

Vesienhoidon toimenpiteiden valtakunnallinen arviointi – vaikutukset vesivoimaan tuotantoon ja säätövoiman tarjontaan

Tiia Vento, Hannu Huuki, Ari Koistinen, Jarno Turunen
Suomen ympäristökeskus
10/2026

Sisällys

1	Johdanto	4
2	Menetelmät	6
2.1	Aineiston koonti	6
2.2	Vesivoiman energialaskentamalli	6
2.3	Vesivoiman lyhytaikaissäädön mallinnus	9
3	Tulokset	12
3.1	Vesivoiman energiantuotanto	12
3.2	Vesivoiman lyhytaikaissäätö	16
3.2.1	Kemijoki	16
3.2.2	Iijoki	19
3.2.3	Oulujoki (Merikoski, Leppikoski ja Seitenoikea)	21
3.2.4	Muutokset vesivoimaan yhteensä	22
4	Huolto- ja toimitusvarmuuden näkökulmat	24
5	Yhteenveto ja johtopäätökset	25
6	Viitteet	28
	Liitteet A-E	29

Tiivistelmä

Tässä selvityksessä arvioitiin vesienhoidon 4. kauden (2028–2033) alustavassa tila-arvioinnissa ja luokittelussa käytettyjen hydrologis-morfologisten toimenpiteiden vaikutuksia vesivoiman energiantuotantoon, tuotannon tuntitason joustavuuteen ja säätövoiman tarjontaan voimakkaasti muutetuiksi nimetyissä joissa. Toimenpiteiden avulla Lupa- ja valvontavirasto arvioi vesimuodostumien ekologista potentiaalia ja nykytilaa suhteessa parhaaseen saavutettavissa olevaan tilaan. Tarkastellut vesivoiman tuotantoon vaikuttavat toimenpiteet koostuivat kalateistä, kalojen alasvaellusratkaisuista ja ympäristövirtaamista. Toimenpiteinä ei ollut vesivoiman tuotantoon liittyvien patojen purkamista.

Vesivoiman energiamallinnuksen perusteella toimenpiteet vähentäisivät simulointijaksolla 1990–2025 vesivoiman vuotuista energiantuotantoa keskimäärin noin 230 GWh/a, joka on 1,7 % kokonaistuotannosta. Tämä jää alle voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien arvioinnissa käytetyn 2 % ohjeellisen merkittävän haitan rajan. Yksittäisten vuosien muutos vaihteli välillä -1,2 – -2,4 %. Vaikutukset olivat suhteellisesti suurempia vähäisinä vesivuosina sekä kesäaikaan, jolloin virtaamat ja vesivoiman energiantuotanto ovat yleisesti pienempiä ja vesienhoidon toimenpiteitä on eniten aktiivisena. Vesistöittäin energiantuotannon vähenemät vaihtelivat toimenpiteiden määrän mukaan ja olivat suurimmat Vuoksen vesistössä ja Kemijoella.

Lyhytaikaisen vesivoiman jouston vaikutusten analyysi kohdennettiin jokiuomiin, jotka on aiemmassa tutkimuksessa tunnistettu säätökyvyn ja säätötoiminnan aktiivisuuden perusteella keskeisimmiksi kohteiksi ja joihin kohdistui toimenpiteitä. Vaikutuksia tarkasteltiin erillisellä optimointimallilla vuosille 2024 ja 2025. Selvityksessä vesivoiman lyhyen aikavälin jousto allokoituu sähkön vuorokausimarkkinoiden hintasignaalien perusteella. Tuntikohtainen tuotanto optimoitiin Suomen tarjousalueen markkinahintojen mukaisesti huomioiden vesitase-, virtaama- ja tuotantorajoitteet. Säättöenergian aktivoinnit ja hinnat mallinnettiin mFRR-energiamarkkinan mukaisesti, jota käytettiin tutkimuksessa sähköjärjestelmän tunnin sisäisestä tasapainottamisesta vastaavan markkinan edustajana. Mallinnetut toimenpiderajoitteet eivät kohdistuneet vesivoimalaitosten tekniseen säätökykyyn, vaan turbiinien läpi käytettävissä olevan veden määrään. Laitosten minimi- ja maksimitehoa sekä tehon muutosnopeutta koskevat tekniset rajoitteet säilyivät siten ennallaan. Vesienhoitotoimenpiteet eivät vaikuttaneet voimakkaimpiin tuntitason tuotantomuutoksiin (ramping), ja niiden vaikutukset muuhun tuntitason joustavuuden indikaattoreihin vaihtelivat vuodenajan mukaan. Tasapainotusindeksi muuttui tarkastelluilla voimalaitoksilla yhteensä keskimäärin noin 2 MW molempiin suuntiin. Vaikutusten suunta ei siten ollut yksiselitteinen. Suurin mallinnettu negatiivinen vaikutus vastasi noin 6 MW:n vähennystä tasapainotusindeksissä. Kalleimpien tuntien keskimääräinen tuotantoteho aleni vuosina 2024 ja 2025 keskimäärin 7,7 MW. Kun tarkasteltujen voimalaitosten keskimääräinen tuotantoteho kalleimmilla tunneilla oli 1 254 MW, vastaa muutos noin 0,6 prosentin vähennystä. Vaikutukset vaihtelivat kuitenkin vuodenajan mukaan. Mallinnetut muutokset olivat vähäisiä erityisesti kevätkaudella, kun taas suurimmat vaikutukset havaittiin elokuussa. Tällöin kalleimpien tuntien keskimääräinen tuotantoteho aleni 22,4 MW vuonna 2024 ja 19,1 MW vuonna 2025. Elokuussa vesivoiman kokonaistuotanto on tyypillisesti muuta vuotta vähäisempää, minkä vuoksi vastaavan suuruinen tuotannon vähenemä korostuu suhteellisesti enemmän kuin suuren tuotannon jaksoilla. Mallinnuksen perusteella vesienhoitotoimenpiteet eivät yleisesti muuttaneet vesivoimatuottajan taloudellisia kannustimia varata säätökykyä ylös- tai alassäätöenergian tarjoamiseen mFRR-energiamarkkinoilla. Tästä yleisestä tuloksesta havaitaan kuitenkin yksi poikkeama yhtenä mallinnusvuonna.

Sähköjärjestelmän varautumisen, käytönpalautuksen ja inertian kannalta ratkaisevaa ei ole vuotuinen energiamenetys, vaan se, missä määrin vesienhoidon toimenpiteisiin käytettävä virtaama vähentää laitoksen käytettävissä olevaa tuotanto- ja säätötehoa tai johtaa turbiiniyksiköiden pysäyttämiseen sähköjärjestelmän kannalta kriittisinä ajankohtina. Raportin tuloksista lausunnon antanut Huoltovarmuuskeskus korosti, että ulkoisten uhkatekijöiden lisääntyminen, turvallisuusympäristön muutos ja poikkeustilanteet tulisi huomioida nykyistä paremmin vesienhoidon toimenpiteiden suunnittelussa ja merkittävän haitan arvioinnissa.

1 Johdanto

EU:n vesipuitedirektiivin (2000/60/EY) ympäristötavoitteina on estää vesien tilan heikkeneminen ja saavuttaa vesien hyvä ekologinen ja kemiallinen tila. Direktiivi on kansallisesti toimeenpantu lailla vesienhoidon järjestämisestä (1299/2004, vesienhoitolaki), valtioneuvoston asetuksella vesienhoidon järjestämisestä (1040/2006) ja valtioneuvoston asetuksella vesienhoitoalueista (1303/2004). Vesienhoitolain 22§ mukaan pintavesimuodostuma voidaan nimetä voimakkaasti muutetuksi, mikäli vesimuodostuman fyysiset (hydrologis-morfologiset) muutokset ovat sellaisia, ettei hyvän ekologisen tilan saavuttaminen ole mahdollista ilman merkittävää haittaa niille vesimuodostuman tärkeille käyttömuodoille, joista hydrologis-morfologiset muutokset johtuvat. Tärkeiksi käyttömuodoiksi katsotaan sellaiset vesistön hydrologis-morfologisia olosuhteita muuttavat toiminnot, jotka tuottavat laajempaa yhteiskunnallista hyötyä ja ovat tärkeitä yleisen edun kannalta. Edellytyksenä nimeämiselle on, ettei vesimuodostuman muuttuneisuudesta ja käytöstä syntyvää hyötyä voida teknisten tai taloudellisten syiden vuoksi kohtuudella saavuttaa muilla ympäristön kannalta merkittävästi paremmilla keinoilla.

Suomessa vesivoima ja tulvasuojelu ovat tyypillisimpiä vesimuodostumien tärkeitä käyttömuotoja, joiden aiheuttamien fyysisten muutosten vuoksi erityisesti jokivesimuodostumia ja voimakkaasti säännösteltyjä järviä on nimetty voimakkaasti muutetuksi. Vesienhoidon 4. kaudelle (2028-2033) voimakkaasti muutetuiksi nimettyjä jokivesimuodostumia on Suomessa 92 ja järviä 53 kappaletta.

Yhteensä Suomessa on yli 220 vesivoimalaitosta, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on noin 3100 MW. 2000-luvulla Suomessa on tuotettu vesivoimalla noin 10–17 TWh sähköä vuodessa. Vesivoiman osuus kotimaassa tuotetusta sähköstä on ollut viime vuosina noin 15–20 %. Vesivoimalla on kuitenkin merkittävä rooli säätösähkön tuotannossa. Vuonna 2018 vesivoima tuotti käytännössä kaiken sähköjärjestelmän vaatiman säätöenergian. Vesivoimalla tuotetun säätösähkön määrässä ei ole tapahtunut suuria muutoksia viime vuosina. Vesivoima on edelleen tärkein sähkön tuotantomuoto säätövoiman tarjonnan kannalta, joskin vesivoiman osuus säätösähkömarkkinoilla on laskenut noin puoleen vuoden 2018 tasosta (Paavola ym. 2025). Tämä johtuu ennen kaikkea siitä, että entistä suurempi osa kasvaneesta sähkön kulutuksesta ja lisääntyneestä säätövoimatarpeesta on jouduttu kattamaan muilla säätökykyisillä tuotantoteknologioilla ja kulutusjoustoilla.

Voimakkaasti muutettujen jokien tila-arviointi ja luokittelu poikkeaa merkittävällä tavalla niin sanottujen luonnollisten pintavesimuodostumien tila-arvioinnista ja luokittelusta. Siinä missä luonnollisille vesimuodostumille on määritetty vesistötyypin mukaiset vertailuolosuhteet eri laatutekijöille ja niistä johdetut raja-arvot eri tilaluokille, ei vastaavaa menettelyä ole voimakkaasti muutetuille vesimuodostumille. Koska voimakkaasti muuttuneiden vesimuodostumien muuttuneisuuden aste ja luontaiset ominaisuudet vaihtelevat kohdekohtaisesti, on niiden ekologinen potentiaali erilainen ja siten jokaisella vesimuodostumalla on tyypillisesti oma vertailutila (paras saavutettavissa oleva tila) ja siitä johdettu tavoitetila (hyvä saavutettavissa oleva tila).

Käytännössä parhaan saavutettavissa olevan tilan eri laatutekijöiden vertailuarvoja ja niistä johdettuja hyvän saavutettavissa olevan tilan arvoja ei ole voitu määrittellä useimmille voimakkaasti muutetuille vesimuodostumille ja eri laatutekijöille, vaan Suomessa on valittu menetelmä, jossa tila määritetään toimenpidetarkastelun avulla. Toimenpidetarkastelussa määritetään paras hydrologis-morfologista tilaa parantava toimenpidekokonaisuus, joka ei aiheuta merkittävää haittaa vesimuodostuman tärkeille käyttömuodoille. Tämä toimenpidekokonaisuus johtaisi parhaaseen saavutettavissa olevaan ekologiseen tilaan

olettaen, että veden fysikaalis-kemiallinen laatu on myös parhaassa saavutettavissa olevassa tilassa. Mikäli arvioidaan, että tämä toimenpidekokonaisuus parantaisi vesimuodostuman tilaa merkittävästi, niin vesimuodostuman nykytila arvioidaan tyydyttäväksi suhteessa parhaaseen tilaan. Jos taas arvioidaan, että toimenpidekokonaisuus johtaisi enintään vähäiseen tilan paranemiseen, luokitellaan nykytila hyväksi suhteessa parhaaseen tilaan. Toisin sanoen, tässä tilanteessa ollaan jo nykytilassa lähellä parasta saavutettavissa olevaa tilaa. Lopulta toimenpideohjelmaan valitaan kaikkein vaikuttavimmat ekologista tilaa parantavat hydrologis-morfologiset toimenpiteet sekä veden laatua parantavat toimenpiteet, mikäli niille on tarvetta. Tämä toimenpidekokonaisuus johtaisi tai ylläpitäisi vesimuodostuman vähimmäistilatavoitetta, eli hyvää saavutettavissa olevaa tilaa.

Tyypillisiä virtavesien hydrologis-morfologista tilaa parantavia toimenpiteitä, joista aiheutuu vesivoiman menetystä, ovat voimalaitospatoja ohittavat kalatiet ja kalojen alasvaellusratkaisut sekä säännöstelykäytäntöjä rajoittavat ympäristövirtaamatoimenpiteet. Kalateillä tarkoitetaan erityisesti kalojen ylävirtaan vaeltamisen mahdollistavaa uomaa, joka voi olla tekninen, usein betonista rakennettu, pystyrakokalatie tai luonnollista virtavesiuomaa muistuttava luonnonmukainen kalatie. Käytössä olevia kalateitä on Suomessa noin 240 kappaletta (Vesistötyöt-tietojärjestelmä), joista kuitenkin merkittävä osa on erilaisten pohjapatojen yhteydessä olevia kalateitä, jotka eivät aiheuta vesivoiman menetystä. Alasvaellusratkaisut ovat erityisesti lohen ja taimenen vaelluspoikasten alasvaelluksen tehostamiseksi suunniteltuja voimalaitoksen ohittavia rakenteita ja väyliä, joilla poikaset pyritään ohjaamaan tehokkaasti voimalaitoksen yläaltaasta padon alapuolelle. Erityisesti alasvaelluksen edistämiseksi suunniteltuja rakenteita on toistaiseksi toteutettu maassamme vain muutamia. Ympäristövirtaamalla tarkoitetaan vesivoimalaitoksen säännöstelykäytäntöjen muuttamista niin, että se parantaa joen elinympäristöjen tilaa tai esimerkiksi tehostaa kalateiden toimintaa. Tyypillinen ympäristövirtaamatoimenpide on esimerkiksi pysyvän virtaaman lisääminen vähävetisiin voimalaitosten ohjuoksutusuomiin. Myös ympäristövirtaamaa on toimenpiteenä toistaiseksi käytetty melko vähän.

Luokittelun lopputuloksen kannalta on erityistä merkitystä kahdella arvioitavalla asialla:

- Määriteltyjen toimenpiteiden ekologisen vaikuttavuuden arvioinnilla
- Merkittävän haitan tason määrittelyllä, joka vaikuttaa siihen kuinka mittavia vesistön käyttöä rajoittavat vesienhoitotoimenpiteet voivat olla

Vesienhoidon toimenpiteistä aiheutuville merkittävillä haitallisilla vaikutuksilla ei voida antaa yhtä yksiselitteistä ja kaikki tärkeät käyttömuodot käsittävää määritelmää. Keinotekoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien kansallisessa luokitteluohejossa on vesivoiman tuotannon osalta todettu, että noin 2 % menetystä vuosituotannosta voidaan pitää lähtökohtaisesti tasona, joka ei ylitä merkittävää haittaa sähköjärjestelmän toimivuuden kannalta valtakunnallisesti ([Keinotekkoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien nimeäminen ja luokittelu vesienhoidon 4. kaudella](#)).

Vesienhoidon tila-arviointi ja luokittelu tehtiin vesienhoidon 4. kaudelle (2028–2033) valtaosin ELY-keskuksissa, jotka olivat valtionhallinnon alueellisia viranomaisia. Vuoden 2026 alusta lähtien vesienhoidon tila-arviointiin ja luokitteluun liittyvät tehtävät siirrettiin valtakunnalliseen Lupa- ja valvontavirastoon. Se on vastannut myös voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien luokittelusta ja niiden toimenpiteiden valinnasta osana tila-arviointia. Voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien luokittelussa määriteltyjen toimenpiteiden osalta on tärkeää arvioida valtakunnallisesti, kuinka suuria vaikutuksia

toimenpiteistä syntyisi vesivoiman tuotantoon ja säätövoiman tarjontaan sähköjärjestelmän tasolla, jotta haittojen merkittävyyttä voidaan arvioida vesipuitteidirektiivin mukaisesti.

Tässä selvityksessä arvioitiin voimakkaasti muutettujen jokien vesienhoitotoimenpiteiden vaikutusta vesivoiman vuosituotantoon ja säätövoiman tarjontaan. Selvitys vastaa ”Keinotekkoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien nimeäminen ja luokittelu vesienhoidon 4. kaudella” -ohjeen kirjausta valtakunnallisesta merkittävän haitan arvioinnista vesivoiman osalta. Vastaava arvio on tehtävä seuraavaa suunnittelukierrosta varten, tai jos ehdotettuun toimenpidekokonaisuuteen tulee vähäistä suurempia muutoksia. Tämän selvityksen rahoituksesta vastasivat ympäristöministeriö ja maa- ja metsätalousministeriö. Lisäksi selvityksen tuloksista ja toimenpiteiden vaikutuksista sähkön huolto- ja toimitusvarmuuteen pyydettiin näkemykset kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:ltä ja Huoltovarmuuskeskuksesta (Liite D). Hankeryhmän kommenttivastine löytyy Liitteestä E.

2 Menetelmät

2.1 Aineiston koonti

Vesienhoidon toimenpiteiden vaikutusten arviointia varten Pisara-järjestelmästä kerättiin tiedot voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien luokittelussa ja tila-arvioinnissa käytetyistä hydrologis-morfologisista toimenpiteistä. Aineisto rajattiin vain jokivesimuodostumien toimenpiteisiin, sillä mallinnus voitiin käytettävissä olleilla resursseilla tehdä vain huomioiden muutokset vesivoimalaitosten säännöstelykäytäntöihin ja veden käyttöön jokivesissä. Toisaalta säännöstelyihin järviin oli esitetty hyvin vähän vesivoimaan suoraan vaikuttavia toimenpiteitä. Vaikutusten arviointiin huomioitiin vain ne toimenpiteet, jotka vaikuttavat suoraan vesivoimaan ja jotka oli luokittelussa valittu toimenpideohjelmaan (hyvän saavutettavissa olevan tilan toimenpidekokonaisuus). Periaatteessa myöskään luokitteluun valittu toimenpidekokonaisuus (parhaan saavutettavissa olevan tilan toimenpidekokonaisuus) ei saa ylittää merkittävää haittaa, mutta käytännössä vain toimenpiteillä, jotka valitaan toimenpideohjelmaan, on vaikutusta vesistön käyttöön ja sähkön tuotantoon.

Luokittelussa käytetyt ja toimenpideohjelmaan valitut toimenpiteet olivat kalateitä, kalojen alasvaellusratkaisuja ja ympäristövirtaamia. Ympäristövirtaamatoimenpiteet koostuivat pelkästään kuivien tai vähävetisten uomien virtaaman lisäyksistä säännöstelypadolta vanhoihin jokiuomiin. Vaikutusten arvioinnin luotettavuus nojasi merkittävältä osin siihen, kuinka tarkasti luokittelussa käytetyt toimenpiteet oli kuvattu vesivoimalaitosten tasolla, kuten kalateiden ja alasvaellusratkaisujen virtaaman määrä ja sen vuodenaikaisuus tai ympäristövirtaaman määrä. Pääsääntöisesti tiedot oli kuvattu riittävällä tarkkuudella luotettavan arvion tekemiseksi. Puutteita toimenpiteiden kuvauksissa oli enimmäkseen pienissä joissa ja voimalaitoksissa, joilla ei ole tulosten tulkinnan kannalta suurta vaikutusta.

2.2 Vesivoiman energialaskentamalli

Suomen ympäristökeskuksessa on viime vuosien aikana kehitetty malli vesivoiman energiantuotannon laskemiseen. Malli perustuu Vesistömallijärjestelmän ([WSFS](#)) simuloimiin virtaama-arvoihin, ja se sisältää merkittävimmät joet ja voimalaitokset - mukana on 162 voimalaitosta Suomen yli 220 laitoksesta (listaus laitoksista liitteessä A). Puuttuvat kohteet ovat pääosin minivesivoimaloita (<1 MW). Laskennassa huomioidaan virtaaman lisäksi voimalaitoskohtaisia arvoja kuten putouskorkeus, hyötysuhde ja maksimiteho.

Päivän aikana tuotettu vesivoimaenergia E megawattitunteina lasketaan potentiaalienergian yhtälöllä:

$$E = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \cdot \mu \cdot 24 \cdot 1/1000000, \quad (1)$$

missä Q on simuloitu virtaama,

ρ on veden tiheys 1000 kg/m^3

g painovoiman putoamiskiihtyvyys $9,81 \text{ m/s}^2$

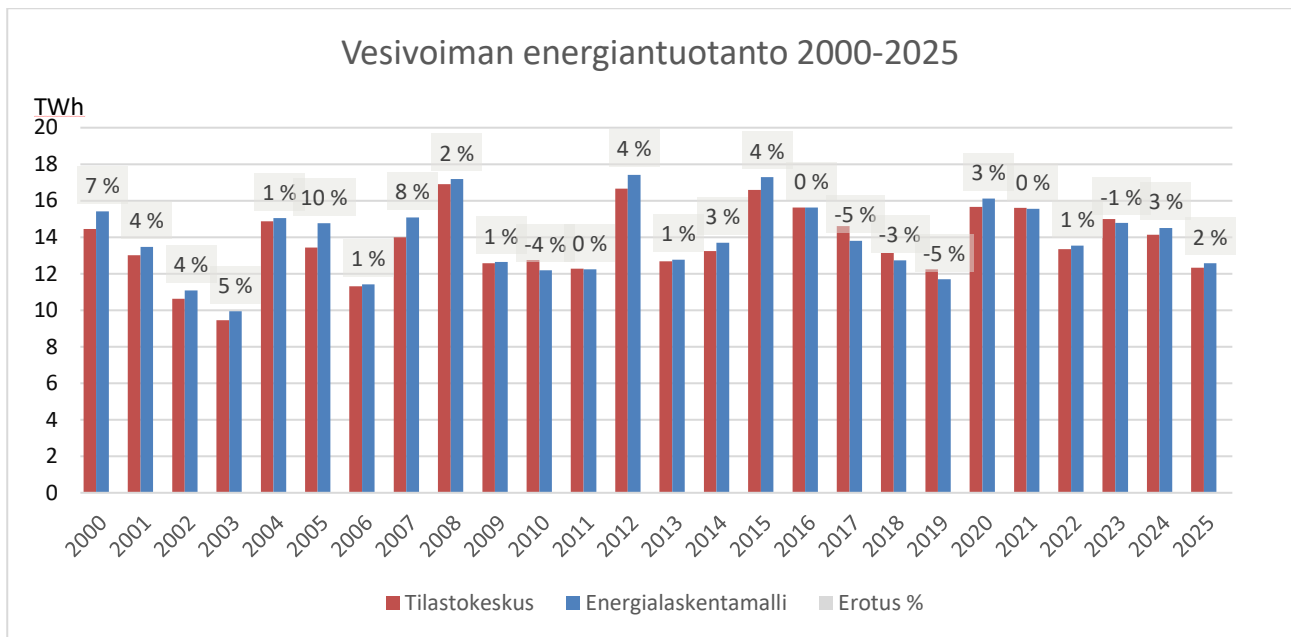
H on putouskorkeus

μ on hyötysuhde.

Tuotettua energiamäärää rajoitetaan käyttämällä ylärajana voimalaitoksen maksimitehoa.

Mallia on verifioitu vertaamalla tuloksia Tilastokeskuksen tietoihin vesivoiman energiantuotannosta vuosina 2000–2025. Simuloitu keskimääräinen vuosituotanto tuolla aikavälillä on $13,95 \text{ TWh/a}$, kun tilastojen mukaan se on $13,71 \text{ TWh/a}$ eli malli tuottaa energiaa keskimäärin 234 GWh/a enemmän kuin mitä tilastot antavat (suhteellinen ero $1,7 \%$). Kuvassa **Kuva 1** on esitetty vuosittaiset energiantuotannot sekä erotus tilaston ja energialaskentamallin välillä. Mallinnetun ja tilastoidun vuotuisen energiantuotannon ero vaihtelee välillä $-5,5 \%$... $+10,0 \%$ eri vuosina. Erot selittyvät osin huolto- ja korjaustöillä sekä jääoloista johtuvilla katkoksilla tuotannossa. Muut virhelähteet liittyvät malliin ja sen epävarmuuksiin: vesistömallilla simuloitujen virtaamien tarkkuus (laskettu käyttäen historiavuosien säätä, mutta säännöstelyjen järvien alapuolisten jokialueiden ja voimaloiden virtaamat perustuvat säännöstelykäytäntöä kuvaavalla säännöstelyohjetaulukolla määritettyihin virtaamiin eivätkä toteutuneisiin juoksutuksiin), laskennan yksinkertaistukset kuten putouskorkeuden ja hyötysuhteen pitäminen vakiona, minimikoneistovirtaamatiiedon ja mahdollisen minimivirtaamavelvoitetiedon puuttuminen sekä voimalaitosten ominaisuustietojen epävarmuudet (maksimiteho ja putouskorkeus perustuvat julkisesti saatavilla olevaan tietoon). Lisäksi laskenta perustuu tällä hetkellä toiminnassa oleviin voimalaitoksiin ja tietoihin niiden ominaisuuksista nyt. Esimerkiksi Hiitolanjoen vuosina 2021–2023 puretut voimalaitokset eivät ole mukana historiavuosien laskennassa. Laskelmissa ei nykytilaa arvioitaessa huomioida myöskään mahdollisia voimassa olevia kalateiden tai ympäristövirtaamien aiheuttamia ohijuoksutuksia.

Voimalaitoskohtainen mallinnettu energiamäärä voi yliarvioitua jonkin verran esimerkiksi silloin kun järvi-altaiden pinnat ovat matalalla tai kun tulvavirtaamat nostavat laitoksen alavedenkorkeutta ja putouskorkeus tai hyötysuhde on pienempi kuin mallinnuksen oletama vakioarvo. Putouskorkeus voi laskea myös, jos ketjussa olevien voimalaitosten ylavedenkorkeudet padottavat ylemmän altaan alavettä tai jos voimalaitoksesta juoksutetaan niin suuria vesimääriä, että se laskee varastoaltaan vedenkorkeutta. Minimikoneistovirtaaman huomioimatta jättäminen aiheuttaa sen, että malli laskee, että energiaa tuotetaan pienilläkin virtaamilla, vaikka laitos olisi oikeasti kiinni ja kerryttää vettä yläaltaaseen. Tämä vaikuttaa enemmän energiantuotannon ajoitukseen kuin kokonaisenergiämäärään, jos laitoksella ei ole minimivirtaamavelvoitetta uomaan (joka tapahtuu ohijuoksutuksena). Mallinnettu energiamäärä voi taas aliarvioitua silloin kuin olosuhteet ovat hyvät eli altain pinnat ovat korkealla ja vesimäärät ovat tuotannolle optimaaliset, jolloin hyötysuhde saattaa olla mallin oletamaa parempi. Näin voi olla esimerkiksi kevättalvella, kun altaita lasketaan kohti kevätkuoppaa. Monet hyötysuhteeseen liittyvät tekijät ovat riippuvaisia voimalaitostekniikasta ja niiden lisääminen mallin muuttujiksi olisi varsin haastavaa.



Kuva 1 Vesivoiman energiantuotanto TWh/a vuosina 2000–2025. Vertailu Tilastokeskuksen tietojen (punaisella) ja Syken energialaskentamallin (sinisellä) välillä ja erotus prosentteina (pylväiden päällä, harmaa tausta).

Epävarmuuksista huolimatta energialaskentamallin arvioidaan tuottavan vesivoiman kokonaisenergiämääriä riittävällä tarkkuudella, jotta sitä voidaan soveltaa toimenpiteiden vaikutuksen mallintamiseen voimakkaasti muutetuissa vesimuodostumissa. Luotettavuutta lisää myös se, että arvioinnin kohteena on tuotannon suhteellinen muutos eikä absoluuttinen energiantuotto. Mallilla arvioidaan toimenpiteiden vuoksi vesivoiman tuotannosta poistuvan virtaamaan määrää sekä sen merkitystä energiantuotannolle. Kuvassa **Kuva 2** on esitetty tarkastelun eri vaiheet. Yleisesti ottaen vesienhoidon toimenpiteistä aiheutuu vähiten haittaa vesivoimalaitoksille silloin, kun niiden täytyy muutenkin juoksuttaa vettä turbiinien ohitse eli esimerkiksi kevättulvien tai runsaiden sateiden aikaan. Ohijuoksutuksia voidaan joutua tekemään myös huolto- ja korjaustoimien, laitoksen tai sähköverkon häiriötilanteiden tai tasapainotustarpeen eli esimerkiksi tuotannon alassäädön yhteydessä, mutta näitä tilanteita ei mallinnuksessa pystytty ottamaan huomioon.



Kuva 2 Kuvaus energialaskentamallilla tehtävistä tarkasteluista.

2.3 Vesivoiman lyhytaikaisäädön mallinnus

Vesienhoidon toimenpiteiden mahdollisia vaikutuksia vesivoiman lyhyen aikavälin joustoon tarkasteltiin erillisellä optimointimallilla. Mallissa vesivoimalaitosten tuntikohtaiset tuotantopäätökset perustuvat sähkön vuorokausimarkkinoiden Suomen aluehintoihin. Optimoinnissa huomioidaan vesitaseeseen, virtaamiin ja tuotantokapasiteettiin liittyvät rajoitteet. Lisäksi tarkastellaan kapasiteetin kohdentamista ylös- ja alassäätöön mFRR-energiamarkkinoilla, joihin viitataan tässä raportissa säätösähkömarkkinoina. Lyhyen aikavälin joustolla tarkoitetaan sekä tuotannon tuntitason ajoitusta energiamarkkinoilla että osallistumista säätösähkömarkkinoille. Mallinnuksen yleiskuvaus on esitetty kuvassa 3.

Lähtötiedot	Mallinnus	Tulokset
• Voimalaitosten putoskorkeudet, arviot minimi- ja maksimivirtaamille, päivävirtaamat, arvio virtaaman vaihtelulle, allaskoot ja virtaamaviipymät (Kemijoki) • Sähkön tunti hinnat (2025 lopun varttihinat keskiarvoistettu), säätösähköhinnat ja -määrät	• Mallinnusvuodet 2024 ja 2025 • Mallinnetaan vesivoimalaitosten tuotannon tuntijoustoa nykytilan sekä luokittelun toimenpiteiden rajoitteilla • Arvioidaan optimaalinen säätösähkömarkkina-tarjonta nykytilan sekä luokittelun toimenpiteiden rajoitteilla	• Luokittelun toimenpiteiden vaikutus vesivoimatuotannon tuntijoustoon sekä ylös- ja alassäätömarkkina-tarjontaan • Vesistöittäin (Kemijoki, Iijoki, Oulujoki) laitoksille, joille toimenpiteitä • Kuukausittain (energiatulokset) ja vuotuinen säätösähkötarjonta

Kuva 3 Kuvaus vesivoimatuotannon optimointimallilla tehtävistä tarkasteluista vesienhoidon luokittelun toimenpiteiden vaikutuksille.

Tuntijousto- ja säätötarjontatarkasteluun valittiin voimalaitokset Suomen keskeisistä säätöä tarjoavista vesistöistä (Paavola ym., 2025) ne voimalaitokset, joiden luokittelun toimenpideohjelmassa oli vesivoimaan vaikuttavia toimenpiteitä. Kemijoen pääuoman osalta mallinnettiin kahdeksan voimalaitoksen toimintaa välillä Seitakorva – Isohaara. Iijoen pääuomassa tarkastelu kohdistui kaikkien viiden voimalaitoksen toimintaan välillä Haapakoski – Raasakka. Oulujoen vesistöalueella mallinnettiin pääuoman viimeisenä sijaitsevan Merikosken voimalaitoksen toimintaa sekä Hyrynsalmen reitin voimalaitosten Leppikoski ja Seitenoikea toimintaa. Optimointimallien kuvaukset esitetään liitteessä B.

Vesivoiman tuotanto-optimointimallissa virtaama vesivoimalaitosten turbiinien läpi mallinnettiin tuntitasolla vuosien 2024 ja 2025 virtaamaolosuhteissa, huomioiden myös sähkön markkinahinnat kyseisinä vuosina. Vuonna 2024 Suomessa tuotettiin vesivoimalla yhteensä 14,1 TWh sähköenergiaa, mikä vastaa noin 2010–2025 keskimääräistä vuotuista vesivoimatuotantoa. Vuonna 2025 vesivoiman tuotanto oli 12,3 TWh, joten kyseinen vuosi edusti keskimääräistä vähäisemmän vesivoimatuotannon vuotta (Energiateollisuus, 2026). Näin ollen vuosien 2024 ja 2025 voidaan katsoa muodostavan kohtuullisen edustavan tarkasteluaineiston, joka sisältää sekä keskimääräisen että hieman tavanomaista niukemman vesivuoden.

Säätötarjonnan mallinnoissa hyödynnettiin viimeisimpiä saatavilla olevia vuosia, sillä Suomen sähköjärjestelmä on viime vuosina ollut voimakkaassa rakennemuutoksessa. Järjestelmään on tullut merkittäviä määriä uutta tuuli- ja aurinkovoimakapasiteettia sekä

sähkövarastoja, ja lisäksi sähkön kysyntäjouston merkitys on kasvanut esimerkiksi sähkökattiloiden yleistymisen myötä. Nämä muutokset ovat vaikuttaneet olennaisesti sähkömarkkinoiden toimintaan ja hintadynamiikkaan. Täten mFRR-energiamarkkinahintatarkastelut rajattiin viimeisimpiin vuosiin, jotta mallinnukset kuvaisivat mahdollisimman hyvin nykyistä ja lähitulevaisuuden sähköjärjestelmää.

Vesivoimatuotantoyhtälö, jossa tuntikohtainen keskivirtaama muutetaan tuotetuksi energiaksi (MWh per tunti) perustuu yhtälöön (1). Vesivoiman tuotanto optimoitiin tuntitasolla koko vuoden aikajaksolla siten, että tuottajan tuotantotulo maksimoituu huomioiden keskeiset tuotantorajoitteet. Optimoinnissa huomioitiin minimi- ja maksimivirtaamarajoitteet, virtaaman sallittu tuntikohtainen muutos (oletuksena enintään 25 % nimellisvirtaamasta) sekä käytettävissä oleva vesimäärä. Lisäksi Kemijoen Seitakorvan Isohaara tuotantolaitosten välisellä jokiuomalla optimoinnissa sovellettiin kaskadiperiaatetta, jossa laitosten välinen kytkentä mallinnettiin huomioimalla välialtaiden tilavuudet sekä virtaamien viipymät laitosten välillä.

Energiamarkkinoiden tuntitason optimoinnin lisäksi toteutettiin erillinen tarkastelu Kemijoen ja Iijoen voimalaitoksille optimaalisen tunnin sisäisen säätökapasiteetin varaamiseksi säätösähkömarkkinoille (ylös- ja alassäätö mFRR-energiamarkkinoilla). Mallinnuksen keskeisenä lähtökohtana oli, että vesivoimatuottajan on taloudellisesti kannattavaa varata osa tuotantokapasiteetistaan säätömarkkinoille niin kauan kuin tästä saatava korvaus ylittää sen tuotantotulon menetyksen, joka aiheutuu siitä, ettei kyseistä kapasiteettia hyödynnetä täysimääräisesti tuntitason energiamarkkinoilla. Mallissa tarkasteltiin diskreetisti eri ylös- ja alassäätökapasiteetin tasoja, jotka varataan säätösähkömarkkinoiden käyttöön. Kullekin tarkastelutasolle laskettiin vastaava nettotuotantotulo, ja optimaalinen tarjontataso määrittyi kohdassa, jossa tämä nettotuotto maksimoituu.

Tulosten esittelyssä tuntitason jouston ja säätövoiman tarjonnan indikaattoreiksi valittiin suuret *tasapainotusindeksi*, *keskimääräinen tuotantoteho korkeimpien hintojen aikana*, *suurimmat tuotannon tuntikohtaiset muutokset* ja *säätövoimatarjonta ylös ja alas*.

Tasapainotusindeksiä (MW) käytettiin kuvaamaan vesivoimatuotannon kykyä vastata sähkön hinnan ajalliseen vaihteluun. Indeksillä määritellään sähkön tuntihintavektorin p ja vesivoiman tuntikohtaisen tuotantotehon q välisen korrelaation sekä tuotannon keskihajonnan tulona:

$$\text{Tasapainotusindeksi} = \text{corr}(p, q) \cdot \text{std}(q). \quad (2)$$

missä p kuvaa tarkastelujakson tuntihintoja (€/MWh) ja q vastaavaa vesivoimatuotannon tehoa (MW per tunti).

Tasapainotusindeksi mittaa samanaikaisesti kahta keskeistä ominaisuutta: kuinka hyvin tuotanto ajoittuu korkean hinnan tunneille (korrelaatio) ja kuinka paljon tuotanto vaihtelee suhteessa keskitasoon (keskihajonta). Korkea positiivinen arvo viittaa tilanteeseen, jossa tuotanto on sekä voimakkaasti vaihtelevaa että ajoittuu systemaattisesti korkeiden hintojen ajankohtiin, mikä on joustaville sähkön tuotantoteknologioille luonnollista. Vastaavasti matalampi tasapainotusindeksin arvo indikoi, että tuotanto ei seuraa hintasignaalia yhtä vahvasti tai joustokykyisen tuotannon vaihtelu on alentunut.

Keskimääräistä tuotantotehoa korkeimpien hintojen aikana käytettiin mittarina kuvaamaan vesivoimatuotannon kykyä kohdentaa tuotantoa sähköjärjestelmän kannalta arvokkaimpiin ajankohtiin. Tässä tarkastelussa määritellään tarkastelujakson T (esimerkiksi kuukausi) tuntihintojen p_t perusteella korkean hinnan tuntien joukko $T_{5\%}$, joka sisältää 5 % korkeimpien hintojen tunnit. Tällöin keskimääräinen tuotantoteho näillä tunneilla määritellään muodossa

$$\bar{q}_{5\%} = \frac{1}{\text{num}(T_{5\%})} \sum_{t \in T_{5\%}} q_t, \quad (3)$$

missä q_t on vesivoiman tuotantoteho (MW) hetkellä t ja $\text{num}(T_{5\%})$ on tarkasteltavien tuntien lukumäärä.

Indikaattori kuvaa tuotannon kykyä toimia tilanteissa, joissa sähkön hinta indikoi korkeaa tuotetun sähkön arvoa sähköjärjestelmässä. Mitä suurempi keskimääräinen tuotantoteho on näillä korkeimpien hintojen tunneilla, sitä paremmin tuotantolaitos kykenee kohdentamaan tuotantonsa ajankohtiin, jolloin sähkön arvo on korkea. Näin mittari heijastaa laitoksen operatiivista joustavuutta korkeimpien hintojen aikana.

Suurimpia tuotannon tuntikohtaisia vaihteluja (eng. ramping) käytettiin mittarina kuvaamaan vesivoimalaitosten kykyä reagoida nopeasti muuttuviin tuotantotarpeisiin. Indikaattori tarkastelee sekä tuotannon kasvattamista että vähentämistä keskittyen äärimmäisiin muutostilanteisiin. Määritellään tuntitason tuotantovaihtelu

$$\Delta q_t = q_t - q_{t-1}, \quad (4)$$

missä q_t on tuotantoteho (MW) hetkellä t . Muodostetaan kaksi tarkastelujoukkoa: positiivisten muutosten joukko Δq_t^+ (tuntijousto ylös) ja negatiivisten muutosten joukko Δq_t^- (tuntijousto alas). Näistä valitaan suurimmat positiiviset sekä suurimmat negatiiviset muutokset, 5 % molemmista ääripäistä. Indikaattorit voidaan esittää keskiarvoina:

$$R_{5\%}^+ = \frac{1}{\text{num}(S_{5\%}^+)} \sum_{t \in S_{5\%}^+} \Delta q_t, \quad R_{5\%}^- = \frac{1}{\text{num}(S_{5\%}^-)} \sum_{t \in S_{5\%}^-} \Delta q_t, \quad (5)$$

missä $\text{num}(S_{5\%}^+)$ on ylimpään 5 prosenttiin kuuluvien positiivisten muutosten lukumäärä ja $\text{num}(S_{5\%}^-)$ on alimpaan 5 prosenttiin kuuluvien negatiivisten muutosten lukumäärä. Nämä indikaattorit kuvaavat vesivoimalaitosten kykyä toteuttaa voimakkaita tuotannon lisäyksiä ja vähennyksiä tilanteissa, joissa sähköjärjestelmä tarvitsee nopeaa säätöä. Mitä suurempia positiiviset huippumuutokset ovat ja mitä voimakkaampia negatiiviset muutokset ovat (absoluuttiselta arvoltaan), sitä parempi on laitoksen kyky muuttaa tuotantoa tuntien välillä sekä ylöspäin että alaspäin.

Säätövoimatarjonnan osalta tarkasteltiin voimalaitosten optimaalista ylös- ja alassäätökapasiteetin varaamista mFRR-energiamarkkinoiden tarpeisiin. Ylössäädölle ja alassäädölle varattuja kapasiteetteja merkitään muuttujilla $q_{mFRR}^{\uparrow}$ (MW) ja $q_{mFRR}^{\downarrow}$ (MW). Optimointimallissa optimaalinen säätökapasiteetin taso etsitään diskreettien vaihtoehtojen joukosta, jossa tarkasteltavat varaukset kyvyssä turbiinivirtaaman muutoksiin ovat $\{0; 0,0125; 0,025; 0,0375; 0,05\}$ suhteessa voimalaitoksen maksimivirtaamaan. Virtaamaperusteiset säätövaraukset muunnetaan tuotantotehoiksi yhtälön (1) mukaisesti. Näin määritellyille diskreeteille vaihtoehtoille lasketaan vastaava tuotannon ja

säätömarkkinatuottojen yhdistelmä, ja optimaalinen säätövoimatarjonta määrittyy valitsemalla yhdistelmä, joka maksimoi voimalaitoksen nettotuotantotulon.

Valittuja indeksejä hyödynnettiin skenaarioiden Nykytila ja VHS-toimenpiteet (voimakkaasti muutettujen jokien luokittelun toimenpideohjelmaan valitut toimenpiteet) vaikutusten arvioinnissa vesivoimaloiden tuntitason joustokykyyn ja säätövoiman tarjontaan. Indikaattorien arvoja verrataan skenaarioiden välillä, jolloin niiden muutokset kuvaavat skenaarion VHS-toimenpiteet vaikutuksen suuruutta ja suuntaa suhteessa vertailuskenaarioon Nykytila.

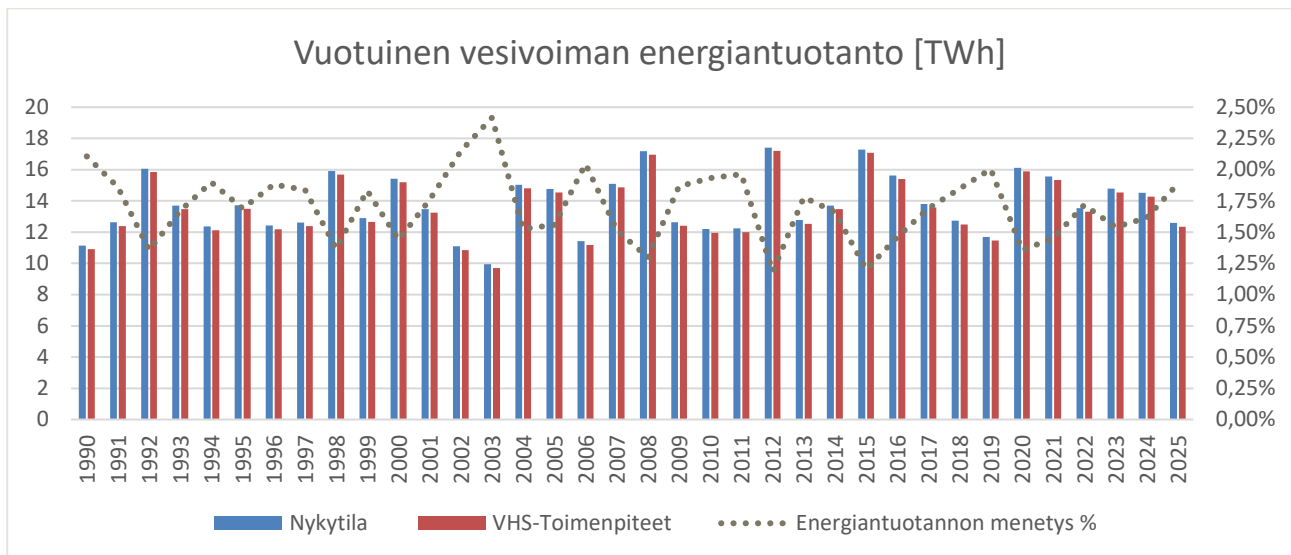
3 Tulokset

3.1 Vesivoiman energiantuotanto

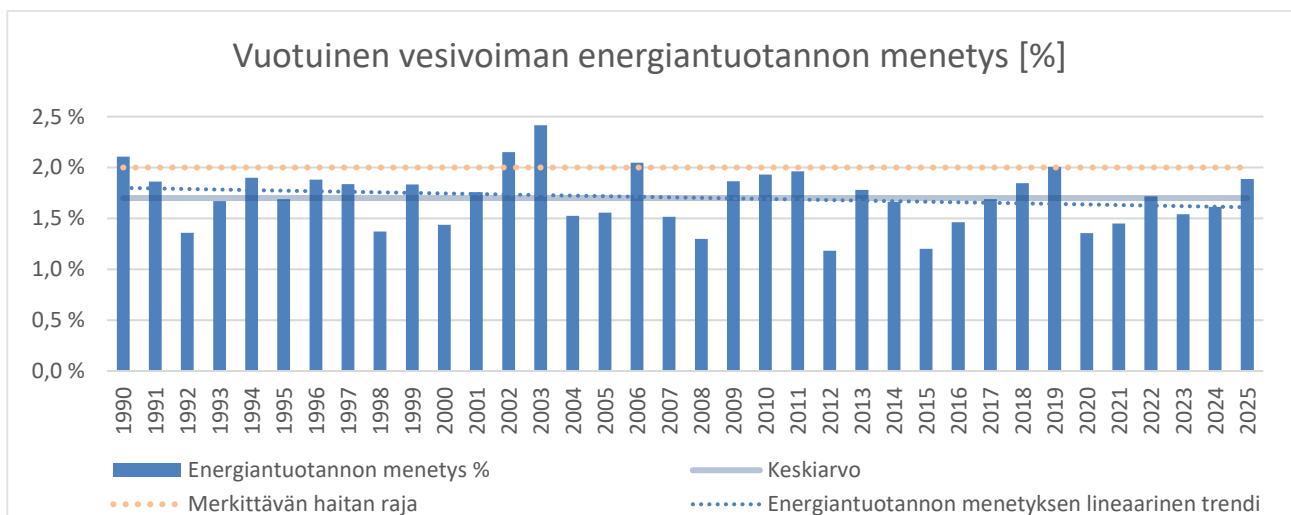
Tässä kappaleessa tarkastellaan suunniteltujen vesienhoidon toimenpiteiden mallinnettuja vaikutuksia vesivoimantuotantoon Suomessa ajanjakson 1990–2025 säätietojen perusteella simuloiduilla virtaamilla. Tuloksia on koostettu vuotuiselle ja kuukausittaiselle vesivoiman kokonaistuotannolle sekä vesistöittäin.

VHS-toimenpiteiden vaikutus valtakunnallisesti on esitetty kuvassa 4. Vuotuinen mallinnettu kokonaistuotanto nykytilanteessa on keskimäärin 13,77 TWh/a ja VHS-toimenpiteet huomioiden noin 13,55 TWh/a. Energiantuotannon vähenemä on noin 230 GWh/a (vaihteluväli 206–240 GWh/a), joka on 1,7 % vesivoiman kokonaistuotannosta. Suhteellinen muutos vaihtelee välillä -1,2– -2,4 % eri vuosina (Kuva 5). Suurimmat vähenemät ajoittuvat kuivemmille vesivuosille (esim. 2002–2003, 2006, 2010–2011 ja 2019). Energiantuotannon menetyksessä havaittiin tarkastelujaksolla lievästi laskeva kehitys, mutta lineaarisen trendianalyysin perusteella muutos ei ollut tilastollisesti merkitsevä. Tämä on linjassa esimerkiksi REPower-CEST-hankkeessa tehtyyn arvioon, että muuttuva ilmasto kasvattaa vesivoiman kokonaistuotantoa jonkin verran.

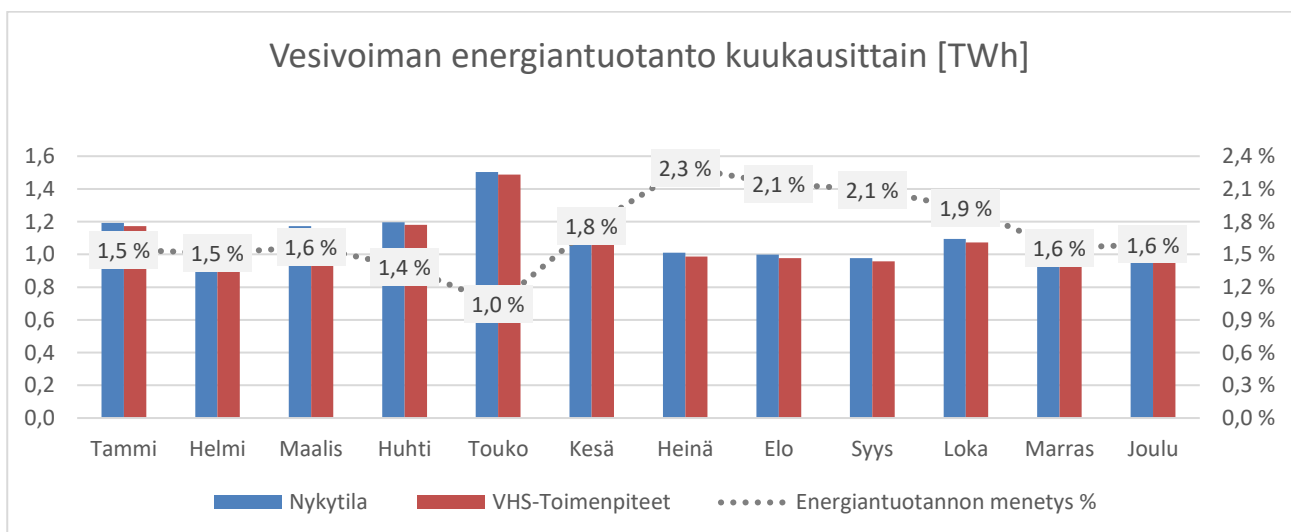
Energialaskentamallilla tarkasteltiin myös vaikutuksia kuukausitason vesivoiman energiantuotantoon ja tulokset on esitelty kuvissa 6 ja 7. Menetykset eri kuukausina vaihtelevat keskimäärin välillä 1,0–2,4 %. Suhteelliset vähenemät ovat suurimmat kesällä ja pienimmät keväällä. Vuosien välinen vaihtelu on suurempaa kesästä syksyyn kuin talvi- ja kevätkuukausina. Kesällä tuotanto on pienimmillään, ohjauksutusten tarve tulvasyistä on yleensä vähäinen ja toimenpiteitä on eniten käytössä; useilla kalateilla toiminta-aika oli määritelty touko-lokakuuhun ja alasvaellusratkaisujen toiminta-aika touko-heinäkuuhun, jolloin valtaosa lohen ja taimenen vaelluspoikasista vaeltaa joesta merelle. Yksittäisinä kesäkuukausina suhteelliset menetykset voivat olla 3,5–4 % luokkaa, mutta menetelmän epävarmuudet liittyen virtaamien arviointiin ja simuloituihin energiamääriin kasvavat yksittäisinä ajankohtina.



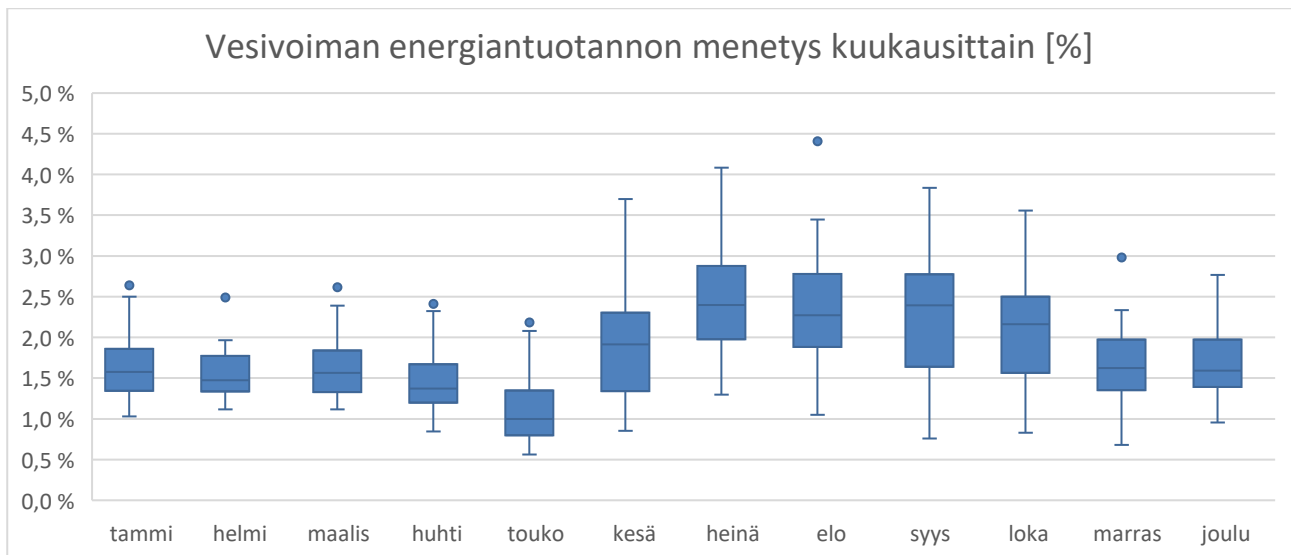
Kuva 4 Vuotuinen vesivoiman energiantuotanto nykytilassa (sinisellä) ja VHS-Toimenpiteet huomioiden (punaisella), asteikko vasemmalla. Toimenpiteiden aiheuttama suhteellinen vähenemä on kuvattu harmaalla pisteviivalla (asteikko oikealla).



Kuva 5 VHS-Toimenpiteiden aiheuttama vuosittainen, suhteellinen energiantuotannon vähenemä [%]. Kuvassa myös ajanjakson keskimääräinen vähenemä (vaaleansininen viiva), merkittävän haitan ohjeellinen 2 % raja-arvo (oranssi pisteviiva) ja energiavähenemän lineaarinen trendiviiva (sininen pisteviiva).



Kuva 6 Vesivoiman keskimääräinen energiantuotanto kuukausittain pylväillä kuvattuna (nykytilan arvot sinisellä, mallinnetut VHS-Toimenpiteet punaisella) sekä keskimääräiset suhteelliset energiantuotannon menetykset (harmaa katkoviiva).

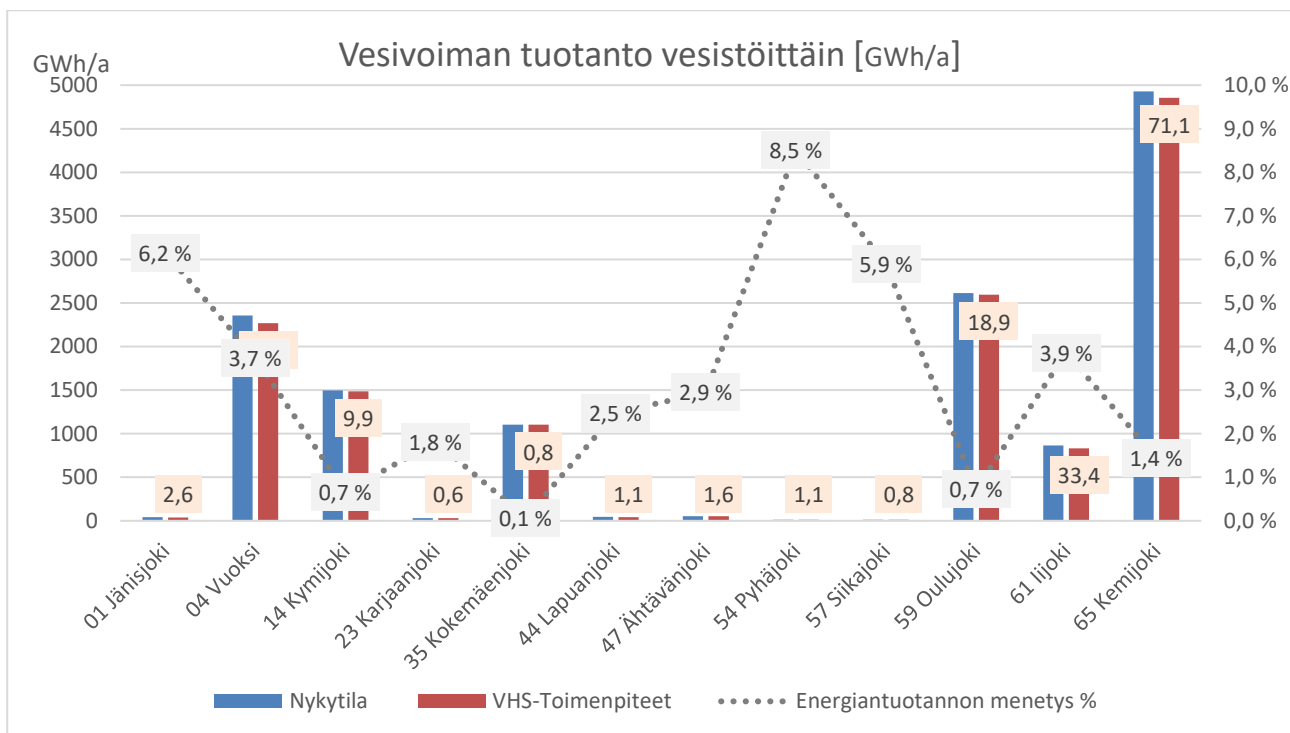


Kuva 7 Energiantuotannon suhteellinen vähenemä kuukausittain jaksolla 1990–2025. Sininen laatikko kuvaa tiedon keskiosaa eli ala- ja yläkvartiilin (25. ja 75. prosentin pisteet) välin ja viiva laatikon sisällä on mediaani. Janat osoittavat mihin asti suurin osa havainnoista sijoittuu, ja ne kuvaavat tyypillisten vastausten alinta ja ylintä rajaa. Niiden ulkopuolelle jäävät vain yksittäiset poikkeavat arvot, jotka on merkitty kuviin pistein.

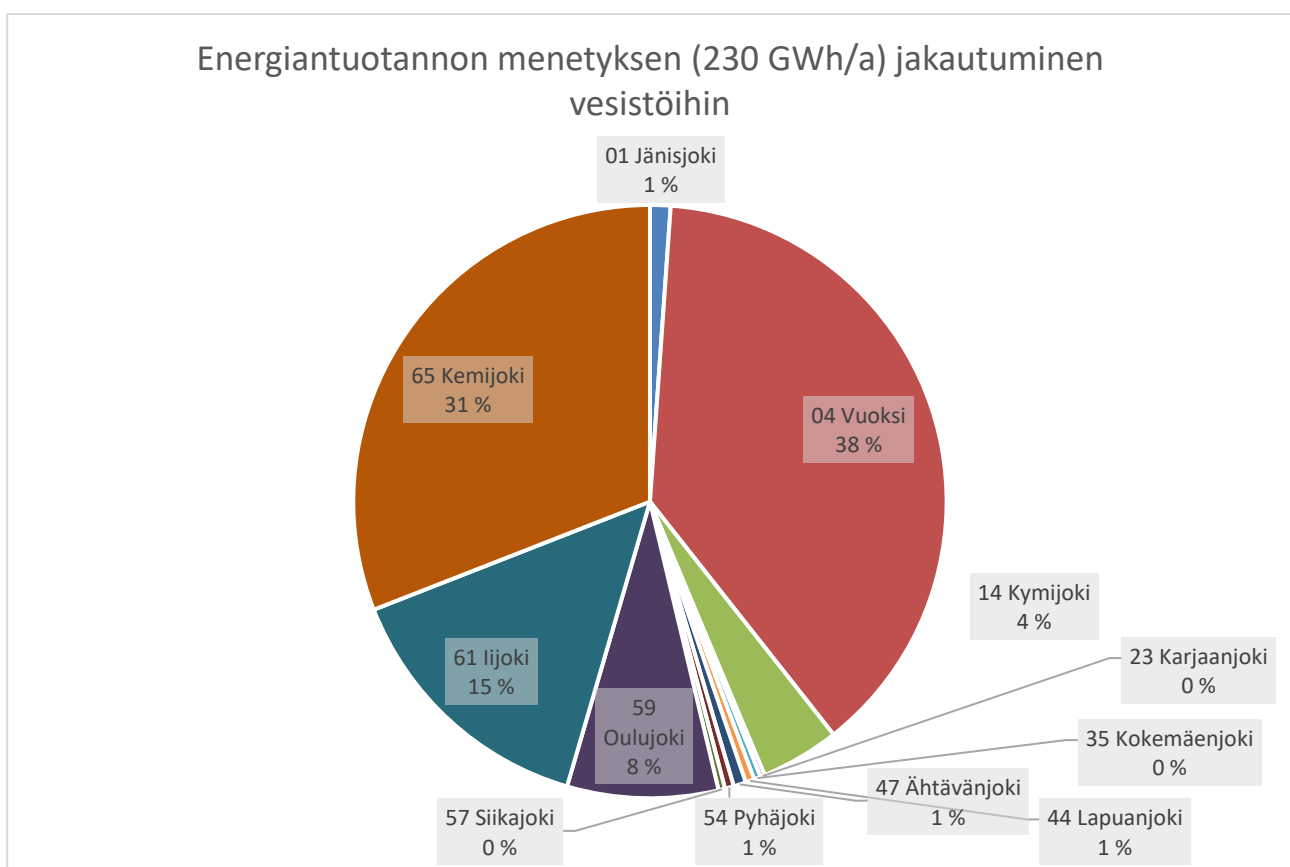
Vesivoiman tuotantoa ja VHS-toimenpiteiden aiheuttamaa vähenemää vesistöittäin on esitetty kuvissa 8 ja 9 sekä taulukossa 1. Vesistöaluekohtaiset vähenemät vaihtelevat 0,1–8,5 % verrattuna vesistön keskimääräiseen simuloituun kokonaistuotantoon. Merkittävistä vesivoimaa tuottavista vesistöistä VHS-toimenpiteiden aiheuttamat energiavähenemät ovat absoluuttisesti suurimmat Kemijoen ja Vuoksen vesistöissä (71 ja 88 GWh/a), suhteellisesti taas Vuoksen ja Iijoen vesistöissä (3,7 % ja 3,9 %). On hyvä huomioida, että etenkin pienemmissä vesistöissä on paljon alle 1 MW voimalaitteita, joiden puuttuminen mallista voi vääristää simuloitua kokonaistuotantoa ja siten suurentaa suhteellisen vähenemän lukuarvoa. Esimerkiksi Pyhäjoen (vesistö 54) viidestä voimalaitoksesta energianlaskentamallissa on mukana vain kaksi, ja oikeampi arvio kaikkien voimalaitosten keskimääräinen vuosituotanto huomioiden olisi noin 4–6 %. Jänisjoella, Pyhäjoella ja Siikajoella suuria suhteellisia arvoja selittää myös se, että ympärivuotisia ympäristövirtaamia kohdistuu voimaloihin, joilla on suurehko 15–20 m putouskorkeus. Valtakunnallisen energiantuotannon kokonaisvähenemän, 230 GWh/a, jakaantuminen eri vesistöille on esitetty kuvassa 9.

Taulukko 1 Vesienhoidon toimenpiteiden aiheuttamat energiantuotannon vähenemät kuudessa suurimmassa vesivoimaa tuottavassa vesistössä (absoluuttiset arvot ja suhteellinen menetys verrattuna vesistön keskimääräiseen, simuloituun kokonaistuotantoon).

Vesistö	Energiantuotannon menetys GWh/a	Energiantuotannon menetys %
04 Vuoksi	87,9	3,7
65 Kemijoki	71,1	1,4
61 Iijoki	33,4	3,9
59 Oulujoki	18,9	0,7
14 Kymijoki	9,9	0,7
35 Kokemäenjoki	0,8	0,1



Kuva 8 Mallin simuloima keskimääräinen vuotuinen vesivoimantuotanto nykytilassa (sininen) ja VHS-Toimenpiteet huomioiden (punainen). Palkkien kohdalla on vaaleanoranssilla taustalla vesistön keskimääräinen vuotuinen energianvähennys [GWh/a] ja suhteellinen vähenemä harmaalla pohjalla [%].



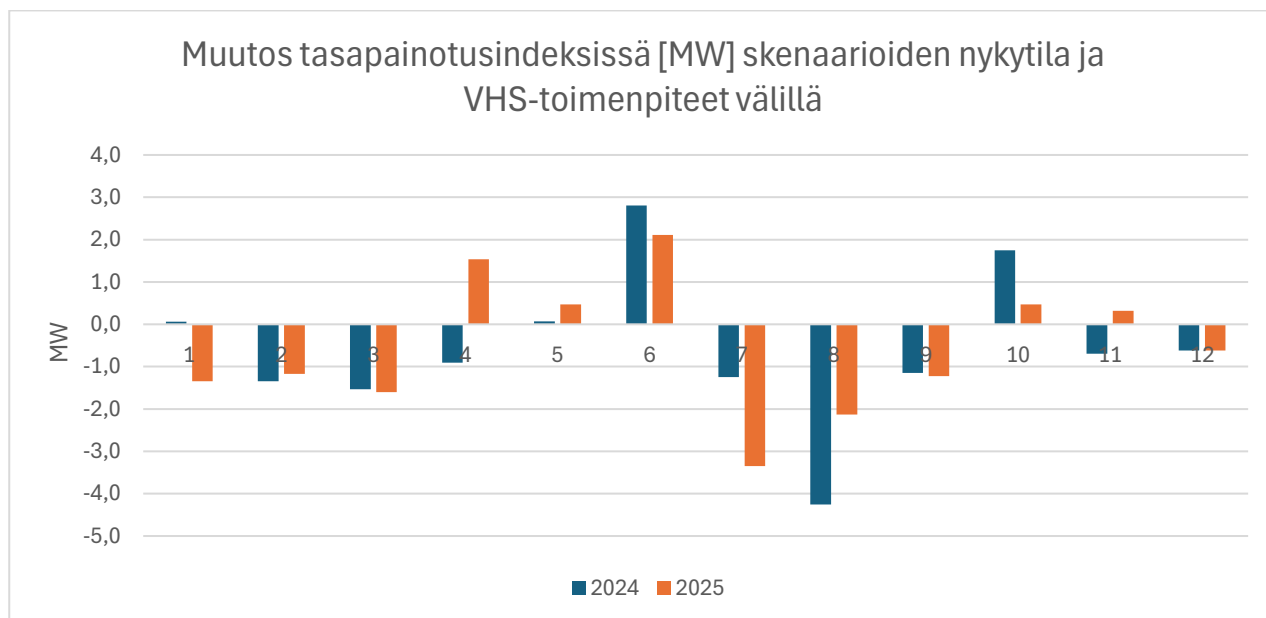
Kuva 9 VHS-Toimenpiteiden aiheuttaman energiantuotannon menetyksen, 230 GWh/a, jakautuminen toimenpiteiden kohteina oleviin vesistöihin.

3.2 Vesivoiman lyhytaikaissäätö

3.2.1 Kemijoki

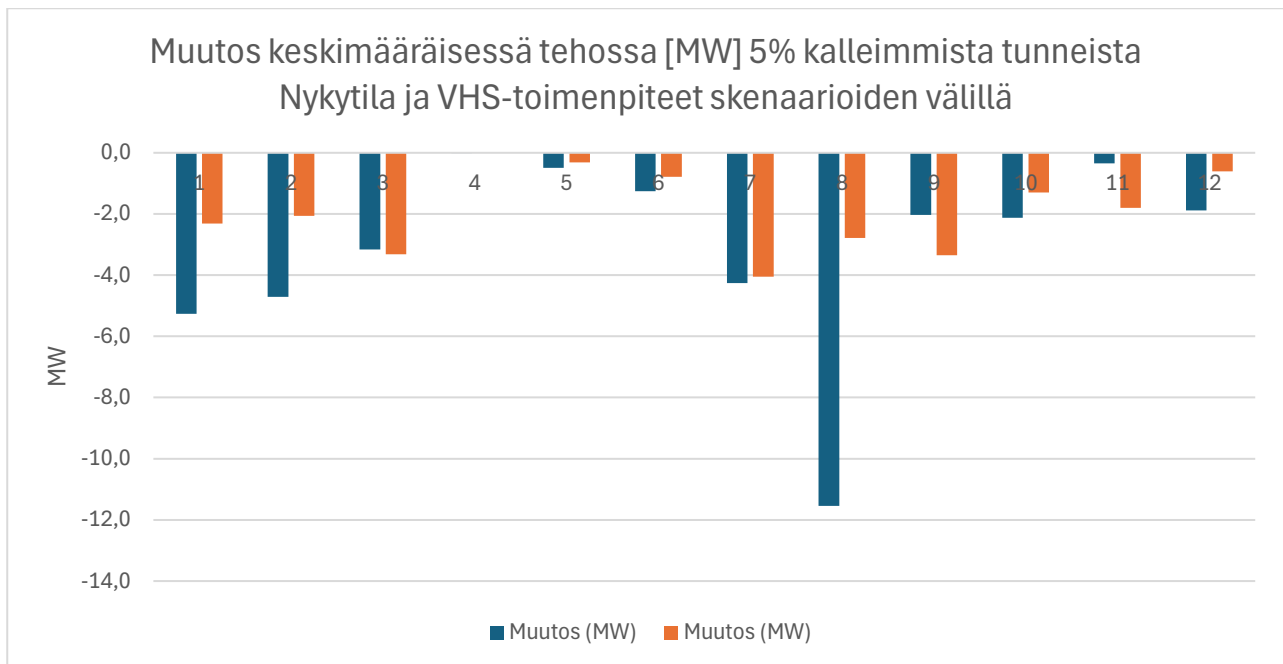
Kuukausittainen kokonaistuotanto sekä valittujen tuntitason joustoindikaattoreiden arvot mallinnetuille Kemijoen vesistön voimalaitoksille vuosille 2024 ja 2025 Nykytila ja VHS-toimenpiteet skenaarioissa esitetään Liitteen C taulukoissa C1 ja C2. Alla havainnollistetaan VHS-toimenpiteiden aiheuttama muutos tuotannon tuntijouaston indikaattoreille. Lopuksi näytetään VHS-toimenpiteiden mahdollinen vaikutus säätösähkömarkkinoiden ylös- ja alassäätökapasiteettiin.

Kuva 10 osoittaa, että tasapainotusindeksi alenee lievästi vuoden alku- ja loppupuolen kuukausina, mutta muutos on myös positiivinen kevät- ja kesäkuukausina. Suurimmat indeksin laskut havaitaan heinäkuussa 2025 ja elokuussa 2024, jolloin VHS-toimenpiteet vähentävät suhteellisesti eniten kyseisten kuukausien energiantuotantoa (katso Liite C, Taulukko C1 ja C2). Tarkastelujaksolla 2024–2025 tasapainotusindeksi pienenee keskimäärin noin 0,6 MW kuukaudessa, mikä viittaa siihen, että VHS-toimenpiteet heikentävät hyvin lievästi vesivoiman kykyä ajoittaa tuotantoaan sähkön hinnan vaihteluun.



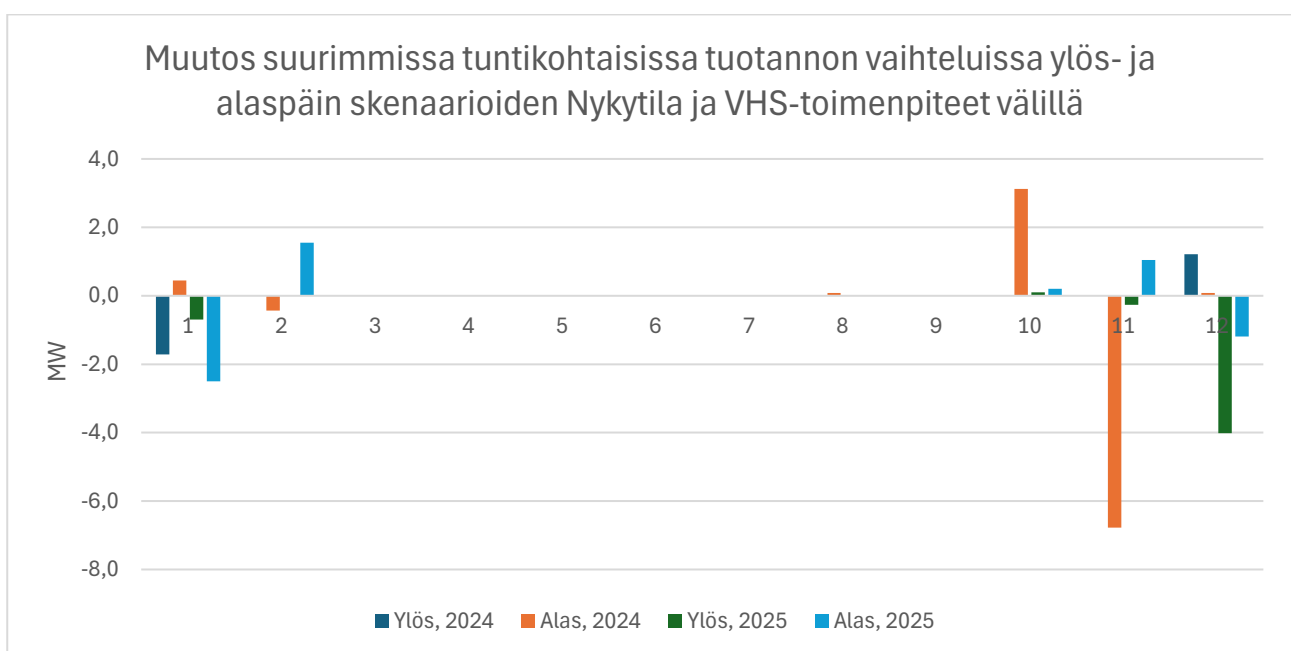
Kuva 10 VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos tasapainotusindeksissä vuosille 2024 ja 2025 Kemijoen vesistön voimalaitoksissa.

Kuva 11 näyttää VHS-toimenpiteiden vaikutuksen keskimääräiseen tuotantotehoon korkeimpien hintojen tunneilla ($\bar{q}_{5\%}$). Tarkastelujaksolla vuosien 2024 ja 2025 kuukausien yli $\bar{q}_{5\%}$ alenee noin 2,5 MW. Suurin yksittäinen alenema, 11,5 MW, havaitaan elokuussa 2025, jolloin VHS-toimenpiteet vähentävät suhteellisesti eniten kyseisen kuukauden kokonaisenergiantuotantoa.



Kuva 11 VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos keskimääräisessä tuotantotehossa 5 % kalleimmista tunneista vuosille 2024 ja 2025 Kemijoen vesistön voimalaitoksissa.

Kuva 12 esittää VHS-toimenpiteiden vaikutuksen suurimpiin tuntitason tuotannon muutoksiin sekä ylöspäin ($R_{5\%}^+$) että alaspäin ($R_{5\%}^-$). Tulosten perusteella toimenpiteillä ei ole suurimman osan vuodesta merkittävää vaikutusta voimalaitosten kykyyn toteuttaa suurimpia tuotannon lisäyksiä tai vähennyksiä. Havainto on mallinnusrajoitteet huomioiden odotettu, sillä tarkastellut VHS-toimenpiteet eivät suoraan rajoita tuotannon muutosten suuruutta, vaan vaikuttavat käytettävissä olevan vesimäärän kautta vesivoimatuotannon kokonaisvolyymiin. Näin ollen voimalaitosten tekninen säätökyky säilyy pääosin ennallaan. Yksittäisissä kuukausissa havaitaan kuitenkin lieviä muutoksia sekä ylöspäin että alaspäin suuntautuviissa tuotannon huippumuutoksissa. Kokonaisuutena tarkastellen indikaattorissa ei ole havaittavissa systemaattista trendiä, vaan muutokset jäävät hajanaisiksi ja suuruudeltaan vähäisiksi.



Kuva 12 VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos suurimmissa tuntikohtaisissa vaihteluissa ylös- ja alaspäin vuosille 2024 ja 2025 Kemijoen vesistön voimalaitoksissa.

Yllä olevat tulokset kuvaavat mallinnettujen Kemijoen voimalaitosten tuotannon tuntitason joustoa sähkön tukkumarkkinalla. Erillisenä tarkasteluna tehtiin VHS-toimenpiteiden vaikutus voimalaitosten optimaaliseen säätösähkötarjontaan, eli ylös- ($q_{mFRR}^{\uparrow}$) ja alassäädön ($q_{mFRR}^{\downarrow}$) tarjontaan mFRR-energiamarkkinalla.

Taulukoissa 2 ja 3 esitetään mallinnettujen Kemijoen voimalaitosten nettovoitto tilanteessa, jossa ne varaavat säätökykyä mFRR-energiamarkkinoille ylös- ja alassäätötarpeen varalle. Taulukoiden soluissa ensimmäinen arvo vastaa skenaarion Nykytila tulosta ja toinen arvo skenaarion VHS-toimenpiteet tulosta. Kullekin kapasiteettiyhdistelmälle esitetty nettovoitto kuvaa vesivoimatuottajan lisätuloa suhteessa tilanteeseen, jossa mFRR-energiamarkkinalle ei varata lainkaan säätökykyistä kapasiteettia (taulukoiden vasen yläkulma; nettovoitto = 0). Optimaalinen ylös- ja alassäätökapasiteetin taso määräytyy nettovoiton maksimoivan kapasiteettiyhdistelmän perusteella. Tämä ratkaisu on merkitty lihavoidulla tekstillä taulukoissa 2 ja 3.

Tulosten perusteella VHS-toimenpiteet vaikuttavat Kemijoen voimalaitosten alassäätökapasiteetin tarjontaan vuodelle 2024. Optimaalinen alassäätökapasiteetti pienenee tasolta 38,5 MW tasolle 25,6 MW. Sen sijaan ylössäätökapasiteetin optimaalinen tarjonta ei muutu skenaarioiden välillä. Vuoden 2025 osalta mFRR-energiamarkkinoille varattava säätökykyinen kapasiteetti on molemmissa skenaarioissa sama ylössäätökapasiteetin osalta 12,8 MW, ja alassäätökapasiteetin osalta 25,6 MW.

Taulukko 2. Kemijoen voimalaitosten ylös- (rivit) ja alassäätökapasiteetin (sarakkeet) varaaminen säätösähkötarkkinoille (mFRR energia), ja siitä saatava nettovoitto (M€) vuodelle 2024. Solujen arvot: Nykytilaskenario / VHS-toimenpiteet. Optimaalinen mFRR-energiamarkkinalle varattava säätökapasiteetti merkattu lihavoituna.

2024: mFRR energia nettovoitto (M€)		Alassäätökapasiteetti (MW)				
Ylössäätökapasiteetti (MW)		0	12,8	25,6	38,5	51,3
	0	0 / 0	1,45 / 1,42	2,03 / 1,96	2,00 / 1,87	1,50 / 1,32
	12,8	0,14 / 0,16	1,63 / 1,62	2,23 / 2,18	2,34 / 2,14	1,77 / 1,62
	25,6	-0,05 / 0,07	1,46 / 1,47	2,08 / 2,06	2,13 / 2,09	1,70 / 1,58
	38,5	-0,62 / -0,53	0,93 / 0,98	1,60 / 1,63	1,67 / 1,63	1,29 / 1,19
	51,3	-1,49 / -1,38	0,07 / 0,15	0,76 / 0,81	0,89 / 0,88	0,58 / 0,52

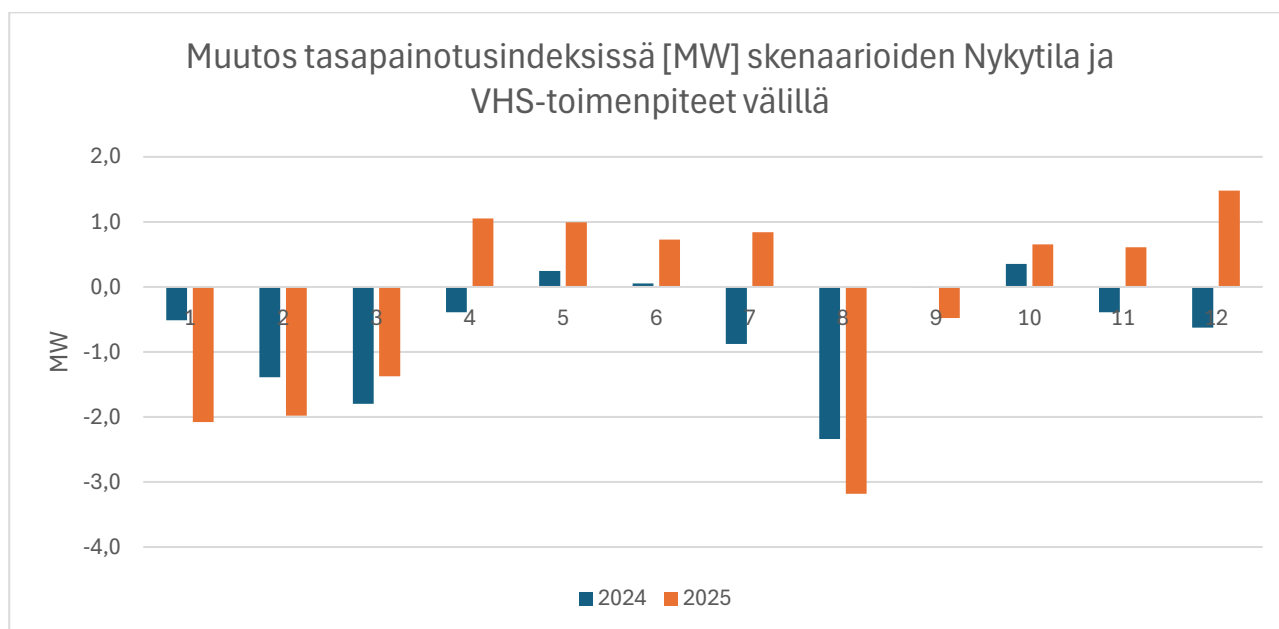
Taulukko 3. Kemijoen voimalaitosten ylös- (rivit) ja alassäätökapasiteetin (sarakkeet) varaaminen säätösähkötarkkinoille (mFRR energia), ja siitä saatava nettovoitto (M€) vuodelle 2025. Solujen arvot: Nykytilaskenario / VHS-toimenpiteet. Optimaalinen mFRR-energiamarkkinalle varattava säätökapasiteetti merkattu lihavoituna.

2025: mFRR energia nettovoitto (M€)		Alassäätökapasiteetti (MW)				
Ylössäätökapasiteetti (MW)		0	12,8	25,6	38,5	51,3
	0	0 / 0	0,93 / 0,88	1,04 / 0,93	0,55 / 0,39	-0,41 / -0,64
	12,8	0,20 / 0,23	1,17 / 1,14	1,30 / 1,23	0,87 / 0,73	-0,05 / -0,25
	25,6	0,10 / 0,15	1,09 / 1,10	1,26 / 1,21	0,87 / 0,77	0,00 / -0,17
	38,5	-0,38 / -0,28	0,67 / 0,70	0,88 / 0,87	0,53 / 0,46	-0,29 / -0,43
	51,3	-1,17 / -1,05	-0,10 / -0,03	0,16 / 0,17	-0,14 / -0,18	-0,87 / -0,98

3.2.2 Iijoki

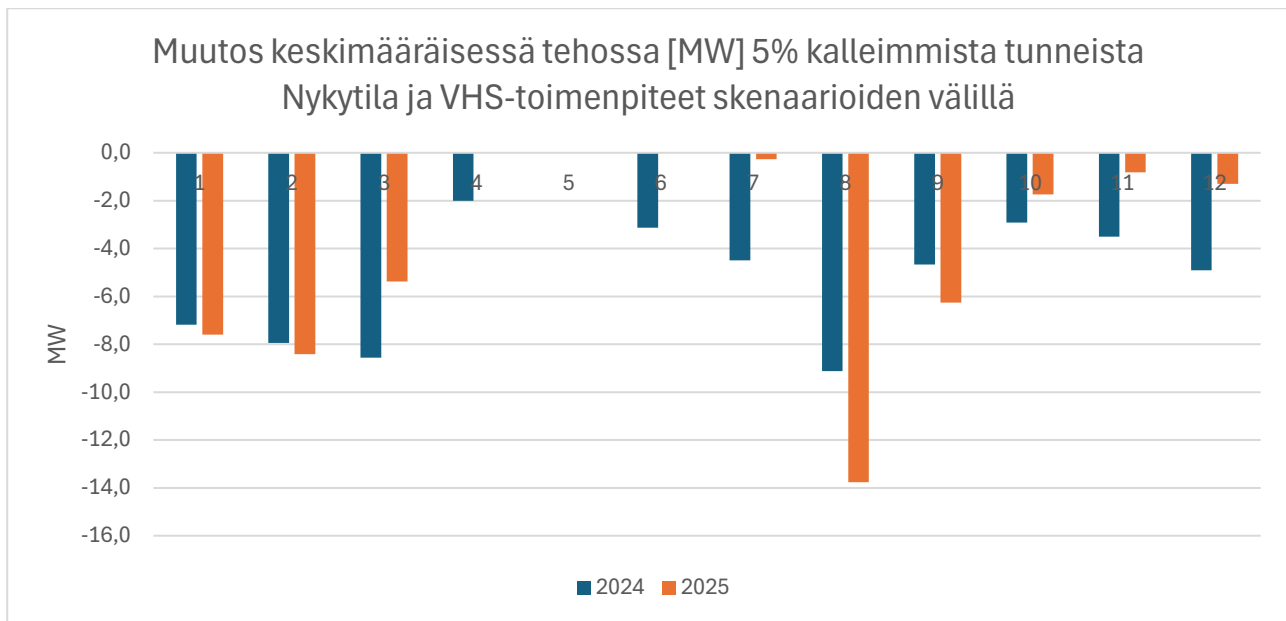
Kuukausittainen kokonaistuotanto sekä valittujen tuntitason joustoindikaattoreiden arvot mallinnetuille Iijoen vesistön voimalaitoksille vuosille 2024 ja 2025 Nykytila ja VHS-toimenpiteet skenaarioissa esitetään Liitteen C taulukoissa C3 ja C4. Alla havainnollistetaan VHS-toimenpiteiden aiheuttama muutos tuotannon tuntijouston indikaattoreille. Lopuksi näytetään VHS-toimenpiteiden mahdollinen vaikutus säätösähkömarkkinoiden ylös- ja alassäätökapasiteettiin.

Kuva 13 näyttää tasapainotusindeksin muutoksen VHS-toimenpiteiden seurauksena Iijoen voimalaitoksissa. Tarkastelujaksolla 2024–2025 tasapainotusindeksi pienenee keskimäärin noin 0,4 MW kuukaudessa, mikä viittaa siihen, että VHS-toimenpiteet heikentävät hyvin lievästi Iijoen vesivoimalaitosten kykyä ajoittaa tuotantoaan sähkön hinnan vaihteluun. Suurimmat indeksin laskut (-2,3 MW ja -3,2 MW) havaitaan elokuussa 2024 ja 2025, jolloin VHS-toimenpiteet vähentävät suhteellisesti eniten kyseisten kuukausien energiantuotantoa (katso Liite C, Taulukko C3 ja C4).



Kuva 13. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos tasapainotusindeksissä vuosille 2024 ja 2025 Iijoen vesistön voimalaitoksissa.

Kuva 14 näyttää VHS-toimenpiteiden vaikutuksen keskimääräiseen tuotantotehoon korkeimpien hintojen tunneilla ($\bar{q}_{5\%}$). Tarkastelujaksolla vuosien 2024 ja 2025 kuukausien yli $\bar{q}_{5\%}$ alenee noin 4,3 MW. Suurin yksittäinen alenema, 13,8 MW, havaitaan elokuussa 2025, jolloin VHS-toimenpiteet vähentävät suhteellisesti eniten kyseisen kuukauden kokonaisenergiantuotantoa.



Kuva 14. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos keskimääräisessä tuotantotehossa 5 % kalleimmista tunneista vuosille 2024 ja 2025 lijoen vesistön voimalaitoksissa.

VHS-toimenpiteet lijoen voimalaitoksissa eivät aiheuta muutoksia huippu 5 %-arviossa tuotannon muutoksissa ylös- tai alaspäin (katso Liite C, taulukot C3 ja C4). Ainoana poikkeuksena on lokakuu 2025, jolloin alassäädön huippu 5 % keskiarvo vähenee 1,3 MW:lla verrattuna Nykytila-skenaarioon.

Taulukoissa 4 ja 5 esitetään lijoen voimalaitosten nettovoitto tilanteessa, jossa ne varaavat joustavaa säätökapasiteettia ylös- ja alassäätötarpeen varalle. Tulosten perusteella VHS-toimenpiteet eivät vaikuta lijoen voimalaitosten ylös- ja alassäätökapasiteetin tarjontaan mallinnusvuosina. Optimaalinen alassäätökapasiteetti on 8,3 MW vuodelle 2024 ja 5,5 MW vuodelle 2025 molemmissa skenaariossa. Ylössäätökapasiteetin optimaalinen tarjonta on 2,8 MW vuodelle 2024 ja 0 MW vuodelle 2025.

Taulukko 4. Lijoen voimalaitosten joustokyn ylös- (rivit) ja alassäätökapasiteetin (sarakeet) varaaminen säätösähkömarkkinoille (mFRR energia), ja siitä saatava nettovoitto (M€) vuodelle 2024. Solujen arvot: Nykytilaskenaario / VHS-toimenpiteet. Optimi mFRR energiamarkkinalle varattava säätökapasiteetti merkattu lihavoituna.

2024: mFRR energia nettovoitto (M€)		Alassäätökapasiteetti (MW)				
Ylössäätökapasiteetti (MW)		0	2,8	5,5	8,3	11,0
	0	0 / 0	0,30 / 0,33	0,43 / 0,46	0,43 / 0,45	0,33 / 0,34
	2,8	0,05 / 0,06	0,35 / 0,39	0,48 / 0,53	0,49 / 0,53	0,41 / 0,42
	5,5	0,02 / 0,04	0,33 / 0,38	0,47 / 0,52	0,48 / 0,53	0,40 / 0,43
	8,3	-0,09 / -0,05	0,23 / 0,29	0,37 / 0,44	0,39 / 0,45	0,32 / 0,37
	11,0	-0,26 / -0,21	0,06 / 0,14	0,21 / 0,29	0,24 / 0,31	0,18 / 0,24

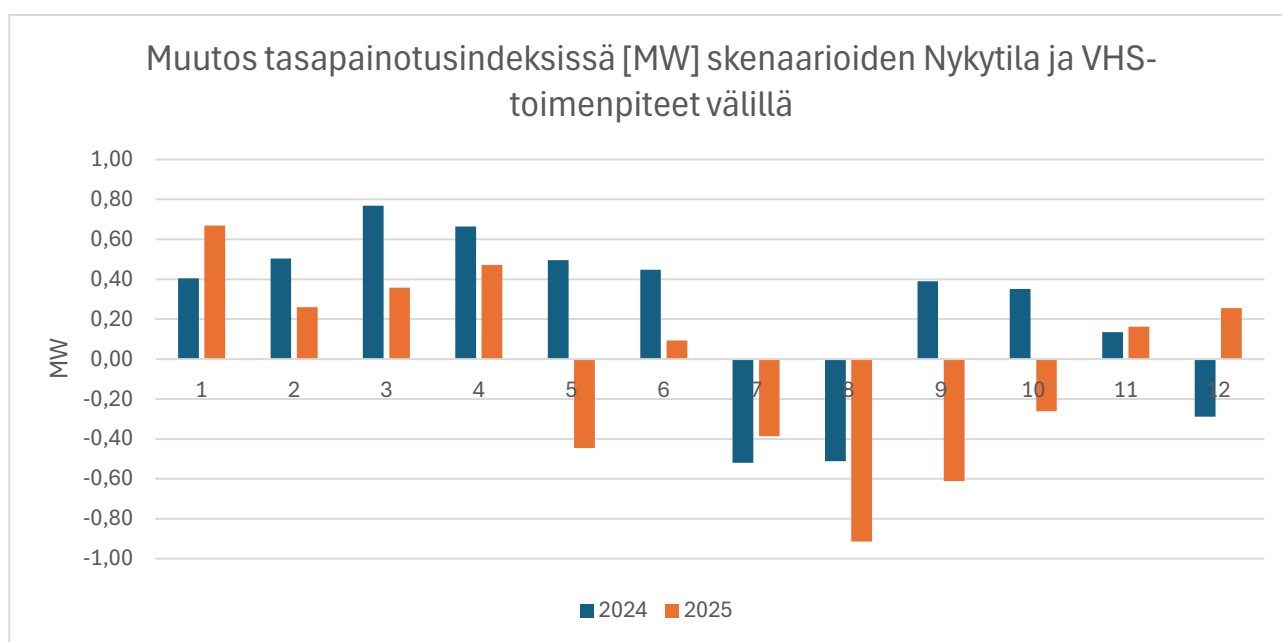
Taulukko 5. Lijoen voimalaitosten joustokyn ylös- (rivit) ja alassäätökapasiteetin (sarakeet) varaaminen säätösähkömarkkinoille (mFRR energia), ja siitä saatava nettovoitto (M€) vuodelle 2025. Solujen arvot: Nykytilaskenaario / VHS-toimenpiteet. Optimi mFRR energiamarkkinalle varattava säätökapasiteetti merkattu lihavoituna.

2025: mFRR energia nettovoitto (M€)		Alassäätökapasiteetti (MW)				
Ylössäätökapasiteetti (MW)		0	2,8	5,5	8,3	11,0
	0	0 / 0	0,25 / 0,24	0,33 / 0,32	0,29 / 0,28	0,16 / 0,17
	2,8	-0,06 / 0,04	0,20 / 0,21	0,28 / 0,29	0,25 / 0,27	0,14 / 0,15
	5,5	-0,19 / -0,16	0,07 / 0,10	0,16 / 0,19	0,14 / 0,17	0,03 / 0,06
	8,3	-0,40 / -0,35	-0,14 / -0,09	-0,04 / 0,01	-0,06 / 0,00	-0,16 / -0,10
	11,0	-0,68 / -0,61	-0,41 / -0,34	-0,31 / -0,24	-0,32 / -0,25	-0,40 / -0,33

3.2.3 Oulujoki (Merikoski, Leppikoski ja Seitenoikea)

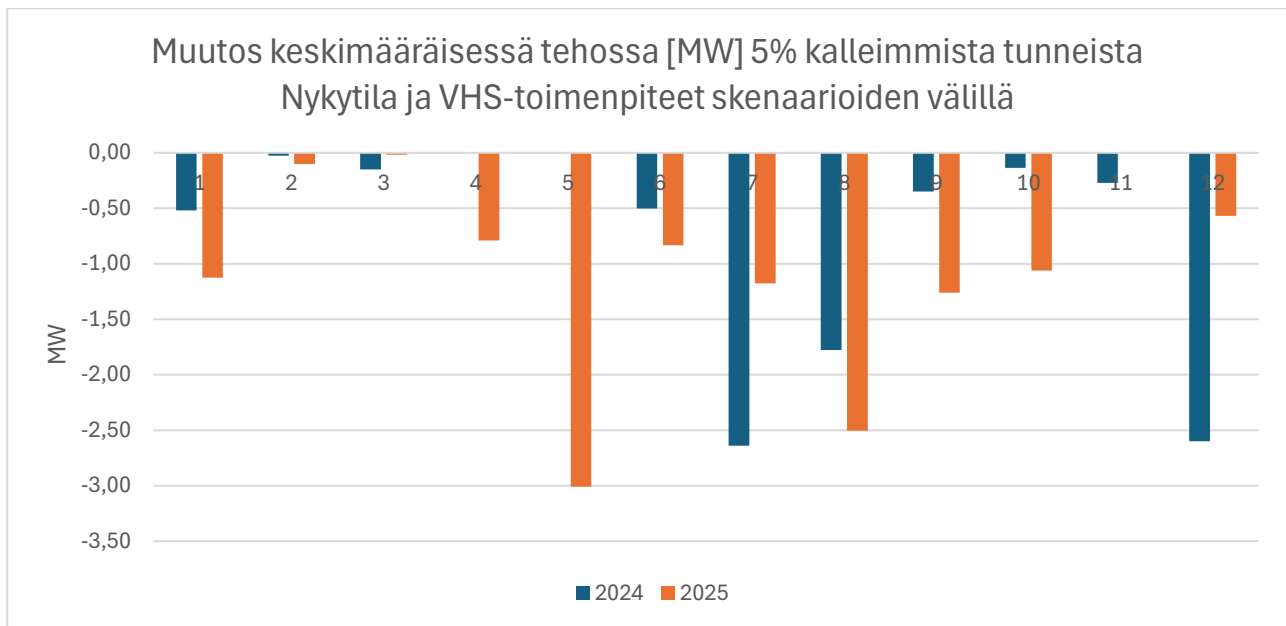
Kuukausittainen kokonaistuotanto sekä valittujen tuntitason joustoindikaattoreiden arvot Oulujoen vesistön mallinnetuilla voimalaitoksilla Merikoski (Oulujoen pääuoma), Leppikoski ja Seitenoikea (Hyrnsalmen reitti) vuosille 2024 ja 2025 Nykytila ja VHS-toimenpiteet skenaarioissa esitetään Liitteen C taulukoissa C5 ja C6. Alla havainnollistetaan VHS-toimenpiteiden aiheuttama muutos tuotannon tuntijouaston indikaattoreille.

Kuva 15 näyttää tasapainotusindeksin muutoksen VHS-toimenpiteiden seurauksena mallinnetuissa Oulujoen vesistön voimalaitoksissa. Tasapainotusindeksin muutos vaihtelee lievästi alle 1 MW tasolla positiivisena ja negatiivisena kuukaudesta riippuen. VHS-toimilla ei nähdä olevan merkittävää vaikutusta tällä indikaattorilla.



Kuva 15. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos tasapainotusindeksissä vuosille 2024 ja 2025 Oulujoen vesistön voimalaitoksissa.

Kuva 16 näyttää VHS-toimenpiteiden vaikutuksen keskimääräiseen tuotantotehoon korkeimpien hintojen tunneilla ($\bar{q}_{5\%}$). Tarkastelujaksolla vuosien 2024 ja 2025 kuukausien yli $\bar{q}_{5\%}$ alenee noin 0,9 MW.

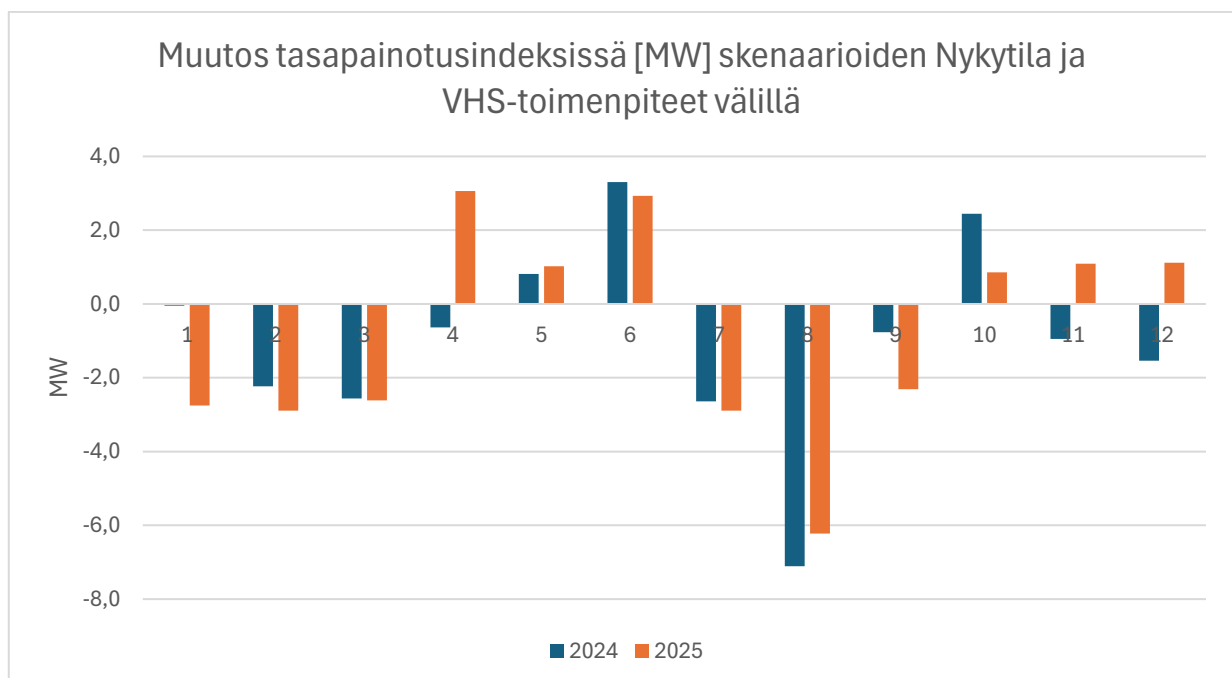


Kuva 16. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos keskimääräisessä tuotantotehossa 5 % kalleimmista tunneista vuosille 2024 ja 2025 Oulujoen vesistön mallinnetuissa voimalaitoksissa.

VHS-toimenpiteet mallinnetuilla Oulujoen vesistöalueen voimalaitoksilla eivät aiheuta muutoksia huippu 5 %-arviossa tuotannon tuntijoustossa ylös- ja alaspäin (katso Liite C, taulukot C5 ja C6).

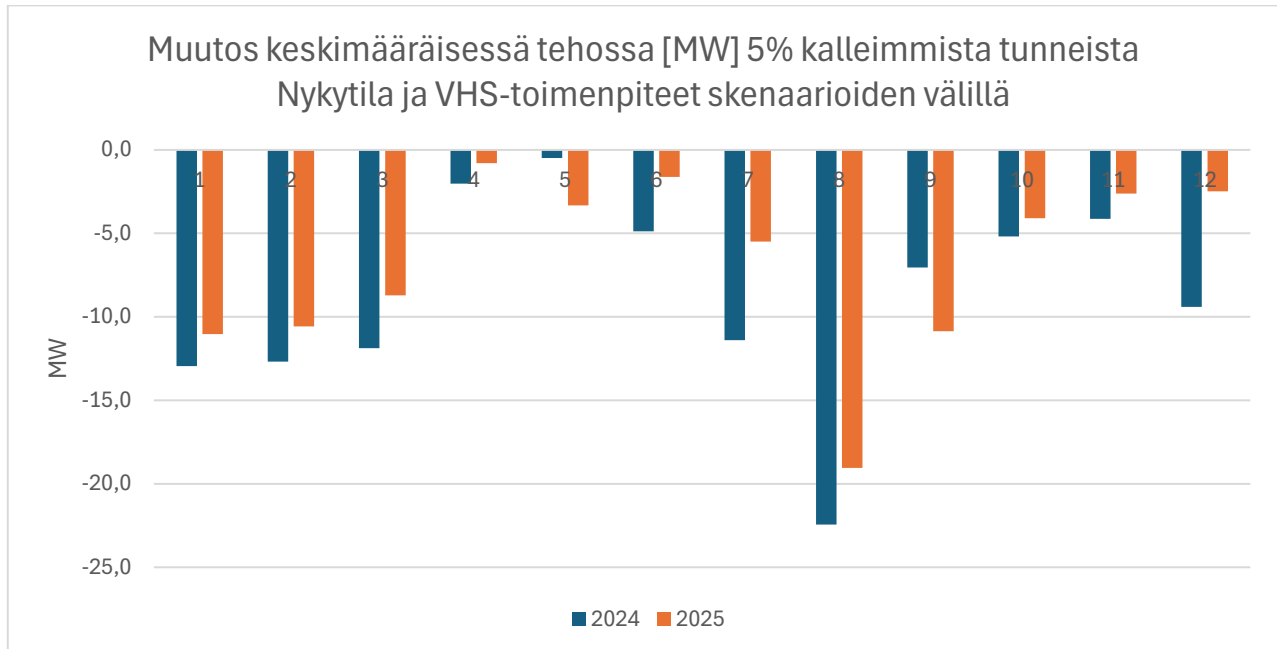
3.2.4 Muutokset vesivoimaan yhteensä

Muutokset Kemi- li, ja Oulujoen vesivoimalaitosten tuntijouston indikaattoreissa esitetään aggregoituna kuvissa 17 ja 18. Tasapainotusindeksin osalta muutokset ovat pääosin pieniä ja vaihtelevat välillä ± 2 MW. Merkittävin poikkeama on noin 6 MW suuruinen vähenemä, joka esiintyy elokuussa vuosina 2024 ja 2025, jolloin vesivoimatuotanto on alimmillaan. Näissä olosuhteissa VHS-toimenpiteiden suhteellinen vaikutus kuukausituotantoon korostuu, mikä heijastuu selkeimmin myös tasapainotusindeksin alenemisena.



Kuva 17. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos tasapainotusindeksissä vuosille 2024 ja 2025 Kemi- li- ja Oulujoen vesistön mallinnetuissa voimalaitoksissa yhteensä.

Kalleimpien tuntien keskimääräinen tuotantoteho ($\bar{q}_{5\%}$) alenee keskimäärin 7,7 MW tarkasteluvuosina 2024 ja 2025. Suurimmat yksittäiset vähenemät havaitaan elokuussa, jolloin lasku on 22,4 MW vuonna 2024 ja 19,1 MW vuonna 2025. VHS-toimien suurimman vaikutuksen ajallinen sijoittuminen on siten sama tasapainotusindeksissä havaittujen muutosten kanssa.



Kuva 18. VHS-Toimenpiteiden aiheuttama muutos keskimääräisessä tuotantotehossa 5% kalleimmista tunneista vuosille 2024 ja 2025 Kemi-, Ii-, ja Oulujoen vesistön mallinnetuissa voimalaitoksissa yhteensä.

Säätösähkömarkkinoilla VHS-toimenpiteiden vaikutus voimalaitosten ylös- ja alassäädölle varattavaan tuotantotehoon jää vähäiseksi. Iijoen voimalaitosten osalta sekä ylös- että alassäätöteho säilyy samana skenaarioissa Nykytila ja VHS-toimenpiteet. Kemijoen voimalaitosten tapauksessa mallinnettu optimimaalinen alassäätötarjonta pienenee vuonna 2024 tasolta 38,5 MW tasolle 25,6 MW. Toisaalta vuonna 2025 säätösähkömarkkinoille varattavassa tuotantotehossa ei havaita muutoksia skenaarioiden Nykytila ja VHS-toimenpiteet välillä. Kokonaisuutena mFRR-energiamarkkinoiden tarjonta-analyysin tulokset (taulukot 2–5) osoittavat, että optimaalinen ylös- ja alassäätöenergian tarjontapäätös on herkkä muutoksille, sillä vaihtoehtoisten ratkaisuiden nettovoitot ovat optimiratkaisun läheisyydessä keskenään hyvin lähellä toisiaan.

4 Huolto- ja toimitusvarmuuden näkökulmat

Tässä kappaleessa arvioidaan yleisesti VHS-toimenpiteiden vaikutuksia sähköön huolto- ja toimitusvarmuuteen. Selvityksen tuloksista ja niiden huolto- ja toimitusvarmuusnäkökohdista pyydettiin lausunto Fingrid Oyj:ltä ja Huoltovarmuuskeskukselta. Lausunnot ovat raportin liitteessä D. Hankeryhmän vastine esitettyihin lausuntoihin on liitteessä E.

Vesivoiman sähköjärjestelmävaikutuksia arvioitaessa on perusteltua erottaa toisistaan kaksi luonteeltaan erilaista toimenpidettä: padon purkaminen ja ympäristövirtaaman osoittaminen ohitusuomaan. Vaikka molemmat vaikuttavat vesivoiman sähköjärjestelmälle tuottamiin hyötyihin, niiden vaikutusmekanismit ja -laajuus poikkeavat toisistaan merkittävästi.

Padon purkaminen tarkoittaa voimalaitoksen poistumista tuotantokäytöstä. Tällöin menetetään yhtäaikaaisesti kaikki laitoksen tuottamat järjestelmähyödyt: sähköntuotanto, säätökyky, inertian tuotanto sekä mahdollinen asema käytönpalautus- ja varautumissuunnitelmissa. Vaikutus koskee siis koko hyötykokonaisuutta, joka vesivoimalaitoksella on sähköjärjestelmän kannalta.

Tässä raportissa tarkastellut vesienhoitotoimenpiteet, joissa ympäristövirtaama osoitetaan ohitusuomaan, ovat sen sijaan luonteeltaan ajoitukseltaan vaihtelevia ja mitoitukseltaan riippuvaisia toimenpiteitä. Laitos säilyy tuotantokäytössä, mutta osa käytettävissä olevasta virtaamasta ohjataan sähköntuotannon ulkopuolelle. Tästä seuraava vaikutus sähköntuotantoon ja järjestelmähyötyihin on siten aina suhteellinen ja riippuu ympäristövirtaaman suuruudesta, ajoittumisesta ja toteutustavasta.

Fingridin käytönpalautussuunnitelmaan kuuluvat vähintään 30 MW:n voimalaitokset ja järjestelmän varautumissuunnitelmaan vähintään 10 MW:n voimalaitokset. Vesivoiman rooli näissä tehtävissä perustuu ennen kaikkea sen luotettavaan sähköntuotantoon, nopeaan säätökykyyn ja kykyyn osallistua sähköjärjestelmän vakauttamiseen häiriötilanteissa (Paavola ym., 2025). Ympäristövirtaamavelvoitteen vaikutukset tähän tehtävään eivät riipu suoraan velvoitteen vuositasoisesta laajuudesta, vaan siitä, missä määrin se supistaa laitoksen käytettävissä olevaa tuotanto- ja säätökapasiteettia kriittisinä käyttöjaksoina. Vaikutukset voivat korostua etenkin silloin, kun velvoite ajoittuu alhaisen vesivoiman energiatuotannon kausiin, jolloin säätövara on lähtökohtaisesti muutenkin niukka, ja kun vaikutukset kohdistuvat samanaikaisesti useisiin saman vesistöalueen tai jokiuoman laitoksiin.

Vesivoiman tuottama inertia riippuu generaattorien nimelliskoosta sekä niiden hetkellisestä käyttötilasta (Paavola ym., 2025). Tämän vuoksi ympäristövirtaamavaatimusten vaikutus inertiaan ei ole suoraviivainen, vaan se määräytyy sen mukaan, kuinka paljon ympäristövirtaama vähentää turbiinien kautta johdettavaa virtaamaa ja miten tämä heijastuu voimalaitosten optimaaliseen tuotantosuunnitteluun. Ympäristövirtaaman aiheuttama inertiavaikutus jää vähäiseksi, mikäli tuotannon aleneminen voidaan toteuttaa ilman turbiinisyksiköiden pysäyttämistä. Sen sijaan vaikutusta inertiaan on tilanteissa, joissa virtaaman väheneminen johtaa yhden tai useamman turbiinisyksikön irrottamiseen verkosta. Tällöin järjestelmästä poistuu pyörivää massaa, mikä alentaa sähköjärjestelmän kokonaisinertiaa. Vaikutuksen suuruuteen vaikuttavat erityisesti tuotannon alenemisen kohdentuminen sekä ajallinen ajoittuminen. Inertiavaikutus korostuu, jos tuotannon vähennykset kohdistuvat suuriin vesivoimalaitoksiin, joissa samanaikaisesti pysäytetään useita turbiinisyksiköitä.

Sähköverkon palautumis- ja varautumissuunnitelmien tai inertian kannalta ratkaisevaa ei siis ole vuotuinen energiamenetyks sinänsä, vaan se, kuinka paljon ympäristövirtaama vähentää käytettävissä olevaa tuotantotehoa tilanteissa, joissa sähköjärjestelmä tarvitsee nopeasti reagoivaa tuotantoa tai inertiatukea. Näiden näkökulmien huomioon ottamiseksi voitaisiin harkita mahdollisuutta tilapäisesti poiketa ympäristövirtaamavelvoitteesta poikkeuksellisissa sähköjärjestelmän häiriö- tai niukkuustilanteissa, joissa verkon käyttö- tai huoltovarmuus on uhattuna. Tällainen menettely tulisi rajata koskemaan ainoastaan lyhytaikaisia ja harvinaisia tilanteita, jolloin ympäristövirtaamien ekologiset tavoitteet ja niistä saatavat hyödyt säilyisivät pääosin ennallaan tai niihin kohdistuisi vain tilapäinen heikentyminen. Näin sähköjärjestelmän kriittiset tarpeet voitaisiin sovittaa yhteen vesienhoidon tavoitteiden kanssa ilman, että ympäristövirtaamavelvoitteen pitkäaikainen vaikuttavuus olennaisesti heikkenisi.

5 Yhteenveto ja johtopäätökset

Sykessä on kehitetty menetelmiä, joilla voidaan tarkastella vesienhoidon suunniteltujen toimenpiteiden vaikutuksia vesivoiman energiantuotantoon, tuotannon tuntitason joustavuuteen ja säätövoiman tarjontaan voimakkaasti muutetuiksi nimetyissä joissa. Tämä selvitys vastaa ”Keinotekoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien nimeäminen ja luokittelu vesienhoidon 4. kaudella” -ohjeen kirjausta valtakunnallisesta merkittävän haitan arvioinnista vesivoiman osalta.

Tarkasteltujen vesienhoidon toimenpiteiden aiheuttama suhteellinen vähenemä energian kokonaistuotannossa on simulointien mukaan keskimäärin 1,7 % eli valituista toimenpiteistä aiheutuu valtakunnallisella tasolla alle 2 % vuosituotannon menetys. Tästä näkökulmasta tarkasteluna toimenpiteillä ei ylitettäisi merkittävän haitan tasoa siten kuin se on ohjeellisesti määriteltä keinotekoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien 4. vesienhoitokauden luokitteluohjeessa. Energiatuotannon mallintamisessa kuitenkin havaittiin, että yksittäisinä vuosina suhteelliset menetykset voivat lievästi ylittää 2 % tason. Toimenpiteiden vaikutus korostuu erityisesti kesäkuukausina ja heikompina vesivuosina. Absoluuttinen vesivoiman vähenemä, 230 GWh/a, vastaa noin 0,27 % Suomen vuoden 2025 sähkön kokonaiskulutuksesta (84,7 TWh, Suomen virallinen tilasto, 2025). Energiantuotannon vähenemä keskittyy voimakkaasti kolmeen vesistöön, Kemijokeen, Iijokeen ja Vuokseen. Suurin energiamenetyks olisi Vuoksen vesistössä, noin 88 GWh vuodessa. Kemijoella energiavähenemä olisi noin 71 GWh ja Iijoella 33 GWh vuodessa. Suhteellisesti tarkasteltuna 2 % keskimääräinen taso ylittyy selvästi Vuoksen ja Iijoen vesistössä. Iijoella energiavähenemä olisi keskimäärin 3,9 % ja Vuoksen vesistössä 3,7 % vuosituotannosta. Kemijoella vastaava luku oli 1,4 %. Muihin vesistöihin nähden suurempia absoluuttisia ja suhteellisia energiavähennyksiä selittää paitsi vesistöjen ja voimalaitosten koko myös toimenpiteiden mittakaava. Kemijoelle (Ala- ja Keski-Kemijoki) oli valittu toimenpiteiksi kaikkiaan kahdeksaan eri voimalaitokseen kalatiet ja alasvaellusratkaisut, joiden lisäksi Ossauskosken ja Petäjäskosken ohijuoksuosuuksiin oli suunniteltu 20 m³/s pysyvä ympäristövirtaama. Toimenpiteet olivat vastaavanlaiset myös Iijoen alaosan viidellä voimalaitoksella, joskin vastaavan suuruinen ympäristövirtaama oli valittu toimenpiteeksi vain Raasakan voimalaitokselle. Vuoksen vesistössä energiamenetyks koostuu Imatrankosken ja Tainionkosken ympäristövirtaamista, kalateistä ja virtaaman lisäyksistä voimalaitokset ohittaviin poikastuotantouomiin. Lisäksi Pielisjoelle ja Lieksanjoelle oli valittu toimenpiteeksi kalatiet voimalaitoksiin ja Lieksanjoella 6 m³/s ympäristövirtaama Lieksankosken voimalaitoksen ohijuoksuosuuksikäytössä olevaan vanhaan luonnonuomaan.

Toisaalta mittavammat toimenpiteet kyseisissä vesistöissä on katsottu tarpeellisiksi niillä realisoitavissa olevien ekologisten hyötyjen ja siten vesienhoidon tavoitteiden kannalta.

Vaikutuksia vesivoiman energiantuotantoon tarkasteltiin pitkällä historiajaksolla 1990–2025, jolloin voitiin huomioida mahdollisimman monta hydrologialtaan erilaista vuotta. Energiantuotannon menetyksessä havaittiin lievä laskeva trendi, joka ei kuitenkaan ollut tilastollisesti merkitsevä. Esimerkiksi REPower-CEST-hankkeessa on arvioitu, että muuttuva ilmasto kasvattaa vesivoiman kokonaistuotantoa jonkin verran. Samalla myös vuosien välinen vaihtelu lisääntyy, ja tuotannon jakautuminen eri vuodenajoille muuttuu: talviaikainen tuotanto kasvaa, kevät - ja kesäaikainen pienentyy. Ilmastomuutos voi siten kompensoida VHS-toimenpiteiden aiheuttamaa energiavähennystä, mutta toisaalta taas on mahdollista, että etenkin vähävetisinä aikoina VHS-toimenpiteiden suhteellinen vaikutus energiantuotannolle kasvaa. Tässä työssä muuttuvan ilmaston vaikutuksia ei mallinnettu tarkemmin, mutta energialaskentamallissa on valmius tehdä lisätarkasteluja CMIP6-ilmastoskenaarioilla tuleville vuosikymmenille.

VHS-toimenpiteiden vaikutuksia vuosien 2024 ja 2025 tuntitason joustokykyyn sekä säätösähkömarkkinoiden ylös- ja alassäätötarjontaan tarkasteltaessa havaitaan, että muutokset ovat keskimäärin maltillisia. Tasapainotusindeksin osalta muutokset ovat pääosin pieniä, sijoittuen välille ± 2 MW. Merkittävin poikkeama on noin 6 MW suuruinen vähenemä, joka esiintyy mallinnusvuosina elokuussa. Tämä tulos viittaa siihen, että vesivoiman osalta tuotannollisesti alhaisimpina kuukausina vesivoimaloiden tuntitason joustavassa tuotannossa syntyvää vajetta tulisi korvata esimerkiksi hintaa seuraavalla muulla joustavalla tuotantoteknologioilla tai vastaavasti joustokykyisellä kulutuksella noin 6 MW:n teholla.

Tarkastellut VHS-toimenpiteet vähentävät vesivoimaloiden tuotantotehoa kalleimmilla tunneilla keskimäärin 7,7 MW. Suurimmat vaikutukset havaitaan elokuussa, jolloin kalleimpien tuntien tuotantoteho alenee keskimäärin 22,4 MW vuonna 2024 ja 19,1 MW vuonna 2025. Nämä tulokset viittaavat siihen, että sähköjärjestelmässä tarvittaisiin vastaava määrä muuta korvaavaa tuotantoa tai joustoa kuukauden niiden tuntien aikana, jolloin sähkön hinta on korkeimmassa 5 prosentissa kaikista tunneista.

Suurimmissa tuntitason tuotantomuutoksissa VHS-toimenpiteillä ei havaita merkittäviä vaikutuksia. Toimenpiteet eivät vaikuta mallissa käytettyihin virtaamavaihtelurajoituksiin, minkä vuoksi niiden jää vaikutus kokonaisuutena vähäiseksi.

Säätöenergian tarjontaan (mallissa mFRR-energiamarkkina) varattavan vesivoimatuotannon ylös- ja alassäätökyvyn osalta tuloksissa ei pääosin havaita muutoksia säätötarjonnan tasoissa. Poikkeuksena on Kemijoen voimalaitosten vuoden 2024 optimaalinen alassäätökapasiteetti, joka pienenee mallin perusteella 38,5 MW:sta 25,6 MW:iin. Säätötarjontaa koskevat optimointitulokset voivat kuitenkin olla herkkiä mallin lähtötiedoille ja oletuksille. Lisäksi mFRR-energiamarkkinoita koskevassa tarkastelussa optimoidaan koko vuoden ajan sovellettava ylös- ja alassäätökykyisen kapasiteetin varaus. Tämän vuoksi tuloksista ei voida suoraan erottaa yksittäisten hydrologisten olosuhteiden, kuten erityisen vähävetisten jaksojen, vaikutuksia vesivoiman säätötarjontaan.

Vesivoiman lyhytaikaisen jouston ja säätötarjonnan tarkasteluissa on huomioitava, että sähkön eri markkinapaikkojen kysynnän ja tarjonnan pitkän aikavälin kehitykseen liittyy merkittävää epävarmuutta. Tässä selvityksessä esitetyt markkinamallinnukset perustuvat vuosien 2024 ja 2025 aineistoon, minkä vuoksi vaikutusten arviointiin liittyy väistämättä epävarmuuksia. Vesienhoidon toimenpiteet toteutetaan kuitenkin rakenteiden teknisen

suunnittelun ja lupaprosessien pitkän keston vuoksi käytännössä vesienhoidon kuuden vuoden suunnittelukautta pidemmällä aikavälillä, mikä antaa markkinatoimijoille aikaa sopeutua muuttuvaan toimintaympäristöön ja osaltaan lieventää mahdollisia vaikutuksia. Toimenpiteiden hyväksyttävyyden ja riskienhallinnan näkökulmasta voi silti olla perusteltua mahdollistaa määräaikaiset ja tarkasti määritellyt poikkeamat vesienhoitotoimenpiteiden vaatimuksista poikkeuksellisissa tilanteissa, joissa sähköjärjestelmän toimintavarmuus on koetuksella.

6 Viitteet

Energiateollisuus. (2026). Energiavuosi 2025: Sähkö. Energiateollisuus ry. Saatavilla: <https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/>

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2000/60/EY, annettu 23 päivänä lokakuuta 2000, yhteisön vesipolitiikan puitteista. EYVL L 327, 22.12.2000, s. 1–73.

Kiehle, J., Lindroos, T.J., Louis, J.N. *et al.* (2026) The impact of environmental flow constraints and energy storage on system performance and revenues in cascade hydropower. *Energ. Ecol. Environ.* **11**, 88–114.

[Keinotekkoisten ja voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien nimeäminen ja luokittelu vesienhoidon 4. kaudella](#) (2025).

Paavola, J., Helevä-Räsänen, L., Tauru, A., Savallampi, T. (2025). Vesivoiman vaikutus Suomen sähköjärjestelmään ja merkittävimpien vesivoimakohteiden tunnistaminen yhteiskunnallisten intressien yhteensovittamiseksi. Ramboll Finland Oy. Julkaisija Maa- ja metsätalousministeriö.

Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus [verkkajulkaisu]. Viiteajankohta: 2025, 4. vuosineljännes. ISSN=1799-795X. Helsinki: Tilastokeskus [Viitattu: 1.10.2026]. Saantitapa: <https://stat.fi/fi/julkaisu/cmg0s2fc6bp5707t7gegb9rkg>

Liitteet A-E

Liite A Energialaskentamallin vesivoimailaitokset

01_Vaarakoski	14_Verla	36_Lankoski	61_Maalismaa
01_Saario	14_Siikakoski	36_Vatajankoski	61_Kierikki
01_Vihtakoski	14_Kissakoski	42_Pitkamo	61_Pahkakoski
01_Ruskeakoski	14_Patala	42_Kyrkosjarvi	61_Haapakoski
03_Juvankoski	14_Vaajakoski	42_Kalajarvi	61_Pintamo
04_Imatra	14_Kuhankoski	43_Hammarfallet	61-Taivalkoski
04_Tainio	14_Aanekoski	44_Stadsfors	61_Soilu
04_Liuna	14_Hietama	44_Hourunkoski	65_Isohaara
04_Maavesi	14_Parantalankoski	44_Makelankoski	65-Taivalkoski
04_Huruskoski	14_Leuhunkoski	44_Hirvikoski	65_Ossauskoski
04_Ylasorsa	14_Venekoski	47_Herrfors	65_Petajaskoski
04_Puhos	14_Kellankoski	47_Langfors	65_Valajaskoski
04_Puntarikoski	14_Huopanankoski	47_Varnum	65_Permantokoski
04_Kuurna	14_Hilmo	47_Hattar	65_Vanttauskoski
04_Kaltimo	18_Stromsberg	47_Finnholm	65_Kaihua
04_Pamilo	18_Vakkola	47_Bjorkfors	65_Kaarni
04_Lieksankoski	21_Vanhakaupunki	47_Kattilakoski	65_Juotas
04_Pankakoski	23_Billnas	47_Hanhikoski	65_Pirttikoski
04_Kuokkastenkoski	23_Peltokoski	49_Kaitfors	65_Seitakorva
04_Louhikoski	23_Mustio	49_Patana	65_Jumisko
04_Palokki	23_Nahkionkoski	53_Hamari	65_Kokkosniva
04_Karjalankoski	24_Koskenkoski	53_Padinki	65_Kurkiaska
04_Juankoski	27_Juntola	53_Oksava	65_Kelukoski
04_Atro	27_Juva	53_Hinkua	65_Matarakoski
04_Saleva	34_Pappilankoski	54_Haapakoski	65_Vajukoski
04_Kiltua	34_Panelia	54_Venetpalo	65_Kurittukoski
04_Viannankoski	35_Harjavalta	57_Uljua	65_Porttipahta
04_Salahmi	35_Kolsi	59_Merikoski	65_Lokka
11_Pitkakoski	35_Aetsa	59_Montta	67_Portimokoski
14_Ahven	35_Tyrvaa	59_Pyhakoski	67_Kaaranneskoski
14_Klasaro	35_Melo	59_Palli	67_Jolmankoski
14_Edis	35_Siuro	59_Ala-Utos	71_Kirakkakongas
14_Koivu	35_Kyroskoski	59_Utanen	73_Myllykoski
14_Korkea	35_Kaenkoski	59_Nuojua	
14_Anjalankoski	35_Ala-Tammerkoski	59_Jylhama	
14_Myllykoski	35_Killinkoski	59_Leppikoski	
14_Keltti	35_Vaarakoski	59_Pyhanta	
14_Kuusankoski	35_Ryotto	59_Seitenoikea	
14_Voikkaa	35_Mantankoski	59_Aittokoski	
14_Mankala	35_Valkeakoski	59_Ammakoski	
14_Vuolenkoski	35_Porraskoski	59_Koivukoski	
14_Kannuskoski	35_Sallila	59_Katerma	
14_Arrakoski	35_Vesikoski	61_Raasakka	

Liite B Optimointimalli

Tässä liitteessä esitetään vesivoiman tuntitason jouston optimointimallit. Mallinnuksessa hyödynnetyt vesivoimalaitosten putouskorkeudet ja nimellistehot perustuvat voimalaitosten ilmoittamiin teknisiin tietoihin. Päivittäiset virtaamatiedot perustuvat Suomen ympäristökeskuksen ylläpitämään hydrologiseen aineistoon. Kemijoen voimalaitosketjun kaskadioptimointimallissa käytetyt välialtaiden varastokapasiteetit perustuvat Kiehle ym. (2026) tutkimuksessa esitettyihin tietoihin. Voimalaitosten väliset virtaamaviipymät puolestaan perustuvat Kemijoki Oy:n asiantuntijoiden kanssa käytyihin keskusteluihin.

Mallikehikkoa 1 sovelletaan Iijoen ja Oulujoen vesivoimalaitoksiin. Tässä malliversiossa saman vesistöketjun voimalaitosten välisiä hydraulisia kytkentöjä eli kaskadiyhteyksiä ei oteta huomioon, vaan kutakin voimalaitosta tarkastellaan itsenäisenä tuotantoyksikkönä.

Mallikehikkoa 2 sovelletaan Kemijoen vesivoimalaitoksiin. Tässä malliversiossa vesistöketjun yläosan voimalaitosten välisiä hydraulisia kytkentöjä eli kaskadiyhteyksiä ei oteta huomioon, vaan kutakin voimalaitosta tarkastellaan itsenäisenä tuotantoyksikkönä. Alaosan voimalaitokset mallinnetaan kaskadiperiaatteella.

Mallikehikkoa 3 sovelletaan Iijoen ja Kemijoen vesivoimalaitoksiin. Tässä malliversiossa etsitään nettotuotantotulon optimoiva mFRR energiamarkkinoille jätettävä säätökykyvara. Kaikki mallikuvaukset koskevat nykytilaskenaarioiden optimointimalleja. VHS-toimenpiteitä koskevassa skenaariossa osa vesivoimalaitosten käytettävissä olevasta vesimäärästä rajataan turbiinivirtaaman optimoinnin ulkopuolelle ja vähennetään optimoinnissa käytettävästä kokonaisvesimäärästä.

Malli 1: N voimalaitoksen tuntikohtainen tuotannon optimointi eksogeenisesti määräytyvillä vuorokausijuoksutuksilla

Mallissa käytetään seuraavia joukkoja ja indeksejä:

- vesivoimalaitokset: $i = 1, \dots, N$
- tarkastelujakson päivät ($D = 365$): $d = 1, \dots, D$
- vuorokauden tunnit: $t = 1, \dots, 24$
- tarkastelujakson tunnit ($A = 8760$): $\tau = 1, \dots, A$.

Mallin parametrit ovat seuraavat:

- sähkön hinta tunnilla t päivänä d : $p_{d,t}$ (€/MWh)
- vesivoimatuotantokerroin voimalaitokselle i : k_i (MWh/Mm³)
- eksogeenisesti määritetty vuorokaudelle käytettävissä oleva vesimäärä voimalaitokselle i päivänä d : $R_{i,d}$ (Mm³ vuorokaudessa)
- minimi ja maksimi turbiinivirtaamat voimalaitokselle i : $Q_i^{\min}, Q_i^{\max}$ (Mm³/h)
- tuntitason maksimituotanto voimalaitokselle i : $P_i^{\max} = k_i Q_i^{\max}$ (MWh)
- tuotannon maksimaalinen vaihtelurajoite tuntien välillä voimalaitokselle i : $\Delta_i^{\max} = 0.25 P_i^{\max}$ (MWh)

Päiväkohtainen käytettävissä oleva vesimäärä $R_{i,d}$ on mallin eksogeeninen parametri, joka määritetään havaitun virtaama-aineiston perusteella. Yläaltaan varastodynamiikkaa ei siten mallinneta eksplisiittisesti. Malli jakaa kunkin voimalaitoksen käytettävissä olevan vuorokausivesimäärän vuorokauden 24 tunnille siten, että tuotannon ajoituksesta saatava tulo maksimoituu sähkön tuntihintojen vaihdellessa.

Mallin päätösmuuttujat ovat seuraavat:

- turbiinivirtaama voimalaitoksella i , tunnilla t , päivänä d : $h_{i,d,t} \geq 0$ ($\frac{Mm^3}{h}$)
- vesivoimatuotanto voimalaitoksella i , tunnilla t , päivänä d : $q_{i,d,t} \geq 0$ (MWh)

Tavoitefunktio (B1) maksimoi voimalaitosten sähköntuotannosta tarkastelujaksolla saatavan kokonaismarkkinatulon (€/vuosi):

$$\max \sum_{i=1}^N \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^{24} p_{d,t} q_{i,d,t}. \quad (B1)$$

Tavoitefunktio (B1) maksimoidaan rajoitteiden (B2)-(B5) alaisena:

$$q_{i,d,t} = k_i h_{i,d,t} \quad \forall i, d, t, \quad (B2)$$

$$\sum_{t=1}^{24} h_{i,d,t} = R_{i,d} \quad \forall i, d, \quad (B3)$$

$$Q_i^{\min} \leq h_{i,d,t} \leq Q_i^{\max} \quad \forall i, d, t, \quad (B4)$$

$$-\Delta_i^{\max} \leq q_{i,\tau} - q_{i,\tau-1} \leq \Delta_i^{\max} \quad \forall i, \tau = 2, \dots, 8760. \quad (B5)$$

Yhtälö (B2) määrittää turbiinivirtaaman ja sähköntuotannon välisen lineaarisen yhteyden. Yhtälössä käytettävä tuotantokerroin k_i voidaan määrittää seuraavasti:

$$k_i = \eta \rho g H_i, \quad (B6)$$

missä $\eta = 0.87$ on turbiinin ja generaattorin kokonaishyötysuhde, $\rho = 1000$ ($\frac{kg}{m^3}$) on veden tiheys, $g = 9,81$ ($\frac{m}{s^2}$) on putoamiskiintoisuus, ja H_i on voimalaitoksen putouskorkeus (m). Kerroin k_i ilmaisee yhdestä turbiinien läpi johdetusta miljoonasta kuutiometristä vettä tuotettavan sähköenergian määrän. Lineaarinen tuotantofunktio perustuu oletukseen, että nettoputouskorkeus ja kokonaishyötysuhde ovat vakioita eivätkä riipu virtaamasta.

Rajoite (B3) edellyttää, että voimalaitoksen tuntikohtaisten turbiinivirtaamien summa vastaa eksogeenisesti määritettyä vuorokausivesimäärää. Rajoite (B4) asettaa turbiinivirtaamalle voimalaitoskohtaiset ala- ja ylärajat. Rajoite (B5) rajoittaa turbiinivirtaaman muutosta peräkkäisten tuntien välillä. Jos päivälle käytettävissä oleva vesimäärä $R_{i,d}$ ylittää voimalaitoksen turbiinien kautta johdettavissa olevan enimmäisvesimäärän, ylimenevä osuus ohijuoksetetaan (*spillage*).

Koska kunkin voimalaitoksen päivittäinen kokonaisvesimäärä on määritetty eksogeenisesti eikä voimalaitosten välillä ole yhteisiä hydraulisia kytkentöjä, malli voidaan hajottaa N :ksi toisistaan riippumattomaksi, yhtä voimalaitosta koskevaksi lineaariseksi optimointiongelmaksiksi. Kukin osamalli määrittää voimalaitoksen tuntikohtaisen tuotannon ajoituksen sähkön hintavaihtelun perusteella virtaama- ja vaihtelurajoitteiden alaisena.

Malli 2: M voimalaitoksen tuntikohtainen tuotannon optimointi eksogeenisesti määräytyvillä yläosan vuorokausijuoksutuksilla ja alaosan voimalaitosten kaskadioptimoinnilla

Optimoitava järjestelmä koostuu Kemijoen kahdeksasta voimalaitoksesta ($i = 1, \dots, 8$) välillä Seitakorva-Isohaara. Kolmea ylintä voimalaitosta operoidaan samalla tavalla kuin mallissa 1. Alemmat voimalaitokset 4–8 muodostavat hydraulisesti kytkeytyneen kaskadin, jonka käyttö optimoidaan yhtenä kokonaisuutena ottaen huomioon välialtaiden varastointikapasiteetit ja voimalaitosten väliset virtaamaviipymät.

Mallissa käytetään samoja joukkoja ja indeksejä kuin mallissa 1. Mallin 1 parametrien lisäksi mallissa 2 käytetään seuraavia parametreja:

- välialtaan varastointikapasiteetti voimalaitoksella $i = 4, \dots, 8$: $S_i^{min}, S_i^{max} (Mm^3)$
- välialtaan alkutilan varastointimäärä voimalaitoksella $i = 4, \dots, 8$: $S_{i,0} (Mm^3)$
- virtaamaviipymä (tuntia) voimalaitosten välillä $i = 4, \dots, 7$: $L_i (h)$

Mallin 2 päätösmuuttujat ovat seuraavat:

- turbiinivirtaama voimalaitoksella $i = 1, \dots, 8$, tunnilla τ : $h_{i,\tau} \geq 0 (\frac{Mm^3}{h})$
- vesivoimatuotanto voimalaitokselle $i = 1, \dots, 8$, tunnilla τ : $q_{i,\tau} \geq 0 (MWh)$
- turbiinin ohittava virtaama (eng. *spillage*) voimalaitoksella $i = 4, \dots, 8$, tunnilla τ : $spill_{i,\tau} \geq 0 (\frac{Mm^3}{h})$
- välialtaan vesivaraston määrä tunnin τ lopussa voimalaitoksella $i = 4, \dots, 8$: $s_{i,\tau} \geq 0 (Mm^3)$.

Tavoitefunktio (B7) maksimoi tarkastelujakson aikana vesivoimalaitosten sähköntuotannosta saatavan kokonaismarkkinatulon (€/vuosi):

$$\max \left[\sum_{i=1}^3 \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^{24} p_{d,t} q_{i,d,t} + \sum_{i=4}^8 \sum_{\tau=1}^{8760} p_{\tau} q_{i,\tau} \right], \quad (B7)$$

jossa voimalaitokset $i = 1, \dots, 3$ optimoidaan mallin 1 rajoitteiden mukaisesti, kun taas voimalaitokset $i = 4, \dots, 8$ optimoidaan kaskadiperiaatteella. Kunkin voimalaitoksen ulosvirtaama määritetään turbiinivirtaaman ja ohivirtaaman summana:

$$O_{i,\tau} = q_{i,\tau} + spill_{i,\tau}, (i = 4, \dots, 7). \quad (B8)$$

Tällöin alapuolisen voimalaitoksen sisäänvirtaama määräytyy yläpuolisen voimalaitoksen ulosvirtaaman perusteella ottaen huomioon virtaamaviipymä:

$$I_{i,\tau} = O_{i-1,\tau-L_{i-1}}, (i = 5, \dots, 8). \quad (B9)$$

Tämä mallinnustapa säilyttää virtaamaviipymän lineaarisena, koska se toteutetaan olemassa olevan muuttujan indeksinsiirtona. Näin ollen malliin ei synny bilineaarisia termejä eikä dynaamisia viivelausekkeitä, ja optimointiongelma voidaan ratkaista lineaarisena ohjelmointitehtävänä (LP).

Välialtaiden vesitase kuvataan seuraavalla yhtälöllä:

$$s_{i,\tau} = s_{i,\tau-1} + I_{i,\tau} - h_{i,\tau} - spill_{i,\tau}, (i = 4, \dots, 8), \quad s_{i,0} = S_{i,0} \text{ annettu.} \quad (B10)$$

Altaiden varastomäärille asetetaan lisäksi seuraavat kapasiteettirajoitteet:

$$S_i^{min} \leq s_{i,\tau} \leq S_i^{max}, (i = 4, \dots, 8). \quad (B11)$$

Muilta osin mallin optimointirajoitteet vastaavat mallissa 1 esitettyjä rajoitteita.

Malli 3: Vesivoimatuotannon säätökyvyn allokointi mFRR-energiamarkkinoille

Malli 3 laajentaa malleja 1 ja 2 siten, että kukin voimalaitos voi varata osan tuntikohtaisesta joustokyvystään mFRR-energiamarkkinoille sen sijaan, että koko kapasiteetti hyödynnettäisiin vuorokausimarkkinoilla. Varattu kapasiteetti jaetaan erikseen ylös- ja alassäätökapasiteettiin. Mallissa arvioidaan tämän kapasiteetin odotettua tuottoa simulointipohjaisesti eri markkinaskenaarioissa.

mFRR-energiamarkkinoille varattavat kapasiteettiosuudet määritetään parametrisesti tarkastelemalla vaihtoehtoisia ylös- ja alassäätöosuuksien yhdistelmiä diskreetissä parametriverkossa. Kullekin parametrikombinaatiolle ratkaistaan ensin lineaarinen optimointitehtävä, joka määrittää energiantuotannon optimaalisen tuotantoprofiilin. Tämän jälkeen erillisessä, lineaarisen optimointimallin ulkopuolisessa laskennassa arvioidaan kyseisen ratkaisun mFRR energiamarkkinatuotot.

Malli muodostaa kaksivaiheisen optimointi- ja simulointikehikon. Ensimmäisessä vaiheessa ratkaistaan lineaariseen ohjelmointiin (LP) perustuva tuotannon optimointi, ja toisessa vaiheessa markkinatuotot määritetään Markov-pohjaisten skenaarioiden avulla toteutetulla mFRR energiamarkkinoiden tuottolaskennalla.

Mallien 1 ja 2 joukkojen lisäksi määritellään seuraava joukko:

- mFRR energiamarkkinaskenaario ($N_F = 10$): $f = 1, \dots, N_F$

ja lisäksi määritellään seuraavat parametrit

- mFRR energiamarkkinoille varattava ylös- ja alassäätökyky, eli osuus maksimituotannosta P_{tot}^{max} diskreettinä joukkona $(0; 0,0125; 0,025; 0,0375; 0,05)$: b_{up}, b_{down}
- maksimituotanto: $P_{tot}^{max} = \sum_{i=1}^N k_i Q_i^{max} \left(\frac{MWh}{h} \right)$
- mFRR-energiamarkkinahinnan preemio tunnilla τ skenaariossa f : $\pi_{\tau,f} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right)$
- mFRR-energiamarkkinoilla aktivoitu energia tunnilla τ skenaariossa f : $\rho_{\tau,f} > 0 \left(\frac{MWh}{h} \right)$ aktivoitu mFRR energia nettona ylöspäin, $\rho_{\tau,f} < 0 \left(\frac{MWh}{h} \right)$ aktivoitu mFRR energia nettona alaspäin, $\rho_{\tau,f} = 0 \left(\frac{MWh}{h} \right)$ ei mFRR energia-aktivointia

Skenaariot $\{(\pi_{\tau,f}, \rho_{\tau,f})\}_{f=1}^{N_F}$ muodostetaan generoimalla kymmenen Markov-ketjuun perustuvaa aikasarjaa, joiden siirtymäominaisuudet – aktivointien esiintymistiheys, aktivointisuunnan pysyvyys ja hintapreemioiden jakauma – kalibroidaan vuoden 2024

toteutuneiden mFRR-energiamarkkinatietojen perusteella. Näin saadaan empiirinen approksimaatio muuttujien (π_τ, ρ_τ) yhteisjakaumasta. Yhteisjakauman avulla voidaan kuvata mFRR-energiamarkkinan aktivointisuuntiin ja hintapreemioihin liittyvää epävarmuutta. Tällöin energiaoptimointia ei soviteta yksittäiseen toteumaan tai skenaarioon, vaan ratkaisu perustuu markkinamuuttujien empiiriseen todennäköisyysjakaumaan.

Jokaiselle ylös- ja alassäätöreservin varausosuutta kuvaavalle parametriparille (b_{up}, b_{down}) voimalaitoksen tehokkaita käyttörajoja kiristetään suhteessa nimellisiin käyttörajoihin siten, että osa tuotantokapasiteetista varataan säätömarkkinoille. Tämän seurauksena laitoksen käytettävissä oleva enimmäistuotanto pienenee ja vähimmäistuotanto kasvaa reservivarausten mukaisesti. Vastaavasti laitoksen tuotannon muutosnopeuden rajoja alennetaan, jotta reservikapasiteetin ylläpito ei vaaranna mahdollisuutta toteuttaa mFRR-energiasäätöaktivoiteja.

mFRR-energiamarkkinoille tarjottava kokonaiskapasiteetti määräytyy varausosuuksien perusteella. Ylössäätöreservin enimmäismäärä on verrannollinen parametrituloon $b_{up} P_{tot}^{max} \left(\frac{MWh}{h}\right)$ ja alassäätöreservin enimmäismäärä parametrituloon $b_{down} P_{tot}^{max} \left(\frac{MWh}{h}\right)$, jolloin reservikapasiteetti muodostaa ennalta määritetyn osuuden järjestelmän kokonaistehosta.

Kullekin mFRR-energiamarkkinoiden ylös- ja alassäätövarausten yhdistelmälle (b_{up}, b_{down}) ratkaistaan lineaarinen optimointiongelma, jossa voimalaitosten operointirajoitteita kiristetään varausosuuksien mukaisesti:

$$Q_i^{max,eff} = (1 - b_{up})Q_i^{max} \forall i, \quad (B12)$$

$$Q_i^{min,eff} = Q_i^{min} + b_{down}Q_i^{max} \forall i, \quad (B13)$$

$$RampUp_i^{eff} = \max(0.25Q_i^{max} - b_{up}Q_i^{max}, 0) \forall i, \quad (B14)$$

$$RampDown_i^{eff} = \max(0.25Q_i^{max} - b_{down}Q_i^{max}, 0) \forall i. \quad (B15)$$

Yhtälöissä (B14) ja (B15) $RampUp_i^{eff}$ ja $RampDown_i^{eff}$ kuvaavat päivitettyjä tuotannonmuutosrajoitteita.

Kokonaissäätökapasiteetit mFRR energiamaarkkinoille ovat ylös $q_{mFRR}^\uparrow(b_{up}) = b_{up}P_{tot}^{max}$ (MW) ja alas $q_{mFRR}^\downarrow(b_{down}) = b_{down}P_{tot}^{max}$ (MW).

Päätösmuuttujina ovat laitoksen juoksutus, mahdollinen veden ohijuoksutus sekä minimivirtaamarajoitteen rikkomista kuvaava pehmeä rajoitemuuttuja. Sähköntuotannon oletetaan olevan verrannollinen juoksutukseen voimalaitoskohtaisen tuotantokertoimen k_i mukaisesti. Optimoinnin tavoitteena on maksimoida energiantuotannosta saatava tuotto koko tarkastelujakson aikana. Tuotto muodostuu sähkön markkinahinnan ja tuotannon tulona lasketuista myyntituloista.

Kunkin voimalaitoksen optimointiongelma ratkaistaan erikseen kaikille tarkasteltaville ylös- ja alassäätövarausten yhdistelmälle (b_{up}, b_{down}) . Voimalaitoskohtaiset tuotot summataan järjestelmätasoiseksi energiamaarkkinatuotoksi, ja vastaavasti laitosten tuntituotannot aggregoidaan koko järjestelmän tuotantoaikatauluksi.

Vertailutapauksena ratkaistaan perusura, jossa ylös- ja alassäätövarauksia mFRR-energiamaarkkinoille ei tehdä ($b_{up} = b_{down} = 0$). Tällöin saadaan järjestelmän vertailutuotto

sekä siihen liittyvä tuotantoaikataulu tilanteessa, jossa kaikki käytettävissä oleva kapasiteetti voidaan hyödyntää energiamarkkinoilla.

mFRR-energiamarkkinanoilla säätökyvyn varaamisesta aiheutuva vaihtoehtoiskustannus (*RevenueLoss*) määritellään perusuran energiamarkkinatuoton ja reservivaraukset huomioivan energiamarkkinatuoton erotuksena. Tämä suure kuvaa sitä tulonmenetystä, joka syntyy, kun osa tuotantokapasiteetista pidetään mFRR-energiamarkkinanoiden käytettävissä sen sijaan, että kapasiteetti hyödynnettäisiin kokonaisuudessaan päiväetukäteismarkkinoilla.

Lopuksi lasketaan säätömarkkinoilta saatavat tuotot reservivaraushdistelmille (b_{up}, b_{down}). Tuotantoaikataulun taloudellinen suorituskyky arvioidaan eksogeenisesti määräytyvissä mFRR-energiamarkkinaskenaarioissa. Säätöaktivoinnit määräytyvät eksogeenisesti järjestelmän säätötarpeen perusteella.

Kullekin tunnille τ ja skenaariolle f toteutuva säätöaktivointi $a_{\tau,f}$ määräytyy järjestelmän säätötarpeen $\rho_{\tau,f}$ sekä tarjotun reservikapasiteetin perusteella:

$$a_{\tau,f} = \begin{cases} \min(\rho_{\tau,f}, q_{mFRR}^{\uparrow}(b_{up})), & \rho_{\tau,f} > 0, \\ \min(-\rho_{\tau,f}, q_{mFRR}^{\downarrow}(b_{down})), & \rho_{\tau,f} < 0, \\ 0, & \text{muulloin.} \end{cases} \quad (B16)$$

Ylössäätötilanteessa aktivoitu energiamäärä määräytyy järjestelmän ylössäätötarpeen ja tarjotun ylössäätökapasiteetin pienimpänä arvona. Vastaavasti alassäädössä aktivoitu määrä määräytyy alassäätötarpeen ja tarjotun alassäätökapasiteetin perusteella.

Tuntikohtainen säätömarkkinatuotto $r_{\tau,f}$ riippuu aktivoinnin suunnasta:

$$r_{\tau,f} = \begin{cases} a_{\tau,f} (p_{\tau} + \pi_{\tau,f}), & \rho_{\tau,f} > 0, \\ -a_{\tau,f} \pi_{\tau,f}, & \rho_{\tau,f} < 0, \\ 0, & \text{muulloin.} \end{cases} \quad (B17)$$

Ylössäätöaktivoinnissa tuottaja toimittaa markkinoille päiväetukäteisaikataulun ylittävän energiamäärän, josta maksetaan spot-hinnan p_{τ} ja ylössäätöpreemion $\pi_{\tau,f}$ summa. Alassäätöaktivoinnissa puolestaan sovittua tuotantoa vähennetään, jolloin korvaus määräytyy alassäätöpreemion perusteella.

Skenaariokohtainen päivittäinen nettosäätöenergia kuvaa toteutuneen energiamäärän poikkeamaa päiväetukäteismarkkinoiden tuotantoaikataulusta. Päivälle d se lasketaan muodossa

$$\Delta E_{d,f} = \sum_{\tau \in d} a_{\tau,f}^{up} - \sum_{\tau \in d} a_{\tau,f}^{down}. \quad (B18)$$

Suure saa positiivisen arvon tilanteissa, joissa ylössäätöaktivoinnit hallitsevat, ja negatiivisen arvon silloin, kun alassäätöaktivoinnit ovat suurempia.

Koska säätöaktivoinnit muuttavat myös energiantuotannon kokonaismäärää, päivätason energiamäärän muutos arvotetaan erikseen käyttäen vuorokauden tuotantopainotettua keskihintaa $\bar{p}_d$. Tämän avulla muodostetaan päivittäinen korjaustermi

$$c_{d,f} = \begin{cases} -\Delta E_{d,f} \bar{p}_d, & \Delta E_{d,f} > 0, \\ |\Delta E_{d,f}| \bar{p}_d, & \Delta E_{d,f} \leq 0. \end{cases} \quad (B19)$$

Korjaustermin tarkoituksena on estää energiamarkkinoiden ja säätömarkkinoiden tuottojen päällekkäinen laskenta. Ylössäätöaktivoointeihin liittyvä ylimääräinen energiamäärä vähennetään energian arvolla, kun taas alassäätötilanteissa huomioidaan tuotannosta pois jääneen energian arvo.

Skenaarion f mFRR-energiamarkkinatuotto saadaan summaamalla tuntikohtaiset mFRR-energiamarkkinatulot ja päivittäiset korjaustermit koko tarkastelujaksolta:

$$mFRR_Revenue_f(b_{up}, b_{down}) = \sum_{\tau=1}^{8760} r_{\tau,f} + \sum_{d=1}^D c_{d,f}. \quad (B20)$$

Koska säätömarkkinoiden aktivoinnit ja preemiot ovat epävarmoja, laskenta suoritetaan usealle Markov-ketjujen avulla muodostetulle skenaariolle ($N_F = 10$). Reservistrategian odotettu säätömarkkinatuotto estimoidaan skenaarioiden keskiarvona:

$$\mathbb{E}[mFRR_Revenue(b_{up}, b_{down})] = \frac{1}{N_F} \sum_{f=1}^{N_F} mFRR_Revenue_f(b_{up}, b_{down}). \quad (B21)$$

Tämä odotusarvo kuvaa mFRR-energiamarkkinoille varattavan säätökykyisen reservin tarjoamisesta saatavaa keskimääräistä taloudellista hyötyä huomioiden mFRR-energiamarkkinoiden hintojen ja aktivointien epävarmuuden. Se muodostaa perustan erilaisten reservivaraust strategioiden kannattavuuden vertailulle.

mFRR-energiamarkkinoille osallistumisen nettotuotto määritetään odotetun mFRR-energiamarkkinatulon ja energiantuotannon tulonmenetyksen erotuksena

$$NetBenefit(b_{up}, b_{down}) = \mathbb{E}[mFRR_Revenue(b_{up}, b_{down})] - RevenueLoss(b_{up}, b_{down}). \quad (B22)$$

Tavoitteena on määrittää ylössäätö- ja alassäätökapasiteetin varausosuudet b_{up} ja b_{down} , jotka maksimoivat nettotuoton:

$$\max_{b_{up}, b_{down}} NetBenefit(b_{up}, b_{down}). \quad (B23)$$

Optimaaliset varausosuudet määritetään diskreetillä hilaetsinnällä (*grid search*), jossa muuttujille b_{up} ja b_{down} tarkastellaan ennalta määritettyä arvojoukkoa. Kullekin parametrikombinaatiolle ratkaistaan ensin tuotannon lineaarinen optimointimalli, jonka avulla määritetään tuotantoaikataulu ja reservivarauksesta aiheutuva vaihtoehtoiskustannus. Tämän jälkeen suoritetaan N_F skenaarioon perustuva mFRR-energiamarkkinoiden tilityslaskenta, jonka avulla arvioidaan odotettu säätömarkkinatuotto. Vertailun perusteella valitaan suurimman nettotuoton tuottava kapasiteetin varaustaso.

Liite C. VHS-toimenpiteiden vaikutus lyhytaikaissäädön tarjonnan indekseihin

Taulukko C1. VHS-toimenpiteiden vaikutukset Kemijoen mallinnetuissa voimalaitoksissa vuodelle tarkasteluvuonna 2024.

Kemijoki, 2024		Kuukaudet											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tuotanto (GWh)	Nykytila	343,2	250,9	277,5	303,6	621,4	560,1	422,6	181,8	278,8	383,0	323,5	298,6
	VHS-toimenpiteet	338,8	247,1	273,0	299,5	619,6	554,5	416,7	176,0	272,8	377,1	319,4	294,3
	Muutos (%)	-1,3	-1,5	-1,6	-1,4	-0,3	-1,0	-1,4	-3,2	-2,2	-1,5	-1,3	-1,4
Tasapainotusindeksi (MW)	Nykytila	137,7	191,5	218,8	254,1	85,8	148,9	240,2	192,1	265,9	213,0	259,4	227,5
	VHS-toimenpiteet	137,7	190,1	217,2	253,2	85,9	151,7	238,9	187,8	264,7	214,7	258,7	226,8
	Muutos (MW)	0,1	-1,3	-1,5	-0,9	0,1	2,8	-1,2	-4,3	-1,2	1,7	-0,7	-0,6
$\bar{q}_{5\%}$ (MW)	Nykytila	942,1	856,8	960,0	1012,9	1022,5	1013,5	957,5	821,5	1002,2	1001,7	981,4	1002,4
	VHS-toimenpiteet	936,8	852,1	956,8	1012,9	1022,0	1012,3	953,3	809,9	1000,2	999,6	981,1	1000,5
	Muutos (MW)	-5,3	-4,7	-3,2	0,0	-0,5	-1,3	-4,3	-11,5	-2,0	-2,1	-0,3	-1,9
$R_{5\%}^+$ (MW)	Nykytila	251,7	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	254,3
	VHS-toimenpiteet	249,9	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	255,5
	Muutos (MW)	-1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
$R_{5\%}^-$ (MW)	Nykytila	-242,1	-255,6	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,3	-256,4	-244,0	-252,8	-250,7
	VHS-toimenpiteet	-242,6	-255,2	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-247,1	-246,0	-250,8
	Muutos (MW)	0,4	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	3,1	-6,8	0,1

Taulukko C2. VHS-toimenpiteiden vaikutukset Kemijoen mallinnetuissa voimalaitoksissa vuodelle tarkasteluvuonna 2025.

Kemijoki, 2025		Kuukaudet											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tuotanto (GWh)	Nykytila	327,3	256,3	254,9	366,5	573,8	493,7	239,8	255,6	258,7	387,4	381,7	352,0
	VHS-toimenpiteet	323,0	252,5	250,4	362,3	570,1	487,9	232,9	249,3	253,0	381,4	377,4	347,8
	Muutos (%)	-1,3	-1,5	-1,8	-1,1	-0,7	-1,2	-2,9	-2,5	-2,2	-1,6	-1,1	-1,2
Tasapainotusindeksi (MW)	Nykytila	278,2	254,1	229,9	262,1	115,7	132,8	241,6	269,5	264,9	261,9	193,8	228,8
	VHS-toimenpiteet	276,9	253,0	228,3	263,7	116,1	134,9	238,2	267,3	263,7	262,3	194,1	228,2
	Muutos (MW)	-1,3	-1,2	-1,6	1,5	0,5	2,1	-3,4	-2,1	-1,2	0,5	0,3	-0,6
$\bar{q}_{5\%}$ (MW)	Nykytila	979,5	985,7	936,7	1013,5	1015,4	1013,3	969,8	987,9	995,8	997,7	992,8	993,9
	VHS-toimenpiteet	977,2	983,6	933,4	1013,5	1015,1	1012,5	965,7	985,1	992,4	996,4	991,0	993,3
	Muutos (MW)	-2,3	-2,1	-3,3	0,0	-0,3	-0,8	-4,0	-2,8	-3,3	-1,3	-1,8	-0,6
$R_{5\%}^+$ (MW)	Nykytila	245,7	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	255,5	256,4	250,0
	VHS-toimenpiteet	245,0	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	256,4	255,6	256,1	246,0
	Muutos (MW)	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	-0,3	-4,0
$R_{5\%}^-$ (MW)	Nykytila	-240,9	-248,1	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-239,5	-238,6	-240,8
	VHS-toimenpiteet	-238,4	-249,7	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-256,4	-239,7	-239,6	-239,6
	Muutos (MW)	-2,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0	-1,2

Taulukko C4. VHS-toimenpiteiden vaikutukset lijoen voimalaitoksissa vuodelle tarkasteluvuonna 2025.

Iijoki, 2025		Kuukaudet											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tuotanto (GWh)	Nykytila	59,9	50,2	57,3	123,4	139,1	121,3	107,4	39,2	95,2	115,0	112,9	132,5
	VHS-toimenpiteet	56,5	47,1	53,9	121,5	136,0	118,5	103,5	35,3	91,8	111,3	109,6	129,7
	Muutos (%)	-5,7	-6,1	-5,9	-1,5	-2,2	-2,3	-3,7	-9,8	-3,6	-3,3	-3,0	-2,1
Tasapainotusindeksi (MW)	Nykytila	41,8	34,6	39,0	30,6	18,8	21,3	35,2	28,1	25,0	35,7	27,8	24,8
	VHS-toimenpiteet	39,8	32,6	37,6	31,7	19,8	22,1	36,0	24,9	24,6	36,3	28,4	26,3
	Muutos (MW)	-2,1	-2,0	-1,4	1,1	1,0	0,7	0,8	-3,2	-0,5	0,7	0,6	1,5
$\bar{q}_{5\%}$ (MW)	Nykytila	188,3	185,8	177,7	220,8	220,4	220,8	220,8	144,8	183,0	218,2	219,6	219,4
	VHS-toimenpiteet	180,7	177,4	172,3	220,8	220,4	220,8	220,6	131,0	176,8	216,5	218,8	218,1
	Muutos (MW)	-7,6	-8,4	-5,4	0,0	0,0	0,0	-0,3	-13,8	-6,3	-1,7	-0,8	-1,3
$R_{5\%}^+$ (MW)	Nykytila	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21
	VHS-toimenpiteet	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,21	55,03
	Muutos (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2
$R_{5\%}^-$ (MW)	Nykytila	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21
	VHS-toimenpiteet	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-55,21	-53,91	-55,21	-55,21
	Muutos (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,3	0,0	0,0

Taulukko C5. VHS-toimenpiteiden vaikutukset Oulujoen vesistöalueen mallinnetuissa voimalaitoksissa * vuodelle tarkasteluvuonna 2024.

Oulujoki, 2024		Kuukaudet											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tuotanto (GWh)	Nykytila	39,54	34,68	41,67	44,82	48,32	36,32	31,31	24,55	32,66	29,28	29,66	30,03
	VHS-toimenpiteet	38,00	33,34	40,12	43,77	46,99	34,37	29,54	22,95	30,98	27,64	28,18	28,48
	Muutos (%)	-3,89	-3,85	-3,71	-2,34	-2,76	-5,37	-5,66	-6,54	-5,16	-5,59	-5,00	-5,17
Tasapainotusindeksi (MW)	Nykytila	9,30	19,42	19,88	19,62	12,91	18,79	20,48	20,56	21,74	20,13	24,63	18,38
	VHS-toimenpiteet	9,71	19,92	20,65	20,28	13,41	19,23	19,96	20,05	22,13	20,48	24,76	18,09
	Muutos (MW)	0,40	0,50	0,77	0,66	0,50	0,45	-0,52	-0,51	0,39	0,35	0,14	-0,29
$\bar{q}_{5\%}$ (MW)	Nykytila	79,71	86,37	86,75	87,77	87,32	85,45	76,44	80,41	86,95	85,10	85,06	83,32
	VHS-toimenpiteet	79,19	86,34	86,60	87,77	87,32	84,95	73,80	78,63	86,60	84,96	84,79	80,72
	Muutos (MW)	-0,52	-0,03	-0,15	0,00	0,00	-0,50	-2,64	-1,78	-0,35	-0,13	-0,27	-2,60
$R_{5\%}^+$ (MW)	Nykytila	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94
	VHS-toimenpiteet	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94
	Muutos (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$R_{5\%}^-$ (MW)	Nykytila	-21,92	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94
	VHS-toimenpiteet	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94
	Muutos (MW)	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* Mallinnetut voimalaitokset: Merikoski, Leppikoski ja Seitenoikea.

Taulukko C6. VHS-toimenpiteiden vaikutukset Oulujoen vesistöalueen mallinnetuissa voimalaitoksissa* vuodelle tarkasteluvuonna 2025.

Oulujoki, 2025		Kuukaudet											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tuotanto (GWh)	Nykytila	38,51	26,73	28,13	34,74	25,57	29,38	27,69	13,89	20,27	26,34	31,95	37,94
	VHS-toimenpiteet	36,96	25,33	26,60	33,35	23,53	27,42	25,82	12,15	18,58	24,60	30,54	36,44
	Muutos (%)	-4,02	-5,24	-5,47	-4,00	-7,97	-6,69	-6,75	-12,57	-8,34	-6,63	-4,40	-3,95
Tasapainotusindeksi (MW)	Nykytila	22,72	23,19	24,62	15,34	14,86	14,20	22,11	16,81	20,24	22,33	23,10	17,90
	VHS-toimenpiteet	23,39	23,45	24,97	15,81	14,42	14,30	21,73	15,89	19,63	22,06	23,26	18,16
	Muutos (MW)	0,67	0,26	0,36	0,47	-0,45	0,09	-0,39	-0,91	-0,61	-0,26	0,16	0,26
$\bar{q}_{5\%}$ (MW)	Nykytila	81,18	84,93	86,81	79,54	76,92	84,16	85,09	69,29	80,84	84,50	87,49	87,22
	VHS-toimenpiteet	80,05	84,83	86,79	78,75	73,91	83,33	83,92	66,79	79,58	83,44	87,49	86,65
	Muutos (MW)	-1,12	-0,10	-0,02	-0,79	-3,01	-0,83	-1,18	-2,50	-1,26	-1,06	0,00	-0,57
$R_{5\%}^+$ (MW)	Nykytila	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94
	VHS-toimenpiteet	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94	21,94
	Muutos (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$R_{5\%}^-$ (MW)	Nykytila	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94
	VHS-toimenpiteet	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94	-21,94
	Muutos (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* Mallinnetut voimalaitokset: Merikoski, Leppikoski ja Seitenoikea.

***Liite D. Fingrid Oyj:n ja Huoltovarmuuskeskuksen lausunnot
selvityksestä ja sen tuloksista***

Uusitalo Jyrki

9.9.2026

Sidosryhmät

Jarno Turunen
SYKE
jarno.turunen@syke.fi

Sähköposti Jarno Turunen 14.8.2026

Kommentointipyyntö VIRTA-hankkeen tutkimustuloksista

SYKE on sähköpostilla lähettänyt kommentointipyyntönsä ”Vesienhoidon toimenpiteiden valtakunnallinen arviointi – vaikutukset vesivoimaan tuotantoon ja säätövoiman tarjontaan” raporttiluonnokseen. Fingrid kommentoi saamaansa raporttiluonnosta tehtäviensä mukaisesti nimenomaan sähköjärjestelmän ja järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan näkökulmasta. Sähköjärjestelmässä tarvitaan säätövoimavarojen tuotannon rinnalla säätökykyistä sähköntuotantoa, jotta sähköjärjestelmän tasapaino ja toimitusvarmuus voidaan turvata.

Sähköjärjestelmän toiminnan turvaamisessa tulee varautua myös epäedullisiin ja harvinaisempiin tilanteisiin ja siinä mielessä raporttiluonnoksessa esitetyt keskiarvoiset energiantuotannon menetykset eivät ole sähköjärjestelmän toiminnan turvaamiseen näkökulmasta keskeisiä, vaan tulosten arvioinnissa tulee kiinnittää huomioita myös ääritilanteisiin.

Raporttiluonnoksen todetaan, että toimenpiteiden seurauksena aiheutuva energiantuotannon väheneminen tulisi korvata muulla tuotannolla. Fingrid pitääkin tärkeänä, että suunnitellut lainsäädäntö ja hankkeet säävarman säätökykyisen tuotannon säilyttämiseksi ja lisäämiseksi etenevät ja riittävät oikea-aikaiset investoinnit sähköntuotantoon syntyvät.

Raporttiluonnoksessa tarkastellut vesienhoitotoimenpiteet ovat luonteeltaan sellaisia, missä osa käytettävissä olevasta virtaamasta ohjataan sähköntuotannon ulkopuolelle. Toimenpiteiden vaikutukset sähköjärjestelmän toiminnan näkökulmasta riippuvat siitä, missä määrin ne supistavat voimalaitoksen käytettävissä olevaa tuotanto- ja säätökapasiteettia erityisesti kriittisinä käyttöjaksoina. Vaikutukset voivat korostua etenkin alhaisen vesivoiman energiantuotannon kausina, jolloin säätövara on lähtökohtaisesti muutenkin niukka, ja kun vaikutukset kohdistuvat samanaikaisesti useisiin saman vesistöalueen tai jokiuoman laitoksiin. Raporttiluonnoksessa on käytetty ”Suurimpia tuotannon tuntikohtaisia vaihteluja (eng. ramping)” mittarina kuvaamaan vesivoimalaitosten kykyä reagoida nopeasti muuttuviin tuotantotarpeisiin. Tarkastelun perusteella voimalaitosten tekninen säätökyky säilyisi pääosin ennallaan. Raportissa olisi kuitenkin toivottavaa tarkastella myös mallinnuksessa tehtyjen oletusten mahdollista vaikutusta ja epävarmuuksia tuloksiin liittyen esim. pinnankorkeuksien suhteen ja alhaisten virtaamien ajanjaksoina. Kriittisten tilanteiden säätökyvyn analysoinnissa saattaa olla hyvinkin voimalaitoskohtaisia eroavaisuuksia, joihin vesivoimalaitosten haltijoilla on käytännön edellytykset arviointiin.

Fingrid Oyj

Katuosoite
Läkkisepäntie 21
00620 Helsinki

Postiosoite
PL 530
00101 Helsinki

Puhelin
030 395 5000

Faksi
030 395 5196

Y-tunnus 1072894-3, ALV rek.
etunimi.sukunimi@fingrid.fi
www.fingrid.fi

Uusitalo Jyrki

9.9.2026

Sidosryhmät

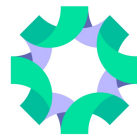
Raporttiluonnoksessa on tarkasteltu voimalaitosten ylös- ja alassäätökapasiteetin varaamista mFRR-energiamarkkinoiden tarpeisiin. Tarkastelun teoreettinen luonteen takia se ei täysin vastaa nykyisiä sähkömarkkinoiden toimintamaaleja, mikä olisi syytä todeta raportissa, kun mFRR-energiamarkkinalle resurssien varaamien tapahtuu reservikapasiteettimarkkinoilla. Sähköjärjestelmän toiminnan kannalta keskeistä on säätökyky ja että se on käytettävissä niin vuorokausi-, päivän sisäisillä kuin reservimarkkinoilla.

Raporttiluonnoksessa on maininta mahdollisuudesta poiketa veloitteesta tilapäisesti. Mahdollisuus on sinänsä kannatettava ja niiden käyttömahdollisuus tulisi huomioida jo toimenpiteiden määrittelyvaiheessa. Fingridillä ei järjestelmävastaavana kantaverkkoyhtiönä ole mahdollisuutta päättää tai määrittää mahdollisia poikkeamia.

Raporttiluonnoksessa useita säätökykyyn ja reserveihin liittyviä käsitteitä. Niiden osalta olisi syytä raporttia selkeyttää ja näin varmistaa ymmärrys viittauksen kulloisesta tarkoituksesta.

Ystävällisin terveisin

Fingrid Oyj
Sähköjärjestelmän käyttö
Tuomas Rauhala



jarno.turunen@syke.fi

LAUSUNTO

14.9.2026

HVK/2026/01223

Lausuntopyyntö Kommentointipyyntö Fingrid Oyj:lle ja Huoltovarmuuskampuselle
VIRTA-hankkeen tutkimustuloksista

Huoltovarmuuskampusen kommentit 14.8.2026 toimitettuun VIRTA-hankkeen raporttiluonnokseen

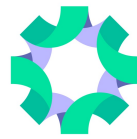
Huoltovarmuuskampus (jäljempänä "HVK") kiittää mahdollisuudesta lausua asiasta. HVK on perehtynyt lausuntopyyntöön sekä sen taustalla olevaan materiaaliin ja esittää lausuntonaan seuraavaa:

Hankkeessa on käytetty ja kehitetty Suomen ympäristökeskuksen vesistömallia mallittamalla vesienhoidon toimenpiteiden aiheuttamaa menetystä vesisähkön sähköenergiantuotannolle sekä toimenpiteiden vaikutusta säätösähkön (ylös- ja alassäätö) tuotantoon.

Kansallisen voimajärjestelmän kehityksessä ja ylläpidossa on tasapainoitava ympäristöarvojen säilyttämisen (elinot, lajiko ym.) ja energiahuoltovarmuuden turvaamisen välillä. HVK:n huoli käsitellyssä mallinnustyön raportoinnissa on, että energiahuoltovarmuuskampusnäkökulma jää liian pienelle painoarvolle.

Arvokkaan mallinnustyön tuloksena yhteenvedoissa vaikutuksista sekä sähköenergian tuotantoon että säätösähkömarkkinoihin todetaan vaikutusten jäävän vähäisiksi, eivätkä ne näyttäisi merkittävästi vaikuttavan säätökapasiteettien tasoihin. HVK näkee tässä merkittävän ristiriidan raportin esittämiin lukuihin nähden. Mallinnetut keskimääräiset vaikutukset sähkön vuosien energiantuotantoihin (jopa satoja gigawattitunteja vuodessa, GWh/a) sekä säätökyvykkyyksiin (jopa kymmeniä megawatteja, MW) ovat merkittävät millä tahansa asteikolla, vaikka tarkastellaan kokonaisuudessaan isoakin vesivoimantuotantokokonaisuutta. Vesivoiman luontainen vuosivaihtelu (useita terawattitunteja vuodessa, TWh/a) osaltaan hukuttaa vesienhoidon toimenpiteiden vaikutusten näkyvyyttä, sekä todellisissa että mallinnetuissa lukemissa.

Raportin huolto- ja toimitusvarmuutta käsittelevässä osiossa asianmukaisesti erotetaan yleisemmät vesienhoitotoimenpiteet patojen purkamisesta. Tämä herättää luonnollisesti kysymyksen, onko raportin tarkoituksena osaltaan määritellä myös vesivoiman tuotantokyvykkyyksien laajempaakin leikkausta patojen purkamistoimenpiteellä. HVK ei näe toivottavana kehitystä, joka vaarantaa



voimajärjestelmämme kyvykkyyden vastata riittävällä teholla kuormanmuutoksiin. Energiantuotantokyvykkyys on tärkeää, mutta erityisesti turvallisuusympäristön muuttuessa jatkuvasti yhä haastavammaksi Suomen voimajärjestelmän resilienssiä ei tule heikentää.

Raportin huolto- ja toimitusvarmuutta käsittelevässä osiossa asianmukaisesti viitataan kantaverkkoyhtiön vaatimuksiin merkittävien sähkönjakelu- ja tuotantoyhtiöiden käytönpalautus- ja varautumissuunnitelmista. HVK toteaa, että tässä ominaisuudessa myös kaikkien merkittävien voimajärjestelmäämme kuuluvien sähkönjakelu- ja tuotantoyhtiöiden tulisi saada mahdollisuus kommentoida tätä nyt valmistumassa olevaa merkittäviä linjauksia sisältävän hankkeen raporttia. Toimialan kuuleminen asiantuntijatyön täydentämiseksi on tarkoituksenmukaista kuulua merkittävän raportin käsittelyyn.

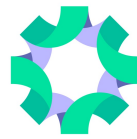
Raportin huolto- ja toimitusvarmuutta käsittelevässä osiossa todetaan, että huoltovarmuuteen kohdistuvat vaikutukset ajoittuvat pääosin samoihin ajanjaksoihin kuin ajanjaksot, joihin laitosten maksimituotantoteho on muutenkin alentunut. HVK korostaa, että erityisesti sotilaallisen uhan ja hybridivaikuttamisen riskit kohdistuvat tyypillisesti järjestelmän kannalta vaikeaan aikaan ja kriittisiin kohtiin. Lisäksi jonkin toisen riskin toteutuminen kasvattaa vihamielisestä toiminnasta johtuvien riskien todennäköisyyttä.

Raportin huolto- ja toimitusvarmuutta käsittelevässä osiossa todetaan, että *”Näiden näkökulmien huomioon ottamiseksi voitaisiin harkita mahdollisuutta tilapäisesti poiketa ympäristövirtaamavelvoitteesta poikkeuksellisissa sähkölaitteiden häiriö- tai niukkuustilanteissa, joissa verkon käyttö- tai huoltovarmuus on uhattuna.”* Näitä toimenpiteitä on jo osittain hallinnossa valmisteilla, mutta huoltovarmuuden ja vesivoiman resilienssin ylläpitämiseksi on varmistettava, että poikkeamamahdollisuuksista säädetään selkeästi ennen kuin vesienhoitotoimenpiteiden kiristyksiä aletaan suunnitella (kalatiet, ympäristövirtaamien lisäykset sekä alasvaellusratkaisut).

Kaikessa mallinnustyössä tulee toistuvasti ja jatkuvasti pitää mielessä raportissa kuvattu tosiasia, että ratkaisut ovat erityisen herkkiä mallin lähtötiedoille ja oletuksille. HVK painottaa, että on huomioitava raportissa esitettävien tulosten tausta mallituksen tuloksena, ei mittauksista eikä tilastoista kerättynä. Sinänsä käytetyn mallin validointia on tehty laadukkaasti ja päästy tulokseen, että malli vastaisi riittävällä tarkkuudella reaalisuhteiden toimintaa.

HVK esittää yhteenvetolausetta muokattavaksi siten, että kokonaisuutena tarkastellen tämän mallinnuksen perusteella VHS-toimenpiteet näyttäisivät vaikuttavan kohtalaisesti vesivoiman vuosienergiatuotantoon, sekä säätosähkömarkkinoille varattavan ylös- ja alassäätökapasiteetin tasoihin.

Huoltovarmuuskampus suhtautuu kriittisesti mallinnettuihin vesienhoidon toimenpiteiden vaikutusten suuruuteen. Se katsoo, että käytetty laskentamalli ja sen perusteella tehdyt johtopäätökset eivät huomioi riittävästi nykyistä turvallisuustilannetta ja vihamielisestä vaikuttamisesta johtuvia sekä



todennäköisesti yhä pahenevia riskejä. Lisäksi pienen todennäköisyyden ilmiöt jäävät laskennassa liian vähälle painoarvolle.

Turvallisuustilanne on muuttunut vuoden 2022 jälkeen merkittävästi ja ulkoisen vaikuttamisen todennäköisyys on kasvanut. Olisi perusteltua, että vesienhoidon toimenpiteiden mahdollisten lisätarpeiden arvioinnissa ulkoisten uhkien mahdollisuus olisi huomioitu riittävällä laajuudella. Muuttuneen turvallisuustilanteen vuoksi kyseisten toimenpiteiden tarpeen arvioinnissa tulisi huomioida normaalien olojen lisäksi myös pitkittyneet poikkeusolot. HVK on huolissaan säästä riippumattoman sähköntuotantokapasiteetin riittävyydestä sähköjärjestelmän vakavissa häiriötilanteissa ja poikkeusoloissa erityisesti perus- ja säätövoiman osalta.

Lisätiedot Lisätietoja antaa vanhempi varautumisasiantuntija Petri Nieminen
(petri.nieminen@nesa.fi, 0295 051 060).

Päätöksentekijä Jaakko Pekki
johtaja, operatiivinen osasto

Esittelijä Anssi Paalanen
johtava varautumisasiantuntija

Jakelu Suomen ympäristökeskus, erikoistutkija Jarno Turunen

Liite E. Hankeryhmän vastine Fingrid Oyj:n ja Huoltovarmuuskeskuksen keskeisimpään lausuntopalautteeseen

Fingrid Oyj

- **Keskiarvoiset energiantuotannon menetykset eivät ole sähköjärjestelmän kannalta keskeisin mittari.** Olennaisempaa on tarkastella epäedullisia ja harvinaisia tilanteita sekä sitä, kuinka paljon vesienhoitotoimenpiteet vähentävät käytettävissä olevaa tuotanto- ja säätökapasiteettia kriittisinä käyttöjaksoina. Vaikutukset voivat korostua alhaisen vesivoimatuotannon tilanteissa. Riski on suurempi silloin, kun säätövaraa on jo lähtökohtaisesti vähän ja toimenpiteet vaikuttavat samanaikaisesti useisiin saman vesistön voimalaitoksiin.

Vastaus: Tämä on tärkeä huomio. Palautteen vuoksi raporttiin lisättiin vesivoiman energiamenetyksen vaihtelu kuukausittain vuosina 1990–2025, mistä voidaan nähdä ajanjakson poikkeuksellisiin kuukausiin liittyvä vaikutus vesivoiman tuotantoon.

- **Säätökykyä koskevaa analyysiä ja epävarmuuksia tulisi syventää.** Mallinnuksen perusteella laitosten tekninen säätökyky säilyisi pääosin ennallaan, mutta Fingrid toivoo tarkempaa tarkastelua erityisesti alhaisilla virtaamilla, vedenkorkeuksiin liittyvistä oletuksista sekä voimalaitoskohtaisista eroista. Tässä myös voimalaitosten haltijoiden asiantuntemus olisi hyödyllistä.

Vastaus: Kyllä, mallinnetut toimenpiderajoitteet eivät kohdistu vesivoimalaitosten tekniseen säätökykyyn itsessään, vaan turbiinien läpi käytettävissä olevan veden määrään. Näin ollen laitosten teknistä toimintaa kuvaavat minimi- ja maksimitehon sekä tehon muutosnopeuden rajoitteet säilyvät mallinnuksessa ennallaan. Mallinnuksen tavoitteena on tarkastella, miten käytettävissä olevan vesimäärän rajoittaminen vaikuttaa vesivoimatuottajan optimaalisiin tuotanto- ja säätöpäätöksiin sekä niitä kuvaaviin indikaattoreihin.

Tuntitason tulokset osoittavat, että vaikutukset esimerkiksi tasapainotusindeksiin ja alimpien tuotantotuntien tehotasoihin korostuvat kuukausina, jolloin vesivoimatuotanto on muutenkin vähäisempää. Tämä tukee kommentissa esitettyä huomiota siitä, että niukkojen vesitilanteiden tarkempi tarkastelu voisi tuoda lisätietoa rajoitteiden vaikutuksista vesivoiman säätömahdollisuuksiin ja säätökannustimiin. Tunnin sisäisen säädön mallinnus perustuu tässä tutkimuksessa mFRR-energiamarkkinoiden toteutuneita säätösuuntia ja hintoja kuvaaviin jakaumiin ja koko vuoden kattavaan tarkasteluun. Tämän vuoksi tarkastelusta ei voida suoraan erottaa erityisen vähävetisten tilanteiden vaikutuksia. Tällainen olosuhdekohtainen lisätarkastelu olisi perusteltu jatkotutkimuksen kohde, mutta sitä ei ole mahdollista toteuttaa tämän hankkeen resurssien puitteissa.

Samalla vesivoiman säätökyvyn muutosten merkitystä on syytä tarkastella osana nopeasti muuttuvaa sähköjärjestelmää. Erityisesti sähkövarastokapasiteetti on kasvanut Suomessa nopeasti, ja Fingridin Avoin Data -palvelun mukaan sähkövarastojen yhteenlaskettu asennettu tehokapasiteetti on jo noin 2 000 MW¹. Sähkövarastot tarjoavat teknisesti hyvin soveltuvaa joustoa reservimarkkinoille ja sähköjärjestelmän tasapainotukseen. Fingridin aineisto kattaa yli 1 MW:n sähkövarastot, joilla on lupa toimia sähkömarkkinoilla. Tämän kehityksen vuoksi kiinnostava jatkotutkimuskysymys on, kuinka merkittävä vesivoiman

¹ 16.9.2026 Sähkövarastojen yhteenlaskettu asennettu kapasiteetti 1996,72 MW (Fingrid Avoin Data).

säätökyvyn mahdollinen kaventuminen on koko sähköjärjestelmän kannalta nykyisessä ja tulevassa markkinatilanteessa verrattuna tilanteeseen, jossa vaihtoehtoisia säätökykyistä kapasiteettia oli vähemmän.

- **Reservimarkkinoiden kuvausta tulisi täsmentää.** Raportin mFRR-tarkastelu on teoreettinen eikä täysin vastaa nykyistä markkinamallia. Olennaista sähköjärjestelmälle on, että säätökykyä on tosiasiallisesti käytettävissä vuorokausi-, päivänsisäisillä ja reservimarkkinoilla. Myös raportin säätö- ja reservikäsitteitä tulisi selkeyttää.

Vastaus: Raportissa on selkeytetty käytettyä terminologiaa. Toteamme nyt selkeämmin, että mFRR-energiamarkkinaa käytetään tutkimuksessa kuvaamaan tunnin sisäisen säädön markkinaa. Säätöenergian aktivoinnit ja hinnat mallinnetaan mFRR-energiamarkkinan mukaisesti, ja mFRR-energiamarkkinaa käytetään siten järjestelmän tunnin sisäisestä tasapainottamisesta vastaavan markkinan edustajana.

Tässä tutkimuksessa mFRR-energiamarkkinaa ja sen hintasignaaleja käytetään kuvaamaan yleisemmin vesivoimatuottajan taloudellista kannustinta varata tuotantokapasiteettia tunnin sisäiseen säätöön sen sijaan, että koko käytettävissä oleva säätökyky hyödynnettäisiin jo vuorokausimarkkinoiden tuotantosuunnitelmassa. Tunnin sisäiseen tasapainotukseen liittyvä epävarmuus huomioidaan mallinnuksessa muodostamalla erilaisia realisaatioita säätösuunnalle ja säätöenergian hintapreemiolle. Vesivoimatuottajan tuotanto- ja säätöpäätökset optimoidaan näiden realisaatioiden yli odotusarvon perusteella.

Tarkastelu on väistämättä yksinkertaistus sähkömarkkinoiden todellisesta ajallisesta päätöksentekoketjusta, jossa tuotantoa ja käytettävissä olevaa säätökykyistä kapasiteettia kohdennetaan esimerkiksi vuorokausi-, päivänsisäisille ja reservimarkkinoille. Kaikkien näiden markkinapaikkojen ja niiden välisten päätösten yhtäaikainen mallintaminen ei kuitenkaan ole mahdollista tämän hankkeen käytettävissä olevilla resursseilla. mFRR-energiamarkkina toimii siten mallinnuksessa tunnin sisäisen jouston taloudellista arvoa kuvaavana markkinana, eikä tavoitteena ole kuvata yksityiskohtaisesti kaikkia vesivoimatuottajan käytettävissä olevia lyhyen aikavälin markkinapaikkoja.

- **Poikkeamismahdollisuus velvoitteista on perusteltu, mutta se pitäisi huomioida jo toimenpiteitä suunniteltaessa.** Fingrid huomauttaa samalla, ettei sillä järjestelmävastaavana ole toimivaltaa päättää tällaisista poikkeuksista. Lisäksi vesivoiman väheneminen edellyttää korvaavaa tuotantoa, minkä vuoksi säävarman ja säätökykyisen tuotannon investointien toteutuminen on tärkeää.

Vastaus: Käynnissä on vesilain muuttamista koskeva lainsäädäntöuudistus, jonka nojalla vesivoimalaitokset voisivat poikkeuksellisissa sähköjärjestelmän häiriötilanteissa tilapäisesti poiketa vesitalousluvan juoksutus- ja säännöstelymääräyksistä, jos tämä on välttämätöntä sähköjärjestelmän käyttövarmuuden turvaamiseksi. Kyse olisi aivan viimesijaisesta poikkeusmenettelystä, mikäli markkinoilta saatavat tasehallintaresurssit eivät enää riittäisi varmistamaan sähköjärjestelmän käyttövarmuutta. Mikäli lakihanke etenee ja tulee voimaan, se mahdollistaisi nopean poikkeamisen velvoitteista kriisitilanteissa.

Huoltovarmuuskeskus (HVK)

- **Vaikutuksia ei tulisi kuvata vähäisiksi.** HVK katsoo, että mallinnetut menetykset – jopa satoja GWh vuosituotannossa ja kymmeniä MW säätökyvyssä – ovat huoltovarmuuden näkökulmasta merkittäviä. Vesivoiman suuri luontainen vuosivaihtelu voi peittää näiden vaikutusten suhteellista merkitystä.

Vastaus: Suomen koko sähkönkulutus oli vuonna 2025 noin 84,7 TWh. VHS-toimenpiteistä aiheutuvan vesivoiman vuosituotannon menetykseksi arvioitiin 230 GWh/vuosi, mikä on noin 0,27 % sähkönkulutuksesta. Päivitetyssä raportissa on esitetty vesivoiman energiamenetyksen vaihtelu kuukausittain vuosina 1990–2025, mistä voidaan arvioida paremmin ajanjakson poikkeuksellisiin kuukausiin liittyvä vaikutus vesivoimaan.

Joustotarkasteluissa on pyritty tuomaan selkeästi esiin vaikutusten MW-skaala sekä niiden vuoden sisäinen vaihtelu: ”Vesienhoitotoimenpiteet eivät vaikuta voimakkaimpiin tuntitason tuotantomuutoksiin (ramping), ja niiden vaikutukset muuhun tuntitason joustavuuden indikaattoreihin vaihtelevat vuodenajan mukaan. Tasapainotusindeksillä mitattuna vaikutukset ovat keskimäärin noin 2 MW ja suurin havaittu vähenemä noin 6 MW. Kalleimpien tuntien keskimääräinen tuotantoteho alenee vuosina 2024 ja 2025 keskimäärin 7,7 MW. Vaikutukset ovat keväällä vähäisiä ja suurimmillaan elokuussa, jolloin kalleimpien tuntien tuotantoteho alenee 22,4 MW vuonna 2024 ja 19,1 MW vuonna 2025. Elokussa vesivoimatuotanto on kokonaisuudessaan vähäisempää, mikä korostaa toimenpiteiden suhteellista vaikutusta tuotannon ajoittamiseen. Mallinnuksen perusteella vesienhoitotoimenpiteet eivät yleisesti muuta vesivoimatuottajan taloudellisia kannustimia varata säätökykyä ylös- tai alassäätöenergian tarjoamiseen mFRR-energiamarkkinoilla. Tästä yleisestä tuloksesta havaitaan kuitenkin yksi poikkeama yhtenä mallinnusvuonna.”

- **Huoltovarmuus ja muuttunut turvallisuustilanne pitäisi huomioida vahvemmin.** Tarkastelun tulisi kattaa normaalitilanteiden lisäksi vakavat häiriötilanteet, pitkittyneet poikkeusolot sekä ulkoisen ja hybridivaikuttamisen riskit. Erityisesti pienen todennäköisyyden mutta vakavien tilanteiden merkitys jää HVK:n mukaan liian vähälle.

Vastaus: Mallinnusta varten ei ollut käytettävissä niin laajoja resursseja, että olisi ollut mahdollista huomioida erilaisten epätodennäköisten, mutta mahdollisten, skenaarioiden vaikutusta tuloksiin. Energialaskentamallissa on valmius tehdä hydrologisia lisätarkasteluja CMIP6-ilmastoskenaarioilla, jolloin voidaan ottaa huomioon muuttuvan ilmaston ja esimerkiksi mahdollisten pitkittyneiden kuivuusjaksojen vaikutus vesivoiman energiantuotantoon.

- **Vesivoiman säätö- ja tuotantokyvyn heikentämiseen suhtaudutaan kriittisesti.** HVK korostaa vesivoiman merkitystä voimajärjestelmän resilienssille ja nostaa erikseen esiin mahdolliset patojen purkamiset sekä niiden vaikutukset tuotanto- ja säätökykyyn.

Vastaus: Vesipuitedirektiivi ja sen tavoitteet ovat oikeudellisesti sitovia. Tavoitteilla on vaikutusta muidenkin toimialojen kuin vesivoiman toimintaan. Näin ollen on väistämätöntä, että näiden tavoitteiden vaatimilla toimenpiteillä on myös jonkin suuruisia kielteisiä vaikutuksia vesivoimaan. Työssä ei arvioitu muiden kuin voimakkaasti muutettujen vesimuodostumien luokittelussa määriteltujen toimenpiteiden vaikutusta vesivoimaan.

Patojen purkamista ei ole esitetty toimenpiteeksi ko. vesimuodostumissa, joskin niitä toteutetaan erillisinä hankkeina, ja niillä on jonkin suuruinen vaikutus kokonaiskuvaan. Huomattava on kuitenkin, että patojen purkaminen keskittyy pääasiassa hyvin pieniin voimalaitoksiin tai patoihin, jotka ovat menettäneet käyttötarkoituksensa kokonaan.

- **Poikkeustilanteita varten tarvitaan selkeät poikkeamismahdollisuudet.** Ennen ympäristövirtaamien, kalateiden tai alasvaellusratkaisujen vaatimusten kiristämistä tulisi varmistaa mahdollisuus poiketa velvoitteista sähköjärjestelmän vakavissa häiriö- ja niukkuustilanteissa.

Vastaus: Kyse ei ole vaatimusten kiristämisestä, vaan toimenpiteistä, joilla vesienhoidon vähimmäistavoitteet saavutetaan. Vesipuidedirektiiviä on toimeenpantu Suomessa yli 20 vuoden ajan, ja direktiivin mukaisia vesienhoitosuunnitelmia ja toimenpideohjelmia on toteutettu vuodesta 2009 lähtien. Käynnissä on lakimuutoshanke, joka mahdollistaisi väliaikaisen poikkeamisen vesivoimalaitoksen lupamääräyksiin sähköjärjestelmän tasapainottamiseksi kriisitilanteissa. Mahdollisen lain muutoksen nojalla voitaisiin määrätä myös mahdollisuudesta poiketa esim. kalateiden tai ohijuoksutusosien virtaamaa koskevista lupamääräyksistä, mikäli markkinoilta saatavat tasehallintaresurssit eivät enää riittäisi varmistamaan sähköjärjestelmän käyttövarmuutta.

- **Tulosten epävarmuuksia ja toimialan kuulemista pitäisi korostaa.** Tulokset perustuvat mallinnukseen ja ovat herkkiä lähtötiedoille ja oletuksille, vaikka mallin validointi on HVK:n mukaan tehty hyvin. Lisäksi merkittäville sähköntuotanto- ja jakeluyhtiöille tulisi antaa mahdollisuus kommentoida raporttia.

Vastaus: Tulokset perustuvat väistämättä mallinnukseen, koska valtaosaa selvityksen toimenpiteistä ei ole vielä toteutettu. Mallinnuksen oletuksia ja mahdollisia virhelähteitä on palautteen perusteella kuvattu raportissa aiempaa tarkemmin.