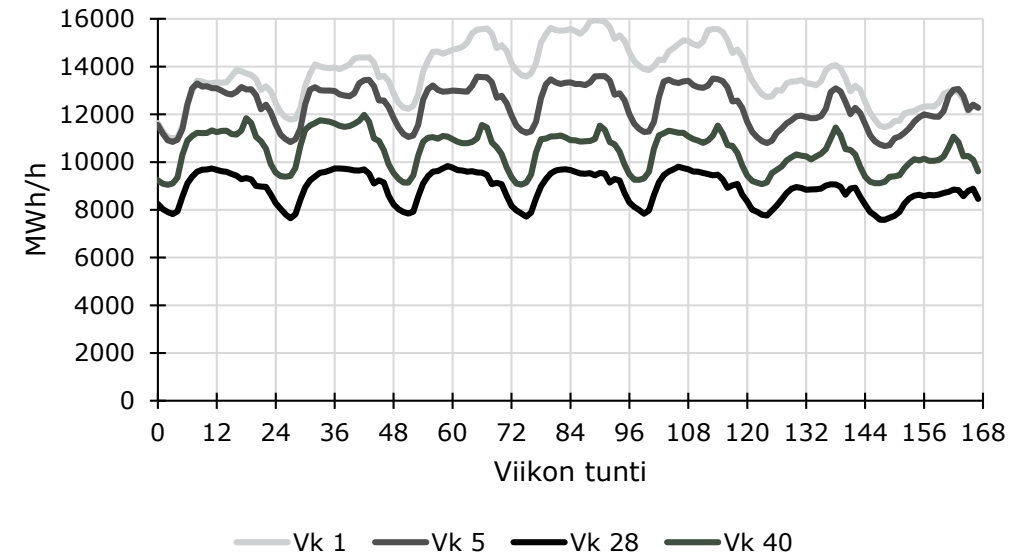
Viikko nro 1 – ”huippukulutusviikko”, tälle viikolle osuu huippukulutuspiikki

Viikko nro 5 – normaali talviviikko

Viikko nro 28 – normaali kesäviikko

Viikko nro 40 – normaali syksy/kevätviikko

Mallinnusteknisistä syistä johtuen mallinnettu jakso alkaa käytännössä kaksi tuntia ennen ja loppuu kaksi tuntia jälkeen kunkin viikon.



Sähkön kulutus mallinnettavilla viikoilla vuonna 2030. Viikko 1 on huippukulutusviikko, viikko 5 normaali talviviikko. Viikko 28 on keskikesällä. Viikko 40 taas edustaa sekä syksy- että kevätviikkoa.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Kulutusjousto

Mallinnuksessa on huomioitu yli yhden tunnin mittaiset kulutusjoustot. Tunnin sisäistä kulutusjoustoja ei ole huomioitu mallinnuksessa, koska mallinnus on tehty tuntitasolla.

Mallinnuksessa käytetty kulutusjousto koostuu sekä teollisesta että ei-teollisesta kulutusjoustosta. Mahdollisesta kokonaisjoustosta arvioidaan aktivoituvan joustoja tehoportaissa hintavälillä 50-100€/MWh. Mallinnuksen sujuvoittamiseksi aktivoituvaa tehoa ja hintaa on yhtenäistetty mallinnuksessa.

Kulutusjousto (vain ylössäädölle) on huomioitu mallinnuksessa seuraavien oletusten mukaisesti:

- Kesällä jouston kokonaismäärä on enintään 300 MW. Kesäjaksoon sisältyvät viikot 14-39.
- Talvella jouston kokonaismäärä on enintään 600 MW. Talvijaksoon sisältyvät viikot 1-13 ja 40-52.
- Jousto aktivoituu sähkön hinnalla 70 €/MWh.
- Jouston kesto on kesällä enintään 2 tuntia ja talvella enintään 3 tuntia. Käytännössä kulutus palautuu mallinnuksessa kuitenkin vasta kun hinta on laskenut riittävästi.

Mallinnetuista viikoista yksi osuu kulutusjouston kesäkaudelle ja kolme talvikaudelle.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Tuulivoiman ja aurinkovoiman tuotanto

Vuonna 2030 Suomessa oletetaan olevan tuulivoimakapasiteettia 7000 MW ja aurinkosähkökapasiteettia 2000 MW. Tuotannon arvioinnissa on myös huomioitu tekniikan kehittymisen myötä nousevat laitosten huipunkäyttöajat. Tuulivoiman keskimääräisenä huipunkäyttöaikana vuonna 2030 on käytetty 3200 h/a ja aurinkosähkön 900 h/a.

Tuulivoiman ja aurinkovoiman tuotanto on mallinnettu historialliseen dataan perustuen. Toteutuneesta uusiutuvien tuotannosta muodostetaan jakauma, eli vaihteluväli, suhteessa kullakin hetkellä asennettuun kapasiteettiin. Muodostettu jakauma suhteutetaan kumulatiiviseen kapasiteettiin vuonna 2030, jolloin saadaan tuuli- ja aurinkovoiman tuotantojakauma vuonna 2030. Lisäksi jakaumia muokataan siten, että tuulivoimatuotannon huippukäytönaika on mainittu 3200 h/a ja aurinkovoiman 900 h/a.

Käytössä oleva ydinvoimakapasiteetti

Mallinnuksessa vuonna 2030 tuotannossa on oletettu olevan:

- OL1, 2 ja 3
- LO2 (käyttölupa loppuu 2030 lopussa)
- Hankikivi 1

LO1 käyttölupa loppuu 2028, joten sitä ei ole sisällytetty mallinnettuihin tuotantokapasiteetteihin vuodelle 2030.

Vesivoimakapasiteetti

Nykyiseen vesivoimakapasiteettiin ei odoteta muutoksia vuodelle 2030 (ks. Kpl Vesivoima tänään). Mallinnettu vesivoimakapasiteetti on yhteensä noin 3100 MW. Tästä voimalaitostasolla on mallinnettu yhteensä noin 50 laitosta, jotka ovat suurimpia ja säädön kannalta nykyisin keskeisimpiä. Loput vesivoimalaitokset (yht. noin 460 MW) on käsitelty mallissa yhtenä kokonaisuutena. Mallinnettujen skenaarioiden välillä on eroja siinä, miten vesivoiman tuotanto on ympäristö- ja virkistysyistä rajoitettu. Skenaarioissa 3 ja 4 mallinnetut nykyisestä poikkeavat vesivoimatuotannon rajoitukset on kuvattu tarkemmin myöhemmin.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Lämpövoimakapasiteetin kehitys

Käytettävissä olevan lämpövoimakapasiteetin määrän arvioidaan laskevan nykyisestä. Mallinnuksessa käytetty arvio vuonna 2030 käytettävissä olevasta lämpövoimakapasiteetista on tehty ÅF:n voimalaitostietokannan perusteella, huomioiden seuraavat oletukset:

Teollisuuden CHP-laitokset

- Korvautuvat CHP:llä

Kaukolämmön tuotannon CHP-laitokset

- Olemassa olevat laitokset ovat käytössä teknisen käyttöikänsä loppuun asti (ellei muuta ole tiedossa)
- Tiedossa olevat investoinnit huomioidaan
- Muuten CHP-kapasiteetti korvautuu lämmöntuotantokapasiteetilla (kuten lämpökattilat tai lämpöpumput)

Kivihiilikiellon voimaantulo on huomioitu kapasiteettiarviossa sekä teollisuuden että kaukolämmön tuotannon osalta seuraavasti:

- Hiilen pölypolttokattilat eivät jatka tuotannossa vaan korvautuvat muulla lämmöntuotantokapasiteetilla.
- Kiertopetikattiloissa hiili korvataan muilla polttoaineilla.

Vuonna 2030 käytettävissä oleva lämpövoimakapasiteetti on noin 4700 MW. Kapasiteetista noin 60% on teollisuuden CHP-laitoksia ja 40% kaukolämmön CHP-laitoksia.

Soodakattilat muodostavat oman merkittävän kokonaisuutensa metsäteollisuuden CHP-kattiloista. Niille käytetyt mallinnusparametrit eroavat hieman muista CHP-kattiloista. Soodakattiloiden tuotannon merkittävin vaihtelun aiheuttaja on sellun tuotanto eikä sellun tuotannon vaihtelun arviointi ole kuulunut tähän työhön. Soodakattiloiden tuotannon on oletettu mallinnuksessa olevan tasainen 1140 MW vuonna 2030.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Polttoaineen hinnat (verottomat, käyttöpaikalla)

Mallinnuksessa on käytetty seuraavia polttoaineiden hintoja (vakiohintana koko 2vuodelle):

- Turve 13,5 €/MWh
- Biopolttoaineet 0,5 €/MWh
- Maakaasu 34,5 €/MWh
- Mustalipeä, teollisuuden sivutuotekaasut, jäte (jätteenpolttolaitokset) 0 €/MWh
- Öljy 50€/MWh

Hiiltä ei oleteta olevan kaupallisessa käytössä vuonna 2030

Päästökauppa

Päästöoikeuden hinta vaikuttaa polttoaineiden kilpailukykyyn. Mallinnuksessa on käytetty päästöoikeuden hintana 32 €/t_{CO2}.

Polttoaineeverot ja tuotantotuet

Nykyisin valmisteveroa kannetaan sähköstä sekä eräistä polttoaineista. Sähköntuotannossa käytetyistä polttoaineista ei kanneta valmisteveroa. Mallinnuksessa polttoaineiden verokohtelun oletetaan säilyvän tältä osin nykyisellään myös vuonna 2030.

Vuonna 2030 ei enää ole voimalaitoksia uusiutuvan energian tuotantotukilain syöttötariffijärjestelmän piirissä. Mallinnuksessa ei ole oletettu myöskään muita tuloksiin mahdollisesti vaikuttavia tuotantotukia.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Reservimarkkinat

Sähkömarkkinamallinnus on tehty tuntitasolla vuorokausimarkkinoille. Reservimarkkinoita ei ole erikseen mallinnettu eikä Fingridin omistamia varavoimalaitoksia ole otettu mukaan sähkömarkkinamallinnukseen.

Osa sähkömarkkinamallinnukseen sisältyvistä voimalaitoksista voi toimia sekä vuorokausimarkkinoilla että reservimarkkinoilla. Näiltä laitoksilta on vuorokausimarkkinoilla käytettävissä olevasta kapasiteetista vähennetty osuus, joka on varattu reservimarkkinoille.

Fingridin omien varavoimalaitosten lisäksi tarvittavien reservien määräksi on arvioitu yhteensä 1000 MW. Reservien tarpeesta on arvioitu täytettävän 700 MW tuotannolla ja 300 MW tunnin sisäisellä kysyntäjoustolla sekä varastoilla.

Mallinnuksessa tuotantokapasiteetista on vuorokausimarkkinoilta varattu reserveihin 700 MW, joka on jaettu tuotantomuodoille seuraavasti:

- 550 MW vesivoimaa
- 150 MW lämpövoimaa

Reservimarkkinoiden arvioinnissa konsultti on hyödyntänyt Fingridiltä saatuja tietoja.



Kaikille skenaarioille yhteiset lähtöoletukset

Siirtokapasiteetti

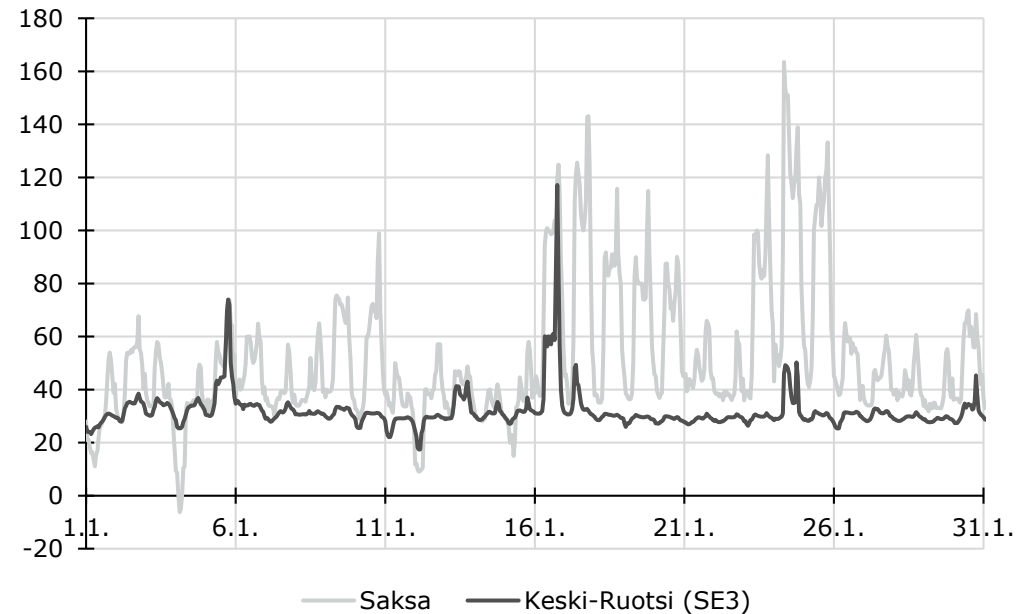
Siirtokapasiteetin Suomen ja Ruotsin välillä odotetaan lisääntyvän nykyisestä vuoteen 2030 mennessä. Mallinnuksessa Suomen ja naapurimaiden välille on huomioitu kapasiteettia seuraavasti (sama kapasiteetti molempiin suuntiin):

- Suomi - Ruotsi: 3600 MW
- Suomi - Viro: 1016 MW

Siirtokapasiteetin lisääntyminen on oletettu tiedossa olevien tehtyjen investointipäätösten perusteella. Mallinnuksessa on käytetty samoja oletuksia tuonti- ja vientisähkön hinnalle molempien siirtoyhteysien osalta. Mainitut siirtoyhteydet on siis käsitelty mallinnuksessa yhtenä kokonaisuutena.

Mallinnuksessa ei ole huomioitu Venäjän ja Suomen välistä siirtoyhteyttä. Venäjän tuontisähkön hinnoittelun sekä siirtokapasiteetin käytön periaatteet eroavat muista Suomen siirtoyhteyksistä. Todellisuudessa on mahdollista, että myös Venäjältä tuotavalla sähköllä on rooli Suomen sähköjärjestelmän säädön tarpeen täyttämisessä.

Siirtoyhteysien muualta NordPool -alueelta muualle Eurooppaan odotetaan vahvistuvan aiemmassa kappaleessa esitetyn mukaisesti. Näiden siirtoyhteysien kehittyminen on tämän selvityksen tarkastelussa huomioitu arvioimalla niiden vaikutusta sähkön tuonti- ja vientihintoihin Suomessa.



Siirtoyhteysien kasvu keskiseen Eurooppaan lisää keskeisen Euroopan vaikutusta pohjoismaisiin hintoihin. Tällä hetkellä Keski-Euroopassa on korkeampi keskihinta kuin Pohjoismaissa ja lisäksi korkeampi volatilitteetti. Kuvassa Saksan ja Keski-Ruotsin hinnat tammikuussa 2017 (ENTSO-E, 2018)



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

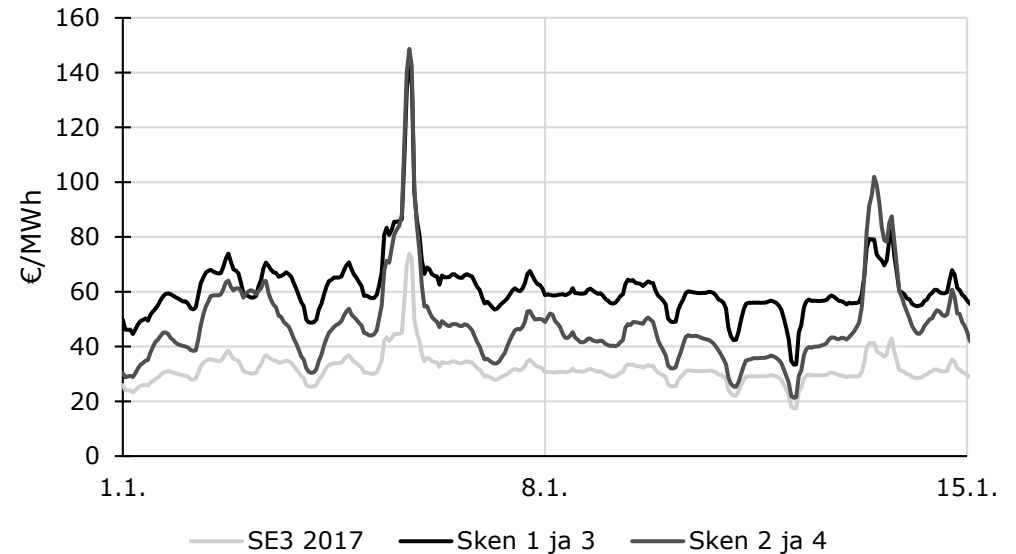
Skenaariokohtaiset lähtöoletukset

Sähkön tuonti- ja vientihinta vuonna 2030

Sähkön tuontihinnan profiili on muodostettu Ruotsin 2030 hintaennusteeseen perustuen, koska Suomen sähköjärjestelmästä suurin siirtokapasiteetti on Ruotsin kanssa.

Profiilin pohjaksi otetaan SE3 2017 hinta, sillä vuotta 2017 on hyödynnetty myös muussa mallinnuksen oletuksissa. *Skenaarioissa 1 ja 3* vuoden 2017 hintaa skaalataan kertomalla siten, että keskihinta nousee 60 €/MWh:iin. Keskihinta perustuu arvioon keski-eurooppalaisen hiililauhdetuotannon marginaalikustannuksesta. Vahvistuvien siirtoyhteyksien johdosta Ruotsin keskimääräinen sähkönhinta alkaa tulevaisuudessa yhä enemmän vastaamaan Keski-Euroopan sähkön hintaa. Hintaprofiilin muodostamiseksi jokaista vuoden 2017 tuntihintaa kerrotaan samalla kertoimella, joten huippujen hinnat kasvavat hieman enemmän kuin kuoppien. Näin hinnan volatiliteetti hieman kasvaa, mikä on linjassa lisääntyvien uusiutuvien määrän kanssa.

Skenaarioissa 2 ja 4 tuulivoiman yleistymisen vaikutus huomioidaan vahvemmin. Vuoden 2017 hinnan ja keskihinnan lisäksi huomioidaan arvioidun tuulivoimatuotannon 2030 ja sähkön kokonaiskulutuksen 2030 suhde. Keskihintana näissä skenaarioissa käytetään 50 €/MWh Nordic Grid Development Plan 2019 mukaisesti.



Tuontisähkön hintaprofiili eri skenaarioissa tammikuussa 2030 sekä vertailuna Keski-Ruotsin (SE3) hinta tammikuussa 2017. Havaitaan, että skenaarioissa 2 ja 4 keskihinta on matalampi, mutta volatiliteettia on enemmän kuin skenaarioissa 1 ja 3.

Ruotsin tuulivoimatuotannon oletetaan kasvavan 50 TWh:iin. Vuoden 2017 tuulivoimatuotannon tuntiprofiili skaalataan kertomalla vastaamaan vuoden 2030 arvioitua tuotantoa. Vuoden jokaiselta tunnilta tarkastellaan, mikä on tuulivoimatuotannon ja sähkön kokonaiskulutuksen suhde. Tämän suhteen käänteisluvulla kerrotaan vuoden 2030 hintoja. Käänteisluvulla kertominen mallintaa todellista varianssia, jonka tuulivoima aiheuttaisi. Tämän jälkeen hintoja skaalataan uudelleen kertomalla siten, että keskihinta on 50 €/MWh. Skenaarioissa 2 ja 4 mallinnettuun sähkönhintaan päästään siten toteuttamalla seuraavat yhtälöt:

$$h_{2,i} = h_{2017,i} * \left(\frac{E_{demand,i}}{E_{wind,i}} \right)^{\frac{2}{5}}$$
$$h_{2030,i} = h_{2,i} * \frac{50}{\sum_{i=1}^{8760} h_{2,i}}$$



Skenaariokohtaiset lähtöoletukset

Vesivoimaan kohdistuvat muutokset

Ympäristövirtaamavaatimus

Vesivoimalaitoksille on oletettu vaatimuksena, että kunkin laitoksen virtaaman on jatkuvana oltava vähintään 60% pitkän ajan keskivirtaamasta, mikäli vesitilanne sen mahdollistaa. Mikäli vesitilanne ei mahdollista ko. virtaamaa esim. kuivuuden takia, on virtaama niin suuri kuin mahdollista.

Ympäristövirtaamalla tarkoitetaan riittävää veden määrää lajistolle tärkeiden elinvaiheiden aikana. Alueelliset ja ajalliset virtaamatarpeet vaihtelevat joki- ja lajikohtaisesti.

Koska virtaamatarpeet ovat joki- ja lajikohtaisia, vaativat ne asiantuntijan määrittelyn. Tässä tarkastelussa virtaamavaatimus on yksinkertaistamisen vuoksi muodostettu ns. Tennantin menetelmällä, joka on yksinkertaisin menetelmä virtaaman määrittämiseen. Menetelmän mukaan 60% keskivirtaamasta ylläpitää erinomaisen elinympäristön lähes kaikelle eliöstölle ja virkistyskäytölle.

Lyhytaikaissäädön rajoitus

Lyhytaikaissäädön rajoittamisella tasataan jokien virtaamavaihteluita. Suomessa on ennakkotapauksia, joissa lyhytaikaissäätönsäätelyn rajoittamisen jälkeen virtaama saa vaihdella ± 20 % verrattuna edellispäivän keskivirtaamaan.

Mallinnuksessa rajoitusta ei pystytty luomaan täysin samoin. Rajoitus esitettiin säätönopeuden suhteen siten, että sallittua muutosnopeutta hidastettiin. Taajuudensäädön muutosnopeutta ei muutettu.

Muutosten käsittely mallinnuksessa:

Voimalaitoksille mallinnuksessa käytettäviä parametreja voidaan muokata mallinnuksessa käytetyn laitostason mukaisesti. Skenaarioanalyysissä kaikkien vesivoimalaitosten parametreja on kuitenkin muokattu samalla tavoin käyttäen keskimääräisiä arvioita. Työn ohjausryhmään kuului useamman energiantuottajan edustajia. Näin ollen haluttiin varmistaa, että mallinnuksessa käytetyistä oletuksista voidaan raportoida ja keskustella ilman, että syntyy riskiä luottamuksellisen tiedon siirtymisestä toimijoiden välillä.



Mallinnuksen tulokset

Yhteenveto

Kaikissa mallinnetuissa skenaarioissa sähkön hinnat määräytyvät pitkälti sähkön tuonti- ja vientihintojen perusteella. Siirtokapasiteetti tasaa hintoja tehokkaasti.

Vesivoiman säädön rajoitusten aiheuttamia hitauksia paikataan sähkön tuonnilla ja viennillä. Lisäksi säätöä tehdään myös maakaasua polttavilla CHP-laitoksilla. Mallinnetuilla kesä- ja syysviikolla vesivoiman rajoitukset lisäsivät hieman myös biopolttoaineen ja turpeen käyttöä, mutta talviviikoilla vastaavaa vaikutusta ei havaittu. Lisääntynyt maakaasun ja turpeen käyttö nostaa Suomessa tuotetun sähkön hiilidioksidipäästöjä.

Kaikilla mallinnetuilla viikoilla ja molemmissa hintaskenaarioissa vesivoimarajoituksilla havaittiin selkeä vaikutus vienti- ja tuontisähkön arvoon.



Mallinnuksen tulokset

Vesivoiman säädettävyyden rajoittaminen vaikuttaa sähkön nettoviennin*) arvoon

Oheiseen taulukkoon on koottu mallinnettujen viikkojen sähkön nettoviennin arvo.

Vertaamalla nettoviennin arvoa skenaarioiden 1 & 3 sekä 2 & 4 välillä, havaitaan, että molemmissa tapauksissa vesivoiman säädettävyyden rajoittamisen seurauksena sähkön viennin nettoarvo vähenee. Eli Suomen sähkön vientitulot vähenevät, koska sähköjärjestelmän säätöön joudutaan käyttämään yhä enemmän tuontisähköä. Lisäksi keskimääräinen vienti- ja tuontihinta voivat olla epäedullisempia, koska tuonnin ja viennin ajankohtaan ei voida ajoittaa yhtä joustavasti.

Nettoviennin (M€)	Viikko 1	Viikko 5	Viikko 28	Viikko 40
Skenaario 1	0,3	-4,8	25,2	15,2
Skenaario 2	-5,5	-5,3	19,5	6,7
Skenaario 3	-0,3	-5,5	23,9	14,5
Skenaario 4	-6,6	-6,0	17,3	6,0

*) Nettoviennin arvo on laskettu kertomalla tuntikohtaiset vienti- ja tuontimäärät sähkön tuntihinnalla ja summaamalla lopuksi tunneittaiset arvot koko viikolla



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 1: viikko 1

Sähkön hinta noin 60-70 €/MWh lukuun ottamatta vuorokautta keskellä viikkoa, jolloin hinta saavuttaa huipun 140 €/MWh.

Viikon aikana siirtoyhteyksiä hyödynnetään sekä tuontiin että vientiin. Sähkön hinta Suomessa vastaa koko viikon ajan Ruotsin hintaa.

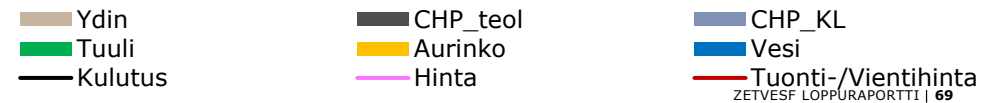
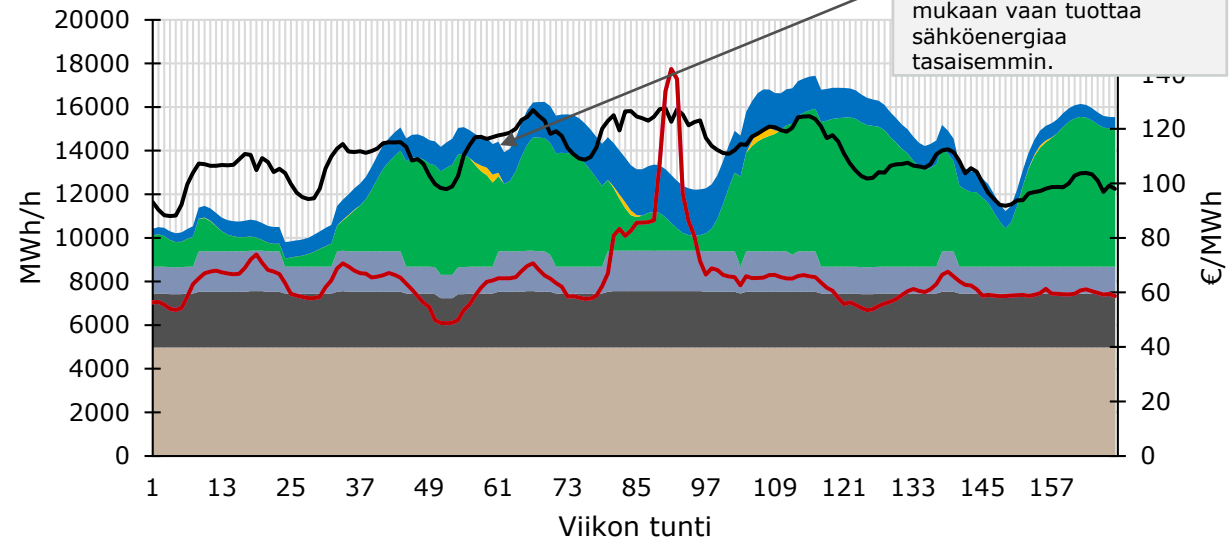
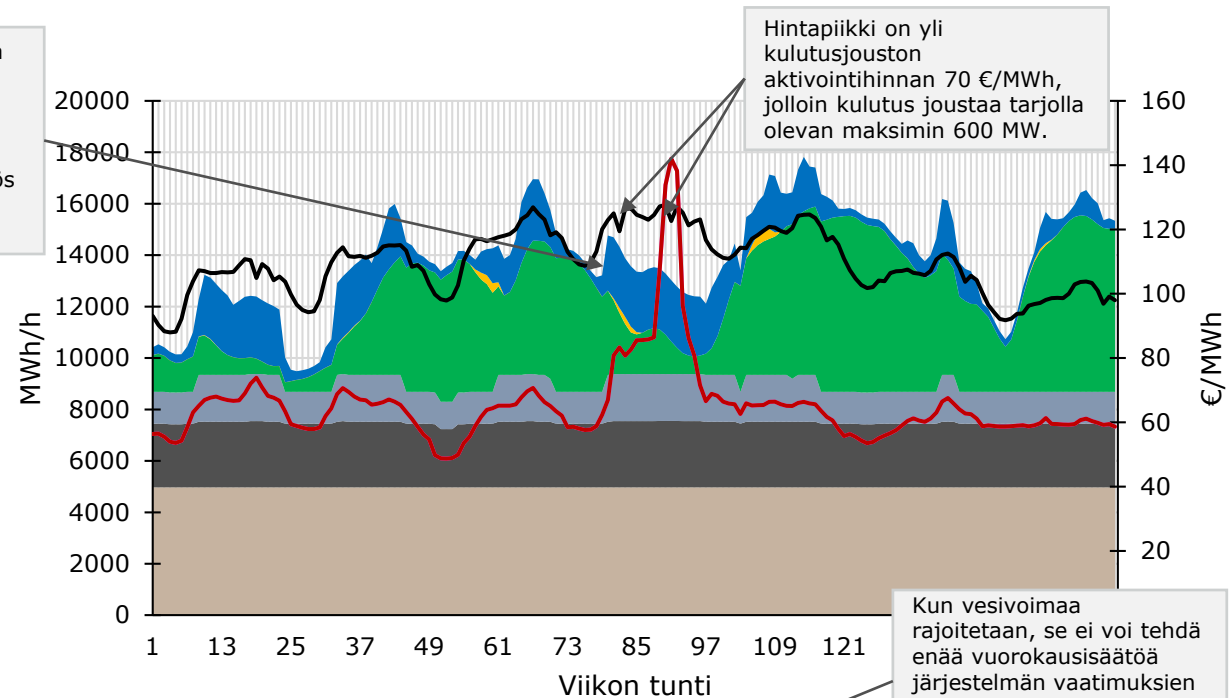
Mallinnetun viikon ajalta Suomen sähköntuotannon päästöt ovat 102 688 tCO₂. Sähkön viennin nettoviennin arvo viikon aikana +272 631 € (Suomen vienti tuontia enemmän).

Skenaario 3: viikko 1

Nettoviennin arvo painuu negatiiviselle -279 869 €, koska vesivoimaa ei voida säätää kotimaisen tarpeen mukaan. Kaukolämpö-CHP osallistuu vuorokausisäätöön, mutta tyvenillä kotimaista kapasiteettia ei riitä.

Päästöt viikon aikana 103 579 tCO₂.

Kulutus lähtee aamulla nousemaan ja tuulivoimatuotanto laskee samaan aikaan. Vesivoimatuotantoa säädetään nopeasti ylös vastaamaan muutostarpeeseen.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 1: viikko 5

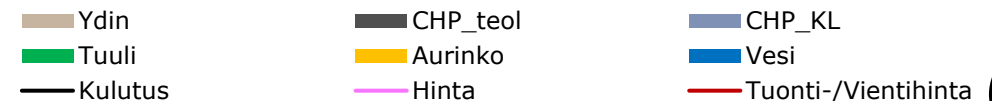
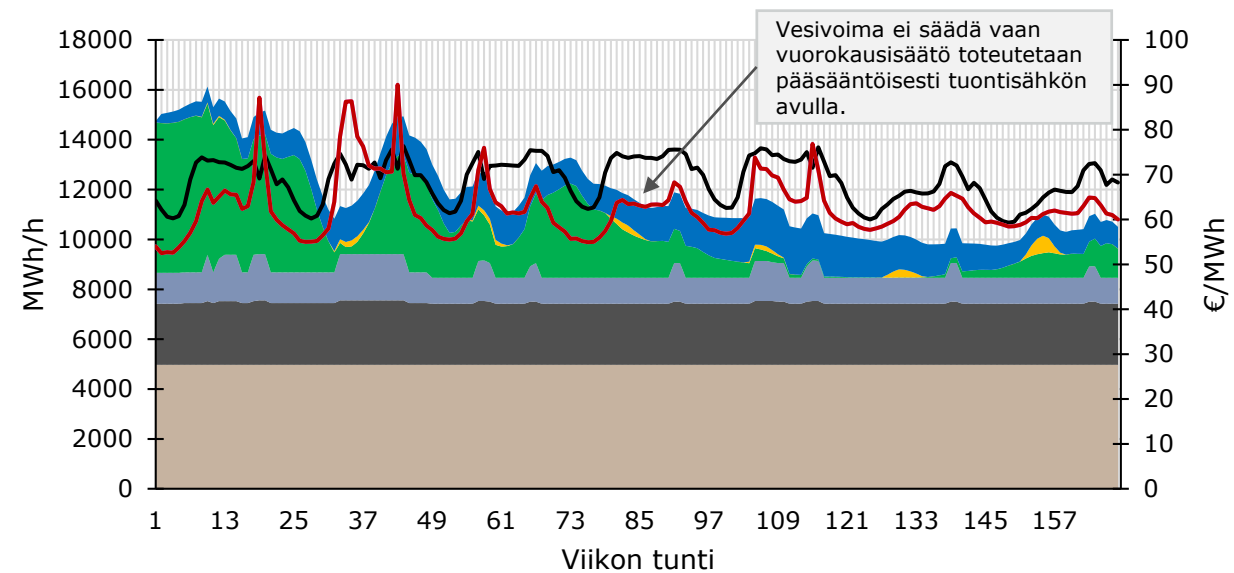
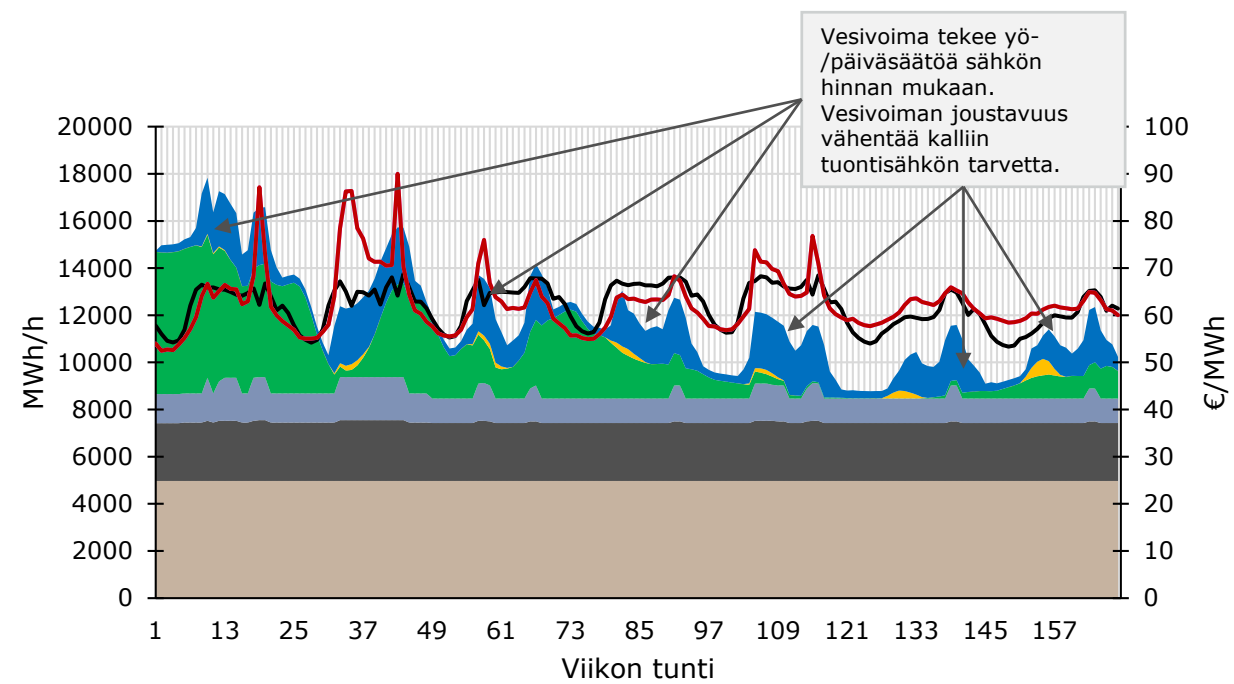
Alkuviikosta tuuli vaihtelee paljon. Alkuviikosta siirtoyhteyksiä hyödynnetään erityisesti vientiin ja loppuviikosta tuontiin. Sähkön hinta Suomessa vastaa koko viikon ajan Ruotsin hintaa. Hinta on alimmillaankin yli 50 €/MWh.

Mallinnetun viikon ajalta Suomen sähköntuotannon päästöt ovat 88 963 tCO₂. Sähkön nettoviennin arvo on - 4 767 194 €, johtuen erityisesti loppuviikon runsaasta sähkön tuonnista.

Skenaario 3: viikko 5

Nettoviennin arvo on entistä matalampi, -5 484 138 €, koska yhä suurempi osa vuorokausisäädöstä on tuontia vesivoiman sijasta. Myös esim. maakaasu-CHP säätää, minkä vuoksi päästöt pysyvät korkealla (89 404 tCO₂).

Sähkön hinta vaihtelee kuudenkymmenen molemmin puolin.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 1: viikko 28

Sähkön hinta heilahtelee arkipäivinä, normaalin vuorokausivaihtelun lisäksi yhtenä syynä ovat tuulivoiman tehon heilahtelut.

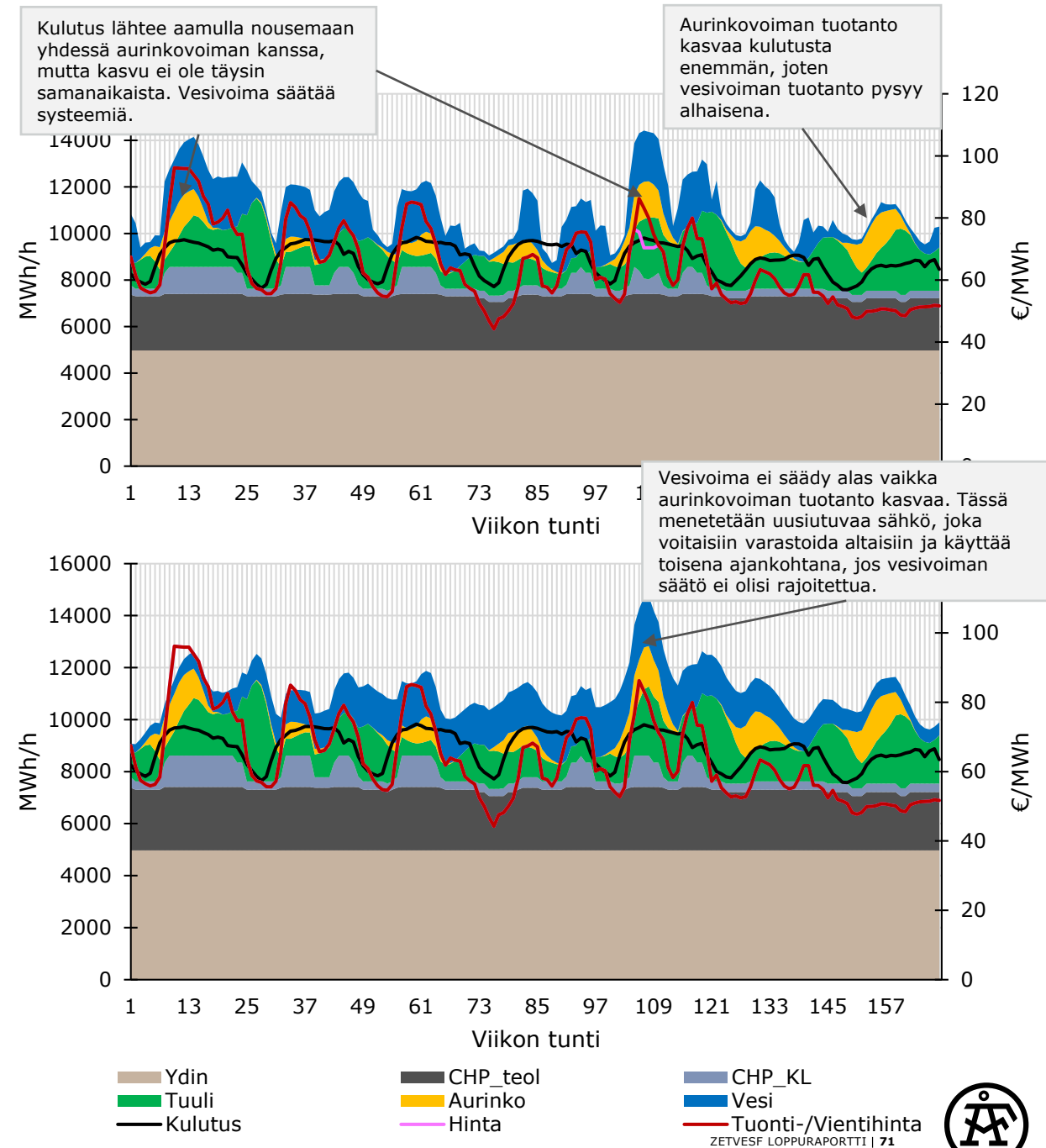
Lähes koko viikon sähköä viedään Suomesta, tuottaen nettovientinä liikevaihtoa 25 153 980 €. Suomalaista vesivoimaa viedään erityisesti hintapiikeissä Ruotsiin, avustamaan aamuisin ja iltapäivisin. Sähkön hinta Suomessa vastaa koko viikon ajan Ruotsin hintaa.

Päästöjä on huomattavasti vähemmän kuin talvella, 64 702 tCO₂, johtuen alhaisemmasta CHP-tuotannosta.

Skenaario 3: viikko 28

Nettoviennin arvo on korkea, 23 933 898 €, koska joka tunti tuotetaan sähköä enemmän kuin kulutetaan. Vesivoiman tuotantoteho ei juurikaan heilahtelee, vaikka sähkön hinta vaihtelee paljon.

Päästöt viikon ajalta 66 592 tCO₂.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 1: viikko 40

Alkuviikosta pitkä tuulinen jakso painaa öisin sähkön hintoja alle 30:een €/MWh. Vesivoima vastaa tyyneillä jaksoilla lähes kokonaan vuorokautisesta tehonsäädöstä.

Nettoviennin arvo on 15 192 645 €.

Päästöt ovat 60 255 tCO₂, mikä on vähemmän kuin viikolla 28. Viikolla 28 vuorokausisäätöä jouduttiin tekemään maakaasulla, mikä lisäsi viikon aikaisia päästöjä.

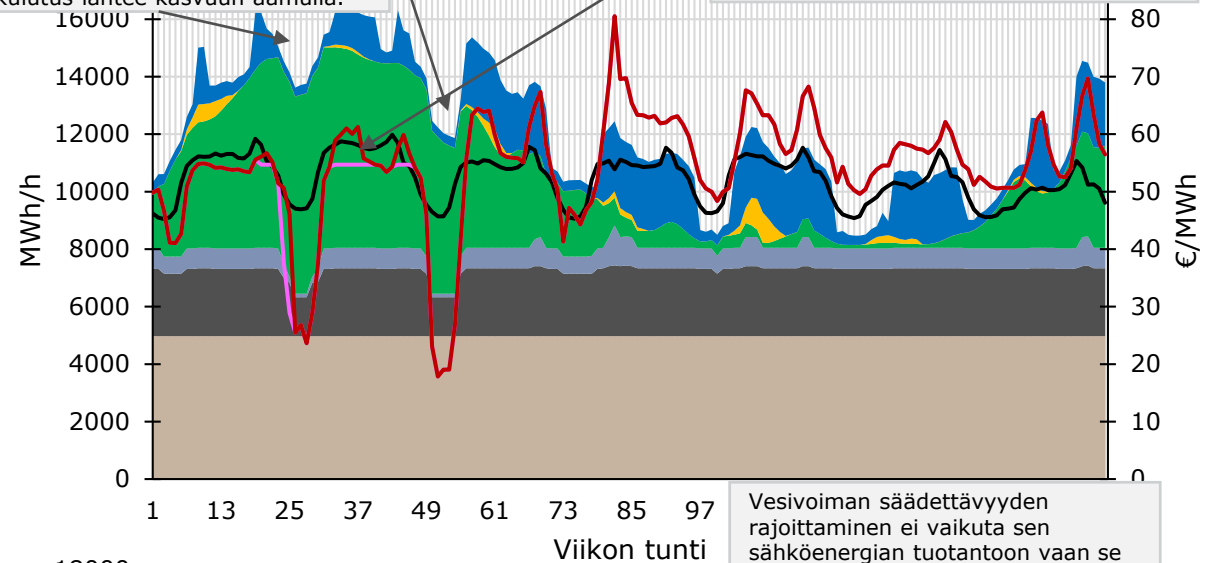
Skenaario 3: viikko 40

Vesivoima vastaa hyvin tuulivoiman vaihteluun. Alkuviikosta tuulee, jolloin vesivoimatuotanto on maltillista. Vesivoimatuotannon tehoa nostetaan samalla kun tyyntyy. Vesivoima ei kuitenkaan juuri vastaa vuorokausivaihteluihin, vaan tuottaa tasaista energiaa.

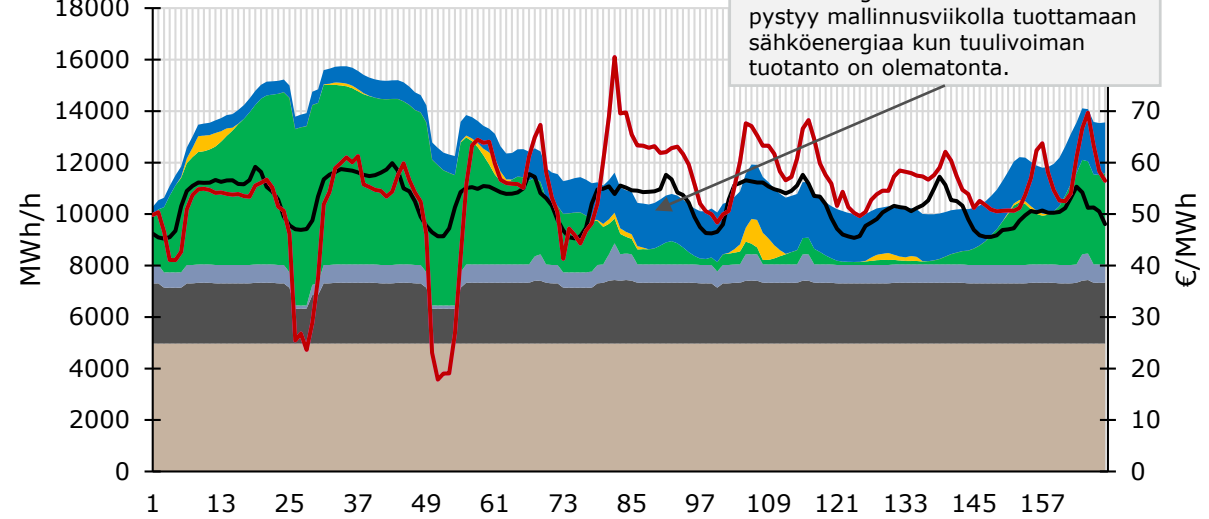
Päästöt 60 704 tCO₂ ja nettoviennin arvo 14 472 682 €

Tuulivoimatuotanto on runsasta yöaikaan, joten vesivoiman säätää alas. Sähkön hinta painuu hyvin alas koska kulutus on yöllä vähäistä. Vesivoiman tuotanto säätyy ylöspäin kun kulutus lähtee kasvuun aamulla.

Alkuviikosta sähkön hinta Suomessa on hetkellisesti Ruotsin hintaa alhaisempi korkeasta tuulivoima-tuotannosta ja sähkönsiirtokapasiteetin täydestä käytöstä johtuen



Vesivoiman säädettävyyden rajoittaminen ei vaikuta sen sähköenergian tuotantoon vaan se pystyy mallinnusviikolla tuottamaan sähköenergiaa kun tuulivoiman tuotanto on olematonta.



- Ydin
- Tuuli
- Kulutus
- CHP_teol
- Aurinko
- Hinta
- CHP_KL
- Vesi
- Tuonti-/Vientihinta



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 2: viikko 1

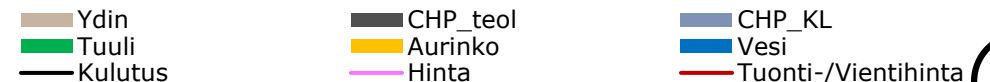
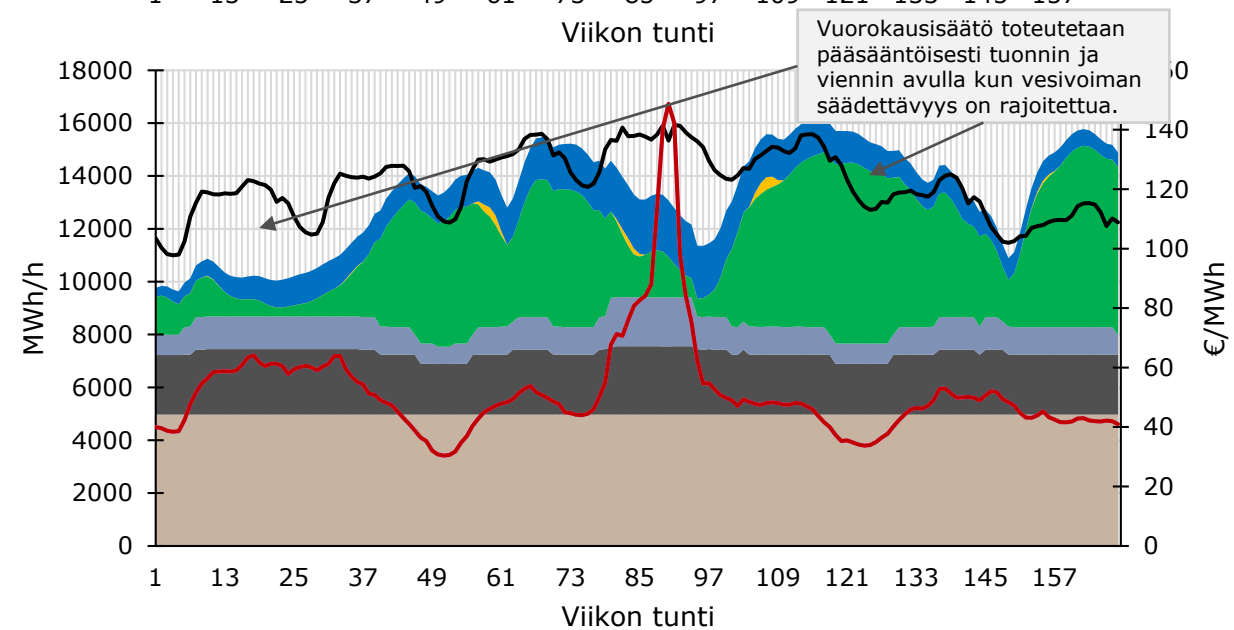
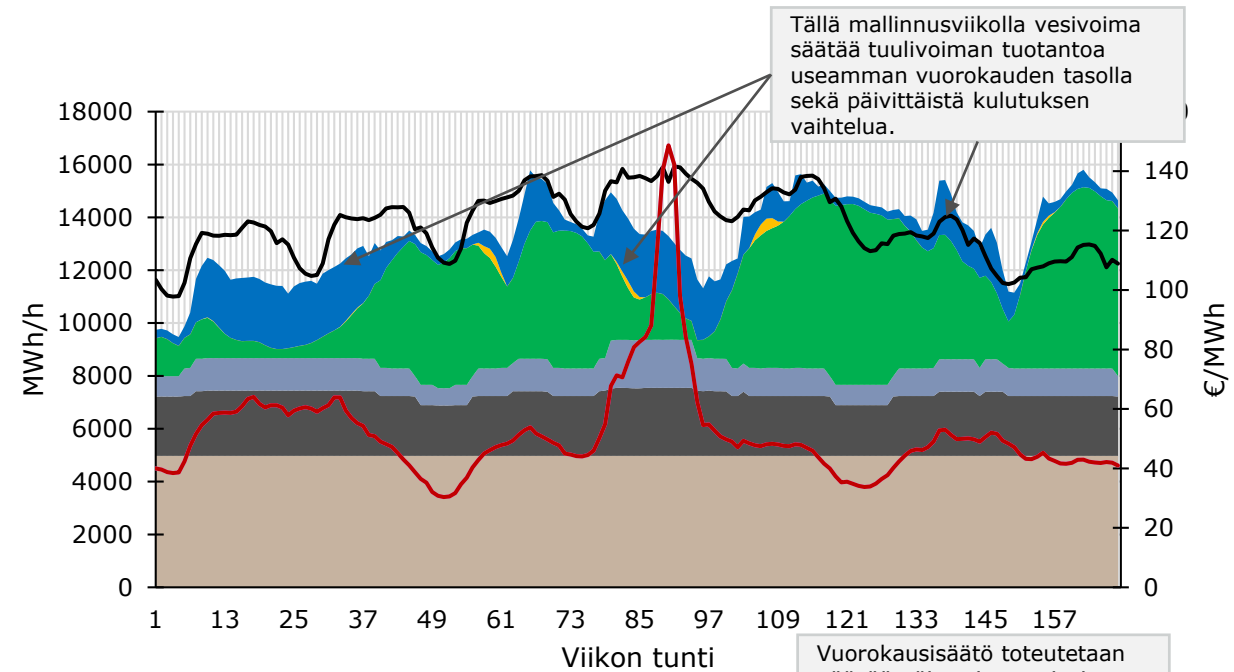
Viikolla 1 erityisesti tuulivoima Suomessa ja naapurimaissa painaa sähkön keskihintaa alas, neljänkymmenen tienoille. Toisaalta tyynellä hinta pysyy maltillisena lukuun ottamatta sähkön kulutuspiikkiä keskellä viikkoa, mikä johtaa korkeaan hintapiikkiin.

Kotimaisen tuotannon päästöt tällä viikolla ovat 76 649 tCO₂, ja nettoviennin arvo - 5 527 688 €

Skenaario 4: viikko 1

Nettoviennin arvo on hyvin alhaalla - 6 602 105 €. Erityisesti kulutushuipun aikana joudutaan tuomaan kallista sähköä Ruotsista, koska sielläkin kulutus on korkealla ja tuulee vähän. Samalla vesivoima joutuu tuottamaan tasaista tehoa rajoituksista johtuen, eikä pysty täsmällisesti vastaamaan tarpeeseen.

Päästöt viikon aikana 77 028 tCO₂.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Skenaario 2: viikko 5

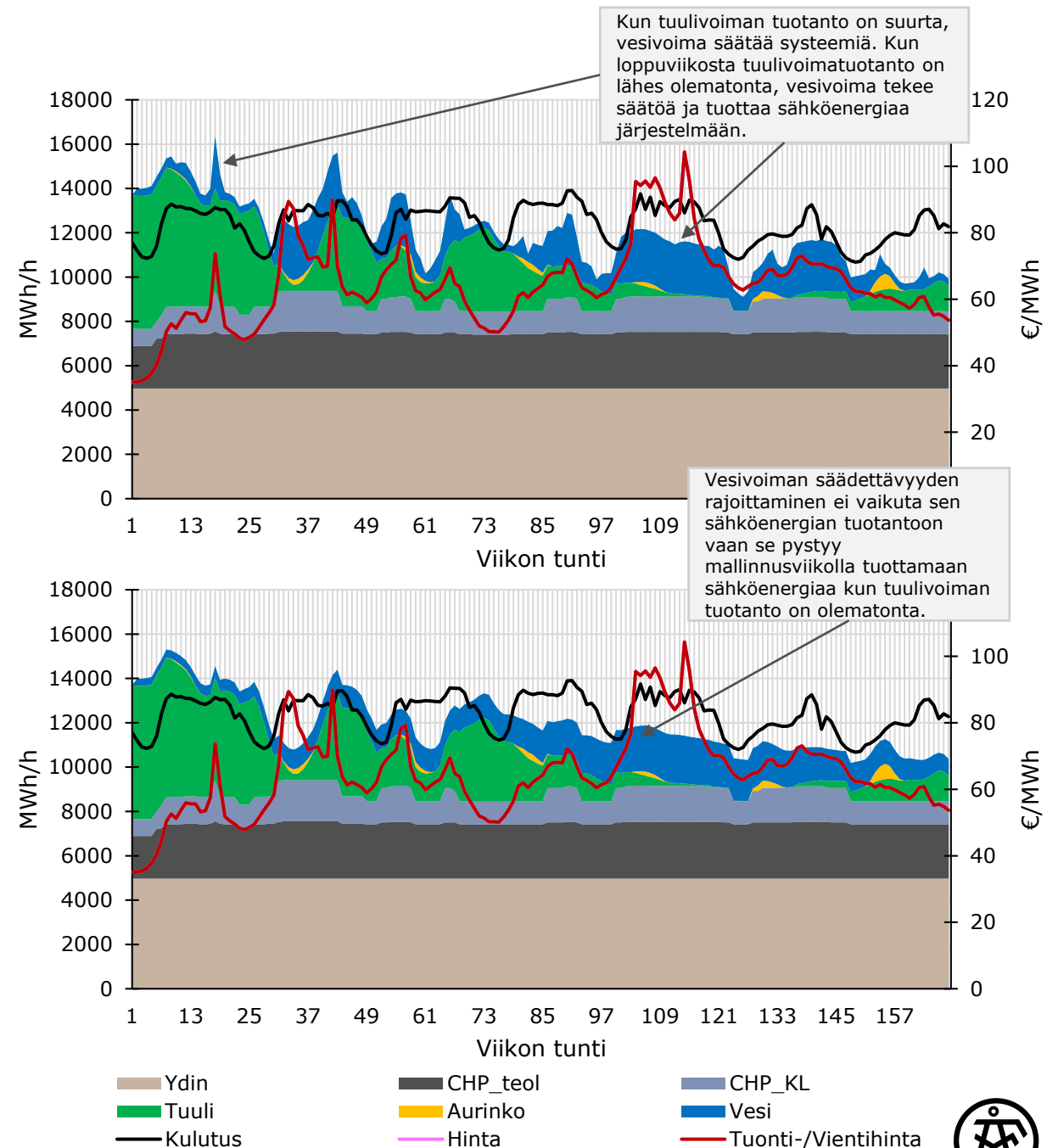
Loppuviikon tyynellä vesivoima tuottaa runsaasti energiaa päivisin. Alkuviikosta hinnan vaihtelu on jyrkkää johtuen paitsi kulutuksen vuorokausivaihtelusta erityisesti tuulivoiman heilahtelujen takia.

Päästöt ovat 93 680 tCO₂, koska maakaasu-CHP osallistuu säätöön. Nettoviennin arvo on - 5 340 089 €.

Skenaario 4: viikko 5

Vesivoimalla tuotetaan tasaista energiaa, kun tuulivoimatuotanto on matalalla. Myös kaukolämpö-CHP osallistuu säätöön, pitäen kotimaisen tuotannon päästöt korkealla. Päästöt ovat 94 468 tCO₂.

Nettoviennin arvo on - 6 014 771 €.



Mallinnuksen tulokset

Skenaario 2: viikko 28

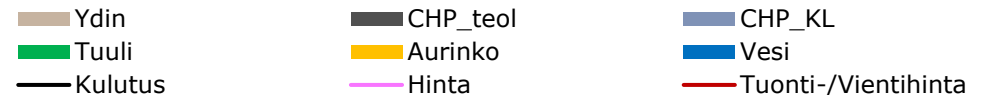
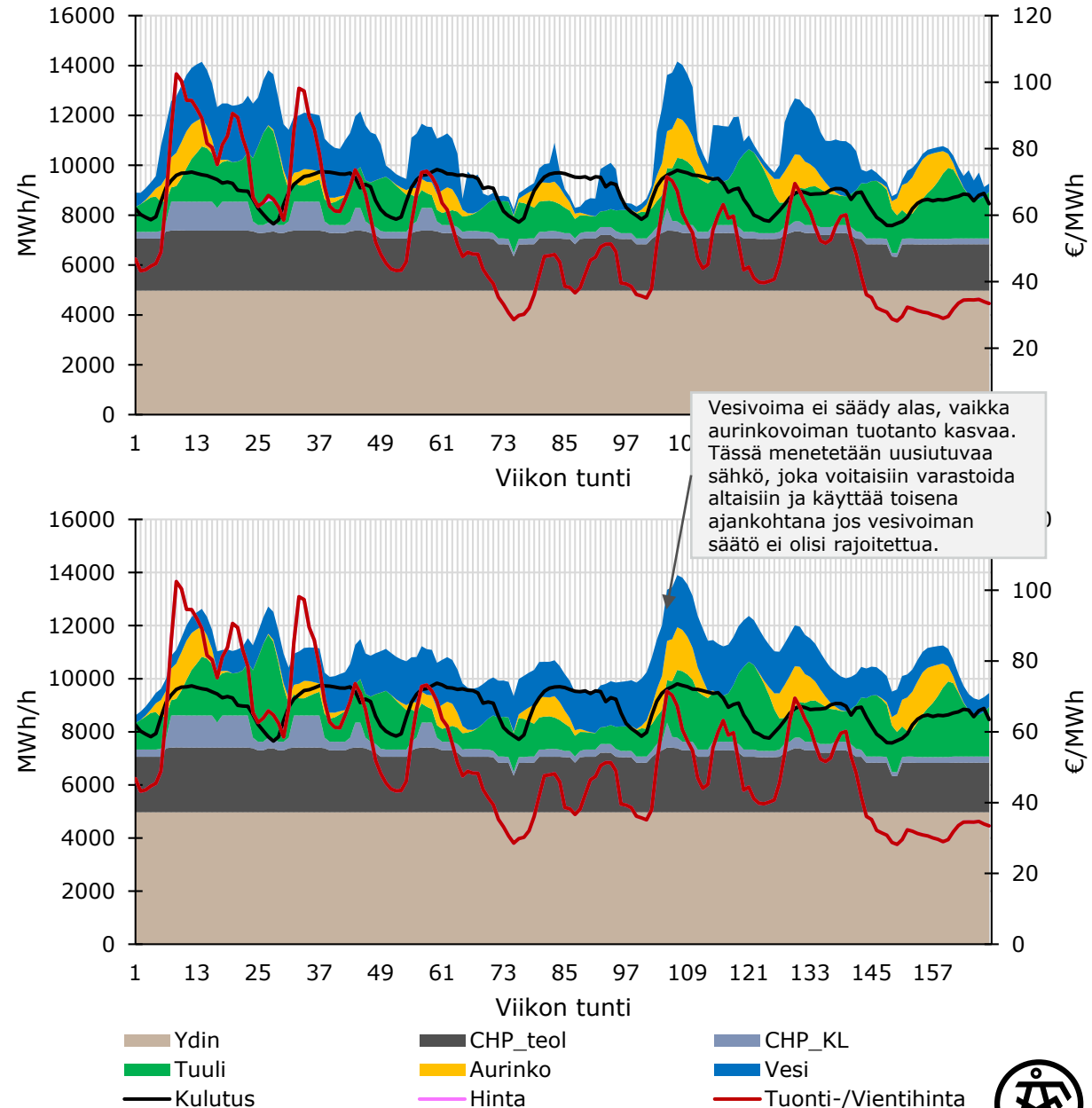
Nettoviennin arvo kesäviikolla on korkea, 19 542 860 €, koska sähköä viedään runsaasti. Erityisesti Ruotsin tuulivoima heiluttaa hintoja Suomessakin, huolimatta suomalaisesta aurinkovoimatuotannosta.

Päästöt ovat 48 442 tCO₂.

Skenaario 4: viikko 28

Kesäviikolla 28 kaikki kulutus katetaan kotimaisella tuotannolla, joten vientiä on runsaasti. Myös vesivoimaa viedään runsaasti Ruotsiin. Nettoviennin arvo on 17 293 117 €.

Päästöt ovat matalat, 49 477 tCO₂, koska kaukolämpö-CHP-tuotanto on hyvin pientä. Myös teollisuuden-CHP tuotanto laskee hinnan ollessa alimmillaan.



SÄHKÖJÄRJESTELMÄ VUONNA 2030

Mallinnuksen tulokset

Tilanteessa, jossa tuulivoima-tuotantoa on paljon ja kulutus ja tuontisähkön hinta ovat alhaisia, malli optimoi ajamalla ydinvoimalaitokset alas. Todellisuudessa tämän kaltainen tilanne voisi johtaa vielä alhaisempaan, tai jopa negatiiviseen sähkön hintaan, jolloin tuulivoimatuotantoa säädettäisiin alas. Ydinvoimaa ajettaisiin normaalisti alhaisen sähköhinnan tuntien ajan.

Skenaario 2: viikko 40

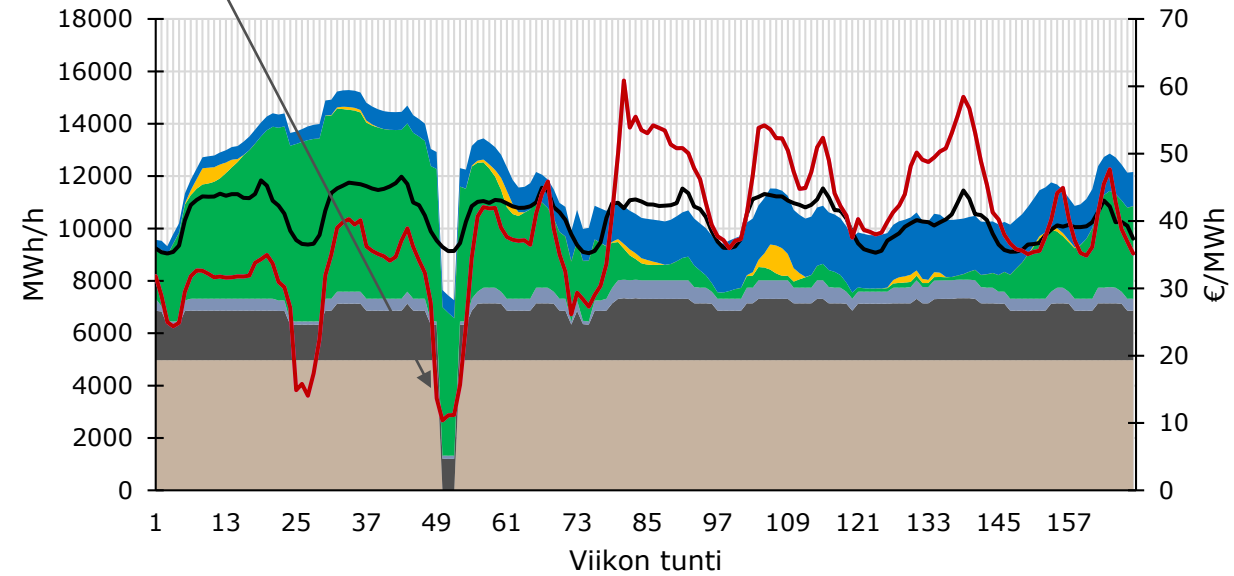
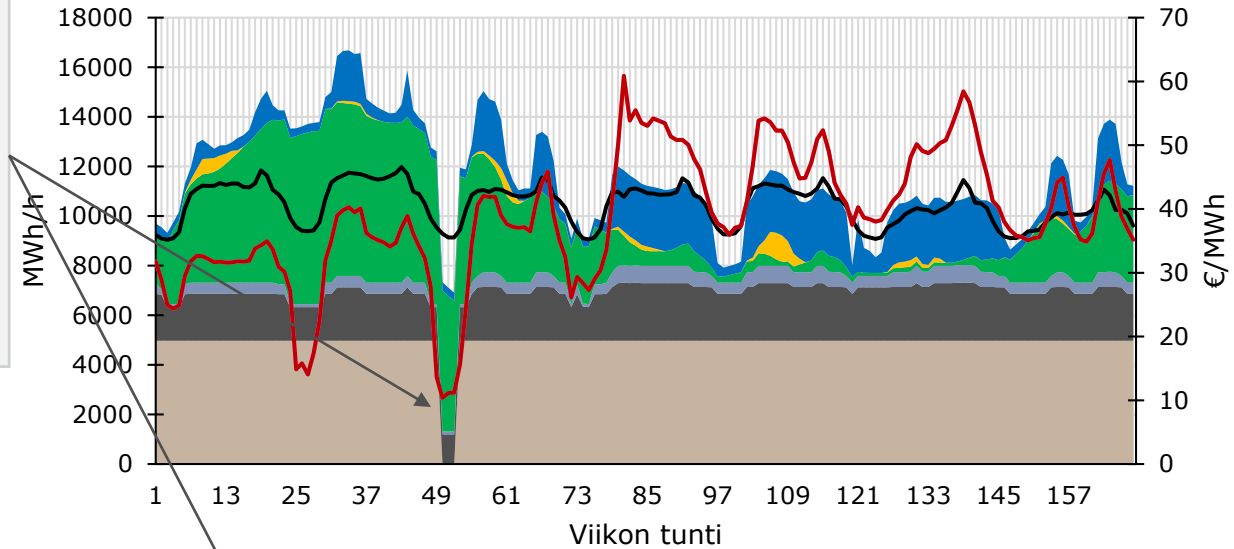
Runsas säätövoiman tuotanto vesivoimalla ja toisaalta korkea tuulivoimatuotanto pitävät päästöt matalalla, 39 340 tCO₂. Sähkön hinta on lähes koko viikon alle 60 €/MWh, alimmillaan noin 10 €/MWh.

Nettoviennin arvo on 6 736 507 €.

Skenaario 4: viikko 40

Runsaan tuulivoimatuotannon takia päästöt ovat matalat, 39 668 tCO₂. Vastaavasti tynellä vesivoimatuotanto pystyy kattamaan loput kotimaisesta kulutuksesta.

Nettoviennin arvo on 6 045 866 €.



Ydin
Tuuli
Kulutus
CHP_teol
Aurinko
Hinta
CHP_KL
Vesi
Tuonti-/Vientihinta



Mallinnuksen epävarmuuksia

Mallinnuksessa on oletettu, että tuontisähköä on aina tarjolla mallinnuksessa käytetyllä tuontisähkön hinnalla siirtokapasiteetin sallima enimmäismäärä. Vastaavasti on oletettu, että sähköä on aina mahdollista viedä käytetyllä vientisähkön hinnalla siirtokapasiteetin mukainen enimmäismäärä. Käytännössä tämä ei välttämättä ole aina mahdollista, johtuen esimerkiksi muiden maiden sähkön tuotantokapasiteetin ja siirtoyhteyksien (myös maiden sisäisten siirtoyhteyksien) kehityksestä. Lisäksi käytettävissä oleva siirtokapasiteetti voi olla ajoittain alhaisempi esimerkiksi huoltotöiden takia. Tuontisähkön saatavuuteen voi myös liittyä poliittisia riskejä, joiden arviointi ei kuitenkaan ole sisällynyt tähän työhön. Myös tuontisähkön hintaan ja hinnan vaihteluun liittyy epävarmuuksia. Sähkön hintoja Suomen ulkopuolella ei ole mallinnettu vaan niille on käytetty skenaarioiden kuvauksen arvioita.

Mallinnuksessa ei ole huomioitu Venäjän ja Suomen välistä siirtoyhteyttä. Venäjän tuontisähkön hinnoittelun sekä siirtokapasiteetin käytön periaatteet eroavat muista Suomen siirtoyhteyksistä. Todellisuudessa on mahdollista, että myös Venäjältä tuotavalla sähköllä on rooli Suomen sähköjärjestelmän säädön tarpeen täyttämässä. Siirron maksimikapasiteetti on noin 1300 MW.

Mallinnuksessa käytetyillä oletuksilla sähkön hinta ei milloinkaan mene negatiiviseksi. Näin ei välttämättä todellisuudessa ole. Esimerkiksi viikolla 40 osassa mallinnustuloksia ydinvoima suljetaan. Voisi olla myös mahdollista, että hinta painuisi negatiiviseksi, jolloin tuulivoimatuotanto säätäisi alas ja ydinvoima (ainakin vanhat laitokset) tuottaisi tasaisesti läpi hintakuopan keston.

Malli palauttaa kysyntäjoustop, kun hinta on riittävän alhainen. Joustaneen kulutuksen palautuksen aikajänne voi näin olla sellainen, mikä ei välttämättä käytännössä ole mahdollinen johtuen kysynnän / kysyntäjoustop luonteesta.

Mallinnus alkaa käytännössä pari tuntia ennen mallinnetun viikon alkua ja loppuu pari tuntia viikon jälkeen. Näiden tuntien vesivoimantuotanto vaikuttaa hieman varsinaisen mallinnetun viikon aikana käytettävissä oleviin vesivarastoihin.

Mallinnuksessa on käytetty päästöoikeuden hintana 32 €/t. Päästöoikeuden hinta voi tulevaisuudessa olla myös korkeampi. Mikäli hiilidioksidin hinta olisi korkeampi, nousisi sähköntuotantokustannus fossiililla polttoaineilla. Biopolttoaineita käyttävät voimalaitokset käyttävät usein turvetta mukana polttoaineseoksessa (polttoteknisistä syistä johtuen), joten korkeammat tuotantokustannukset koskisivat maakaasun, turpeen ja öljyn lisäksi osin myös biopolttoaineita käyttäviä laitoksia. Mikäli tuotantokustannukset nousisivat, olisi joustavaa CHP-tuotantoa tarjolla osin vasta korkeammilla sähkön hinnoilla kuin nyt mallinnuksessa käytetyillä oletuksilla.

Ydinvoiman vuosihuoltojen ei ole oletettu sijoittuvan mallinnetuille viikoilla. Vuoden 2018 tilanteessa olemassa olevien ydinvoimalaitosten osalta tämä pitää paikkansa, mutta vuoteen 2030 mennessä valmistuvien laitosten huoltojen ajoittumista tai ylipäänsä huoltojen pituutta vuonna 2030 ei voida vielä tässä vaiheessa tietää.

Teollisuus-CHP vaihtelee todellisuudessa mallinnuksessa oletettua enemmän. Vaihtelu on kuitenkin lähtöisin muista kuin sähkömarkkinasyistä, minkä vuoksi käytössä oleva kapasiteetti on oletettu lähes vakioksi ympäri vuoden, ollen kesällä vain hiukan talvea alhaisempi.

Lämpövoimakapasiteetin kehitykseen liittyy epävarmuuksia, esim. kaupunkien hiilineutraalius tavoitteet (toteutuvatko käytännössä, milloin ja miten).

Suomeen tuotavan sähkön tuotantomuotoja ei ole tässä selvityksessä mallinnettu, joten tuontisähkölle ei oleteta hiilidioksidipäästökerrointa. Tämä voi vääristää skenaarioiden hiilidioksidipäästöjen vertailua, mikäli tuontisähkö korvaa muuta tuotantoa Suomessa.

Mallinnus ei ole fyysikaalinen vaan ns. markkinamalli. Mallin perusteella ei voida täsmällisesti päätellä tunnin sisäisiä tapahtumia, esimerkiksi reservien aktivoitumista eri reservilajien välillä. Myöskään sähköverkon fyysisiä ominaisuuksia, kuten taajuuden laatua, ei pystytä esittämään.



Making Future.

