



Vaasan yliopisto
UNIVERSITY OF VAASA

Jussi Hintsala

**Energiavarastokapasiteetin hankinnan
kannattavuustarkastelu sähköjakeluverkkoyhtiön
näkökulmasta**

Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö
Diplomityö
Sähkötekniikka

Vaasa 2026

VAASAN YLIOPISTO**Tekniikan ja innovaatiojohtamisen yksikkö**

Tekijä:	Jussi Hintsala		
Tutkielman nimi:	Energiavarastokapasiteetin hankinnan kannattavuustarkastelu sähkönjakeluverkkoyhtiön näkökulmasta		
Tutkinto:	Diplomi-insinööri		
Oppiaine:	Sähkötekniikka		
Työn valvoja:	Kimmo Kauhaniemi		
Työn ohjaaja:	Joni Hemmilä		
Työn tarkastaja:	Hannu Laaksonen		
Valmistumisvuosi:	2026	Sivumäärä:	179

TIIVISTELMÄ:

Tässä diplomityössä tarkasteltiin litiumioniakustopohjaisten energiavarastojen soveltuvuutta jakeluverkon kehittämiseen. Työn alussa kirjallisuuskatsauksen avulla kartoitettiin regulaation asettamia ehtoja energiavarastojen hyödyntämiselle jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta. Voimassa olevan lainsäädännön perusteella jakeluverkkoyhtiö voi omistaa energiavaraston vain poikkeustapauksissa. Ensisijainen tapa regulaation mukaan on, että jakeluverkonhaltija (JVH) hankkii energiavarastokapasiteetin palveluna. Jakeluverkonhaltijalla ei sähkömarkkinalain mukaan saa harjoittaa energiavarastoliiketoimintaa.

Regulaatiotarkastelun jälkeen kirjallisuuskatsauksessa siirryttiin tarkastelemaan energiavarastojen mahdollisia hyödyntämiskohteita. Jatkotarkasteluun valittiin tunnistetuista hyödyntämiskohteista: huipputehon leikkaaminen, häviöenergian minimointi, jänniteoptimointi ja toimitusvarmuuden parantaminen. Hyötyjen realisoitumista arvioitiin Enontekiön Sähkö Oy:n verkossa Trimble NIS verkostolaskelman avulla. Laskelmissa kuormitustiedot perustuivat todellisiin älykkään energiamittarin mittaamiin kulutuksiin. Verkostolaskelmia täydennettiin Microsoft Exceliin luoduilla dynaamisilla skenaariomalleilla, joilla voitiin nopeutetusti simuloida akuston parametrimuutosten vaikutuksia. Toimitusvarmuustarkastelussa käytettiin käytöntukijärjestelmä Trimble DMS:ään raportoituneita todellisia verifioituja keskeytyksiä. Tarkastelun perusteella energiavaraston käyttöaste verkkoyhtiön omiin tarpeisiin osoittautui varsin maltillisiksi. Tästä syystä työssä tarkasteltiin järjestelmän vapaan kapasiteetin hyödynnettävyyttä reservimarkkinoilla. Reservimarkkinatarkastelun osana arvioitiin historiallisen kehityksen perusteella markkinatuottojen kehittymistä. Tarkastelussa painopisteenä oli arvioida markkinasaturaation vaikutusta tuotopotentiaaliin ja siten kustannuspaineen siirtymistä JVH:lle.

Työn lopuksi tehtiin taloudellinen kokonaisuoptimointi, jossa etsittiin kokonaishyödyn perusteella optimaalinen mitoitus ja sijoituspaikka energiavarastolle kahdessa eri tilanteessa. Optimaalinen ratkaisu pohjautui siihen, että jakeluverkkoyhtiö ostaa energiavarastokapasiteetin palveluna. Optimaalista ratkaisua verrattiin vaihtoehtoon, missä samat sähkölaadulliset ominaisuudet tuottava ratkaisu tuotettaisiin pelkästään jakeluverkkoa vahvistamalla. Taloudellisessa arvioinnissa energiavarastoratkaisussa tuotoiksi lisättiin reservimarkkinatuotot. Lisäksi oletettiin, että kustannuksia voidaan kohdistaa regulaation joustokannustimelle. Tulosten perusteella energiavarasto on käyttökelpoinen ratkaisu rajatuissa käyttökohteissa, missä tehonvaihtelu on suurta ja huipputehoa voidaan tehokkaasti leikata pienellä energiamäärällä. Lämpötilariippuvat kuormat johtavat suuriin mitoitusarpeisiin, jolloin elinkaarikustannukset kasvavat merkittävästi. Mikäli järjestelmää käytetään ainoastaan verkkoyhtiön tarpeisiin, ei energiavaraston elinkaarijakson kustannussäästöpotentiaali ole riittävä tekemään ratkaisusta elinkaarikustannuksiltaan edullisempaa verrattuna perinteiseen verkostoinvestointiin.

AVAINSANAT: energiavarasto, regulaatio, jakeluverkon kehittäminen, toimitusvarmuus, jännitteensäätö, huipputehon leikkaus, tehohäviöt, reservimarkkinat

UNIVERSITY OF VAASA**School of Technology and Innovations**

Author: Jussi Hintsala
Title of the thesis: A Profitability Assessment of Procuring Energy Storage Capacity from the Perspective of a Distribution System Operator
Degree: Master of Science
Degree Programme: Electrical Engineering
Supervisor: Kimmo Kauhaniemi
Instructor: Joni Hemmilä
Evaluator: Hannu Laaksonen
Year: 2026 **Pages:** 179

ABSTRACT:

This Master's thesis examined the applicability of lithium-ion battery-based energy storage systems in the development of electricity distribution networks. At the beginning of the study, a literature review was conducted to identify the regulatory conditions governing the utilization of energy storage systems from the perspective of a distribution system operator. Under the current legislation, a distribution system operator may own an energy storage system only in exceptional cases. According to regulation, the primary approach is that the distribution system operator (DSO) procures energy storage capacity as a service. Pursuant to the Electricity Market Act, a distribution system operator is not permitted to engage in energy storage business activities.

Following the regulatory review, the literature review proceeded to examine potential use cases for energy storage systems. From the identified use cases, the following were selected for further analysis: peak power shaving, minimization of energy losses, voltage optimization, and improvement of supply reliability. The realization of these benefits was assessed in the distribution network of Enontekiön Sähkö Oy using network calculations performed with the Trimble NIS system. The load data used in the calculations were based on actual consumption measured by smart energy meters. The network analyses were complemented with dynamic scenario models developed in Microsoft Excel, enabling accelerated simulation of the impacts of changes in battery parameters. In the supply reliability assessment, actual verified outages reported in the Trimble DMS distribution management system were used. Based on the analysis, the utilization rate of the energy storage system for the distribution system operator's own needs proved to be relatively low. For this reason, the study also examined the utilization of the system's available capacity in reserve markets. As part of the reserve market analysis, the development of market revenues was assessed based on historical trends. The focus of the analysis was to evaluate the impact of market saturation on revenue potential and, consequently, the transfer of cost pressure to the distribution system operator.

Finally, a comprehensive economic optimization was conducted to determine the optimal sizing and placement of the energy storage system based on total benefits in two different scenarios. The optimal solution was based on the assumption that the distribution system operator purchases energy storage capacity as a service. The optimized solution was compared with an alternative in which equivalent power quality characteristics would be achieved solely through reinforcement of the distribution network. In the economic assessment, reserve market revenues were included as benefits of the energy storage solution. In addition, it was assumed that part of the costs could be allocated to the regulatory flexibility incentive. Based on the results, energy storage systems constitute a viable solution in limited use cases characterized by

significant power variability, where peak power can be effectively reduced with a relatively small amount of stored energy. Temperature-dependent loads lead to large sizing requirements, resulting in a significant increase in lifecycle costs. If the system is used exclusively for the distribution system operator's own needs, the lifecycle cost savings potential of the energy storage system is not sufficient to make the solution more cost-effective over its lifecycle compared to traditional distribution network investment.

KEYWORDS: energy storage, regulation, distribution network development, supply reliability, voltage control, peak power shaving, power losses, reserve markets

Sisällys

1	Johdanto	17
2	Energiavarastot sähköverkkoliiketoiminnan sääntelyssä	20
2.1	Energiavarastoliiketoiminta	20
2.2	Joustopalveluiden hyödyntäminen	21
3	Sähköverkon kehittämisen lähtökohdat	24
3.1	Verkostopohjainen investointiratkaisu	25
3.2	Energiavarastopohjainen kehittäminen	28
3.2.1	Energiavarastojen elinkaari	32
3.2.2	Energiavarastojen investointikustannukset	34
3.3	Vertailuperusteet energiavarastopohjaisen kehittämisen ja verkostoinvestoinnin välillä	36
4	Energiavarastojen hyödyntäminen sähkönjakeluverkossa	37
4.1	Huipputehojen leikkaaminen	38
4.2	Energiavaraston vaikutus kantaverkkopalvelumaksuihin	39
4.3	Jännitteensäätö	40
4.4	Toimitusvarmuuden parantaminen	43
4.5	Verkostohäviöiden vähentäminen	45
4.5.1	Häviöiden optimointi energiavaraston avulla	46
4.5.2	Häviöiden kustannukset	47
4.6	Reservimarkkinoille osallistuminen	48
5	Energiavaraston verkkoon liittäminen	51
5.1	Sähkötekniset reunaehdot	52
5.2	Energiavaraston mitoitus- ja sijoituspaikan valintamenetelmät	54
6	Energiavarastojen hyötypotentiaalin simulointi	57
6.1	Käytetyt ohjelmistot ja laskentaympäristö	58
6.2	Energiavaraston vaikutusten mallintaminen	59
6.2.1	Huipputehojen leikkaaminen	60
6.2.2	Häviöiden ja häviökustannusten mallinnus	67

6.2.3	Jännitteensäätö	72
6.2.4	Toimitusvarmuuden parantaminen	76
6.2.5	Korvausinvestointien siirtäminen	77
7	Tutkittavien kohteiden valinta ja kuvaus	82
7.1	Sijoitus 45/20 kV sähköasemalle	82
7.2	Sijoitus 20 kV keskijänniteverkon varrelle	86
7.3	Sijoitus jakelumuuntamon läheisyyteen	89
8	Simulointitulokset	92
8.1	Huipputehojen leikkaaminen	92
8.1.1	Energiavarasto sijoitettuna sähköasemalla (B4)	93
8.1.2	Energiavarasto sijoitettuna johtolähdön varrelle (B3)	96
8.1.3	Energiavarasto sijoitettuna muuntopiirin pj-verkkoon (B2)	99
8.1.4	Yhteenvedo tehonleikkauspotentiaalista	102
8.2	Häviöiden minimointi	102
8.3	Monte Carlo -simulointi keskeytyshaittakustannusten minimointiin energiavaraston avulla	105
8.3.1	Keskeytystapahtuman määrittely	106
8.3.2	Verkkomalli	107
8.3.3	Keskeytystaajuudet ja keskeytysten kestot	108
8.3.4	Simulointimallin toiminta	110
8.3.5	Monte Carlo -simuloinnin tulokset	112
8.4	Korvausinvestointien siirtäminen	120
8.4.1	Korvausinvestointitarkastelun lähtökohdat	121
8.4.2	Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4	124
8.4.3	J04 Kilpisjärvi sijoitusratkaisu B3	128
8.5	Reservimarkkinoille osallistuminen	134
8.5.1	Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4	142
8.5.2	J04 Kilpisjärvi sijoitusratkaisu B3	146
9	Talousmalli kokonaisvaikutuksista	150
9.1	Mitoitusvalinnat taloudelliseen arviointiin	150

9.2	Laskentaparametrit	152
9.3	Tuottojen ja kustannussäästöjen määrittely	153
9.4	Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4	156
9.5	J04 Kilpisjärvi sijoitusratkaisu B3	162
9.6	Yhteenveto vaikutuksista	166
10	Johtopäätökset ja jatkotutkimustarpeet	167
	Lähteet	172
	Liitteet	178
	Liite 1. Energiavaraston kannattavuuslaskenta Kilpisjärven johtolähdöllä	178
	Liite 2. Skenaarioparametrit talousmallissa	179

Kuvat

Kuva 1. Joustokannustin oikaistun tuloksen laskennassa (Energiavirasto, 2023, s. 7)	23
Kuva 2. Sähkönkulutus, sähköntuotanto ja sähkönkulutusennuste Suomessa tammikuussa 2025 (Muokattu lähteestä Fingrid, n.d. a)	29
Kuva 3. Pienjänniteverkon huipputehojen risteily asiakkaittain (Millis ja muut, 2024, s. 8)	30
Kuva 4. Tyyppikäyttäjien kuukausittaiset huipputehot (Mutanen ja muut, 2019, s. 24)	31
Kuva 5. Sähkölämmitteisen 18 MWh vuodessa kuluttavan yöllä käyttöveden lämmittävän 3x25 A pientalon kuormituskäyrät (Mutanen ja muut, 2019, s. 30)	32
Kuva 6. Energiavaraston kapasiteetin käyttöalueen ja -elinkaaren välinen suhde (Liu ja Tang, 2024, s. 7)	33
Kuva 7. Energiavaraston sijoituspaikat (Haakana ja muut, 2024, s. 4)	37
Kuva 8. Huipputehon leikkaamisen periaate (Das ja muut, 2021, s. 2)	38
Kuva 9. Kantaverkkopalvelumaksut 2026 (Fingrid, n.d. b)	39
Kuva 10. Häviöttömän siirto johdon sijaiskytkentä	41
Kuva 11. Kulutuksen- ja tuotannon loissähköikkuna (Fingrid, 2011, s. 4)	42
Kuva 12. Reservimarkkinatuotot 1 MW reservikyvyn laitteistolla vuonna 2024 (Fingrid, n.d. c)	49
Kuva 13. Sähkövaraston pätötehon- ja taajuuden säädön toimintaperiaate ylitaajuustilanteessa (Fingrid, 2025, s. 53)	52
Kuva 14. Sähkövaraston pätötehon- ja taajuuden säätö alitaajuustoimintatilanteessa (Fingrid, 2025a, s. 58)	53
Kuva 15. Tyyppin C ja D sähkövarastojen loistehokapasiteettivaatimukset (Fingrid, 2025a, s. 60)	54
Kuva 16. Enontekiön Sähkö Oy:n verkkoalueen keskijänniteverkon verkkokartta	57
Kuva 17. Toteutuneiden keskeytysten luokittelutietoja	58
Kuva 18. Energiavaraston reagoiva ohjauslogiikka lataus- ja purkuehdolle	61
Kuva 19. Tunnin keskipätötehon vertailu toteutuneeseen tunnin keskipätötehoon	65
Kuva 20. Ohjauslogiikoiden huipputehon leikkauspotentiaali	65
Kuva 21. Verkkotietojärjestelmän oikosulkulaskennan tulokset	67

Kuva 22. Keskijänniteverkon tehonjaon tulokset	68
Kuva 23. Energiavaraston optimisijoitus häviöminimoinnin näkökulmasta	69
Kuva 24. Häviöiden optimointilogiikka häviötehon ja häviöiden rajakustannusten perusteella	71
Kuva 25. Enontekiön sähkön loistehoikkuna vuoden 2025 tuntisarjojen perusteella liityntäpisteellä	73
Kuva 26. Loistehomittausten tuntijakauma	74
Kuva 27. Energiavaraston jännitteensäädön säätölogiikka Q(U)	75
Kuva 28. Valintalogiikka verkostoinvestoinnin ja energiavarastohankinnan välillä	80
Kuva 29. Periaatekuva energiavaraston sähköasemaliitynnästä	82
Kuva 30. Energiavaraston liittäminen keskijänniteverkkoon johdon varrelle	86
Kuva 31. Energiavaraston liittäminen olevan muuntamon pj-keskukseen	90
Kuva 32. Huipputehonleikkauspotentiaali B4-kohteissa	93
Kuva 33. 90 prosentin kapasiteettimittoitettun energiavaraston DOD sähköasemaliitynnällä	95
Kuva 34. Sykli- ja käyttötuntien määrä	96
Kuva 35. Huipputehonleikkauspotentiaali johtolähdöllä (B3-tilanne)	97
Kuva 36. Purkusykli- ja syvyydet johtolähdöittäin	98
Kuva 37. Energiavaraston sykli- ja käyttötuntimäärät sijoitettaessa johtolähdön varrelle	99
Kuva 38. Energiavaraston tehonleikkauspotentiaali B2-sijainnissa	100
Kuva 39. Purkusykli- ja syvyydet B2-kohteissa	101
Kuva 40. Käyttötunti- ja syklimäärät B2-sijoituksessa	101
Kuva 41. Häviösäästöpotentiaali energiavarastolla	103
Kuva 42. Keskijänniteverkon keskeytykset Enontekiö Sähkön verkkoalueella	106
Kuva 43. KAH-kustannussäästöjen kannalta optimaalinen sijoituspaikka energiavarastolle	114
Kuva 44. Vuotuiset KAH-kustannussäästöt energiavarastolla Kilpisjärven johtolähdöllä	115
Kuva 45. Energiavaraston kustannussäästöpotentiaali Kilpisjärven johtolähdöllä	116

Kuva 46. Toimittamatta jäänyt sähkö Kilpisjärven johtolähdöllä keskeytystapahtumaa kohden	116
Kuva 47. Vuotuiset KAH-kustannussäästöt energiavarastolla Peeran sähköasemalla	117
Kuva 48. Peeran sähköaseman syöttämän alueen asiakkaiden kokema keskeytys Haitta ilman energiavarastoa ja energiavarasto kytkettynä	118
Kuva 49. Toimittamatta jäänyt sähkö Peeran sähköasemalla keskeytystapahtumaa kohden	119
Kuva 50. Enontekiön Sähkön huipputehon muutoskenaariot 2026–2045 liityntäpisteestä tarkasteltuna	121
Kuva 51. Huipputehon kasvuennusteet	125
Kuva 52. Kilpisjärven johtolähdön kasvuennusteet	129
Kuva 53. Energiavaraston sijoituspaikka korvausinvestointitarkastelun perusteella	131
Kuva 54. J04 Kilpisjärven johtolähdön minimijännite ja kuormitusaste ilman energiavarastoa ja energiavarasto kytkettynä eri käyttötavoilla	133
Kuva 55. Kapasiteettimarkkinoiden hankintamäärät tuotteittain (Fingrid, 2025d, s. 15)	137
Kuva 56. Kapasiteettimarkkinoiden keskihintojen kehitys	137
Kuva 57. Markkinan kyllästyminen tarjonnan kasvaessa	138
Kuva 58. Markkinoiden kyllästyminen tarjontavolyymin kasvaessa FCR-D tuotteella	139
Kuva 59. BESS:n reaalin bruttotuotto eri skenaarioilla	141
Kuva 60. Energiavaraston osallistumispotentiaalia reservimarkkinoiden alassäätöön	142
Kuva 61. Peeran asemalle liitetyn energiavaraston reservimarkkinatuotot tehoyksikköä kohden alennetulla käyttöasteella	145
Kuva 62. J04 Kilpisjärvi pysyvyyssäilykäyrä reservimarkkinarajoitteella	146
Kuva 63. Kilpisjärven johtolähdölle liitetyn energiavaraston reservimarkkinatuotot tehoyksikköä kohden alennetulla käyttöasteella	148
Kuva 64. Veroja edeltävä kohtuullinen tuottoaste	153
Kuva 65. Energiavaraston investointikustannukset (muokattu lähteestä NLR, 2024)	155
Kuva 66. Energiavaraston tuottopotentiaali Peeran sähköasemalle sijoitettuna reservituoton keskiskenaariolla ja keskimääräisen tehon kasvun investointitarpeella	158

Kuva 67. Simulointien perusteella odotettavissa olevat nettonykyarvot eri skenaarioilla	159
Kuva 68. Kriittinen energiavaraston saavuttama hintataso reservimarkkinoilta, joilla NPV vastaa pelkän verkostoinvestoinnin tasoa	160
Kuva 69. Energiavaraston tuottopotentiali Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettuna reservituoton keskiskenaariolla ja keskimääräisen tehon kasvun investointitarpeella	163
Kuva 70. Simulointien perusteella odotettavissa olevat nettonykyarvot eri skenaarioilla	164
Kuva 71. Kriittinen energiavaraston saavuttama hintataso reservimarkkinoilta, joilla NPV vastaa pelkän verkostoinvestoinnin tasoa	165

Taulukot

Taulukko 1. Eräiden komponenttien pitoaikojen vaihteluväli (muokattu lähteestä Energiavirasto, 2023, s. 112–119).	26
Taulukko 2. Energiavaraston investointikustannukset (muokattu lähteestä Rozon ja muut 2023, s. 15).	35
Taulukko 3. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat (Energiavirasto, 2023).	44
Taulukko 4. Suomen aluehinnan keskiarvo 2024 (muokattu lähteestä Nord Pool, n. d.a)	48
Taulukko 5. Tarjoussäännöt reservimarkkinoille (Fingrid, 2024).	50
Taulukko 6. Sähkövaraston tyyppiluokittelu tuotantotilan mitoitus- ja liittymispisteen jännitetason mukaan (Fingrid, 2025a, s. 9).	51
Taulukko 7. Energiavaraston mitoittamiseen- ja sijoittamiseen sovellettuja menetelmiä eri tutkimuksissa (Muokattu lähteestä, Stecca ja muut, 2020, s. 56).	56
Taulukko 8. Verkon kuormitusennusteen parametrit.	64
Taulukko 9. Sähköasemakohteiden valintakriteerit.	85
Taulukko 10. Keskijänniteverkon kohteiden valintakriteerit.	88
Taulukko 11. Simulointiin valitut muuntopiirit.	91
Taulukko 12. Tunnuslukuja häviösäästöjen vaikutuksista.	104
Taulukko 13. Simuloinnissa tarkastellut verkkomallit.	108

Taulukko 14. Simulointimallissa käytetyt keskeytystaajuudet.	109
Taulukko 15. Simulointimallissa käytetyt keskeytysten kestot.	110
Taulukko 16. Kytkinlaitteiden ohjausviiveet.	112
Taulukko 17. Energiavaraston mitoitus simulointimallissa.	113
Taulukko 18. Energiavaraston mitoitustehon vaihteluväli, kun ΔU_{\max} on 5 %:a.	126
Taulukko 19. Peeran sähköaseman energiavaraston parametrit.	126
Taulukko 20. Korvauskriteerien ylitykset, kun taulukon 19 mukainen energiavarasto liitetään Peeran 20 kV kiskoon	127
Taulukko 21. Energiavaraston mitoitustehon vaihteluväli, kun ΔU_{\max} on 5 %:a.	130
Taulukko 22. Kilpisjärven johtolähdön energiavaraston parametrit.	132
Taulukko 23. Korvauskriteerien ylitykset, kun taulukon 22 (s. 133) mukainen energiavarasto liitetään Kilpisjärven johtolähdön varrelle noin 17 km syöttävästä asemasta.	133
Taulukko 24. Verkkoyhtiön käyttötilanteet energiavarastolle.	135
Taulukko 25. Laskentaparametrit reservimarkkinatuottojen arviointiin.	141
Taulukko 26. Keskeytysten vaikutus reservimarkkinakäytettävyyteen Peeran asemaliitynnän tapauksessa.	143
Taulukko 27. Tuotekohtaiset käytettävyydet reservimarkkinoille.	144
Taulukko 28. Keskeytysten vaikutus reservimarkkinakäytettävyyteen J04 Kilpisjärvi johdonvarsiliitynnän tapauksessa.	147
Taulukko 29. Tuotekohtaiset käytettävyydet reservimarkkinoille.	148
Taulukko 30. Valvontamenetelmissä sovellettava kohtuullinen tuottoaste (Energiavirasto, 2025b).	152
Taulukko 31. Skenaariotarkasteluissa käytetyt energiavaraston nimellisarvot.	156
Taulukko 32. Peeran asemalle kytketyn energiavaraston simuloitua tunnusluvut.	160
Taulukko 33. Skenaariotarkasteluissa käytettyjen energiavarastojen nimellisarvot.	162
Taulukko 34. Kilpisjärven johtolähdön varrelle kytketyn energiavaraston simuloitua tunnusluvut.	165

Merkinnät

μ	Keskeytysintensiteetti
a	Oppimiskäyrän ensimmäisen vuoden yksikkökustannus (€)
b	Oppimiskäyrän muutosherkkyys
B	Suskeptanssi (S)
C_k	Käyttökapasitanssi (F)
C_{CIC}	Keskeytyskustannus (€)
C_{CAPEX}	Pääomakustannus (€)
C_D	Vieraan pääoman kohtuullinen kustannus
C_E	Oman pääoman kohtuullinen kustannus
C_{KAH}	Keskeytysaikahaittakustannus (€)
C_{OPEX}	Operatiivinen kustannus (€)
C_t	Kustannus vuonna t (€)
$\cos\delta$	Tehokulma
$dl_{j,k}$	Johtimen j pituus alueella k
$da_{m,k}$	Muuntamoiden lukumäärä alueella k
E_{BESS}	Energiavaraston energianvarastointikapasiteetti (Wh)
$E_{BESS, 1}$	Talousoptimoinnissa sovellettu 1. portaan varastointikapasiteetti (Wh)
E_{BESS_nom}	Energiavaraston nimellinen varastointikapasiteetti (Wh)
$E_{BESS, G}$	Energiavarastosta puretun energian määrä
f	Taajuus (Hz)
g	Korollisen vieraan pääoman osuus optimaalisesta pääomarakenteesta
h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan hinta (€)
h_E	Keskeytyksen hinta keskeytysajalle (€)
h_{PJK}	Pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan hinta (€)
h_t	Reservimarkkinatuotteen keskimääräinen vuosihinta (€/MW)
h_{max}	Reservimarkkinatuotteen prosenttipiste 0,95 mukainen hinta (€/MW)
h_{min}	Reservimarkkinatuotteen prosenttipiste 0,05 mukainen hinta (€/MW)
h_w	Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle (€)
I	Virta (A)
$I_{c,k}$	Sähköverkon investointikustannus vuonna k (€)
I_k	Oikosulkuvirta (A)
i	Laskentakorko
i_{suhde}	Käynnistysvirtakerroin
K_v	Verkon luonnollinen säätövoima
K_Q	Loistehostatistiikan kulmakerroin
L	Induktanssi (H)
L_{BESS}	Energiavaraston elinkaaren lyheneminen vuorokauden aikana
N	Lukumäärä yleensä kpl
N_{cf}	Tehollisten syklien määrä (kpl)
N_k	Keskeytysten määrä Poissonin jakaumassa
$O\&M$	Käyttö- ja kunnossapitokustannus
P	Pätöteho (W)
P_{ch}	Energiavaraston latausteho (W)

P_{dis}	Energiavaraston purkuteho (W)
P_G	Verkon tuotantoteho (W)
P_L	Häviöteho (W)
P_{LO}	Verkon kuormitusteho (W)
P_{load}	Verkon kuormitusteho (W)
P_{LOSS}	Verkon kokonaishäviö (W)
P_{netto}	liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen sekä suuntaa- jakytkettyjen sähkövarastojen maksimitehojen summa
P_n	Keskeytystodennäköisyys Poissonin jakauman perusteella
h_R	Reservimarkkinatuotteen keskihinta (€/MW,kk)
P_{RM}	Tuotto reservimarkkinoilta (€)
Q	Loisteho (VAr)
Q_R	Toimittamaton reservikapasiteetti (MW, h)
Q_{RS}	Tarjonta reservimarkkinoille (MW)
Q_D	Liittymispisteen loissähkön ottoraja (VAr)
Q_{D1}	Liittymispisteen loissähkön antoraja (VAr)
S_k	Oikosulkuteho (VA)
S_N	Nimellisteho (VA)
T_{BESS}	Energiavaraston elinkaari (vuotta)
t_k	Huipunkäyttöaika
U	Jännite (V)
U_1	Jännite johdon alussa (V)
U_2	Jännite johdon lopussa (V)
U_h	Jännitehäviö (V)
U_{ref}	Referenssijännite Q(U)-säättöön
W	Energia (Wh)
W_k	Verkon liike-energia (Wh)
W_L	Häviöenergia (Wh)
W_{otto}	liittymispisteen ottoenergia vuodessa (Wh)
$X_1(t)$	Maksimipäätöteho kapasiteetti vuonna t (W)
X	Reaktanssi (Ω)
x	Saturaatioparametri reservimarkkinoilla
Y_1	Oppimiskäyrän mukainen teknologian yksikkökustannus (€)
Y_2	Kohdevalintakriteerin painoarvo
y	Tuotteen tuntimarkkinahinta reservimarkkinoilla
η	Hyötysuhde
η_{dis}	Energiavaraston hyötysuhde purkutilassa
η_{ch}	Energiavaraston hyötysuhde lataustilassa
λ_j	Keskeytystaajuus johdoille ja kaapeleille kpl / 100 km, vuosi
λ_m	Keskeytystaajuus muuntamoille kpl / 100 kpl, vuosi
λ_R	Hintasaturaatio reservimarkkinoilla (€/MW)
ω	Kulmataajuus (rad/s)

Lyhenteet

aFRR	Automaattinen taajuuden palautusreservi
AJK	Aikajälleenkytkentä
AMR	Automaattinen mittarinluenta
avg	Keskiarvo
DSO	Jakeluverkonhaltija
EFC	Energiavaraston syklien lukumäärä
EP	Nord Poolin sähköpörssin tuntimarkkinahinta (€/MWh)
FCR	Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi
FFR	Nopea taajuusreservi
ind	Induktiivinen
JHA	Jälleenhankinta-arvo
JVH	Jakeluverkonhaltija
KA	Vuosienergialla painotettu keskeytysaika tunteina
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
kap	kapasitiivinen, käytetään loistehon yhteydessä
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KJ	Keskijännite
KM	Vuosienergialla painotettu keskeytyksen kesto
komp	Kompensoitu
LCOS	Tasoitettu varastointikustannus sähkövarastoille
LSF	Häviöherkkyystermi
mFRR	Manuaalinen taajuuden palautusreservi
NIS	Verkkotietojärjestelmä
NKA	Nykykäyttöarvo
nom	Nimellisarvo (kilpiarvo)
NPV	Nettonykyarvo
OPEX	Operatiiviset kustannukset
PJ	Pienjännite
PJK	Pikajälleenkytkentä
SoC	Energiavaraston varaustaso
TPJHA	Oikaistun verkko-omaisuuden JHA:sta laskettu tasapoisto
TPsumu	Kirjanpidon mukainen tasapoisto tasearvosta
WACC	Kohtuullinen tuottoaste jakeluverkkoliiketoiminnassa
WACC _{post-tax}	Veroja edeltävä kohtuullinen tuottoaste
YH	Yksikköhinta
yvk	Yhteisöverokanta

1 Johdanto

Suomi on asettanut tavoitteekseen olla hiilineutraali vuonna 2035. Tavoite on kirjattu ilmastolakiin (Ilmastolaki 423/2022 2 §):

Ihmisen toiminnasta aiheutuvat kasvihuonekaasujen päästöt vähentyvät ja nielujen aikaansaamat poistumat kasvavat siten, että kasvihuonekaasujen päästöt ovat enintään yhtä suuret kuin poistumat viimeistään vuonna 2035 ja että poistumat kasvavat ja päästöt vähenevät edelleen myös sen jälkeen.

Ilmastolain tavoitteiden saavuttaminen edellyttää fossiilisten polttoaineiden korvaamista vaihtoehtoisilla energianlähteillä. Tilastokeskuksen mukaan Suomen vuoden 2024 kasvihuonepäästöt ilman maankäyttösektoria olivat 39283 tuhatta tonnia CO₂-ekvivalenttia, mistä energiasektorin ja teollisuuden osuus oli 80 %:a (Tilastokeskus 2025).

Suomessa energia- ja teollisuussektorin päästövähennyksistä merkittävä osuus muodostuu fossiilisten polttoaineiden korvaamisella sähköllä tai vedyllä. Energialähteiden korvaaminen vaikuttaa merkittävästi Suomen sähkönkulutukseen. AFRY Oy on selvityksessään mallintanut sähkönkulutuksen kehityksen perusskenaariolla ja vähähiilisyyskenaariolla vuoteen 2050. Vähähiilisyyskenaario kasvattaa energiankulutusta 49 TWh:a vuoteen 2017 verrattuna ja perusskenaario 20 TWh:a (AFRY, 2020, s. 8).

Sähkönkulutuksen kasvu aiheuttaa tarpeen vahvistaa sähköverkkojen siirtokapasiteettia. Siirtokapasiteetin vahvistamisen aiheuttaa sekä suoraan energiatarpeen kasvu että energiankäytön ohjaavien logiikoiden muuttuminen. Vakiintuneet sähköverkon mitoituslogiikat perustuvat oletukseen asiakkaiden tehontarpeiden risteilystä. Esimerkiksi pörssisähkösopimusten kasvun myötä markkinahinnan merkitys energiankäytön ajoittumisessa tulee kasvamaan. Energiaviraston mukaan kotitalouksista 33 prosentilla oli pörssisähkösopimus vuoden 2024 lopussa (Energiavirasto, 2025, s. 33). Sähköriippuvuuden kasvassa yhteiskunnan kyky sietää sähköntoimituksen häiriöitä heikkenee, jolloin verkostojen toimitusvarmuusvaatimukset asettuvat uudelle tasolle.

Kasvavaan kysyntään on mahdollista vastata vahvistamalla sähköverkon siirtokapasiteettia poikkipintoja ja komponenttien nimellistehoja kasvattamalla, energianvarastoinnilla tai kulutuksen leikkaamisella. Tässä työssä tutkitaan erityisesti energiavarastokapasiteetin hankintaa ja liittämistä jakeluverkkoon.

Työn osana suoritetaan nykytila-analyysi tarkastelualueen energiankäytön nykytilasta ja -tulevaisuuden tarpeista. Analyysissä hyödynnetään verkkoalueille muodostettua pitkänaikavälin siirtotarve-ennustetta. Nykytila-analyysissä tarkastellaan sähköverkon kuormitusmallia, jännitetasoja ja jännitejähkyksiä, loistehotasapainoa, siirtohäviöitä sekä suunniteltuja- ja vikatilanteissa aiheutuvia keskeytyksiä. Tarkastelu sisältää myös analyysin verkoston ikärakenteesta ja ikärakenteen aiheuttamasta korvaustarpeesta. Vaikka energiavarastoilla voidaan vaikuttaa korvausinvestointien komponenttivalintoihin, eivät ne voi poistaa kulumisesta aiheutuvaa korvaustarvetta. Nykytila-analyysin tulosten perusteella valitaan kohteet, joissa myöhemmin tässä työssä arvioidaan energiavarastohankinnan kannattavuutta.

Tämän työn tarkoituksena on tutkia, voidaanko energiavarastoilla vastata kasvavaan sähkökulutuksen verkostovaikutuksiin maaseutumaisessa verkossa. Työssä tarkastellaan Enontekiön Sähkön verkkoaluetta. Tarkastelu painottuu kuormituksen hallintaan, sähkölaadun varmistamiseen, sekä toimitusvarmuuden parantamiseen.

Työn tuloksena muodostuu tekninen- ja taloudellinen analyysi energiavarastohankintojen kannattavuudesta. Tarkastelussa energiavarastohankintaa verrataan vastaavat tarpeet täyttävään verkostokomponenteilla toteutettavaan verkostoinvestointiin. Kannattavuuslaskelmien perustana on elinkaarenaikaisten investointi- ja käyttökustannusten vertaaminen tuotto-odotukseen. Laskelmien lähtökohtana on kahden verkkoyhtiön nykytila-analyysi ja ennuste kuormituksen kehittymisestä. Nykytila-analyysin perusteella etsitään optimaaliset sijoituskohteet energiavarastoille. Sijoituskohteiksi etsitään sekä kaupunki- että maaseutumaisia solmupisteitä. Nykytila-analyysin perusteella valitaan kohteet, joihin kannattavuuslaskelmat toteutetaan.

Osana tarkastelua kartoitetaan millaisia mahdollisuuksia ja rajoitteita lainsäädäntö yleisesti sekä regulaatio tarkemmin asettavat energiavarastojen hallintamalleille ja potentiaalisten tuottojen tuloutukselle. Tarkastelun perusteella varmistuu, voiko sähkönjakeluverkkoyhtiö omistaa energiavarastoja, vai tuleeeko varastokapasiteetti hankkia palveluna.

Varastokapasiteetin hankintariskejä arvioidaan herkkyyksanalyysin avulla. Tarkastelu keskittyy toimintaympäristön ja teknologioiden muutosten vaikutuksiin varastojen kannattavuuteen. Tällaisia muutoksia ovat esimerkiksi kysyntäjoustomarkkinoiden muodostuminen ja hintaohjauksen vahvistuminen. Näiden odotetaan asiakaskäyttäytymisen muutoksen kautta vaikuttavan energiavarastojen hankintatarpeeseen ja toisaalta jo hankittujen varastojen käyttöasteeseen ja kannattavuuteen.

2 Energiavarastot sähköverkkoliiketoiminnan sääntelyssä

Sähköverkonhaltijalla on sähköverkkoluvassa myönnetty luonnollinen monopoliasema toimialueellaan. Kilpailulliset olosuhteet toimialalle muodostuvat sähkömarkkinalain (588/2013) mukaisesta sääntelystä. Sähköverkonhaltijoiden toimintaa valvoo Energiavirasto. Energiaviraston tehtävät on määritetty laissa Energiavirastosta (870/2013). Valvonta tapahtuu neljän vuoden mittaisissa valvontajaksoissa, jotka on kuvattu kulloinkin voimassa olevassa valvontamenetelmädokumentaatiossa. Viimeisten valvontajaksojen aikana Energiavirasto on pyrkinyt parantamaan valvontamenetelmien ennakoitavuutta julkaisemalla valvontamenetelmäkuvaukset kahdeksi valvontajaksoksi kerrallaan. Tätä kirjoittaessa, on meneillään kuudes valvontajakso, joka ulottuu vuosille 2024...2027.

Kuudennelle valvontajaksolle uutena kannustimena tuli joustokannustin. Joustokannustimen avulla Energiavirasto kannustaa verkonhaltijoita kehittämään joustavia ratkaisuja verkoston energiatehokkuuden parantamiseen ja toisaalta välttämään ylimitoitettuja kapasiteetti-investointeja.

2.1 Energiavarastoliiketoiminta

Sähkömarkkinalaissa ei ole suoraa määritelmää energiavarastoliiketoiminnalle. Energiavirasto on antanut määritelmän sähkömarkkinalaissa tarkoitetulle energiavarastoliiketoiminnan harjoittamiselle:

Energian varastoinnilla sähköverkosta tarkoitetaan sähkömarkkinalainsäädännössä sähkön loppukäytön siirtämistä sen tuottamisen jälkeiseen ajankohtaan, sähköenergian muuntamista sellaiseen energiamuotoon, jota voidaan varastoida ja tällaisen energian varastointia sekä myöhempää muuntamista sähköenergiaksi tai käyttöä toisena energiankantajana (Energiavirasto, n.d. a).

Sähkömarkkinalain (588/2013: 29 b §) mukaan ”verkonhaltija ei saa harjoittaa energiavarastoliiketoimintaa”. Kyseisen lain kohdan mukaan verkonhaltija voi kuitenkin

hallinnoida ja käyttää energiavarastoja luotettavan ja tehokkaan sähköntoimituksen varmistamiseksi.

Verkonhaltija voi kuitenkin sähkömarkkinalain (588/2013: 29 b §) mukaan omistaa, hallinnoida, kehittää ja käyttää energiavarastoja ”täyttääkseen vastuunsa sähköverkkonsa varmasta, luotettavasta ja tehokkaasta käytöstä tai, jos kantaverkonhaltija tarvitsee tällaisten energiavarastojen tuottamia taajuuteen vaikuttamattomia lisäpalveluja täyttääkseen vastuunsa sähköverkkonsa varmasta, luotettavasta ja tehokkaasta käytöstä.” Tätä varten verkonhaltijan on haettava poikkeuslupaa Energiavirastolta. Poikkeuslupa on voimassa enintään viisi vuotta. Poikkeusluvan ehtona on, että vastaavaa palvelua ei ole saatavissa vapailta markkinoilta. Tämän osoittamiseksi verkonhaltijan on esitettävä tulokset tarjouskyselystä, jolla on pyrkinyt palvelun hankkimaan

2.2 Joustopalveluiden hyödyntäminen

Energiavirasto velvoittaa JVH:ta hyödyntämään joustopalveluita. JVH:n tulee mahdollisuuksien mukaan hyödyntää joustopalveluita sähköverkkonsa käytön- ja kehittämisen tehostamiseksi ja mahdollisten siirtorajoitusten vaikutusten hallitsemiseksi omassa verkossaan ja rajasiirtoyhteyksissä (Energiavirasto, n.d. a). Jousto sähköverkossa on määritelty sähkömarkkinalaissa:

Jousto on verkkoon syötetyn sähköenergian tai kuorman muutosta vastauksena markkinasignaaleihin tai vastauksena joko yksin tai aggregoinnin välityksellä tehdyn tarjouksen hyväksymiseen, joka koskee verkkoon syötetyn tai sieltä otetun sähkömäärän muutosta ylös- tai alaspäin (SML 588/2023, 3 §, 30 momentti)

Jouston yleisen määritelmän voidaan arvioida kattavan myös energiavarastot. Tällöin verkonhaltija voi vastata joustovelvoitteen täyttämiseen sijoittamalla energiavarastoja sähköverkkoonsa.

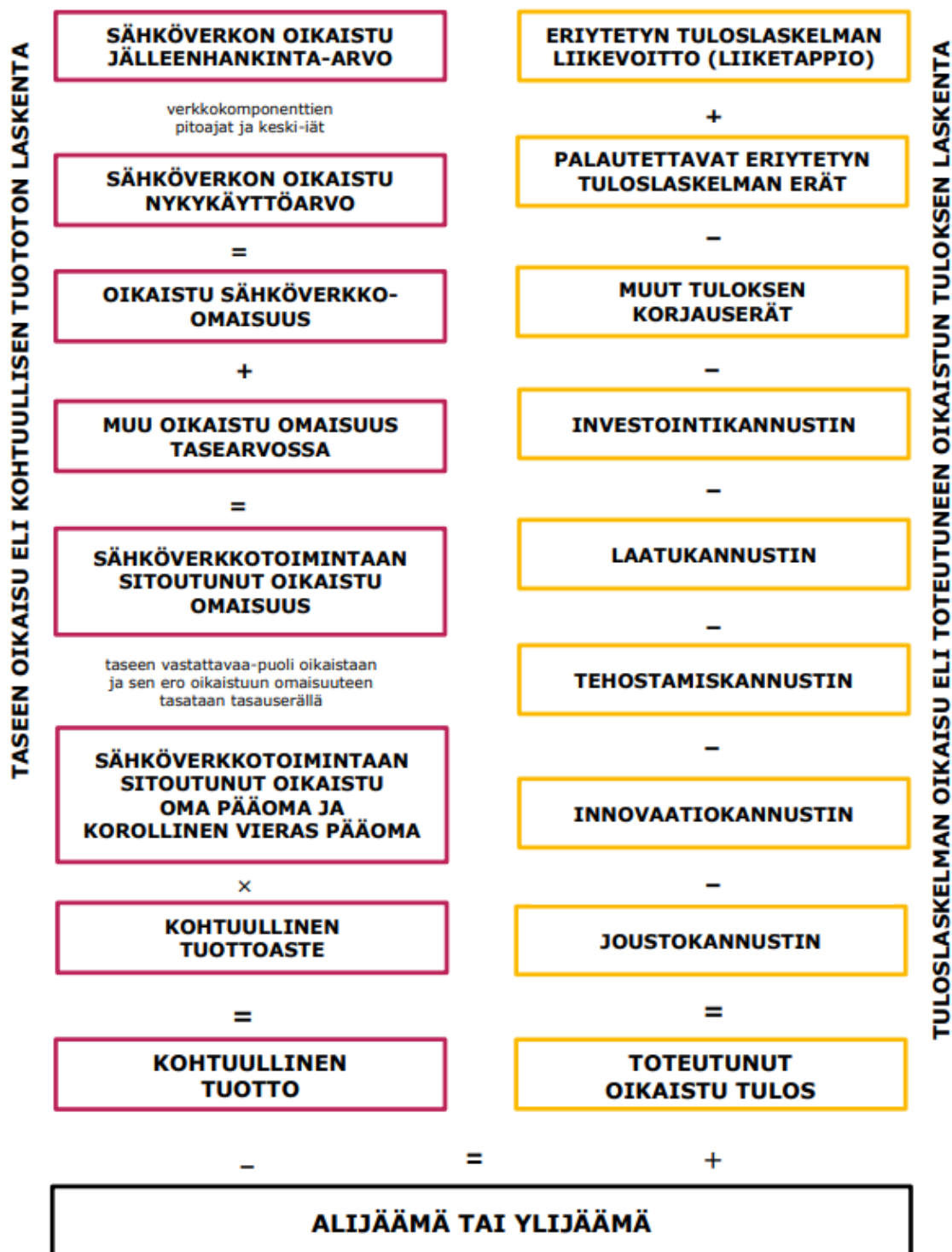
Sähkömarkkinalaissa määritellään jouston yleisen kuvauksen lisäksi myös kulutusjousto. Kulutusjousto on määritelty seuraavasti:

kulutusjoustolla loppukäyttäjän kuorman muutosta verrattuna tämän tavanomaisiin tai senhetkisiin kulutustapoihin vastauksena markkinasignaaleihin, aikasidonnaisiin sähkön hintoihin tai kannustaviin maksuihin, tai vastauksena loppukäyttäjän joko yksin tai aggregoinnin välityksellä tekemän sellaisen tarjouksen hyväksymiseen, joka koskee kysynnän vähentämisen tai lisäämisen myymistä tiettyyn hintaan tietojen ilmoittamisesta energian tukkumarkkinoiden eheydestä ja tarkasteltavuudesta annetun Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EU) N:o 1227/2011 8 artiklan 2 ja 6 kohdan täytäntöönpanemiseksi annetun komission täytäntöönpanoasetuksen (EU) N:o 1348/2014 2 artiklan 4 alakohdassa määritellyillä järjestäytyneillä markkinoilla (SML 588/2023, 3 §, 30 a momentti)

Energiavirasto on luonut sähköverkkoliiketoiminnan valvontamenetelmiin joustokannustimen. Joustokannustimen tavoitteena on kannustaa verkonhaltijoita joustoratkaisujen kehittämiseen ja hyödyntämiseen jakeluverkkotoiminnassa (Energiavirasto, 2023, s. 103). Valvontamallin oletuksena on, että verkonhaltijat kuudennella valvontajaksolla aikavälillä 2024...2027 kehittävät joustoratkaisuja. Kehitetyt joustoratkaisut vastaavasti otetaan tuotantoon seitsemännellä valvontajaksolla 2028...2031.

Kuudennella valvontajaksolla joustoratkaisujen kehittämisestä muodostuneet kustannukset voidaan joustokannustimen kautta vähentää oikaistusta tuloksesta siihen asti, että valvontajakson aikaiset kustannukset saavuttavat yhden prosentin osuuden valvontajakson aikaisesta liikevaihdosta (Energiavirasto, 2023, s. 104). Joustokannustimeen hyväksytyille kustannuksille ei kohdisteta tehostamistavoitetta.

Seitsemännellä valvontajaksolla käyttöönotettavien joustoratkaisujen käyttöönottokustannuksia käsitellään läpilaskutettavina erinä. Joustokannustimeen hyväksytyt kustannukset voidaan vähentää oikaistusta tuloksesta. Seitsemännellä valvontajaksolla joustokannustimeen hyväksyttävien kustannusten enimmäistaso voi olla kaksi prosenttia valvontajakson aikaisesta liikevaihdosta (Energiavirasto, 2023, s. 105). Joustokannustimen huomiointi oikaistun tuloksen laskennassa on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1. Joustokannustin oikaistun tuloksen laskennassa (Energiavirasto, 2023, s. 7)

3 Sähköverkon kehittämisen lähtökohdat

Sähköjaketuverkon komponenttien elinkaaret ovat pitkiä. Suunniteltujen rakenteiden käyttöiän tulisi olla jopa 40...50 vuotta. Mitoittavassa suunnittelussa on kyettävä arvioimaan verkoston kuormituksen kehittymistä pitkällä aikavälillä, oikeiden kapasiteetti- ja rakennevalintojen tekemiseksi. Elovaara ja Haarla (2010) jakavat suunnittelun lyhyen- ja pitkänaikavälin suunnitteluun. Lyhyen aikavälin suunnittelujakson pituus on noin viisi vuotta. Vastaavasti pitkän aikavälin suunnittelujakso on 5...15 vuotta riippuen komponenttiryhmistä.

Sähköjaketuverkon suunnittelun lähtökohtana on Lakervin ja Partasen (2008, s. 63) mukaan suunnitella teknisesti tarpeet täyttävä verkko, millä minimoidaan sähköverkon elinkaarenaikaiset kustannukset. Kustannukset muodostuvat investointi- ja käyttö- ja kunnossapidon kustannuksista. Käyttö- ja kunnossapitokustannuksiksi voidaan laskea häviökustannukset, keskeytyskustannukset ja kunnossapitokustannukset. Tehokkain tarkoitukseen soveltuva ratkaisu saadaan etsimällä minimi alla olevasta yhtälöstä. Yhtälö muodostuu vuosikustannusten nykyarvojen summasta tarkastelujaksolla:

$$\min \int_0^T (C_{CAPEX}(t) + C_{OPEX}(t) + C_{CIC}(t)) dt, \quad (1)$$

missä $C_{CAPEX}(t)$ on pääomakustannus vuonna t , $C_{OPEX}(t)$ on operatiiviset kustannukset vuonna t ja $C_{CIC}(t)$ on keskeytyskustannukset vuonna t . Operatiiviset kustannukset muodostuvat häviö- ja kunnossapitokustannuksista.

Kustannusten nykyarvo lasketaan diskonttaamalla tulevaisuuden rahavirrat nykyhetkeen. Vuotuisten diskontattujen rahavirtojen summasta muodostuu koko kustannuserän nykyarvo NPV:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+i)^t} C_t, \quad (2)$$

missä i on laskentakorko, t on tarkastelujakso vuosina ja C on diskontattava rahavirta. Suunnitellun verkon tulee täyttää tekniset reunaehdot. Tyypillisiä teknisiä reunaehtoja Lakervin ja Partasen (2008, s. 64) mukaan ovat jännitteenalenema, terminen- ja oikosulkukestoisuus, suojauksen toimivuus ja sähköturvallisuusmääräysten täyttyminen. Teknisiä reunaehtoja voidaan kuvata epäyhtälöillä:

1. $U_h < U_{h, \max}$
2. $I_k < I_{k, \max}$
3. $I < I_{\max}$

Yhtälöissä U_h on jännitteen alenema, I_k oikosulkuvirta ja I kuormitusvirta.

Energiavarastohankinnan kannattavuutta arvioidaan samoilla kriteereillä kuin vastaavan kapasiteettitarpeen täyttävää verkostoinvestointia. Energiavaraston kaavan 1 mukaisten elinkaarikustannusten tulee alittaa tarpeet täyttävän verkostoinvestoinnin kustannukset, jotta se on taloudellisesti parempi vaihtoehto.

Verkostoinvestoinnin taloudellista toteutuskelpoisuutta arvioidaan myös investoinnin arvontuoton näkökulmasta. Verkonhaltijan verkko-omaisuuden arvo määräytyy Energiaviraston määrittämien yksikköhintojen perusteella. Investoinnin kannattavuutta voidaan arvioida vertaamalla verkonhaltijan toteutuneita investointikustannuksia Energiaviraston määrittämiin yksikköhintoihin (mukaillen Energiavirasto, 2023, s. 74–77). Mikäli toteutuneet investointikustannukset alittavat yksikköhinnoilla lasketun investointikustannuksen, on verkonhaltijan investointitehokkuus keskimääräistä suurempaa. Verkonhaltijan kannustin hyöty on 85 %:a yksikköhintojen tulon ja hankintakustannuksen erotuksesta.

3.1 Verkostopohjainen investointiratkaisu

Sähköverkon kapasiteettia voidaan vahvistaa verkostoinvestoinnilla, esimerkiksi kaapeleiden poikkipintoja vahvistamalla ja muuntajien nimellistehoja kasvattamalla. Kuten kappaleessa 4.1 (s. 38) myöhemmin todetaan, on vahvistetun verkon haasteena

edelleen se, että kapasiteetin käyttöaste voi jäädä matalaksi. Verkostoinvestoinneissa oikean mitoituksen merkitys korostuu. Verkostoinvestoinnin optimointimalleja on kuvattu kappaleessa 3.

Verkostoinvestoinneissa tyypillistä on komponenttien pitkä elinkaari. Turconi ja muut (2014, s. 101) tutkimuksessa sekä kaapeleiden että ilmajohtojen elinkaarena käytettiin 40 vuotta. Suomessa Energiavirasto tilastoi jakeluverkkoyhtiöiden käyttämiä teknistaloudellisia pitoaikoja. Keskeisten komponenttien käytetty pitoaikojen vaihteluväli on esitetty taulukossa alla.

Taulukko 1. Eräiden komponenttien pitoaikojen vaihteluväli (muokattu lähteestä Energiavirasto, 2023, s. 112–119).

Komponenttiryhmä	Pitoaika [vuotta]
0,4 kV maakaapelit	35–50
0,4 kV ilmajohdot	35–45
0,4 kV jakokaapit	30–45
20 kV maakaapelit	40–55
20 kV ilmajohdot	40–50
20/0,4 kV jakelumuuntajat	35–45
Jakelumuuntamot	35–50

Sähköverkkoinvestoinneissa verkonhaltijan oikaistuun taseeseen kirjataan verkostoinvestoinnin nykykäyttöarvo. Nykykäyttöarvo lasketaan investoitujen komponenttien määrän-, käyttöönottohetken ja Energiaviraston määrittämien yksikköhintojen perusteella. (Energiavirasto, 2023, s. 45). Nykykäyttöarvon kaava vuoden 2023 jälkeen toteutetuille investoinneille saadaan kaavasta:

$$NKA_{t_n} = \left(1 - \frac{ikä_{tieto_{t_n}}}{pitoaika}\right) \times JHA_{t_n} \quad (3)$$

missä $ikä_{tieto_{t_n}}$ on vuonna t tehtyjen investoitujen komponenttien ikä vuonna n , JHA_{t_n}

on vuonna t investoitujen käytössä olevien komponenttien jälleenhankinta-arvo vuonna n ja pitoaika on verkkokomponentin pitoaika. Jälleenhankinta-arvo voidaan laskea kaavasta:

$$JHA_i = \text{määrä}_i \times YH_i \quad (4)$$

missä määrä_i kuvaa investoitavan verkkokomponentin lukumäärää ja YH_i verkkokomponentille i Energiaviraston määrittämää yksikköhintaa.

Verkkokomponenttien nykykäyttöarvolle verkkoyhtiö saa kohtuullisen tuottoasteen mukainen tuotto. Kohtuullisen tuottoasteen laskenta on esitetty kaavassa:

$$WACC_{post-tax} = C_E x (1 - g) + C_D x (1 - yvk) x g \quad (5)$$

missä $WACC_{post-tax}$ on kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen, C_E on oman pääoman kohtuullinen kustannus, C_D on vieraan pääoman kohtuullinen kustannus, g on korollisen velan osuus optimaalisessa pääomarakenteessa, $(1-g)$ on oman pääoman osuus optimaalisessa pääomarakenteessa ja yvk on yhteisöverokanta (Energiavirasto, 2023, s. 56). Verkkokomponentin kohtuullinen tuotto muodostuu kohtuullisen tuottoasteen ja nykykäyttöarvon tulosta.

Verkostoinvestoinnin kannattavuutta voidaan arvioida arvioimalla investointitehokkuutta. Mikäli verkonhaltijan toteutuneet investointikustannukset alittavat Energiaviraston yksikköhintojen ja toteutuneiden yksikkömäärien tulo, on verkostoinvestointi toimialan keskimääräistä painotettua investointitehokkuutta korkeampi.

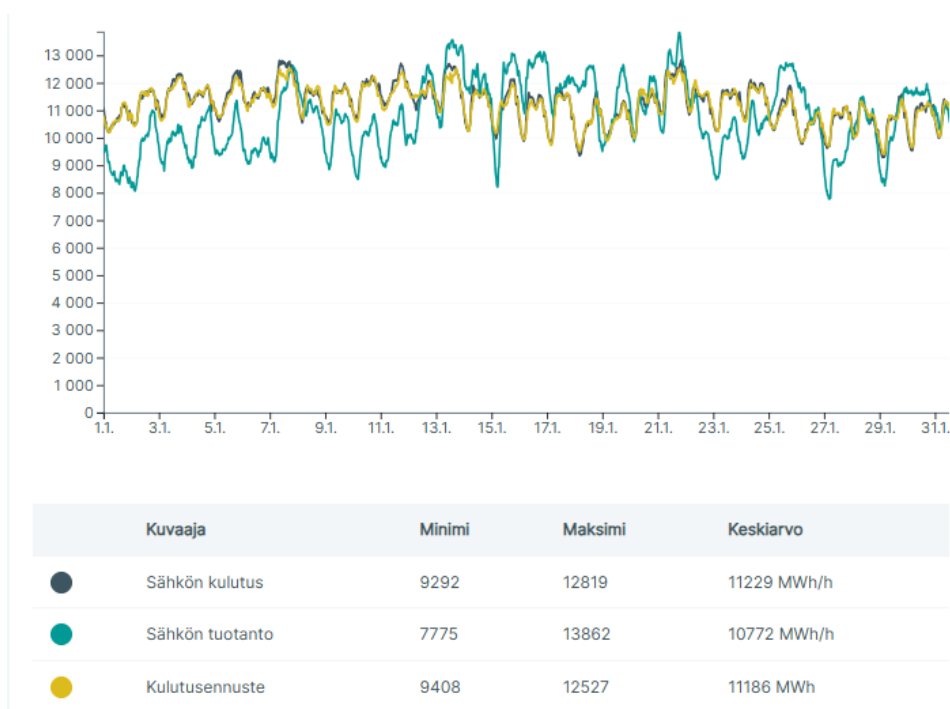
3.2 Energiavarastopohjainen kehittäminen

Tässä työssä energiavarastoilla tarkoitetaan pelkästään sähkökemiallisia energiavarastoja, joita ovat käytännössä erilaiset akustot. Englanninkielisessä kirjallisuudessa näistä akustoista käytetään lyhennettä BESS, joka muodostuu sanoista battery energy storage system. Akustojen osalta tarkastelukohteiksi on valittu litiumioniakut.

Energiavarastojen tarkoituksena osaltaan ratkaista energiantuotannon ja kulutuksen ajoittaista eriaikaisuutta. Poikkeamien taustalla kulutuksen ja tuotannon jatkuva vaihtelu. Kulutuksen muutosten taustalla on sekä kausiluonteista vaihtelua että yllättäviä kulutuspiikkejä. Tuotannossa taas esimerkiksi tuuliolosuhteiden muutos voi merkittävästi muuttaa tuotantotasoa. Sähköjärjestelmän taajuudenhallinta edellyttää tuotannon- ja kulutuksen tasapainotilaa. Elovaaran ja Haarlan (2011) mukaan tilanne voidaan esittää tasapainoyhtälön avulla:

$$P_G(t) = P_{L0} + K_v \Delta f(t) + \frac{\partial}{\partial t} W_k(t) \quad (6)$$

missä $P_G(t)$ on verkon tuotantoteho, P_{L0} on verkon kuormitusteho nimellistaajuudella, K_v on verkon luonnollinen säätövoima, Δf on taajuuden muutos ja W_k on verkon liike-energia. Kuvassa 2 on esitetty tuotannon ja kulutuksen tasapainotilaa Suomessa.



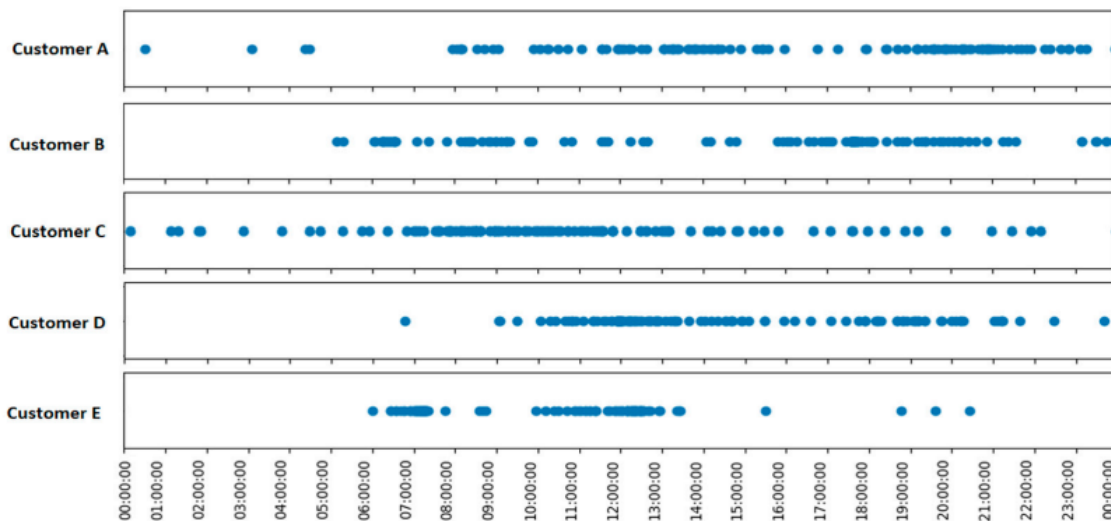
Kuva 2. Sähkönkulutus, sähköntuotanto ja sähkönkulutusennuste Suomessa tammikuussa 2025 (Muokattu lähteestä Fingrid, n.d. a)

Kuvasta 2 voidaan havaita tuotannon- ja kulutuksen poikkeamat. Koska yhtälön kolme mukaisesti taajuuden säilyttäminen edellyttää tuotannon- ja kulutuksen tasapainoa, on käyrien erotus täytettävä ennustetussa tilanteessa joko lisäämällä sähköntuotantoa rajasiirtoyhteyksillä, kasvattamalla tuotantoa tai leikkaamalla kulutusta. Esimerkiksi Fingridin mukaan tammikuun 2025 kulutuksen ja tuotannon epätasapainoa korjattiin osaltaan 625 GWh:n nettotuonnilla Ruotsista.

Energiavarastot kykenevät toimimaan sähköjärjestelmässä kulutus- ja tuotantokohteina. Energiavarastot kykenevätkin vastaamaan verkon alas- ja ylössäätötarpeisiin. Alässäätötilanteessa sähköverkon tuotanto ylittää kulutuksen. Alässäätötoimenpiteenä joko vähennetään tuotantoa markkinoilta tai lisätään kulutusta. Vastaavasti ylössäätötilanteessa joko lisätään tuotantoa tai vähennetään kulutusta.

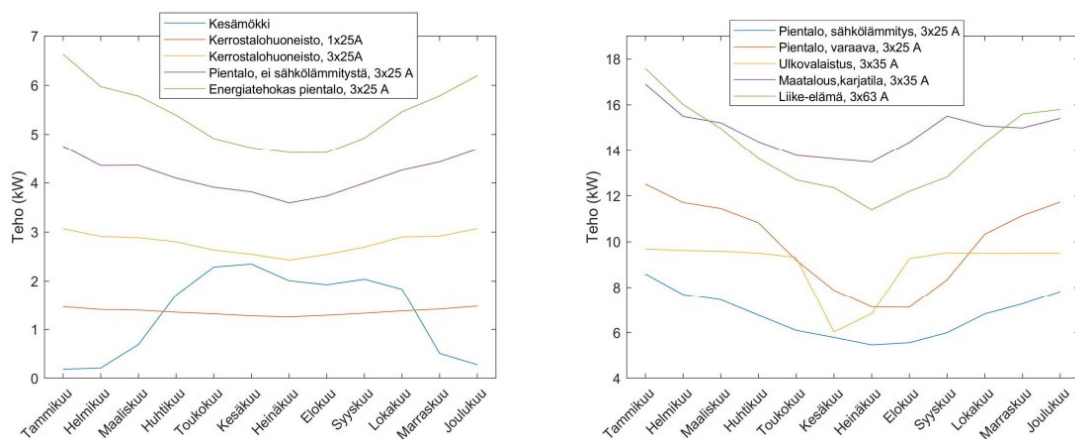
Energiavarastopohjaisen kehittämisen keskeisinä tavoitteina on kapasiteetti-investointien välttäminen lisäämällä joustoa verkkoon. Kapasiteetti-investoinnin välttäminen voi tarkoittaa myös ennenaikaisen korvausinvestoinnin välttämistä. Yhtälöillä 3–5 on kuvattu saatavaa tuottoa verkkokomponenttiin sitoutuvalle pääomalle. Mikäli komponentti joudutaan korvaamaan ennenaikaisesti, eli korvaushetkellä komponentin $NKA > 0$, menetetään jäännösarvon tuottopotentiali.

Sähkön kulutus vaihtelee voimakkaasti sekä vuodenajan ja vuorokauden sisällä. Kulutus vaihtelee voimakkaasti myös asiakkaiden välillä. Millis ja muut (2024) tutkivat pienjänniteverkon asiakkaiden kulutuskäyttäytymistä talvikaudella. Tutkimuksessaan he havaitsivat yksittäisten asiakkaiden kuormituksen huipputehojen ajallisen vaihtelun, mikä säilyi tarkastelujakson yli. Tämän huipputehon risteilyn vuoksi verkoston mitoitusperusteena ei voida käyttää yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summaa. Mitoituksen tulee perustua asiakasryhmittäin laskettuun risteilyt huomioivaan summasarjaan.



Kuva 3. Pienjänniteverkon huipputehojen risteily asiakkaittain (Millis ja muut, 2024, s. 8)

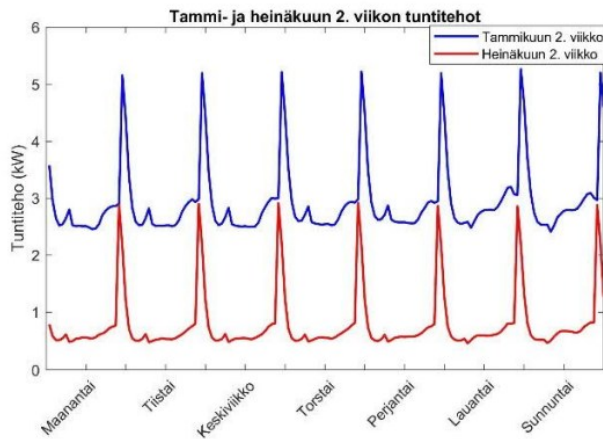
Mutanen ja muut (2019) määrittivät tyyppikäyttäjille sähkönkulutuksen kulutuskäyrät. Tyyppikäyttäjien sähkönkulutukset poikkeavat voimakkaasti toisistaan. Kuvassa kolme on esitetty tyyppikäyttäjien huipputehojen ajoittuminen kuukausittain.



Kuva 4. Tyypikäyttäjien kuukausittaiset huipputehot (Mutanen ja muut, 2019, s. 24)

Kuvasta 4 voidaan havaita, että kesämökkikohteita lukuun ottamatta huipputehot ovat lämmityskauden ulkopuolella alhaisimmilla tasoilla. Havainnosta voidaan yleistää, että loma-asuntovaltaisilla alueilla lukuun ottamatta kesäaikaan verkon huipputehot ovat todennäköisesti vuoden alhaisimmilla tasoilla.

Kuukausivaihtelun lisäksi huipputehot vaihtelevat voimakkaasti vuorokauden sisällä. Sähkölämmitteisen pientalon, missä käyttövesi lämmitetään yöllä, esiintyy arkisin kaksi tehopiikkiä, joista toinen esiintyy aamulla ennen asukkaiden poistumista arkiaskareisiin. Vastaava piikki nähdään yöllä, kun käyttöveden lämmitys alkaa. Sähkölämmitykselle ominaisesti talvella pakkasjaksojen aikana huipputehot ovat huomattavasti kesäkauden huipputehoja suurempia.

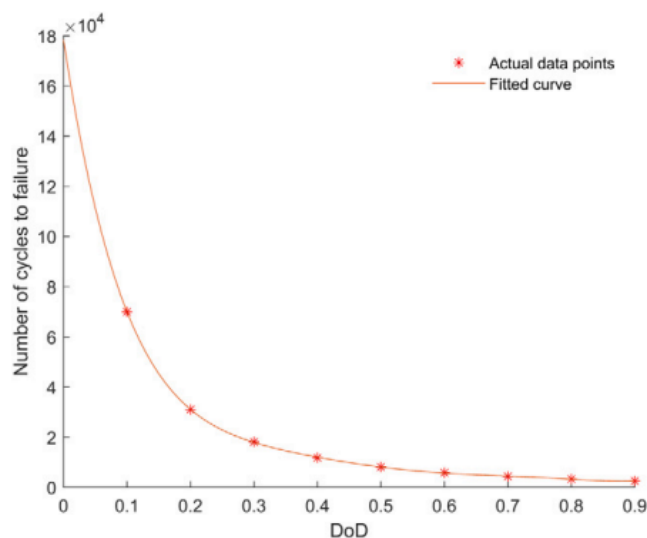


Kuva 5. Sähkölämmitteisen 18 MWh vuodessa kuluttavan yöllä käyttöveden lämmittävän 3x25 A pientalon kuormituskäyrät (Mutanen ja muut, 2019, s. 30)

Kuvan 5 kuormituskäyrien perusteella voidaan arvioida, että keskiarvoteho tammikuussa on kolmen kilowatin suuruusluokkaa. Vastaavasti korkeimmat tehohiiput ovat lähes kaksinkertaiset keskiarvoon nähden. Kuvista edellä voidaan huipputehonvaihtelun ohella havaita kuormituksen lämpötilariippuvuus ja kuormituksen ajallisen vaihtelun säännönmukaisuus. Säännönmukaisuus on energiavarastotarkastelussa kriittinen parametri, sillä se kertoo ennustettavuudesta ja mahdollistaa järjestelmän luomisen, joka kykenee ennakoidulla toimintalogiikalla minimoimaan kuormitushuippuja vaihtelua tasaamalla.

3.2.1 Energiavarastojen elinkaari

Energiavarastojen elinkaari poikkeaa olennaisesti taulukossa 1 esitettyjen verkkokomponenttien elinkaaresta. Liu ja Tang (2024) tutkivat akkuenergiavaraston eliniän vaikutuksia mikroverkkojen suunnittelussa. Energiavaraston elinikä on riippuvainen varaston sijaintiympäristöstä, purun irtikytkentäjännitteestä, purkusyklien syvyydestä ja lataus- ja purkusyklien määrästä. Tutkimuksessaan he havaitsivat energiavaraston eliniän ja purkusyklien välillä voimakkaan korrelaation. Tämä riippuvuus on esitetty kuvassa 6. Kuvasta voidaan nähdä, että elinkaari laskee eksponentiaalisesti energiavaraston kapasiteetin käyttöalueen kasvaessa.



Kuva 6. Energiavaraston kapasiteetin käyttöalueen ja -elinkaaren välinen suhde (Liu ja Tang, 2024, s. 7)

Käyttöikä vuosina voidaan laskea yhtälöiden alla olevien avulla (Liu ja Tang, 2024, s. 7):

$$N_{cf} = 5,12 \cdot 10^6 DoD^6 - 1,7749 \cdot 10^7 DoD^5 + 2,4964 \cdot 10^7 DoD^4 - 1,8303 \cdot 10^7 DoD^3 + 7,471 \cdot 10^6 DoD^2 - 1,672 \cdot 10^6 DoD + 1,78 \cdot 10^5 \quad (7)$$

$$L_{BESS} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{i,cf}} \quad (8)$$

$$T_{BESS} = \frac{1}{365 \times L_{BESS}} \quad (9)$$

$$DoD = \frac{|E_{t+1} - E_t|}{E_{BESS}} \quad (10)$$

missä $N_{i,cf}$ on tehollisten syklien lukumäärä energiavaraston elinkaaren päättymiseen tai vakavaan vaurioitumiseen, L_{BESS} on elinkaaren lyheneminen yhden vuorokauden aikana ja T_{BESS} on elinkaari vuosina. Esimerkiksi 80 %:n SoC:n käyttöalueella toimivissa energiavaraston elinkaareksi tulee noin 3300 sykliä. Energiavarastojen käyttöään ei odoteta kestävän sähköverkon komponenttien taulukon 1 mukaisia pitoaikoja.

Tutkimuskirjallisuudessa esiintyy yleisesti 10–15 vuoden elinkaari. Esimerkiksi Migliari ja muut (2025) käyttivät energiavaraston elinkaarena 15 vuotta tutkiessaan aurinkosähköjärjestelmien käytettävyyden rajoitusten minimointia energiavarastoja hyödyntämällä.

3.2.2 Energiavarastojen investointikustannukset

Rozon ja muut (2023, s. 8) tutkivat asennetun 4–5 tunnin varastointikapasiteetin litiumioniakustojen kapasiteetin ja -kustannusten kehitystä vuoteen 2050 ulottuvalla tarkastelujaksolla. Heidän käyttämänsä kustannusennustemalli perustui oppimiskäyrämalliin. Oppimiskäyrämallissa investointikustannus laskee asennetun kapasiteetin kasvaessa. Oppimiskäyrä ja oppimiskäyrästä johdettu oppimisnopeus on esitetty yhtälöillä:

$$Y_1(X) = aX^b, \quad (11)$$

$$LR = 1 - 2^b, \quad (12)$$

missä Y on tarkasteltava teknologian yksikkökustannus, X on kumulatiivinen kapasiteetti, a on ensimmäisen yksikön yksikkökustannus, b on muutosherkkyys ja LR on oppimiskäyrä. Yhtälöistä 11 ja 12 voidaan havaita, että yksikkökustannus laskee kapasiteetin kasvaessa. Tutkimuksessaan Rozon ja muut käyttivät energiavarastojen osalta teknologisenä kehitysnopeutena (LR) 15–20 prosenttia.

Rozon ja muut (2023, s. 14) mukaan asennettu kapasiteetti voidaan puolestaan ennustaa yhtälöiden 13 ja 14 avulla muodostamalla regressioanalyysi asennetulla kapasiteetille. Kapasiteetin minimi vuonna t voidaan ennustaa yhtälöllä:

$$X_1(t) = 0,41(t - t_0)^2 + 0,14(t - t_0) + 0,98, \quad (13)$$

missä X(t) on maksimipätehokapasiteetti vuonna t, t₀ on vuosi 2014. Vastaavasti kapasiteetin maksimi voidaan ennustaa yhtälöllä:

$$X_1(t) = 2,74(t - t_0)^2 - 1,76(t - t_0) + 37,5, \quad (14)$$

missä t_0 on vuosi 2010. Minimi yksikkökustannus voidaan siten laskea edellä kuvattujen yhtälöiden perusteella käyttämällä korkeampaa LR tasoa ja nopeampaa kapasiteettikasvua. Vastaavasti maksimikustannus voidaan ratkaista käyttämällä minimi LR tasoa ja kapasiteetille minimikasvunopeutta. Edellä kuvatulla menetelmällä ratkaistut minimi- ja maksimiyksikkökustannus on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Energiavaraston investointikustannukset (muokattu lähteestä Rozon ja muut 2023, s. 15).

	Kehitysnopeus		2020	2030		2050	
	Suuri	Pieni		Min	Maks.	Min	Maks.
BESS Capex 2020 [\$/kWh]	20 %	15 %	430	210	290	125	210

Energiavaraston elinkaarikustannusten laskentaan on kehitetty kaava LCOS (levelized cost of storage), mikä huomioi investointikustannukset, ylläpitokustannukset ja mahdolliset elinkaaren aikaiset korvausinvestoinnit. LCOS:n laskenta on esitetty kaavassa:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=0}^T \frac{O\&M}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_{BESS,G}}{(1+i)^t}}, \quad (15)$$

missä CAPEX on investointikustannus, O&M on käyttö- ja kunnossapitokustannus, $E_{BESS,G}$ on varastosta puretun energian määrä, i on laskentakorko, t on tarkasteluvuosi ja T on varaston elinkaari.

3.3 Vertailuperusteet energiavarastopohjaisen kehittämisen ja verkostoinvestoinnin välillä

Energiavaraston elinkaarikustannuksia suhteessa verkostonvahvistamiseen voidaan arvioida yhtälön alla avulla, joka pohjautuu edellä esitettyihin yhtälöihin 1–4 (s.24-24). Yhtälöllä verrataan verkstoinvestoinnin kustannusten- ja regulaation mukaisen tuotto-potentiaalin nykyarvoja energiavaraston kustannusten ja reservimarkkinatuottojen nykyarvoon. Mikäli epäyhtälö on tosi, on energiavarastoinvestointi taloudellisesti kannattavampi.

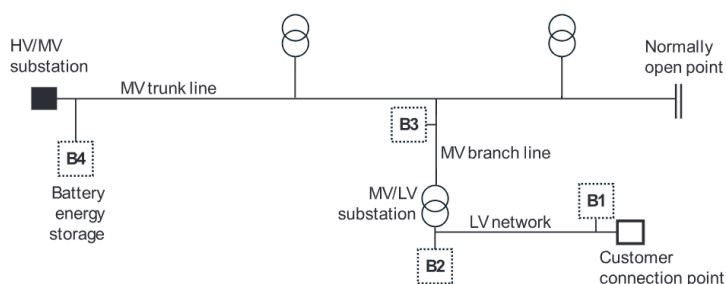
$$\begin{aligned} \min \sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX_v}(t) + C_{OPEX_v}(t) + C_{CIC_v}(t)}{(1+i)^t} - \\ \sum_{t=0}^T \frac{NKA_t \times WACC_{post-tax} + (TP_{JHA_t} - TP_{sumu_t})}{(1+i)^t} > \\ \min \sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX_BESS}(t) + C_{OPEX_BESS}(t) + C_{CIC_BESS}(t)}{(1+i)^t} - \frac{P_{RM}}{(1+i)^{t'}} \end{aligned} \quad (16)$$

missä $C_{CAPEX_v}(t)$ on verkoston investointikustannus, $C_{OPEX_v}(t)$ on verkon ylläpitokustannus, $C_{CIC}(t)$ on verkon keskeytyskustannus, NKA_t on verkon nykykäyttöarvo, $WACC_{post-tax}$ on kohtuullinen veroja edellyttävä tuottoaste verkkokomponentille, TP_{JHA_t} on verkkokomponentin oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto, TP_{sumu_t} on verkkokomponentin todellisesta hankintahinnasta laskettu suunnitelman mukainen poisto, C_{CAPEX_BESS} on energiavaraston investointikustannus, C_{OPEX_BESS} on energiavaraston ylläpitokustannus ja C_{CIC_BESS} on verkonosan keskeytyskustannukset, kun energiavarasto on liitetty verkkoon, i on laskentakorko, t on tarkasteluvuosi ja P_{RM} on tuotto reservimarkkinoilta. Investointi yleisesti määritellään tapahtumaan vuonna 0, joten CAPEX:n jakajaksi tulee 1.

Verkostohankkeiden vertailua voidaan helpottaa muodostamalla kohdekohtaiset vertailuindeksit. Vertailuindeksi I lasketaan jakamalla epäyhtälön 5 oikeapuoli yhtälön vasemalla puolella. Vertailuindeksin ollessa suurempi kuin yksi, on energiavarastohankinta verkstoinvestointia kannattavampi.

4 Energiavarastojen hyödyntäminen sähköjakeluverkossa

Energiavaraston liittämällä jakeluverkkoon voidaan saavuttaa verkonhaltijan kannalta merkittäviä hyötyjä. Leikkaamalla jakeluverkon huipputehoja, voidaan verkon kapasiteetin käyttöastetta kasvattaa ja toisaalta siirtää tai välttää pullonkaulainvestoinnit. Leikkaamalla verkon huipputehoja, laskee myös verkon kuormitusvirrat. Koska verkoston kuormitushäviöt ovat suoraan verrannollisia kuormitusvirran neliöön, on mahdollista saavuttaa kustannussäästöjä häviöenergian hankinnasta. Energiavarastoja voidaan myös hyödyntää jakeluverkon toimitusvarmuuden parantamiseen minimoimalla asiakkaiden kokema keskeytys. Paras kokonaishyöty ja korkein käyttöaste on mahdollista saada, kun energiavarasto osallistuu osakapasiteetilla reservimarkkinoille.



Kuva 7. Energiavaraston sijoituspaikat (Haakana ja muut, 2024, s. 4)

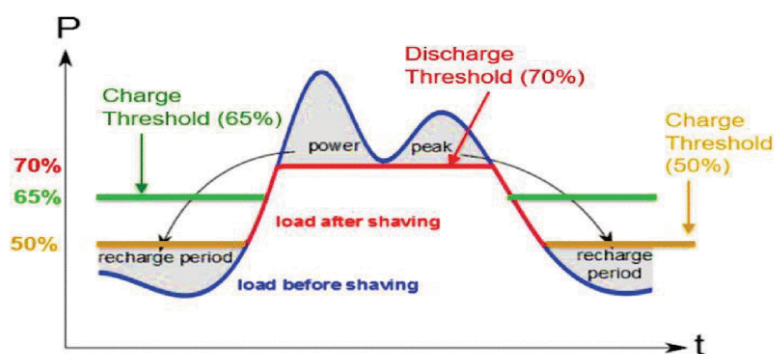
Kuvassa 7 on esitetty potentiaalisia energiavaraston verkkoon liityntäpisteitä. Sijoituskohdalla on olennaista merkitystä sille, mitä odotettavissa olevia hyötyjä energiavarastolla voidaan saavuttaa. Sijoituspaikan valinnalla on myös suora vaikutus siihen, kuinka suuren asiakasmäärän verkkopalveluun energiavarastolla voidaan vaikuttaa. Sijoitusvaihtoehdossa B1 energiavarasto liitetään asiakkaan liityntäpisteeseen pienjänniteverkkoon, vaihtoehdossa B2 sijoituspaikkana on jakelumuuntamo, vaihtoehdossa B3 keskijänniteverkkoon johdon varrelle ja vaihtoehdossa B4 sähköasemalle. Tässä työssä keskitytään erityisesti sijoitusvaihtoehtoihin B2...B4.

Haakanan ja muut (2024, s. 4) mukaan sijoituspaikoilla B2 ja B3 verkoston siirtokapasiteetin kasvattamisen ohella vakautetaan jännitettä ja kasvatetaan verkon oikosulkuvirtaa. Sijainnissa B4 energiavarastolla voidaan vahvistaa jakelujärjestelmän siirtokapasiteettia. Tämä sijoitusratkaisu soveltuu erityisesti heikkoihin verkkoihin.

4.1 Huipputehojen leikkaaminen

Sähkökulutuksen ominaispiirteenä on energiatarpeen jaksottaisuus ja lyhytaikaiset huipputehon tarpeet. Tehohiiput jaksottuvat eri vuorokauden- ja vuodenaikoihin asiakasryhmäkohtaisesti. Sähkönsiirtoverkkojen mitoituksen perustana on verkon tehohiippu. Kuormituksen vaihtelu ja tehohiippujen lyhytaikaisuuden seurauksena siirtokapasiteetin käyttöaste jää alhaiseksi (Rocha ja muut, 2022, s. 1).

Energiavarastoja voidaan hyödyntää huipputehojen leikkaamisessa lataamalla energiavarasto sähköverkosta matalan kulutuksen aikana ja purkamalla ladattu energia korkean kulutuksen aikana. Huipputehon aleneminen mahdollistaa toisaalta verkstorakenteiden optimoinnin ja toisaalta verkoston siirtokapasiteetin käyttöasteen kasvattamisen esimerkiksi uusilla asiakasliitynnöillä. Huipputehon leikkaamisen periaate on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Huipputehon leikkaamisen periaate (Das ja muut, 2021, s. 2)

4.2 Energiavaraston vaikutus kantaverkkopalvelumaksuihin

Kantaverkkoyhtiö Fingridin verkkopalvelumaksuissa ei vuoden 2026 voimassa olevassa hinnastossa ole tehomaksua mitatulle pätötehoaiipulle. Uusina maksukomponentteina vuodelle 2026 tulivat teho- ja energiamaksut energiavarastolle. Vuoden 2026 kantaverkkopalvelumaksut on esitetty kuvassa 9.

Pätötehoa koskevat maksut	Yksikköhinnat 2026	Loissähköä koskevat maksut	Yksikköhinnat 2026
Tuotanto		Loistehomaksu	
Voimalaitosten tehomaksu	189,5 €/MW, kk	Loistehomaksu	1 000 €/Mvar, kk
Lyhyen käyttöajan energiamaksu*)	3,80 €/MWh	Loisenergiamaksu, anto	5,00 €/MVarh
Kantaverkkoon antomaksu	0,71 €/MWh	Loisenergiamaksu, otto	5,00 €/MVarh
Kulutus			
Kulutusmaksu, talviarvipäivä**)	10,47 €/MWh		
Kulutusmaksu, muu aika	2,97 €/MWh		
Kantaverkosta ottomaksu	1,07 €/MWh		
Energiavarastot			
Energiavaraston tehomaksu otto	94,75 €/MW, kk		
Energiavaraston tehomaksu anto	94,75 €/MW, kk		
Kantaverkkoon antomaksu	0,71 €/MWh		
Kantaverkosta ottomaksu	1,07 €/MWh		

Hinnat ilman arvonlisäveroa
 *) Vaihtoehto voimalaitosten tehomaksulle
 **) Joulu-helmikuu ma-pe klo 7-21

FINGRID

Kuva 9. Kantaverkkopalvelumaksut 2026 (Fingrid, n.d. b)

Kulutusmaksut muodostuvat jakeluverkkoyhtiön verkkoon liittyneiden asiakkaiden kulu-
 tuksesta. Kulutusmaksut eivät ole nettottuvia verkkoon liittyvän tuotannon kanssa. Otto-
 ja antomaksut ovat sen sijaan nettottuvia. Kantaverkon liityntäpisteestä tarkasteltuna yh-
 den tunnin mittaisella tarkastelujaksolla voi olla vain joko ottoa kantaverkosta tai antoa
 kantaverkkoon (Fingrid, 2026, s. 3).

Energiavaraston tehomaksujen tehonmäärä muodostuu verkkoon liitetyn energiavaras-
 ton mitoitustehon perusteella. Tehomaksu peritään erikseen kulutus- ja tuotantotilan
 mitoitustehosta. Tehomaksua ei kuitenkaan peritä sähköjärjestelmän rinnalla toimivilta
 energiavarastoilta, joita käytetään tuottamaan joustopalveluita verkonhaltijalle yli vuo-
 den mittaiselle sopimuksella (Fingrid, 2026, s. 4–5). Mitoitusteho määritellään voimalai-
 tosten järjestelmätekniisissä vaatimuksissa. Kulutustilan mitoitusteho on energiavaras-
 ton liittymispisteestä mitattava suurin pätöteho $P_{max,d}$, jonka energiavarasto voi ottaa
 sähköverkosta. Vastaavasti tuotantotilan mitoituspätöteho $P_{max,p}$ on suurin pätöteho,

jonka energiavarasto voi tuottaa sähköverkkoon liityntäpisteestä mitattuna (Fingrid, 2025a, s. 6).

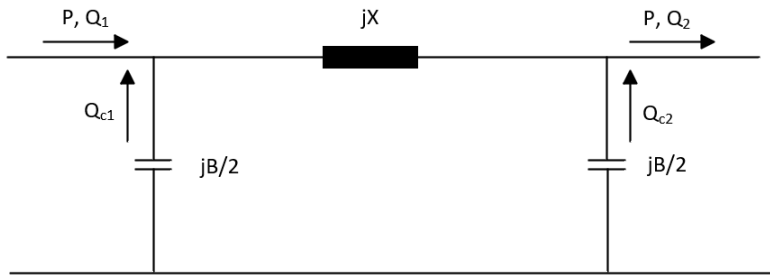
Kantaverkkopalvelumaksut eivät kannusta jakeluverkon haltijaa leikkaamaan verkkonsa pätötehohuppua, sillä kantaverkkomaksuista puuttuu tehokomponentti. Mikäli kantaverkkomaksuihin tehokomponentti myöhemmin tulee, lisääntyy hinnoittelun ohjausvaikeus joustoratkaisujen hyödyntämiseen.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa kuvataan valtakunnallisen kysynnän tilannetta. Tuotannon liityntäkyselyt ovat 2020-luvulla nousseet 400 gigawattiin. Kyselyiden tuotantokapasiteetti on viisitoista kertainen Suomen sähköjärjestelmän nykyiseen tuotantokapasiteettiin. Samalla sähkönkulutuksen liityntäkyselyt ovat nousseet 70 gigawattiin, mikä on viisinkertainen suhteessa kantaverkon tämänhetkiseen kulutukseen. Kulutuksen ja tuotannon ohella aktiivisten energiavarastohankkeiden liityntäkyselyt ovat kasvaneet merkittävästi samalla tarkasteluvälillä, nousen reiluun 30 gigawattiin (Fingrid, 2025b, s. 9).

Kysynnän voimakas kasvu haastaa sähköjärjestelmän, sillä siirtokapasiteetin vahvistaminen on aikaa vievää. Esimerkiksi 400 kV siirtolinjan rakentaminen kestää 7–8 vuotta suunnittelusta käyttöönottoon (Fingrid 2025b, s. 43). Kysynnän- ja siirtokapasiteetin kehitysnopeuksien epätasapaino johtaa tilanteeseen, missä ilman joustoratkaisuja ei pystytä vastaamaan asiakaskysyntään. Ratkaisut, millä saadaan verkoston käyttöastetta maksimoitua, mahdollistavat volyympiperusteisen myynnin kasvun verkkoalueella.

4.3 Jännitteensäätö

Sähköverkon jännitteellä on riippuvuus verkon loistehoon. Verkon loistehon muuttuessa muuttuu myös jännitteen itseisarvo. Loistehotasetta on mahdollista tarkastella π -sijaiskytkennällä, joka on esitetty kuvassa 10 (Elovaara ja Haarla, 2011, s. 365).



Kuva 10. Häviöttömän siirtojohdon sijaiskytkentä

Johdon kuluttaman loistehon suuruus riippuu johdossa siirretystä pätötehosta ja johdon reaktanssista. Vastaavasti johdon tuottama loisteho määräytyy johdon kapasitanssista. Tuotetun loistehon suuruus riippuu johdon jännitteestä. Johdon loistehotase voidaan ratkaista yhtälöllä:

$$Q_j = \frac{U_1^2}{X} + \frac{U_2^2}{X} - 2 \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta - \frac{B U_1^2}{2} - \frac{B U_2^2}{2}, \quad (17)$$

missä Q_j on johdon loistehotase, U_1 johdon alkupään jännite, U_2 johdon loppupään jännite, X johdon reaktanssi ja B_1 susceptanssi johdon alussa, B_2 susceptanssi johdon loppussa ja $\cos \delta$ on tehokulma.

Häviöttömälle johdolle on mahdollista laskea luonnollinen teho, missä loistehotase saa arvon nolla, kun johdon alkupään ja loppupään jännite on yhtä suuri.

$$Q_j = B U^2 \left[\frac{X P^2}{B U^4} - 1 \right] \quad (18)$$

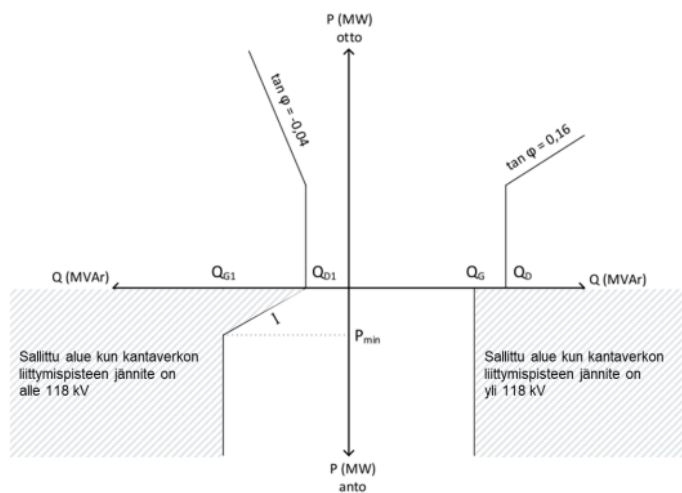
Yhtälö kuvaa johdon loistehon tarvetta kuormituksen muuttuessa.

Järjestelmävastaava Fingrid on määrittänyt energiavarastolle jänniteensäädön vaatimukset. Energiavaraston tulee toimimaan tehokertoimella yksi liityntäpisteestä mitattuna. Lisäksi liityntäpisteen jännitteen laskiessa on kyettävä tuottamaan loistehoa verkkoon ja vastaavasti jännitteen noustessa liityntäpisteessä, tuottamaan loistehoa

verkkoon. Energiavaran tulee kyetä vakiotehokerroinsäädössä toimimaan tuotanto- ja kulutustilassa välillä 0,95 ind. – 0,95 kap. (Fingrid, 2025, s. 43).

Energiavaran jännitesäädöllä on edellä esitetyn mukaisesti suora vaikutus sähköverkon loistehotasoon. Loistehosta aiheutuu verkkoyhtiölle teknisten haasteiden kuten häviöiden kasvun ja jännitemuutosten ohella suoria kustannuksia. Verkkoyhtiön onkin perusteltua pyrkiä minimoimaan verkon loistehoa.

Jakeluverkkoyhtiön tulee ostaa loissähkö kantaverkkoyhtiö Fingridiltä, mikäli loissähkön tuotanto- tai kulutus ylittää kantaverkkoyhtiön määrittämän loissähkön ilmaisosuuden liityntäpisteellä. Loissähkön hinnat vuoden 2026 hinnoittelutasolla on esitetty kuvassa 9 (s. 39) Loissähkön ilmaisosuuden raja-arvojen määräytyminen on esitetty loissähköikkunassa kuvassa 11.



Kuva 11. Kulutuksen- ja tuotannon loissähköikkuna (Fingrid, 2011, s. 4)

Liittymispisteen loissähkön ottoraja määritetään yhtälöllä:

$$Q_D = 0,16x \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1x \frac{P_{netto}}{0,9}, \quad (19)$$

missä W_{otto} on liittymispisteen ottoenergia vuodessa t_k on huipunkäyttöaika ja P_{netto} on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen sekä suuntaajakytkettyjen sähkövarastojen maksimitehojen summa. Liittymispisteen loissähkön antoraja Q_{D1} määritetään taas yhtälöllä (Fingrid, 2011, s. 3):

$$Q_{D1} = -0,25xQ_D \quad (20)$$

Kuvasta 11 sekä yhtälöstä 20 voidaan havaita loissähkön antorajan olevan neljä kertaa tiukempi verrattuna ottorajaan. Loistehon kompensoinnin painopiste onkin perusteltua ohjata loissähkönannon minimointiin.

Loissähkön laskutuksessa ei huomioida viittakymmentä itseisarvoltaan suurinta ylitystä loisikkunassa kuukaudessa. Loissähköikkunan ylityksistä ei myöskään laskuteta, jos ylitys aiheutuu kantaverkon häiriöstä tai viasta (Fingrid, 2011, s. 7).

4.4 Toimitusvarmuuden parantaminen

Sähköverkkoyhtiön häiriö- ja vikatilanteiden kustannukset muodostuvat vianhoidon operatiivisista- ja materiaalikustannuksista, toimittamatta jääneen sähkön tuoton menetyksistä, keskeytysaikahaittakustannuksista ja vakiokorvauksista. Osa kustannuksista on luonteeltaan suoria ja osa muodostuu regulaation kannustinvaikutusten kautta. Keskeytyskustannussäästöjen toteutuminen edellyttää verkkoon liitetyltä energiavarastolta verkon muodostuskykyä. Verkon muodostuksen toiminnalliset vaatimukset on määritetty sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa. Energiavaraston tulee järjestelmäteknisten vaatimusten mukaan kyetä tuottaa autonomista taajuus- ja jännitetukea verkolle lähes viiveettömästi. Energiavaraston tulee myös kyetä siirtymään joustavasti saarekekäyttöön ja takaisin verkkokytkeentään. Lisäksi energiavarasto ei saa vahvistaa sähköverkon taajuus- ja jännitevaihteluita, vaan päinvastoin vaimentaa vaihtelua (Fingrid, 2025a, s. 46–47).

KAH-kustannus sisältyy Energiaviraston valvontamallissa määriteltyyn laatukannustimeen. Laatukannustimen tavoitteena on kannustaa verkonhaltijaa parantamaan verkonsa toimitusvarmuutta. Kannustimen tavoitteena on, että verkonhaltija saavuttaa vähintään sähkömarkkinalain määrittämä toimitusvarmuuden vähimmäistaso ja edelleen kannustimen voittamisen kautta sähkömarkkinalakia korkeampi toimitusvarmuuden taso (Energiavirasto, 2023, s. 77).

Keskeytyksistä aiheutunut haitta eli KAH-kustannus lasketaan keskeytysten määrän, keskeytysten keston sekä keskeytysten yksikköhintojen avulla. Energiavirasto on määritellyt valvontajaksoille 2024–2027 ja 2028–2031 yksikköhinnat keskeytyksille. Keskeytysten yksikköhinnat on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat (Energiavirasto, 2023).

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleenytkentä	Pikajälleenytkentä
$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suunn}$	$h_{W,suunn}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€ / kWh	€ / kW	€ / kWh	€ / kW	€ / kW	€ / kW
11,16	1,05	6,14	0,58	1,05	0,53

Keskeytyskustannukset lasketaan jännitetasoittain yhtälöillä:

$$KAH_{t,k}^{PJ} = (KA_{odott,t}^{PJ} x h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{PJ} x h_{W,odott} + KA_{suunn,t}^{PJ} x h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{PJ} x h_{W,suunn}) x \left(\frac{W_t}{T_t}\right) x \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}}\right), \quad (21)$$

$$KAH_{t,k}^{KJ} = (KA_{odott,t}^{KJ} x h_{E,odott} + KM_{odott,t}^{KJ} x h_{W,odott} + KA_{suunn,t}^{KJ} x h_{E,suunn} + KM_{suunn,t}^{KJ} x h_{W,suunn} + AJK_t^{KJ} x h_{AJK} + PJK_t^{KJ} x h_{PJK}) x \left(\frac{W_t}{T_t}\right) x \left(\frac{KHI_k}{KHI_{2021}}\right), \quad (22)$$

kaavoissa $KAH_{t,k}^{PJ,KJ}$ on jakeluverkon kyseisen jännitetason toteutuneet keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa, $KA_{odott,t}^{PJ,KJ}$ on kyseisen jännitetaso odottamattomista keskeytyksistä vuosienergioilla painotettu keskeytysaika tunteina, $h_{E,odott}$ on

odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle €/kW, $KA^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ kyseisen jännitetason suunniteltujen keskeytysten vuosienenergialla painotettu keskeytysaika, $h_{E,suunn}$ on suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta euroa/kilowatti, $KM^{PJ,KJ}_{suunn,t}$ on kyseisen jännitetason suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä kappaleina, $h_{W,suunn}$ on suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle €/kilowatti, AJ^{KJ}_t aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä kappaleina, h_{AJK} on aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle euroa/kilowatti, PJ^{KJ}_t on pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle euroa/kilowatti, W_k on kyseisen jännitetason kautta siirretyn energian määrä vuonna k kilowattitunteina, W_t on kyseisen jännitetason kautta siirretyn energian määrä vuonna t kilowattituntia, T_t on tuntien lukumäärä vuonna t, KHI_k on kuluttajahintaindeksi vuonna k, KHI_{2021} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2021, k on tarkasteluvuosi ja t on k.

Verkkoyhtiön kokonaiskeskeytyskustannukset keski- ja pienjänniteverkoissa voidaan laskea yhtälöiden 21 ja 22 summana yhtälöllä:

$$KAH_t = KAH_t^{PJ} + KAH_t^{KJ} \quad (23)$$

4.5 Verkostohäviöiden vähentäminen

Energian siirrossa muodostuu aina häviöitä. Sähkönsiirrossa häviöt muodostuvat muuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä sekä johtimien- ja kaapeleiden kuormitushäviöistä. Johtimien ja kaapeleiden kuormitushäviöt voidaan laskea yhtälöllä:

$$P_L = 3I^2R, \quad (24)$$

missä I on kuormitusvirta ja R johtimen resistanssi.

Sähkönsiirron energiahäviöt jakson T aikana voidaan laskea yhtälöllä:

$$W_L = \int_0^T P_L dt, \quad (25)$$

Yhtälöistä voidaan havaita, että kuormitushäviöt ovat suoraan verrannollisia kuormitusvirran neliöön. Sijoittamalla tehoa leikkaava energiavarasto verkkoon, voidaan laskea verkon huipputehoa, jolloin verkon kuormitusvirran laskun seurauksena verkostohäviöt laskevat.

4.5.1 Häviöiden optimointi energiavaraston avulla

Farsadi ja muut (2015, s. 434) tutkivat energiavaraston optimaalista sijoittamista jakeluverkkoon. Tutkimuksessa optimaaliseksi sijoituspaikan kriteerinä oli tehohäviökustannukset. Kustannuksia tarkasteltiin nettohyötyarvomenetelmällä. Tutkimuksen mukaan kustannushyöty muodostuu häviötehon alentamisesta, kun energiavaraston varastointikapasiteettia hyödyntäen leikataan korkeimpia kulutushuippuja. Tutkimuksen mukaan energiamarkkinakustannukset seuraavat kysynnän muutoksia. Tällöin kulutuksen siirtämisestä voidaan hankintamäärien ohella alentaa häviöiden yksikköperusteista hankintakustannusta. Tutkimuksessa Farsadi ja muut (2015, s. 436) toteavat, että energiavarastojen lataus- ja purkaussyönteiden aiheuttavan myös häviöitä. Tutkimuksen laskentamalleissa lataus- ja purkutilan energiataselaskelmat korjattiin hyötysuhteella.

Häviöiden minimoinnin kannalta olennaista on energiavaraston sijoituspaikan valinta. Tutkimuksessaan Wu ja muut (2022) tarkastelivat sähkönjakeluverkon häviöiden vähentämistä energiavaraston avulla. Energiavaraston sijoituspaikan valinnassa he käyttivät LSF (Loss Sensitive Factor) -metodia. Metodi kuvaa sähköverkon häviöiden muutosherkyyttä yksittäisen solmun tehon kasvaessa. Metodi soveltuu heidän mukaansa erittäin hyvin hajautetun energiatuotannon sijoituspaikkojen tarkasteluun. LSF:n laskenta on esitetty kaavassa:

$$\lambda_i(t) = \frac{\partial P_{LOSS}(t)}{\partial P_i(t)}, \quad (26)$$

missä P_{LOSS} on verkon kokonaishäviö ja P_i on solmun i pätöteho huipputehon leikkauksen jälkeen.

4.5.2 Häviöiden kustannukset

Sähkömarkkinalaissa on määritelty häviöenergian hankinnan periaatteet. Häviöenergian hankinta on verkonhaltijan velvollisuus. Häviöenergia on hankittava ”avointen, syrjimättömien ja markkinapohjaisten menettelyjen mukaisesti” (SML 588/2013, 23 §).

Häviöenergiakustannukset markkinoilta muodostuvat tarkastelluissa yhtiöissä systeemihinnasta, aluehintaerosta, profiilikustannuksesta ja myyjän marginaalista. Energiateollisuus on määritellyt sähköpörssin ammattisanaston. Aluehinnalla tarkoitetaan systeemihinnasta poikkeavaa tarjous- tai hinta-alueita. Hintaero muodostuu siirtokapasiteetin rajoitteista. Systeemihinta muodostuu pohjoismaisella markkina-alueella jätettyjen osto- ja myyntitarjouskäyrien leikkauspisteeseen. Systeemihinnassa ei ole huomioitu siirtorajoituksia (Energiateollisuus, 2016).

Profiilikustannuksella hallitaan energiankulutuksen ennustepoikkeamia. Profiilikustannus muodostuu, kun toteutunut kulutus poikkeaa ennustetusta kulutuksesta (Toivanen, 2023, s. 64). Sähköenergian hankinta suojataan usein ostamalla futuureita johdannaismarkkinoilta. Mikäli toteutunut kulutus poikkeaa suunnitellusta, joudutaan erotus hankimaan joko vuorokausi- tai päivänsisäisiltä markkinoilta. Tästä voi aiheutua ylimääräinen kustannus, joka laskutetaan profiilikustannuksena asiakkaalta.

Energiavaraston rooli häviökustannusten minimoinnissa voi muodostua sekä häviöenergian minimoinnista että häviöenergian hankintakustannuksen minimoinnista. Tällöin energiavaraston lataus- ja purkusykli pyritään ajoittamaan edullisiin sähkömarkkinahintatietoihin. Taulukon 4 perusteella markkinahinnat ovat tyypillisesti korkeimmillaan arkipäivisin aamuisin ennen ihmisten töihin lähtöä ja iltaisin töistä paluun jälkeen.

Taulukko 4. Suomen aluehinnan keskiarvo 2024 (muokattu lähteestä Nord Pool, n. d.a)

0	24,59	28,67	31,32	26,37	27,54	27,12	23,95
1	24,74	29,12	26,19	27,37	28,02	25,69	23,82
2	22,25	25,54	25,14	24,43	25,07	22,71	21,35
3	20,60	23,83	24,44	22,13	24,04	21,70	19,52
4	20,19	23,76	24,31	21,86	23,90	21,03	19,68
5	22,44	26,80	27,23	24,31	25,89	21,73	19,88
6	34,37	40,54	42,64	35,82	37,17	24,77	21,04
7	51,98	54,46	68,43	57,79	65,11	26,67	22,41
8	78,02	80,61	90,93	84,34	92,85	29,53	25,17
9	84,33	78,42	90,80	80,42	95,16	33,90	26,27
10	72,36	70,77	75,62	66,61	81,13	35,39	26,13
11	63,23	63,04	65,54	63,64	72,33	31,89	24,26
12	57,45	56,39	59,66	58,01	66,04	28,20	23,37
13	53,63	52,85	55,97	57,13	65,95	26,34	23,33
14	48,80	48,28	50,02	54,52	57,81	24,89	21,69
15	47,90	47,34	47,91	55,42	58,98	25,71	22,03
16	49,86	52,33	52,59	57,00	78,44	30,71	25,99
17	55,17	59,07	57,39	60,69	81,80	40,14	32,42
18	62,16	67,91	58,30	70,12	77,92	49,52	40,13
19	71,00	76,84	59,67	75,22	91,55	52,49	48,29
20	64,94	76,57	54,31	72,61	87,18	47,35	45,71
21	47,26	58,98	42,17	53,88	55,86	39,34	36,56
22	43,34	53,49	38,49	46,19	48,57	39,27	35,79
23	37,55	42,81	33,52	35,55	34,12	32,62	31,09
	ma	ti	ke	to	pe	la	su
	Viikonpäivä						

Taulukon 4 perusteella kustannus- ja tuotto-optimoinnin näkökulmasta kulutusta olisi perusteltua ajoittaa välille 23:00-06:00 ja vastaavasti tuotantoa väleille 07:00-10:00 ja 16:00-20:00.

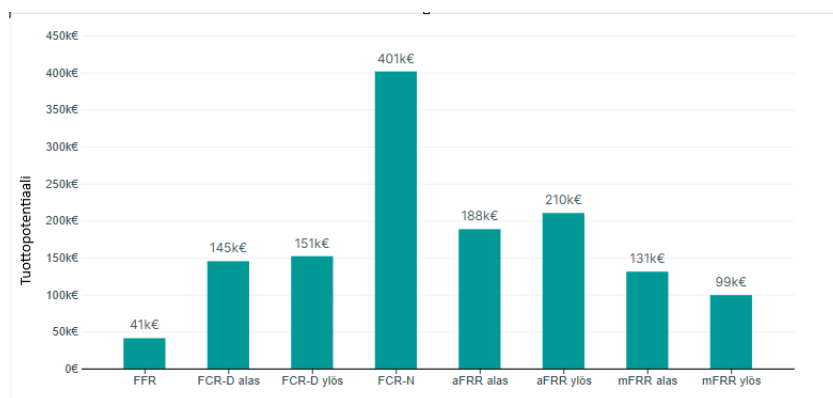
4.6 Reservimarkkinoille osallistuminen

Kantaverkkoyhtiöllä on järjestelmävastaavina vastuu sähköverkon taajuuden hallinnasta. Euroopassa sähköverkon vakiotajuus on 50 Hz. Normaalitilanteessa taajuuden hyväksytty vaihteluväli on $\pm 0,1$ Hz (Khajeh, 2024, s. 21). Taajuuden vaihtelu perustuu kappaleessa 3.2 kuvatun mukaisesti kulutuksen ja tuotannon epätasapainoon.

Kantaverkkoyhtiöt ovat määritelleet joustoratkaisuja pätötehon säätöön. Ratkaisujen tavoitteena sähköverkon joustovaatimusten täyttäminen. Järjestelmän joustopalveluita kutsutaan myös taajuussäätöreserviksi. Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä taajuusreservit jaetaan kolmeen pääluokkaan: taajuuden vakautusreservit (FCR), taajuuden palautusreservi (FRR) ja nopea taajuusreservi (FFR) (Khajeh, 2024, s. 21). Suomessa taajuussäätöreservien markkinoita kutsutaan yleisesti reservimarkkinoiksi.

Reservimarkkinoilla korvaus maksetaan toteutuneiden kauppojen perusteella, sillä edellytyksellä, että reservimarkkinoille luvattu säätökapasiteetti on aktivoitu vaatimusten mukaisesti. Reservimarkkinatuotto muodostuu kalleimman hyväksytyt tarjouksen perusteella. Toisin sanoen reservimarkkinoille annettuja tarjouksia hyväksytään edullisimmasta lähtien hankintatarpeen täyttymiseen asti. Parhaan tuoton saa siten alhaisimman ylläpitokustannuksen reservikohteet. Reservejä hankitaan vuoden jokaiselle tunnille (Fingrid, n.d.a).

Kuvassa 12 on esitetty eri reservimarkkinoiden keskimääräinen vuosituotto vuonna 2024 yhden megawatin reservikyvyllä. Laskelma olettaa täydellisen osallistumisen kaikkiin reservituotteisiin ja molempiin säätösuuntiin.



Kuva 12. Reservimarkkinatuotot 1 MW reservikyvyyn laitteistolla vuonna 2024 (Fingrid, n.d. c)

Reservimarkkinoille osallistumiseen on määritetty reunaehdoja. Yksi reunaehdoista on minimitarjoustaso. Tuotekohtaiset minimitarjoustasot on esitetty taulukossa 5. Mikäli verkon olosuhteet rajaavat tarjoustason alle 1 MW tason, ei tarjousta rajoitettuun säätösuuntaan voida antaa.

Taulukko 5. Tarjoussäännöt reservimarkkinoille (Fingrid, 2024).

Tuote	Minimi tarjous [MW]	Tarjoustarkkuus [MW]
FFR	1,00	0,10
FCR	1,00	0,10
aFRR	1,00	1,00
mFRR	1,00	1,00

Kappaleessa 2.1 mukaisesti sähkömarkkinalaki ei mahdollista verkonhaltijan osallistumista energiavarastoliiketoimintaan, jota operointi reservimarkkinoilla myös on. Energiavaraston käyttöasteen maksimoimiseksi reservimarkkinoille osallistumista on kuitenkin perusteltua arvioida. Khajeh (2024, s. 57–58) on väitöskirjassaan tutkinut energiavarastojen hyödyntämistä jakeluverkon joustoelementtinä. Tutkimuksessaan hän huomauttaa reservimarkkinoille osallistumisen hyödyistä jakeluverkon joustoihin osallistumisen ohella. Reservimarkkinoista esimerkiksi FCR-N-markkinoille osallistumalla voidaan minimoida JVH:lle aiheutuvia kustannuksia kasvattamalla energiavaraston käyttöastetta ja lisäämällä ulkoisi myyntituottoja reservimarkkinoilta.

Koska JVH:lla ei ole mahdollista harjoittaa liiketoimintaa reservimarkkinoilla (SML 588/2013), luonnollinen lähtökohta verkkoyhtiön näkökulmasta on tarkoituksenmukaisien kumppanuuksien muodostaminen. Reservimarkkinatuottojen hyödynjako on mahdollista huomioida yhtälössä 11 negatiivisena operatiivisena kustannuksena termissä $C_{PEX, BESS}(t)$. Tarkoituksenmukaisella yhteistyömallilla verkkoyhtiön ja reservimarkkinatoimijan välillä voidaan parantaa energiavaraston käyttöastetta siten, että varasto tuottaa markkinatoimijalle reservimarkkinatuloa ja verkkoyhtiölle verkon tehokkuushyötyjä ilman, että verkkoyhtiö itse osallistuu energiavarastoliiketoimintaan.

5 Energiavaraston verkkoon liittäminen

Kantaverkkoyhtiö Fingrid on määrittänyt periaatteet Energiavaraston sähköverkkoon liittämiseksi. Periaatteet on kuvattu sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset -dokumentissa (SJV2024). SJV2024 tavoitteena on varmistaa, että: sähkövarasto kestää sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut, sähkövarasto tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteiden yhteydessä sekä toimii luotettavasti häiriöiden aikana ja häiriöiden jälkeen. Sähkövarasto ei verkossa ollessaan saa aiheuttaa häiriöitä muille sähköjärjestelmään kytketyille laitteille. Lisäksi liityntäpisteen verkonhaltijalla ja Fingridillä on riittävät tiedot sähkövarastosta (Fingrid, 2025a, s. 4).

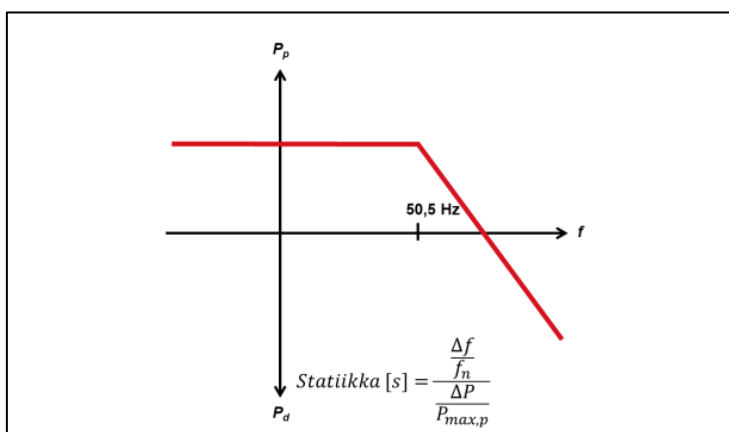
Sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa varastot luokitellaan neljään luokkaan liityntätehon ja liityntäpisteen jännitteen perusteella. Luokittelu on esitetty taulukossa 6. Luokittelun perusteella jakeluverkkoon liitettävän sähkövaraston nimellisteho on enintään 30 MW, joten luokittelusta huomioitavia ovat tyypit A-C.

Taulukko 6. Sähkövaraston tyyppiluokittelu tuotantotilan mitoitus- ja liityntätehon ja liityntäpisteen jännitteen mukaan (Fingrid, 2025a, s. 9).

Tyyppi-luokka	Liityntäpisteen jännitetaso	Ehto	Sähkövaraston tuotantotilan mitoitus- ja liityntäteho $P_{\max,p}$
Tyyppi A	Liityntäpisteen jännitetaso on alle 110 kV ¹	ja (*)	Sähkövaraston tuotantotilan mitoitus- ja liityntäteho on vähintään 0,8 kW mutta alle 1 MW. $(0,8 \text{ kW} \leq P_{\max,p} < 1 \text{ MW})$
Tyyppi B	Liityntäpisteen jännitetaso on alle 110 kV ¹	ja (*)	Sähkövaraston tuotantotilan mitoitus- ja liityntäteho on vähintään 1 MW mutta alle 10 MW. $(1 \text{ MW} \leq P_{\max,p} < 10 \text{ MW})$
Tyyppi C	Liityntäpisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Sähkövaraston tuotantotilan mitoitus- ja liityntäteho on vähintään 10 MW mutta alle 30 MW. $(10 \text{ MW} \leq P_{\max,p} < 30 \text{ MW})$
Tyyppi D	Liityntäpisteen jännitetaso on vähintään 110 kV	tai (+)	Sähkövaraston tuotantotilan mitoitus- ja liityntäteho on vähintään 30 MW. $(P_{\max,p} \geq 30 \text{ MW})$

5.1 Sähkötekniset reunaehdot

Sähkövaraston sähköverkkoon liittämisen edellytyksenä on, että varasto täyttää järjestelmävastaavan määrittämät tekniset reunaehdot. Sähkövaraston tulee kyetä pätötehon- ja taajuuden säätöön. Sähkövaraston ollessa pätötehon tuotantotilassa, on sähkövaraston kyettävä pienentämään tuotantoaan lineaarisesti taajuuden funktiona sähköverkon taajuuden ylittäessä 50 Hz:n tason. Vastaavasti pätötehon kulutustilanteessa sähkövaraston on kyettävä kasvattamaan pätötehon kulutustaan lineaarisesti taajuuden funktiona, kun sähköverkon taajuus ylittää 50 Hz:n tason. Sähkövaraston on kyettävä siirtymään portaattomasti kulutus- ja tuotantotilan välillä (Fingrid, 2025a, s. 53). Sähkövaraston pätötehon- ja taajuuden säädön periaate on esitetty kuvassa 13.



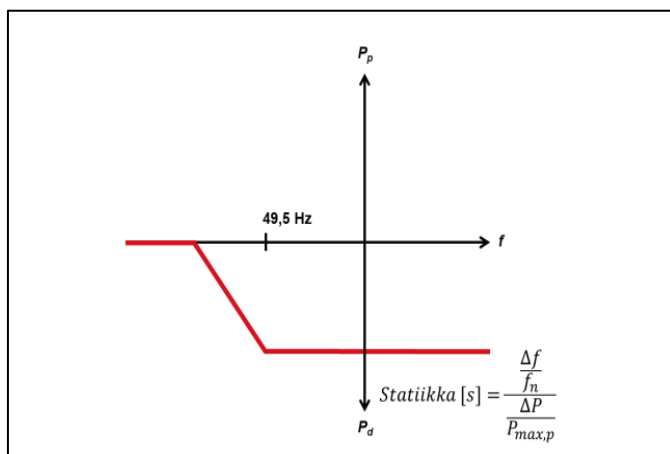
Kuva 13. Sähkövaraston pätötehon- ja taajuuden säädön toimintaperiaate ylitaajuustilanteessa (Fingrid, 2025, s. 53)

Sähkövaraston taajuussäädön asetteluarvon määrittely on kuvattu yhtälössä:

$$Staiikka [s] = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_{max,p}}}, \quad (27)$$

missä Δf on taajuuden poikkeama nimellistaajuudesta, f_n on nimellistaajuus (50 Hz), ΔP on sähkövaraston pätötehon muutos taajuuspoikkeaman aikana, $P_{max,p}$ on sähkövaraston tuotantotilan mitoitusteho, P_p on sähkövaraston pätöteho tuotantotilassa ja P_d on sähkövaraston pätöteho kulutustilassa. Taajuussäädön statistiikan tulee olla aseteltavissa välille 2–12 % korkeintaan yhden prosenttiyksikön portaissa.

Sähkövarastojen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa on määritelty toimintalogiikka myös alitaajuustoimintatilassa. Säädön toimintaperiaate on esitetty kuvassa 14.



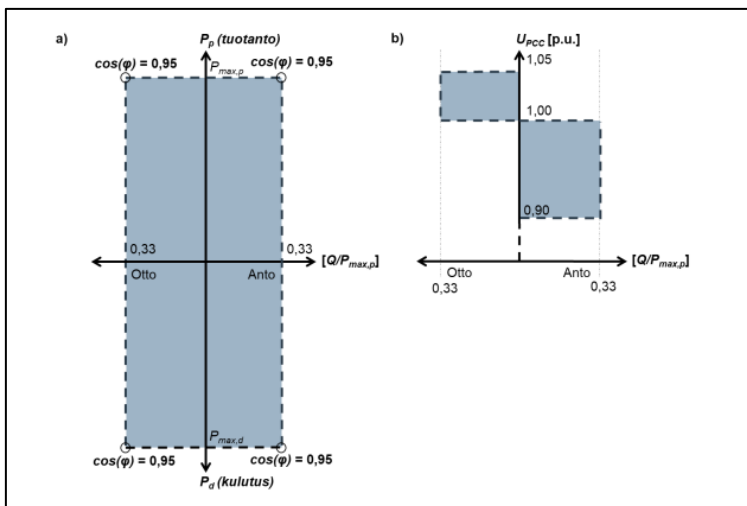
Kuva 14. Sähkövaraston pätötehon- ja taajuuden säätö alitaajuustoimintatilanteessa (Fingrid, 2025a, s. 58)

Alitaajuustilanteessa sähkövaraston ollessa kulutustilanteessa, tulee sen kyetä pienentämään pätötehon kulutusta lineaarisesti taajuuden funktiona sähköverkon taajuuden alittaessa tason 49,5 Hz (Fingrid, 2025a, s. 58).

Taulukon 6 sähkövarastotyyppiluokille C-D on määritelty loistehokapasiteetti. Määritys tulee ensisijaisesti täyttää liittymispisteessä.

Sähkövaraston tulee kyetä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa (Q) suurimman mitoitustuotantotehon ja -kulutustehon rajaamalla toiminta-alueella loistehokapasiteetilla, joka vastaa toimintapistettä tuotantotilan mitoitustehon tehokertoimella 0,95 (Fingrid, 2025a, s. 59).

Loistehokapasiteettivaatimus määrittää sähkövaraston toiminta-alueen verkon jännitteen muuttuessa. Sähkövaraston loistehokapasiteettivaatimus on esitetty kuvassa 15.



Kuva 15. Tyypin C ja D sähkövarastojen loistehokapasiteettivaatimukset (Fingrid, 2025a, s. 60)

Energiäteollisuuden verkostosuosituksessa YA 9:23 on määritelty vaatimukset sähköverkon jäykkyydelle sähkövaraston liitettävyyden varmistamiseksi. Vaadittava sähköverkon oikosulkuteho riippuu suunnitellusta käyttötavasta. Yhtälöstä 28 on mahdollista ratkaista tarvittava oikosulkuteho. Riittävä oikosulkuteho varmistaa, että sähkövaraston toiminnan aiheuttama jännitemuutos ei ylitä verkostosuosituksen mukaista viiden prosentin raja-arvoa.

$$S_k \geq 20 \cdot i_{suhde} \cdot S_N, \quad (28)$$

missä S_k on liittymispisteen oikosulkuteho, i_{suhde} on käynnistysvirtakerroin, joka kuvaa käynnistysvirran suhdetta nimellisvirtaan ja S_N on laitteiston nimellisteho. Mikäli sähkövarasto kykenee yli 100 prosentin tuotantotehon vaihteluun, tulee kaavan kerroin 20 korvata kertoimella 40 (Energiäteollisuus, 2025, s. 9).

5.2 Energiavaraston mitoitus- ja sijoituspaikan valintamenetelmät

Energiavaraston sijoituspaikan valinta vaikuttaa merkittävästi laitteiston taloudelliseen ja tekniseen suorituskykyyn. Energiavaraston sijoituspaikan valinnassa ja -

mitoittamisessa vaikuttavat verkoston jänniteprofiilit, verkoston jännitejäykkyys, siirtohäviöt ja verkon toimitusvarmuus. Näiden tekijöiden optimointi on olennainen osa sähköverkon kehittämistä. Energiavaraston optimaalisen sijoituspaikan valintaa jakeluverkoissa on tutkittu laajasti.

Sijoituspaikkojen arviointiin voidaan käyttää matemaattista ohjelmointia, heuristisia- tai analyttisiä menetelmiä. Matemaattisessa ohjelmoinnissa luodaan yhtälöjoukko kuvaamaan ongelmaa. Yhtälöiden ratkaisumenetelmiä voi olla useita ja ne valitaan tarkasteltavan ongelman perusteella. Sopivan menetelmän valinta riippuu tarkasteltavan verkon laajuudesta ja rakenteiden monimutkaisuudesta sekä tarkasteltavien parametrien määrästä.

Matemaattinen ohjelmointi soveltuu monimutkaisiin tilanteisiin, joissa syy- ja seuraussuhteet ovat tunnistettavissa. Matemaattisessa ohjelmoinnissa sovellettavia menetelmiä ovat esimerkiksi: lineaarinen optimointi (Linear Problem), puolittain määritelty ongelman ratkaisu (Semi Definite Problem) tai toisen asteen kartiomenetelmän ratkaisumalli (Second Order Cone Problem) (Stecca ja muut, 2020, s. 54).

Heuristiset menetelmät eivät vaadi täsmällisiä matemaattisia muotoiluja tavoitefunktioille sekä reunaehdoille. Tämän vuoksi menetelmä soveltuu ongelman ratkaisuun, missä on useita määrittäviä kriteereitä. Heuristisissa menetelmissä sovelletaan usein tekoälymenetelmiä energiavaraston koon ja sijaintipaikan valintaan. Analyttiset menetelmät ovat käyttökelpoisia yksinkertaisten verkkojen tapauksessa, mutta monimutkaisissa tilanteissa laskelmista muodostuu liian työläitä (Stecca ja muut, 2020, s. 54). Taulukossa 7 on esitetty valikoituja tutkimuksia, joita on tehty energiavarastojen sijoittamisesta ja mitoittamisesta. Taulukossa on kuvattu keskeiset tutkimustavoitteet, tutkimusongelmat ja sovelletut optimointi- ja analysointimenetelmät.

Taulukko 7. Energiavaraston mitoittamiseen- ja sijoittamiseen sovellettuja menetelmiä eri tutkimuksissa (Muokattu lähteestä, Stecca ja muut, 2020, s. 56).

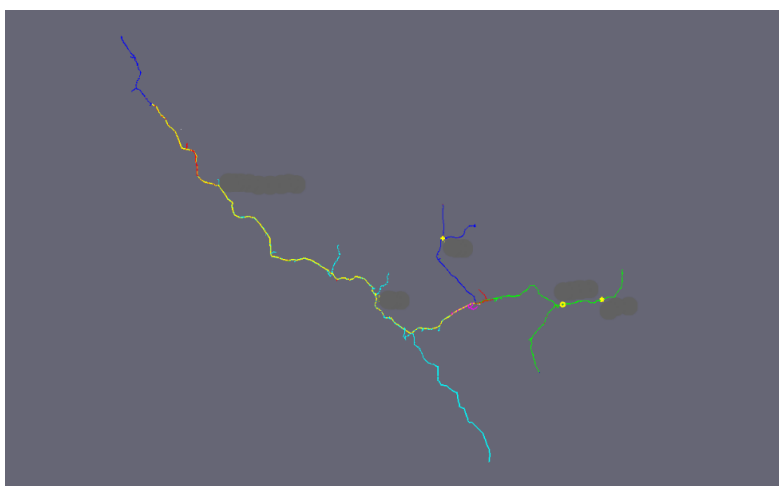
Main objective	Secondary objective	Problem	Analysis	Opt technique	Test grid	RES included
Power quality and reliability	Equipment costs (CAPEX of BESS and switches)	Sizing and siting	Technical and Economical	NSGA and Pareto dominance	Portuguese radial feeder	No
DG curtailment minimization	Congestion and voltage management	Sizing	Technical	Multiperiod AC OPF	English MV network	Wind
Congestion management	Minimize ESS cost	Pre determined siting + discrete sizing	Economical	PSO	IEEE 24-bus transmission	PV+Wind
System costs	System upgrade, losses, arbitrage and interruption	Siting + discrete sizing	Economical	GA and LP + Monte Carlo analysis for the probabilistic approach	33-bus radial	Wind
	Active power flow at primary substation	Sizing and siting	Economical	SOCP OPF	69-bus 12,66 kV	PV
	Arbitrage, peak shaving, reverse flow	Pre determined siting + sizing	Economical (NPV)	Stochastic optimization	Modified IEEE 13-bus	PV
	Arbitrage, environmental emissions, transmission access fee and losses	Sizing + siting	Economical (NPV)	GA combined with LP	Iranian LV grid	PV
	Voltage control, losses and congestion management	Sizing and siting	Economical	SOCP and ADMM	287-bus Swiss network	PV
	Voltage control	Sizing + siting	Economical	LP and statistic modelling of random parameters	IEEE 13-bus balanced	PV
System upgrade deferral	Arbitrage, Var power flow and incentives	Discrete sizing + siting	Economical (NPV)	GA and SQP	17 bus MV	PV+Wind
Losses minimization	Investment costs	First siting then sizing	Technical	Siting = losses sensitivity analysis / Sizing = Pattern search (PS) / (OPF = Backward/Forward Seep Method (BSFM) + MIQCQP)	CIGRE 14 bus-MVA an 17-bus sub transmission grid	No

Tutkimuskoosteen perusteella pääosaan tarkasteltavista verkoista on liittynyt hajautettua tuotantoa. Tutkitut testiverkot ovat myös hyvin erityyppisiä kantaverkoista pienjänniteverkkoihin. Useiden tutkimusten taloudellisessa analyysissä on sovellettu nettonykyarvomenetelmää (NPV). Käytetyissä optimointimenetelmissä on sovellettu matemaattista ohjelmointia (esim. Multiperiod AC OPF), heuristisia menetelmiä (esim. PSO) ja niiden hybridiratkaisuja (GA and SQP). Tämän perusteella voidaan todeta, että yhtä oikeaa tutkimusmenetelmää ei ole. Saman ongelman ratkaisemiseen voidaan valita useita erilaisia menetelmiä. Menetelmä valitaan tapauskohtaisesti verkon rakenteen ja tarkasteltavien parametrien perusteella.

6 Energiavarastojen hyötypotentiaalin simulointi

Kirjallisuuskatsauksen perusteella tunnistettiin keskeiset hyötypotentiaalit, jotka oikein mitoitettulla ja oikein sijoitetulla energiavarastolla voidaan jakeluverkossa saavuttaa jakeluverkossa. Energiavaraston hyötypotentiaaliksi tunnistettiin huipputehojen leikkaaminen, häviöiden- ja häviökustannusten minimointi, loistehokustannusten minimointi, toimitusvarmuuden parantaminen ja korvausinvestointien siirtäminen tai kokonaan välttäminen. Näiden havaintojen perusteella muodostettiin tässä työssä käytetty simulointimalli.

Simulointimenetelmän muodostamisessa lähdettiin tausta-aineiston keräämisestä ja nykytilan kartoittamisesta. Tarkasteltava verkko Enontekiö Sähkö Oy:n on säteittäinen ilmajohtovaltainen maaseutuverkko. Verkon kokonaispituus oli vuoden 2024 lopussa 822 kilometriä, mistä kaapeloitu 6,4 prosenttia. Verkkoon liitettyjä asiakkaita on yhteensä 1929, joten verkkopituudeksi asiakasta kohden tulee 426 metriä. Vuodelta 2023 on saatavissa vertailutietoa kaikista suomalaisista jakeluverkkoyhtiöistä. Noiden tietojen perusteella Enontekiön Sähkön verkkopituus asiakasta kohden oli Suomen suurin. Verkossa on käytössä seuraavat jännitetasot 110 kV, 45 kV, 20 kV, 1 kV ja 0,4 kV. Suoria asiakasliityntöjä on 20 kV ja 0,4 kV:n verkossa. Verkkoalueen verkostokartta on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Enontekiön Sähkö Oy:n verkkoalueen keskijänniteverkon verkkokartta

Verkostokartan perusteella voidaan havaita, että korvauskytkentämahdollisuudet ovat hyvin rajalliset. Verkkoalueen ominaispiirteisiin kuuluu myös kuormien voimakas painottuminen verkon hännille syöttösuunnasta tarkasteltaessa.

6.1 Käytetyt ohjelmistot ja laskentaympäristö

Sähköverkon nykytietojen keräämisessä hyödynnetään verkkotietojärjestelmää (Trimble NIS). Verkkotietojärjestelmällä suoritettiin tehonjakolaskenta keskeisille keski- ja jänniteverkoille. Tehonjakolaskennan avulla selvitettiin verkkokojen sähkötekniinen tila. Keskeisiä tarkasteltavia suureita olivat verkon pätö- ja loistehot, kuormitusasteet, jänniteenalenemat, verkon oikosulkuvirrat ja verkon jännitejäykkyys. Verkkotietojärjestelmän avulla kartoitettiin verkossa käytettyjen komponenttien tyyppi- ja käyttöönottotiedot. Verkkotietojärjestelmää hyödynnettiin myös energiavarastolle vaihtoehtoisten korvausinvestointien suunnittelussa ja -kustannusten laskennassa. Verkkotietojärjestelmän avulla kartoitettiin energiavarastojen optimaalinen sijoituspaikkaa johdin- ja kuormitusvirtatietojen perusteella.

Keskeytystietojen keräämisessä käytettiin käytöntukijärjestelmää (Trimble DMS). Järjestelmä muodostaa keskeytyshistorian keskeytystapahtumista. Tapahtumatiedoista selviää keskeytysten ajankohta, -pituus, -määrä, -keskeytysaikahaittakustannus, verkon jännitetaso, missä keskeytys esiintyi, keskeytyksen aiheuttaja, vikatyypin ja komponentti, missä vika esiintyi. Kuvassa 17 on esitetty toteutuneiden keskeytysten luokittelutietoja.

Jännitetaso SJ KJ PJ	Keskeytyslaji S1: Oman verkon suunniteltu keskeytys V1: Oman verkon vikakeskeytys J1: Pikajälleenkytkentä J2: Aikajälleenkytkentä	Aiheuttaja L1: Tuuli ja myrsky L2: Lumi ja jää R1: Rakenneviat R2: Verkonhaltijan toiminta ST2: Verkon rakennus ST3: Huolto ja kunnossapito ST5: Muu syy	Sijainti A1: Sähköasema A2: Avojohtoverkko A4: Ilmakaapeli A5: Maakaapeli A6: Jakelumuuntamo	Vikatyypin VT1: Oikosulku VT2: Maasulku VT4: Tuntematon VT5: Ylikuorma VT6: Nollavika
--------------------------------------	--	--	--	--

Kuva 17. Toteutuneiden keskeytysten luokittelutietoja

Keskeytystietoihin ei tallennu tällä hetkellä johtolähtötietoa, joten keskeytyksistä pystyttiin muodostamaan laajempaa aluetta kattavia yleistyksiä. Vikahistorian perusteella laskettiin verkolle keskimääräiset vikataajuudet kappaletta verkkokilometriä kohden. Lisäksi tapahtumatietojen perusteella laskettiin vikojen korjausaikaennusteet, joita käytettiin toimitusvarmuuden laskemisessa.

Keskeisten ennusteiden muodostaminen suoritettiin Microsoft Excel -ohjelmalla. Ohjelmalla mitoitettiin energiavarastojen lataus- ja purkutehot sekä varastointikapasiteetti. Excelin avulla muodostettiin toimitusvarmuuden laskennassa hyödynnettävä vikojen todennäköisyysjakauma.

6.2 Energiavaraston vaikutusten mallintaminen

Energiavaraston kannattavuuden arviointi perustuu moniparametrioptimointiin. Parametrikohdaiset menetelmäkuvaukset on jaettu siten, että jokaisen parametrimallin määrittelyä varten on laadittu oma kappaleensa. Kappaleissa kuvataan käytetyt laskentamenetelmät ja laskennassa käytetyt ohjelmistot. Simuloinneissa tarkastellaan seuraavia toimintalogiikoita: huipputehon leikkaaminen, häviöiden minimointi, loistehojen minimointi, toimitusvarmuuden parantaminen ja korvausinvestointien siirtäminen tai kokonaan välttäminen.

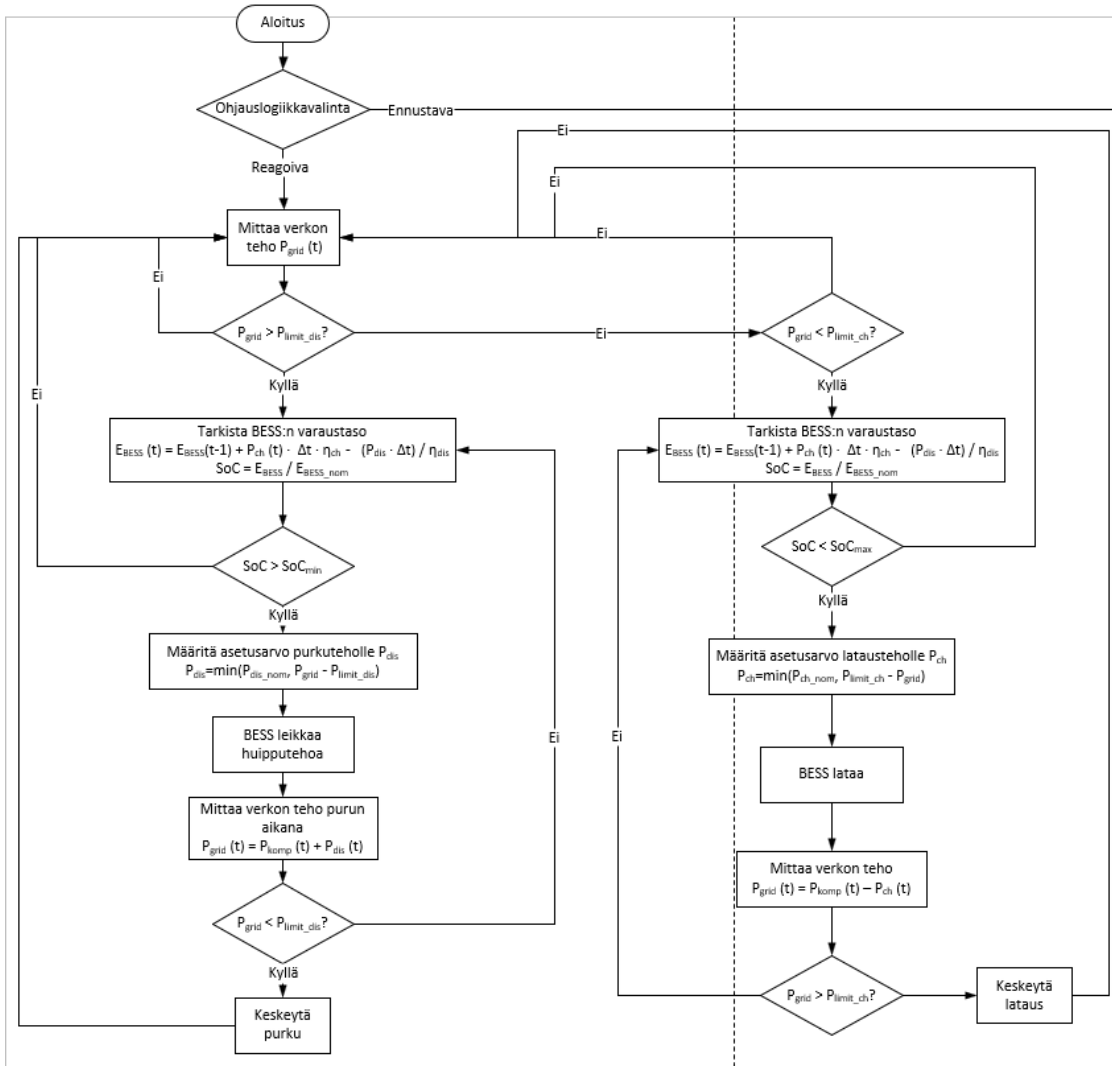
Simulointien yhteydessä laskettiin lataus- ja purkusykliin lukumäärät ja energiavaraston kapasiteetin käyttöalue. Kuten kappaleessa 3.2.1 todetaan, on energiavaraston käytöllä negatiivinen riippuvuus lataus- ja purkusykliin lukumäärään ja sekä kapasiteetin käyttöalueeseen. Kapasiteetin käyttöalueen osalta riippuvuus oli eksponentiaalinen. Laskennan kannalta olennaiset yhtälöt ovat 7–10 kappaleessa 3.2.1 (s. 32), missä syklien lukumäärä lasketaan yhtälöllä 7, yhtälö 8 kuvaa syklien määrän vaikutusta energiavaraston elinkaareen, yhtälö 9 energiavaraston elinkaarta ja yhtälö 10 energiavaraston kapasiteetin käyttöaluetta. Edellä kuvattujen yhtälöiden käytöllä voidaan varmistaa, että elinkaaren laskennassa huomioidaan kaikki syklit niiden syvyydestä riippumatta.

Syklisen lukumäärän ja kapasiteetin käyttöalueen huomiointi elinkaari tarkastelussa on olennaista, kun tarkastellaan elinkaaren aikaisten kustannusten muodostumista. Edelleen huomion arvoista on, että energiavaraston elinkaaren odotusarvo tehollisella käytöllä on selvästi matalampi kuin jakeluverkon komponenttien elinkaari. Kappaleissa 3.1 (s. 25) ja 3.2 (s. 28) on kuvattu eroja energiavarastojen ja sähköverkon komponenttien odotettavissa olevien elinkaarten välillä.

6.2.1 Huipputehojen leikkaaminen

Mallin tavoitteena oli tutkia energiavaraston kykyä leikata sähköverkon huipputehoa, minimoida huipputehosta aiheutuvia investointitarpeita, minimoida kuormitusvirrasta aiheutuvia häviöitä ja tarkastella optimaalista ohjauslogiikkaa. Huipputehojen mallintamisen perustana on AMR-mittareilla kerätty todellinen kulutustieto. Kulutuksen resoluutiona on tunti ja tarkastelujakson pituutena liukuva vuosi. Kalenterivuoden sijaan päädyttiin liukuvaan vuoteen, koska tällöin tarkasteluun saatiin mukaan 2026 vuoden alun huippukulutukset. Mittarit rekisteröivät asiakkaan pätötehon kulutuksen (P_1), asiakkaan pätötehon tuotannon (P_2), asiakkaan loistehon kulutuksen (Q_1) ja asiakkaan loistehon tuotannon (Q_2). Huipputehon perustana käytettiin pätötehon kulutusta.

Kuvassa 18 esitetään energiavaraston huipputehon leikkauksen säätölogiikka, joka perustuu verkon hetkelliseen tehoon $P_{load}(t)$ ja energiavaraston varaustasoon $SoC(t)$. Säätölogiikka perustuu energiavaraston latauksen- ja purun ohjaukseen laadittuun reagoivaan ohjauslogiikkaan, joka on tarkemmin kuvattu myöhemmin tässä luvussa (alkaen s. 60-60). Säätölogiikasta voidaan havaita reagoivan ohjauslogiikan huipputehon säädön keskeiset periaatteet. Energiavaraston lataustila aktivoituu vain, jos verkon pätöteho on riittävän alhainen ja energiavaraston kapasiteetti alittaa kapasiteetin tavoitellun ylärajan. Vastaavasti purku on mahdollista vain, jos verkon pätöteho ylittää purun aktivointikynnyksen ja energiavaraston kapasiteetti on suurempi kuin tavoitetoiminta-alueen alaraja.



Kuva 18. Energiavaraston reagoiva ohjauslogiikka lataus- ja purkuehdolle

Huipputehojen leikkaamisen tarkasteluun luotiin Exceliin laskentamalli. Mallin avainmuuttujiksi valittiin seuraavat parametrit: E_{BESS} , SoC , P_{ch} , P_{dis} , P_{komp} ja P_{dif} . Avainmuuttujien laskemisessa sovelletut yhtälöt on esitetty alla.

Energiavarastoon varastoituneen energian määrä hetkellä t on kuvattu yhtälöllä:

$$E_{BESS}(t) = SoC(t) \cdot E_{BESS_nom} \quad (29)$$

missä $SoC(t)$ tarkoittaa energiavaraston varaustasoa ja E_{BESS_nom} [kWh] energiavaraston nimellistä varastointikapasiteettia.

Energiavarastoon varastoituneen energian määrä hetkellä $t+1$ voidaan määrittää yhtälöllä:

$$E_{BESS}(t+1) = E_{BESS}(t) + \Delta t \cdot P_{t_ch}(t) \cdot \eta_{ch} - \Delta t \cdot \frac{P_{t_dis}(t)}{\eta_{dis}}, \quad (30)$$

missä Δt on lataus- tai purkusyklin pituus [h], P_{t_ch} on latausteho, η_{ch} on latauksen hyötysuhde, P_{t_dis} on purkuteho ja η_{dis} on purun hyötysuhde.

Energiavaraston varaustaso hetkellä t määritetään yhtälöllä:

$$SoC(t) = \frac{E_{BESS}(t)}{E_{BESS_nom}} \cdot 100 \%, \quad (31)$$

Latausteho hetkellä t voidaan määrittää yhtälöllä:

$$P_{ch}(t) = \min(P_{ch_nom}; (P_{min} - P_{load}(t))), \quad (32)$$

missä P_{ch_nom} on energiavaraston nimellinen latausteho, P_{min} [kW] on maksimi tehoraja, jolla lataus voidaan aktivoida ja P_{load} [kW] on verkon pätöteho tarkasteluhetkellä.

Energiavaraston purkuteho hetkellä t , kun purkuehto on aktivoitunut, voidaan määrittää yhtälöllä:

$$P_{dis}(t) = \min(P_{dis_nom}; (P_{load} - P_{max})), \quad (33)$$

missä P_{dis_nom} [kW] on energiavaraston nimellinen purkuteho ja P_{max} on kiinteä tehoraja, jolla purkuehto voidaan aktivoida.

Verkon kompensoitu, eli leikattu huipputeho voidaan määrittää yhtälöllä:

$$P_{komp}(t) = P_{load}(t) + P_{ch}(t) - P_{dis}(t), \quad (34)$$

Verkkoon liitettävän varaston maksimin määrittävät sähköverkon jännitejäykkyys, sähköverkon kuormitettavuus ja sähköverkon jännitteenalenema. Verkon tehonjakolaskennan avulla voidaan arvioida jännitteenaleneman muutos sekä sähköverkon kuormitusasteen muutos. Verkkotietojärjestelmän tuntiresoluution vuoksi nopeita jännitemuutoksia ei verkkotietojärjestelmällä pysty ratkaisemaan, joten muutoksia arvioidaan suoraan käyttäen kaavaa 28 (s. 54) sekä kaavaa 35 laitteistojen nimellistehojen ylittäessä 1 MVA.

$$U_{\%} = \frac{2 \cdot S_N}{S_k}, \quad (35)$$

Huipputehojen leikkaamisen kaupallinen arvo muodostuu simulointien seuraavien vaiheiden tarkastelusta. Huipputehon leikkaamisen seurauksena verkkoon vapautuvan kaistan avulla voidaan välttää tai siirtää korvausinvestointia. Toisaalta aktiivisella tehonleikkauksella voidaan verkoston kuormitusvirran optimoinnilla minimoida verkostohäviöistä muodostuvia kustannuksia.

Huipputehojen leikkauspotentiaalin tarkastelua varten luotiin Visual Basic:n avulla kaksi erillistä ohjauslogiikkaa. Teholeikkauksen logiikka mallinnuksessa järjestelmä mitoitettiin siten, että yhtään tehorajan ylitystä ei hyväksytty. Reagoiva ohjauslogiikan toiminta perustuu verkon alkavan tunnin alussa mitattuun tehoon. Ohjauslogiikka ei siten pyri ennustamaan tulevia kuormia, vaan reagoi välittömästi raja-arvon ylitykseen. Mitattua tehoa verrattiin asetettuun tehonrajaan. Mikäli mitattu teho ylitti purkukynnyksen ja mallinnetun energiavaraston kapasiteetti ylitti SoC:n minimirajan, käynnistettiin purku, kunnes SoC saavuttaa alarajan tai mitattu verkon teho alittaa purun kynnyksärajan. Latauslogiikan toimintaperiaate on saman kaltainen, mutta toimintajärjestys on päinvastainen.

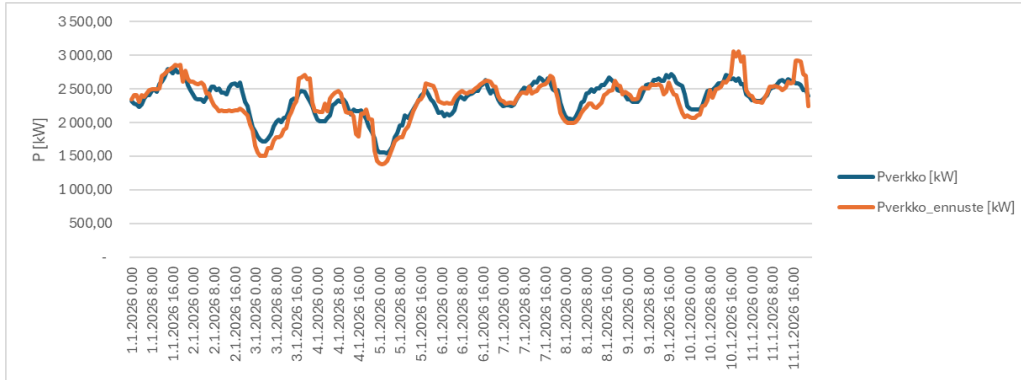
Ennustava ohjauslogiikka perustuu parametrisoituun ennusteeseen. Jokaiselle tarkastelulle kohteelle luotiin oma ennuste. Ennusteessa käytetyt parametrit on kuvattu taulukossa 8.

Taulukko 8. Verkon kuormitusennusteen parametrit.

Viikonpäivä	Tunti	Lämpötila	Kuukausi	Vakio	Huipputehon muoto	Pääsiäkorjaus
d1	h1	T1	m1	c1	p1	e1
d2	h2	T2	m2	c2	p2	e2
d3	h3	T3	m3	c3	p3	e3
d4	h4	T4	m4	c4	p4	e4
d5	h5	T5	m5	c5	p5	e5
d6	h6	T6	m6	c6	p6	e6
d7	h7	T7	m7	c7	p7	e7
	h8	T8	m8	c8	p8	
	h9	T9	m9	c9	p9	
	h10	T10	m10	c10	p10	
	h11	T11	m11	c11	p11	
	h12	T12	m12	c12	p12	
	h13	T13				
	h14	T14				
	h15	T15				
	h16	T16				
	h17	T17				
	h18	T18				
	h19	T19				
	h20	T20				
	h21	T21				
	h22	T22				
	h23	T23				
	h24	T24				
	T25					
	T26					
	T27					
	T28					
	T29					
	T30					

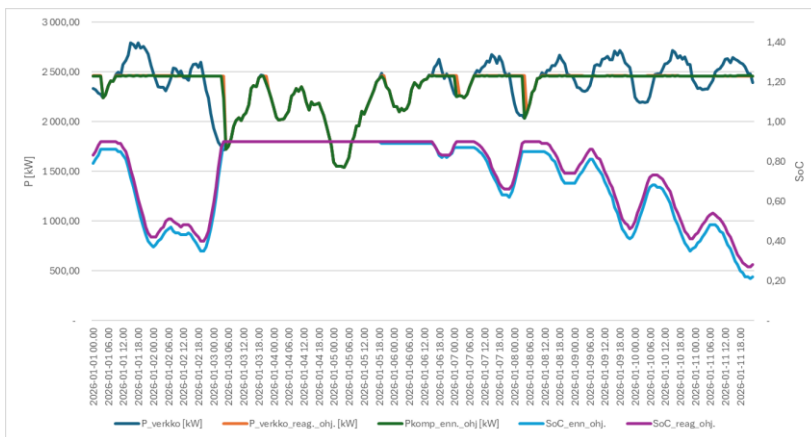
Sopivat kertoimet jokaiseen tarkastelutilanteeseen etsittiin Excelin solver-työkalun avulla minimoimalla ennustevirheen neliösummaa. Ennustevirheellä tarkoitettiin tässä yhteydessä ennustetun tuntikeskitetun ja toteutuneen tuntikeskitetun erotusta.

Ennusteella saavutettiin kohteen mukaan 0,93...0,97 selityssaste. Ennustevirhevaikutuksen minimoimiseksi malliin rakennettiin liukuvan 24 tunnin ennustevirheen tarkastus. Mikäli ennustevirhe ylitti annetut raja-arvot, siirryttiin käyttämään reagoivaa ohjauslogiikkaa. Käytetyn ennusteen vertailu toteumaan huippukuormatilanteessa Kilpisjärven johtolähdöllä tammikuun 2026 alussa esitetty kuvassa 19. Kuvassa sininen käyrä esittää toteutunutta päätötehon kulutuksen tuntisarjaa ja oranssikäyrä päätötehoennustetta samalle aikajaksolle.



Kuva 19. Tunnin keskipätötehon vertailu toteutuneeseen tunnin keskipätötehoon

Ohjauslogiikoiden tulosten eroavaisuudet Kilpisjärven johtolähdöllä on esitetty kuvassa 20. Simulointivaiheessa karkea tarkastelu ja lopullisten kohteiden valinta suoritettiin reagoivan ohjauslogiikan avulla mallin nopeamman parametroidin vuoksi. Valittujen kohteiden vertailussa ja talousmallin laadinnassa hyödynnettiin ennustavaa ohjauslogiikkaa.



Kuva 20. Ohjauslogiikoiden huipputehon leikkauspotentiaali

Kuvasta 20 tumman sininen käyrä kuvaa tarkastelujakson toteutunut pätötehoakulutuksen tuntisarja. Oranssi käyrä kuvaa pätötehotilannetta samalta jaksolta, kun huipputehoa on leikattu kuvassa 18 (s. 61) esitetyllä reagoivalla ohjauslogiikalla. Vastaavasti tuntisarja tasoitettuna ennustavalla ohjauslogiikalla on esitetty vihreällä käyrällä. Kuvassa on lisäksi esitetty SoC-tasot molemmilla ohjauslogiikoilla. Vaalean sinisellä käyrällä kuvattu ennustavan ohjauslogiikan SoC ja violetilla reagoivan ohjauslogiikan. Kuvasta

havaitaan, että reagoivan ohjauslogiikan vaste raja-arvojen ylityksiin on välitön. Tällä saavutetaan hieman korkeampi (10 kW) tehonleikkauspotentiaali suhteessa ennustavaan logiikkaan. Ero tehonleikkauspotentiaaleissa muodostuu yksittäisillä tunneilla. Ero johtuu käytännössä siitä, että malleille on annettu ehdottomat raja-arvot, eli etsitään tehonleikkauskyky, millä ei tule yhtään ylitystä asetettuun huipputehorajaan. Tulosten perusteella ennakoiva ohjauslogiikka kuitenkin ennustaa purkutarpeen päättymisen liian aikaisin ja päättää siksi purun liian nopeasti. Liian aikainen purun päättäminen johtaa siihen, että verkon kompensoitu teho ylittää hetkellisesti asetetun tehorajan edellä mainitulla noin 10 kW tasolla, sillä verkon teho ei ole vielä ehtinyt laskea asetetun raja-arvon tasolle. Ongelma olisi todennäköisesti poistettavissa parametrimuutoksilla, mutta sitä ei tässä yhteydessä testattu. Kuvasta tätä pienempää tehonleikkauspotentiaalia ei voi havaita, sillä huipputehon raja-arvoksi on asetettu taso, mihin molemmat ohjauslogiikat kykenevät huipputehon leikkaamaan.

Ennustavan logiikan energiatehokkuus on hieman parempi sen voi havaita myös kuvasta 20 hieman loivempina lataustapahtumien käynnistymisinä ja purkujen aloituksissa. Tämän seurauksena syklien määrä (EFC) ja syklien syvyys (DoD) jäävät hieman pienemmiksi. Toisaalta varhainen reagointi näyttää ohjaavan siihen, että SoC-tasossa päädytään hieman alhaisempaan tasoon pidempikestoisissa energiatarpeissa.

Kuvassa 20 verkossa on korkean pakkasen aiheuttama huippukuorma. Huippujaksot ovat pitkiä ja vuorokausivaihtelu huipputehon- ja energiatarpeen suhteen on kohtuullista. Tämä johtaa tehonleikkauksen näkökulmasta suureen energiatarpeeseen leikattua tehoyksikköä kohden. Samalla havaitaan, SoC-tasosta, että vuorokausivaihtelun vähäisyys huippujaksolla johtaa siihen, että yöaikainen vähäisempi kulutusjakso ei riitä varautumaan tulevan päivän energiatarpeeseen. Kapasiteettia kulutetaan kohti asetettua Soc_min 0,1 tasoa. Pitkä pakkasjakso voi johtaa siis siihen, että kapasiteetti kiinteällä tehorajalla kulutetaan nollaan ensimmäisten vuorokausien aikana. Tämän jälkeen huipputehonleikkauksen kapasiteetti menetetään siihen asti, että lataus voidaan taas aktivoida.

Kuvan 20 simulaatioissa käytetty E_{BESS_nom} mitoitus on valittu myöhemmin kuvassa 35 (s. 97) punaisen katkoviivan ja oranssin kaksoisviivan leikkauspisteestä.

6.2.2 Häviöiden ja häviökustannusten mallinnus

Häviökustannusten minimointitarkastelu toteutettiin Microsoftin Visual Basic:lla laaditulla ohjelmalla. Ohjelman verkkotopologia muodostettiin verkkotietojärjestelmän verkkotiedon perusteella. Verkkomalli muodostettiin yhdenmukaiseksi todellisen verkkotiedon kanssa verkkotietojärjestelmän oikosulku- ja tehonjakolaskennan tulostaulujen (kuva 21 ja kuva 22) avulla. Häviötarkastelussa kuormituspätötehon perustana käytettiin asiakkaiden todellisten tuntisarjojen summatietoja. Kokonaistehon muodostivat sähköisten arvojen perusteella lasketun häviötehon ja tuntisarjoista lasketun kuormitustehon summa.

T U L O K S E T K J - J O H T O - O S I L L E

Alkusolmun tunnus	Loppusolmun tunnus	Johtolaji	Pit (m)	Etäis (m)	r (ohm)	x (ohm)	Ik3 (kA)	Ik2 (kA)
-------------------	--------------------	-----------	---------	-----------	---------	---------	----------	----------

L Ä H T Ö : J04 KILPISJÄRVI

VIIMEISIMMÄN LASKENNAN TULOKSET

A1	A2	AHXW120	12	12	0.7	6.7	1.75	1.51
A2	A3	AHXW120	1	13	0.7	6.7	1.75	1.51
A3	A4	PG99	433	446	0.8	6.9	1.75	1.48
A3	A5	PG99	1	14	0.7	6.7	1.75	1.51
A4	A6	PG99	2269	2715	1.7	7.7	1.71	1.30
A4	A7	rv	50	496	0.9	6.9	1.71	1.47
A7	A8	rv	562	1058	1.2	7.1	1.70	1.42
A6	A9	PG99	2	2717	1.7	7.7	1.51	1.30
A6	A10	PG99	4512	7227	3.3	9.3	1.51	1.04
A10	A11	rv	2074	9301	4.5	10.1	1.21	0.93

Kuva 21. Verkkotietojärjestelmän oikosulkulaskennan tulokset

Kuvasta 21 voidaan havaita verkkotietojärjestelmän oikosulkulaskennan tulosraportin esitystapa. Tulosraportilta voidaan lukea verkon topologia solmuväleittäin. Jokaiselle solmuvälille on annettu verkon kumulatiivinen sähköinen pituus loppusolmupisteessä johdintyyppikohtaisten resistanssien ja reaktanssien avulla. Näiden solmuvälitietojen perusteella muodostettiin häviölaskennassa käytetty verkkomalli. Eli käytännössä

laskentamallissa käytetty verkko oli täysin yhdenmukainen verkkotietojärjestelmään dokumentoidun todellisen verkkotiedon kanssa.

Oikosulkulaskennan lisäksi tarkasteltavalle verkolle suoritettiin tehonjakolaskelma. Tehonjakolaskelmalla varmistettiin käytetyn laskentaohjelmiston tulosten oikeellisuus. Verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskelman tulokset Kilpisjärven johtolähdöllä esitetty kuvassa 22.

T U L O K S E T K J - J O H T O - O S I L L E												
Alkusolmun tunnus	Loppusolmun tunnus	Johtolaji	Pit (m)	Etäis (m)	K U O R M I T U S				J Ä N N I T E			H U O M
					I (A)	K-aste (%)	Ph (kW/km)	Aika	U (kV)	Uh (%)	Aika (h)	
L Ä H T Ö : J04 KILPISJÄRVI												
VIIMEISIMMÄN LASKENNAN TULOKSET												
A1	A2	AHKW120	12	12	76	41	10.4	135	20.50	0.0	135	0.0
A2	A3	AHKW120	1	13	76	41	10.4	135	20.50	0.0	135	0.0
A3	A4	PG99	433	446	76	21	5.8	135	20.47	0.1	135	0.1
A3	A5	PG99	1	14	0	0	0.0		20.50	0.0	135	0.0
A4	A6	PG99	2269	2715	76	21	5.7	135	20.34	0.8	135	0.3
A4	A7	rv	50	496	0	0	0.0	2404	20.47	0.1	135	0.0
A7	A8	rv	562	1058	0	0	0.0		20.47	0.1	135	0.1
A6	A9	PG99	2	2717	0	0	0.0	135	20.34	0.8	135	0.3
A6	A10	PG99	4512	7227	76	21	5.6	135	20.08	2.1	135	0.9
A10	A11	rv	2074	9301	0	0	0.0		20.08	2.1	135	0.9
A10	A12	PG99	861	8088	76	21	5.6	135	20.03	2.3	135	1.0
A12	A13	PG99	820	8908	76	21	5.5	135	19.98	2.5	135	1.1
A13	A14	PG99	6842	15750	76	21	5.3	135	19.59	4.4	135	2.1

Kuva 22. Keskijänniteverkon tehonjaon tulokset

Tehonjakolaskennan tuloksista laskentamallin oikeellisuuden varmistamiseen käytettiin loppusolmun jännitettä ja kuormitusastetta.

Verkon kuormitustietojen ja johdon sähköisten arvojen perusteella laskettiin häviöteho jokaiselle tunnille. Häviöiden simuloinnissa häviöteholle käytettiin yhtälöä 36, missä solmuvälin häviöteho ratkaistaan pätö- ja loistehon sekä solmuvälin jännitteen perusteella.

$$P_{L,si} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot \sum R_{si}, \quad (36)$$

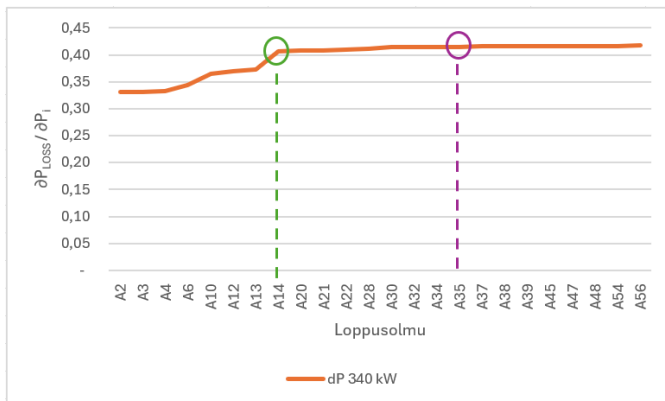
missä $P_{L,si}$ kuvaa verkon häviöitä solmuvälillä $s-i$, P_i pätötehoa solmussa i , Q_i loistehoa solmussa i ja U_i solmun i jännitettä. Solmun jännitteenä käytettiin jännitteen nimellisarvoa.

Seuraavaksi muodostettiin yhtälöt energiavarastolla kompensoidun verkon pätö- ja loistehoille. Laskentamalli on kuvattu yhtälöillä 37 ja 38.

$$P_{i,komp}(t) = P_{i,load}(t) + P_{ch,i}(t) - P_{dis,i}(t), \quad (37)$$

missä $P_{i,komp}$ on kompensoitu pätöteho verkossa, $P_{i,load}$ on verkon kompensoimaton pätöteho, $P_{ch,i}$ on energiavaraston verkosta ottama latausteho ja $P_{dis,i}$ on energiavaraston verkkoon purkama pätöteho. Kuormitusvirran perustana käytetty loisteho laskettiin vakiotehokertoimella. Häviölaskelmissa ei huomioitu jännitesäädön vaikutuksia.

Optimaalinen sijoituspaikka energiavarastolle määritettiin yhtälön 26 (s. 47) avulla. Kuvassa 23 on esitetty yhtälön tulokset Kilpisjärven johtolähdön osalta. Tarkastelussa tehonleikkauspotentiaalina on käytetty myöhemmin luvussa 8.1.2 (s. 97) määritettyä 90 %:n tasoa energiavarastolla saatavasta maksimileikkauskvyyvystä (punaisen katkoviivan ja sinisen käyrän leikkauspiste kuvassa 36).



Kuva 23. Energiavaraston optimisijoitus häviöminimoinnin näkökulmasta

Kuvassa 23 oranssi käyrä kuvaa häviötason muutosta Kilpisjärven johtolähdöllä energiavaraston 340 kW huipputehon leikkauksella korkeimman yhden tunnin keskitehon tilanteessa siirryttäessä verkkoa pitkin syöttävältä sähköasemalta runkoverkkoa pitkin kohti johdon loppupäätä. Tarkastelussa ei sijaintivaihtoehtoina tarkasteltu johtohaaroja. Siksi solmutunnukset etenevät hyppäyksin.

Kuvan 23 tulosten perusteella optimaalinen sijoitusalue olisi solmujen A14 ja A35 välissä, sillä energiavaraston huipputehon leikkauksen vaikutus ei enää vähennä häviöitä pisteen A35 jälkeen ja siirtohyöty kasvu alkaa taittua pisteestä A14. Siirron vaikutus häviösäästöihin tosin merkittävästi heikkenee pisteen A14 jälkeen. Mikäli tarkastelussa huomioitaisiin myös häviöt, mitkä muodostuvat energiavaraston purkuenergian siirrosta asiakkaille sijoituspaikan mukaan, ohjaisi tämä todennäköisesti valintaa kohti solmua A14.

Häviötarkastelun yhteydessä energiataseen tarkasteluun käytetään yhtälöitä 29–31. Häviöistä aiheutuvien kustannusten laskentaperiaate on kuvattu yhtälöllä 38. Simuloinnin tavoitteena on luoda malli, joka minimoi häviökustannukset.

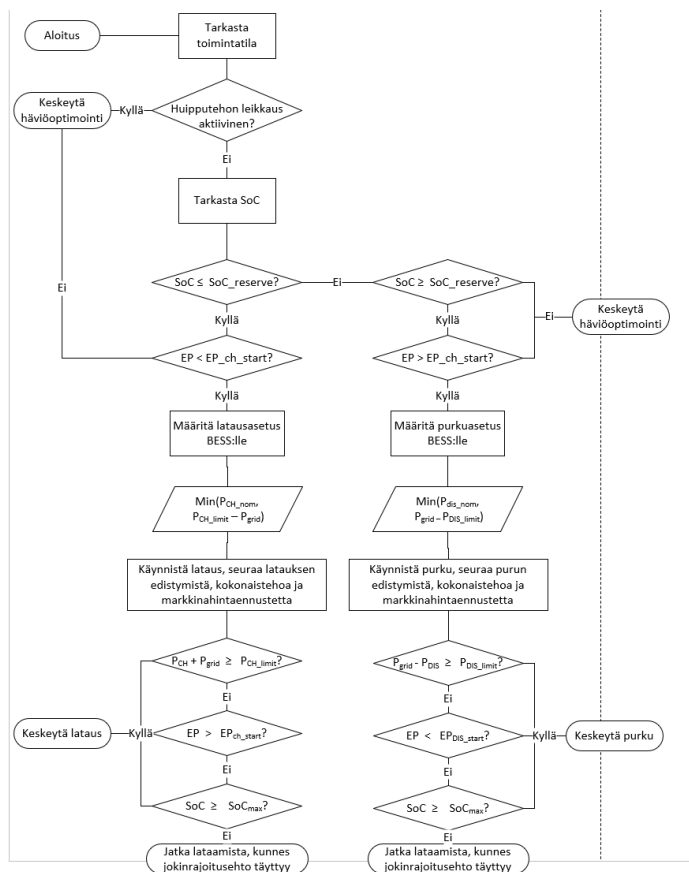
$$C_L = \sum_{t=0}^{T=8760} P_L(t) \cdot EP(t), \quad (38)$$

missä C_L on häviökustannus ja EP on Nord Pool spot-markkinoiden Suomen hinta-alueen tuntikeskihinta. Häviöiden optimoinnin toimintalogiikka on esitetty kuvassa 21.

Häviösäästöpotentiaalitarkastelussa vertailtiin kahta näkökulmaa. Ensimmäinen tarkastelukulmana oli ohjauslogiikka, jonka tavoitteena oli ainoastaan minimoida verkon huipputeho tehonleikkauksen avulla. Tässä käytettiin huipputehonleikkauksen yhteydessä mainittua reagoivaa ohjauslogiikkaa. Vertailevana mallina tarkasteltiin häviösäästöpotentiaali, kun reagoivaan logiikkaan lisättiin markkinahintaoptimointi.

Häviökustannusten minimointi asetettiin toissijaiseksi tavoitteeksi. Ensisijaisena tavoitteena pidettiin huipputehon leikkaamista. Eli asetettu huipputehon leikkaustavoite tuli ensin varmistaa ennen häviöhankintaoptimointia. Energiavarastomitoituksena häviötarkastelussa pidettiin huipputeholeikkausvaiheessa määritettyä mitoitusta. Maksimisäästöpotentiaali määritettiin keskijänniteverkon johdonvarsisijoituksilla s. 64 esitetyllä tavalla valittuun sijoituspaikkaan. Sähköasemakohteissa energiavarasto liitettiin suoraan sähköasemaan myöhemmin luvussa 7.1 (s. 82) kuvatulla tavalla ja pj-verkko liitynnöissä liityntäpisteenä oli luvussa 7.3 mukainen liitos suoraan muuntamon pj-kiskoon.

Simuloinnissa käytetty energiavaraston lataus- ja purkauslogiikka perustuu alkavan tunnin mittaustiedon ja häviöenergian rajakustannuksen määrittelyyn. Logiikka on esitetty kuvassa 24. Mallissa käytetään rajakustannusta markkinahinnan (systemihinta + aluehintaero +/- profiilikustannus + myyjän marginaali) sijaan, sillä häviöenergian hankintakustannus tyypillisesti suojataan johdannaismarkkinoilla, joten markkinahintaennuste ei suoraan ole käyttökelpoinen. Malli ei myöskään huomioi markkinaoperaatioista tulevia rajoitteita häviöenergian hankintaan, eikä mahdollisten ennakkoon tehtyjen markkinaoperaatioiden aiheuttamia sanktioita tai lisäkustannuksia, mikäli energiavaraston käytön seurauksena hankintaennusteesta poikeaan tai hankituista johdannaisista joudutaan luopumaan epäoptimaalisella hetkellä. Häviökustannusten optimointilogiikka on esitetty kuvassa alla.



Kuva 24. Häviöiden optimointilogiikka häviötehon ja häviöiden rajakustannusten perusteella

6.2.3 Jännitteensäätö

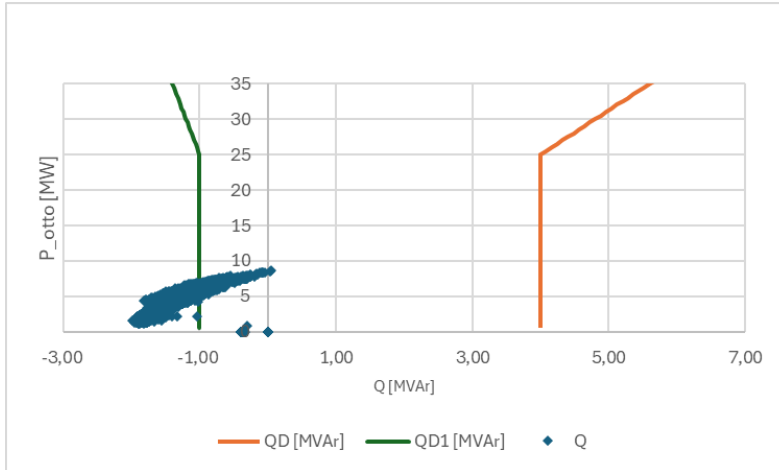
Jännitteensäätö voidaan tarkastella kahdesta näkökulmasta. Ensimmäinen tarkastelunäkökulma on valtakunnallinen sähköjärjestelmän jännitteensäätö ja toisena paikallisen tason jännitesäätö paikalliseen sähkönlaadun parantamiseen. Järjestelmätason jännitteenhallintaan Fingrid järjestelmävastaavana ohjaa kantaverkkomaksuilla luvun **Virhe. Viitteen lähde ei löytenyt.** (s. **Virhe. Kirjanmerkkiä ei ole määritetty.**) hinnaston mukaisesti. Jännitetasoa voidaan säätää muuttamalla verkon loistehoa luvun **Virhe. Viitteen lähde ei löytenyt.** mukaisesti.

Enontekiön Sähkön mittaustietotarkastelun perusteella loistehohistoriatietoja oli kattavasti saatavissa vain liityntäpisteeltä. Liittymispisteen tuntisarjojen perusteella kuormitus painottui vahvasti kapasitiiviselle puolelle lämmityskauden ulkopuolella. Talvella huippukuormilla kuormitus on lievästi induktiivista. Tulos vastaa odotuksia, sillä kesäkaudella verkon pätötehot tippuvat vajaaseen viidennekseen talven huippuarvoista ja lähes tyhjäksiävän verkon pituus huomattava. Muutos loistehotasoissa voidaan perustella yhtälöllä:

$$Q_{kap_t} = Q_{kap} - Q_{ind} = \omega \cdot C_k \cdot U^2 - 3 \cdot \omega \cdot L_k \cdot I^2, \quad (39)$$

missä Q_{kap_t} on kapasitiivinen loistehon tuotanto, Q_{kap} on kapasitiivinen loisteho, Q_{ind} on induktiivinen loisteho, ω on kulmataajuus, C_k on käyttökapasitanssi, L_k käyttöinduktanssi ja I on kuormitusvirta.

Kuorman laskiessa kuormitusvirta pienenee, jolloin yhtälön 40 mukaisesti loistehon kapasitiivinen komponentti laskee. Kuorman laskiessa verkon jännite pyrkii nousemaan kuormitushäviöiden pienentyessä, jolloin loistehon kapasitiivinen komponentti vahvistuu. Loistehon tuotanto- ja kulutustilanne voidaan hahmottaa luvussa 4.3 esitetystä loistehoikkunasta. Enontekiön Sähkön loistehoikkuna vuoden 2025 tilanteessa on esitetty kuvassa 25.



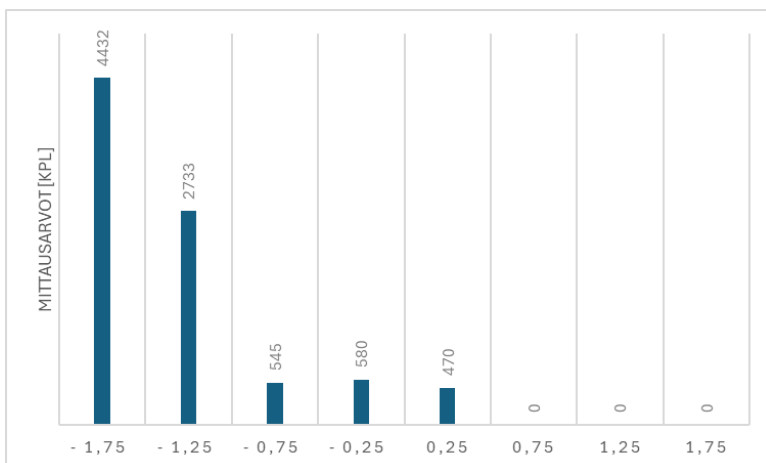
Kuva 25. Enontekiön sähkön loistehoikkuna vuoden 2025 tuntisarjojen perusteella liittytäpisteellä

Tulosten perusteella loistehoikkunan ylityksiä kapasitiivisellä puolella tapahtuu runsaasti. Oheiset ylitykset ilman loistehon kompensointia aiheuttaisivat merkittävän loistehokustannuksen. Verkon tuottama loisteho kompensoidaan kuitenkin liittytäpisteen takaisessa verkossa. Verkkoon kytketty reaktori kykenee kompensoimaan verkon kapasitiivisen loistehon siten, että laskutuskyynnys ei ylitä.

Muutoinkin kuvan 25 loistehoikkunan perusteella loistehoylitysten suuruusluokka edellyttäisi massiivista energiavarastoa. Yhtälöllä 40 on esimerkinomaisesti laskettu tarvittava mitoitus-teho, kun oletetaan tehokertoimen olevan 0,95 SJV:n tehokerroinsäädön alarajan mukaisesti. Laskelmassa oletuksena on 1 MVar:n raja kapasitiiviselle loisteholle.

$$P = \frac{Q}{\tan(\cos^{-1}(\varphi))} = \frac{-1 - (-1,98)}{\tan(\cos^{-1}(0,95))} = 2,98 \text{ MW} \quad (40)$$

Kapasitiivisen loistehorajan ylityksiä vuonna 2025 oli yhteensä 7165 kappaletta, mikä vastaa 82 %:a vuoden tuntimäärästä. Tarkemmin loistehojakauma on esitetty kuvassa 26.



Kuva 26. Loistehomittausten tuntijakauma

Kuvan 26 arvopisteiden jakauman perusteella riittävän energiatason ylläpito kävisi mahdolliseksi. Näiden havaintojen perusteella päädyttiin siihen, että loistehon kompensointitarkastelua, missä loistehon loisikkunاران ylityksiä torjuttaisiin energiavarastolla ja siten säästettäisiin kappaleessa **Virhe. Viitteen lähde ei löytnyt.** kuvatuissa loistehomaksuissa, ei näissä olosuhteissa ole perusteltua tarkastella tämän syvällisemmin.

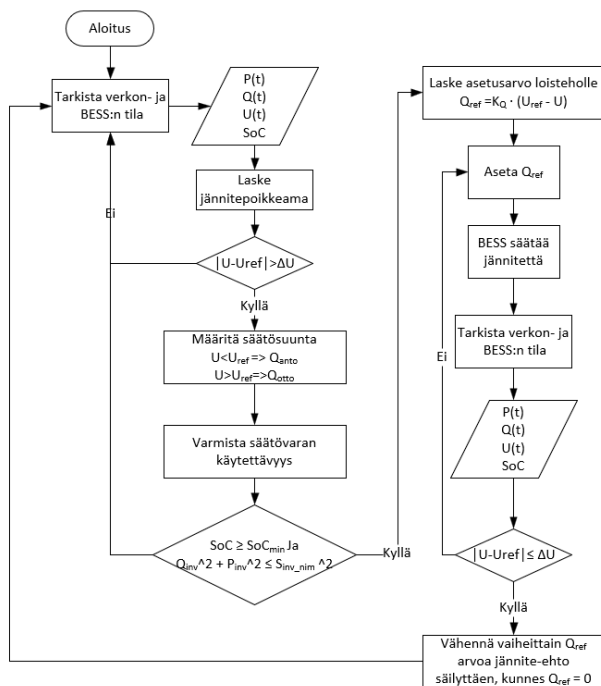
Jännitteensäädön toinen käyttökohde on parantaa paikallisesti verkon jännitteenlaatua esimerkiksi minimoimalla kuormitusvirran aiheuttamaa jännitteenalenemaa kompensoimalla verkon induktanssia inverttereiden tuottamalla kapasitanssilla. Vaikka kuvan 24 mukaisesti verkon kuormitus liityntäpisteestä tarkasteltuna on valtaosin kapasitiivinen, ei tilanne 20 kV verkossa ole erilaisen kuormitusprofiilin ja induktanssia tuottavien komponenttien kuten päämuuntajien vuoksi ole yhdenmukainen.

Jännitteen paikallissäädön periaate noudattaa SJV 2024 loistehokapasiteettivaatimusten mukaista periaatetta (Fingrid, 2025, s. 59–61). Sääto aseteltiin siten, että energiavaraston loistehon tuotanto- ja kulutus seuraavat lineaarisesti verkkojännitteen poikkeamaa referenssiarvosta yhtälöiden 41 ja 42 mukaisesti. Tätä loistehon suhteellista muutoksesta käytetään SJV 2024 dokumentissa suomenkielistä termiä loistehostatiikka ja englanninkielisessä kirjallisuudessa taas termiä slope.

$$Q = K_Q \cdot (U_{ref} - U), \quad (41)$$

$$K_Q = \frac{\Delta Q}{\Delta U}, \quad (42)$$

missä Q on energiavaraston suuntaajien loistehontuotanto, U_{ref} on käytetty referenssi-jännite, U suuntaajan liityntäjännite ja K_Q on loistehostatiikan kulmakerroin. Simuloinneissa jännitteensäätöä tutkittiin staattisissa olosuhteissa verkon huippukuormitustilanteissa, joten säädön dynaamisia vaikutuksia ei huomioitu. Muutosilmiöiden tarkastelu olisi edellyttänyt esimerkiksi tarkasteluun soveltuvalla ohjelmistolla esimerkiksi PSCAD-ohjelmalla suoritettua verkkomallianalyysiä. Jännitteensäädön säätölogiikkalogiikka on esitetty kuvassa 27.



Kuva 27. Energiavaraston jännitteensäädön säätölogiikka $Q(U)$

Kuvan yllä yksinkertaistettu jännitesäätölogiikan perustana on seurata verkon jännitettä ja aktivoida loistehon anto- tai otto jännitepoikkeaman perusteella. Eli jännitteen alittaessa referenssitason, tuottaa energiavarasto inverttereidensä avulla loistehoa verkkoon. Vastaavasti jännitteen ylittäessä referenssiarvon, ottaa invertteri loistehoa verkosta.

Jännitesäätötarkastelun yhteydessä määritetään energiavaraston optimaalinen invertte-
rimitoitus verkon jännitesäätötarpeen perusteella.

6.2.4 Toimitusvarmuuden parantaminen

Toimitusvarmuuden simulointimallin laadinta aloitettiin verkoston keskeytyshistorian
analysoinnilla. Keskeytyshistoriana käytettiin käytöntukijärjestelmän keskeytyshistoriaa.
Keskeytyshistoria laskettiin keskijänniteverkolle. Keskeytyshistoriatietokannan paramet-
reja on esitetty kappaleessa 8.3.3 (s. 108-108). Keskeytyshistorian perusteella muodos-
tettiin verkolle keskimääräinen vikataajuus λ . Vikataajuutta korjataan verkkopituuden
muutoksen suhteella referenssivuoteen nähden, jotta laajuuden muutos ei aiheuta vir-
hettä laskentatuloksiin.

Keskeytystaajuuden määrittelyn jälkeen laskettiin keskimääräinen keskeytyksen kesto.
Keskimääräisen keskeytyksen keston laskennassa hyödynnettiin myös käytöntukijärjestel-
män keskeytyshistoriatietokannan keskeytystietoja. Keskeytystaajuuden tarkastelussa ei
huomioitu pika- ja aikajälleenkytkentöjä, sillä energiavaraston ei odoteta neutraloivan
niiden vaikutusta.

Keskeytystaajuuden määrittelyn jälkeen luotiin verkoston solmuvälitietojen topologinen
verkoston solmuväliluetelo Excel-ohjelmaan syöttöpisteestä alkaen. Malli muodostet-
tiin verkkotietojärjestelmän solmuvälitietojen perusteella kuvan 19 mukaisesti.

Verkkomallin laadinnan jälkeen luotiin Monte Carlo-menetelmää noudatteleva laskenta-
malli, missä malli sijoittaa sattumanvaraisesti vikoja verkkoalueen verkkoon vikataaju-
den mukaisesti. Laskelman perusteella saadaan todennäköinen vuotuisten keskeytysten
määrä tarkasteltavalle johto-osuudelle. Keskeytysten määrän ja tarkasteltavan verkon
osan keskitehon perusteella voidaan laskea keskeytysaikahaittakustannus johto-osuu-
delle kaavan 21 (s. 44) mukaisesti käyttämällä taulukon 3 (s. 44) yksikköhintoja. Keski-
määräisen vian keston ja johto-osuuden keskitehon perusteella voidaan mitoittaa

keskimääräisen keskeytyksen kompensoivan energiavaraston purkausteho ja energia-kapasiteetti. Energiavaraston optimoinnissa käytettiin kaavaa:

$$\min_{E_{BESS,i}} = (LCOS(E_{BESS}) - \Delta C_{KAH}(E_{BESS}, i)), \quad (43)$$

missä E_{BESS} on energiavaraston varastointikapasiteetti, LCOS on energiavaraston elinkaarikustannus, ΔC_{KAH} on KAH-kustannussäästö energiavarastolla ja i on solmuväli, mihin varasto sijoitettaisiin.

Simulointimallin tuloksina saadaan toimitusvarmuustarkastelun osalta kumuloitua viikatodennäköisyysprofiili syöttöpiste-etäisyyden mukaan. Lisäksi saadaan kustannus toimitusvarmuuden parantumiselle. Vastaavasti tuotokset muodostuvat energiavarastolla saavutettavasta KAH-kustannusten säästöpotentiaalista.

6.2.5 Korvausinvestointien siirtäminen

Korvausinvestointitarkastelussa tutkitaan verkko-osuuksia, joihin sähköisten arvojen perusteella on odotettavissa verkon vahvistusinvestointeja 0–5 vuoden aikajänteellä. Tarkastelujakson pituus on valittu kohtuullisen ennustetarkkuuden perusteella. Esimerkiksi uudet asemakaava-alueet ovat kohtuullisen hyvin tiedossa seuraaviksi viideksi vuodeksi. Toisaalta epävarmuudet kasvavat voimakkaasti yli viiden vuoden tarkastelujaksoilla. Tarkastelun perustana on verkkoalueelle aiemmin laadittu energiankulutus- ja huipputehoennuste. Kriittiset sähköiset parametrit, joita simuloinnissa painotetaan ovat verkon kuormitusaste, jännitealenema ja oikosulkuvirrat. Kriittisten verkko-osuuksien tunnistamiseen käytetään verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskentaa. Odotettavissa oleva kuormitustilanteen kehitys mallinnetaan käyttäen valituissa kohteissa odotettavissa olevaa kuormituksen vuosikasvuennustetta.

Tehonjakolaskelman perusteella valituille verkonosille laaditaan verkstopohjainen korvausinvestointimalli. Korvausinvestointimallin perustaksi on määritelty standardin- tai

yhtiön ohjeiden mukainen referenssitaso jännitteenalenemalle, kuormitusasteelle ja oikosulkuvirroille. Korvausinvestointimallin tavoitteena on referenssiarvot täyttävän verkon rakentaminen. Tavoitetta varten suunnitellaan kustannusminimi tavoitteet täyttävä verkko.

Verkostoinvestointivaihtoehdon laskemisen jälkeen mitoitettiin ja valittiin sijoituspaikka energiavarastolle, jolla saavutettiin edellä esitetyt referenssiarvot täyttävä elinkaarikustannusminimi ratkaisu. Koska lähtökohtana oli, että energiavarastoa ei voida kirjata oikaistuun verkko-omaisuuteen, ei sen nykykäyttöarvolle (s. 26) voi myöskään saada WACC:n (s. 27) mukaista tuottoa. Energiavarastokapasiteetin hankinnan ja verkostoinvestoinnin kannattavuutta voidaan verrata epäyhtälöllä 16 (s. 36), mikä huomioi verkostoinvestointiin sitoutuvan pääoman tuottopotentiaalin.

Verkostoinvestointien investointikustannukset lasketaan käyttämällä Energiaviraston määrittämiä yksikköhintoja (Energiavirasto, 2023, s. 112–126). Voimassa olevat yksikköhinnat on määritelty vuodelle 2022 hintatasossa, joten yksikköhinnat korjataan investointivuoden arvoon käyttämällä kuluttajahintaindeksin huhti-syyskuun keskiarvoa. Käytetty indeksikorjauksen kaava on esitetty yhtälöllä:

$$I_{c,k} = I_{c,2022} \cdot \frac{KHI_{2005=100,k}}{KHI_{2005=100,2022}}, \quad (44)$$

missä $I_{c,k}$ on sähköverkon investointikustannus vuonna k , $I_{c,2022}$ on investointikustannus 2022 hintatasossa, $KHI_{2005=100,k}$ on kuluttajahintaindeksi vuonna k ja $KHI_{2005=100,2022}$ on kuluttajahintaindeksi vuonna 2022. Energiaviraston investointikustannusten laskenta verkkoon liittynän osalta tarkastellaan edellä mainittujen yksikköhintojen perusteella. Itse energiaviraston investointikustannus $CAPEX_{BESS}$ lasketaan tarkasteluvuodelle kaavalla 11.

Verkostoinvestoinnin ja energiavarastohankinnan elinkaaritarkastelussa sähköverkon komponenttien teknistaloudellisena pitoaikana käytetään verkkoyhtiön valitsemia oikaistun taseen pitoaikoja. Energiaviraston pitoaika lasketaan käyttämällä kaavoja 7–9 (s.

33). Laskennassa syklien lukumäärä määräytyy kappaleiden 7.2.1–7.2.4 perusteella. Vastaavasti kapasiteetin käyttöalue DoD lasketaan käyttämällä yhtälöä 10.

Simulointitarkastelussa pohjaoletuksena on, että verkkoyhtiö ei tavoittele energiavarastoja omaan omistukseen. Tästä huolimatta energiavarastojen investointikustannukset simulointimallissa lasketaan, jotta kustannukset edustavat energiavaraston elinkaarenai-kaista kustannusta. Lisäksi investointikustannuksiin lasketaan mukaan tarvittavat korvausinvestoinnit korvaavien sähköverkkokomponenttien painotetulla pitoajalla.

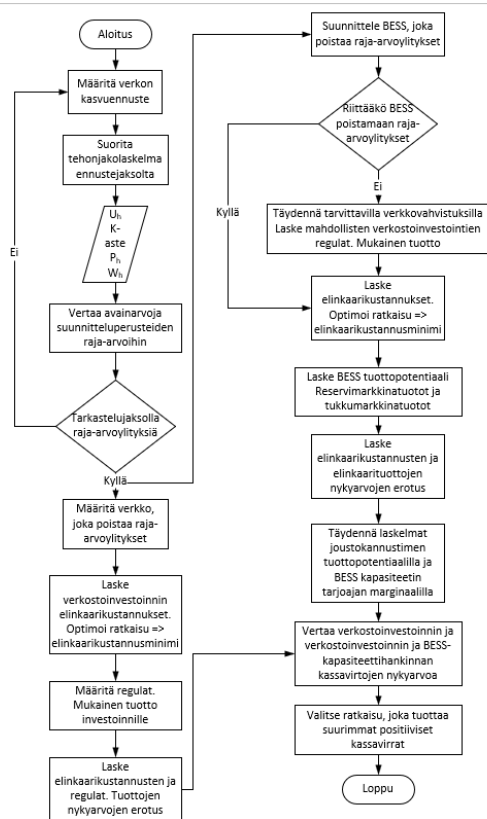
Osana simulointia energiavarastolle tarkastellaan reservimarkkinatuottopotentiaali, joka huomioidaan elinkaarikustannusta alentavana parametrina. Toisin sanoen epäyhtälöä 16 (s. 36) täydennetään energiavarastojen osalta lisäämällä energiavaraston korvausinvestoinnin sähköverkkokomponenttien elinkaaren aikana ja toisaalta tuotoksena reservimarkkinatuottopotentiaali. Reservimarkkinatuottopotentiaali olisi hankintaan osallistuvan tai kapasiteettipalvelun tuottavan yhtiön tuloa. Verkkoyhtiölle kustannukseksi energiavarastosta muodostuisi siten elinkaaren kokonaiskustannus, josta vähennetään elinkaaren reservimarkkinatuotto ja lisätään palveluntarjoajan marginaalikustannus. Täydennetty epäyhtälö 16 on esitetty alla:

$$\begin{aligned}
 & \min \sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX_v}(t) + C_{OPEX_v}(t) + C_{CIC_v}(t)}{(1+i)^t} - \\
 & \min \sum_{t=0}^T \frac{NKA_t WACC_{post-tax}(t) + (TP_{JHA}(t) - TP_{SUMU}(t))}{(1+i)^t} > \\
 & \min \sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX_{BESS}}(t) + C_{OPEX_{BESS}}(t) C_{CIC_{BESS}}(t)}{(1+i)^t} + \sum_{k=2}^n \frac{C_{CAPEX_{BESS,2..n}}(t)}{(1+i)^t} - \\
 & \sum_{t=0}^T \frac{P_{FFR}(t) + P_{FCR-D}(t) + P_{FCR-N}(t) + P_{aFRR}(t) + P_{mFRR}(t)}{(1+i)^t}, \tag{45}
 \end{aligned}$$

missä $C_{CAPEX_v}(t)$ on verkoston investointikustannus, $C_{OPEX_v}(t)$ on verkon ylläpitokustannus, $C_{CIC}(t)$ on verkon keskeytyskustannus, NKA_t on verkon nykykäyttöarvo, $WACC_{post-tax}$ on kohtuullinen veroja edellyttävä tuottoaste verkkokomponentille, TP_{JHA_t} on verkkokomponentin oikaistusta jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto, TP_{sumu_t} on verkkokomponentin todellisesta hankintahinnasta laskettu suunnitelman mukainen poisto,

C_{CAPEX_BESS} on energiavaraston investointikustannus, C_{OPEX_BESS} on energiavaraston ylläpitokustannus ja C_{CIC} on verkonosan keskeytyskustannukset, kun energiavarasto on liitetty verkkoon, i on laskentakorko, t on tarkasteluvuosi, $C_{CAPEX_BESS,2,...,n}$ on elinkaarivertailujaksen aikaiset korvausinvestoinnit ja P_{XXX} on reservimarkkinatuotto eri tuottokomponenteilta (P_{FFR} , P_{FCR-D} , P_{FCR-N} , P_{aFFR} , P_{mFFR}).

Kuvassa 28 on esitetty korvausinvestointitarkastelun logiikkakaavio. Investointitarkastelussa korostetaan verkon osia, joilla on Yhtälön 3 (s. 26) mukaista nykykäyttöarvoa jäljellä. Mahdollinen omaisuuden jäännösarvon alaskirjaus vahvistaa energiavarastokapasiteetin hankinnan kannattavuutta suhteessa verkostoinvestointiin.



Kuva 28. Valintalogiikka verkostoinvestoinnin ja energiavarastohankinnan välillä

Logiikkakaavio määrittää menettelyvaiheet, minkä perusteella valinta energiavarastohankinnan ja verkostoinvestoinnin välillä tehdään. Mallissa lähtökohtana on, että verkostolle asetetut referenssiarvot ovat vaarassa ylittyä tällä hetkellä tai ylitys vaikuttaa todennäköiseltä seuraavien viiden vuoden aikana. Logiikkakaavion laskentavaiheiden

lisäksi tarkastetaan, voidaanko energiavarastohankinnalla välttää ennenaikaiset korvausinvestoinnit. Ennenaikaisesti korvattavien komponenttien nykykäyttöarvo lisätään mallissa elinkaarikustannuksiin.

energiavarasto kytkeytyy.

Sähköasemakohteiden valintaa varten luotiin priorisointipisteytys. Priorisointi perustettiin viiteen kriteeriin. Ensimmäinen prioriteettikriteeri on kuvattu yhtälöllä:

$$\left(1 - \frac{P_{avg,i}(t)}{P_{max,i}(t)}\right) \cdot \frac{Y_2}{(1 - \min \frac{P_{avg}(t)}{P_{max}(t)})}, \quad (46)$$

missä $P_{avg,i}(t)$ on kohteen i keskiteho tarkastelujaksolla t , $P_{max,i}(t)$ on kohteen i huipputeho tarkastelujaksolla t , Y_2 on prioriteetin painoarvo ja $P_{avg}(t)$ on kriteerit täyttävä keskiteho kaikkien kohteiden joukosta ja $P_{max}(t)$ on kriteerit täyttävä maksimiteho kaikkien kohteiden joukosta. Prioriteettimittari vertaa siten keskitehon poikkeamaa huipputehosta. Mitä suurempi poikkeama huipputehon ja keskitehon välillä, sitä korkeamman pistearvon prioriteettikriteeri antaa. Kriteerin tavoitteena on tunnistaa kohteet, joissa huippukuus suurta, jolloin energiavaraston suorittamalla tehonleikkauksella merkittävä potentiaali.

Toisena kriteerinä tarkasteltiin päämuuntajien kuormitusastetta. Kuormitusastetta mitattiin yhtälöllä:

$$\frac{S_{max,i}(t)}{S_N(t)} \cdot Y_2, \quad (47)$$

missä $S_{max,i}(t)$ on toteutunut korkein tuntikeskiteho tarkastelujaksolla, S_N on päämuuntajan nimellisteho ja Y_2 on kriteerin painoarvo. Kriteerin valintaa voidaan perustella päämuuntajan korvaushinnalla. Energiaviraston yksikköhintojen perusteella (Energiavirasto, 2023, s. 119) on yksi arvokkaimmista asemakomponenteista, joten korvausinvestointitarkastelun näkökulmasta investoinnin välttäminen tai -siirtyminen komponentin osalta on olennaista. Mittarin painoarvoksi päädyttiinkin antamaan jaetun ykkössijan oikeutava painoarvo. Päämuuntajien kuormitusasteen pisteytys rakennettiin portaittaiseksi. Kuormitusasteen ollessa 0–60 %:a pistearvoksi annettiin 0, 60–80 %:n kuormitusasteella

pisteiksi annettiin puolet maksimipisteistä, 80–100 %:n kuormituksella 80 %:a maksipisteistä ja yli 100 %:n kuormitukselle maksimipisteet.

Kolmantena kriteerinä käytettiin asemakohtaista energiavolyymiä. Käytetty kriteeri on kuvattu yhtälöllä:

$$\frac{W_i(t)}{W_{max}(t)} \cdot Y_2, \quad (48)$$

missä $W_i(t)$ on aseman i kautta siirretyn energian määrä vuoden aikana, $W_{max}(t)$ suurin vuotuinen siirretty energiamäärä tarkasteltavien asemien joukosta ja Y_2 on kriteerin painoarvo. Energiaperusteinen kriteeri valittiin osin toimitusvarmuusnäkökulmasta, sillä yhtälöiden 22 (s. 44) ja 23 (s. 45) perusteella energialla on merkittävä vaikutus KAH-kustannukseen.

Neljänneksi tarkastelukriteeriksi valittiin päämuuntajan kuormitushäviöt. Häviötarkastelussa huomioitiin ainoastaan kuormitushäviöt, sillä energiavarastolla ei voida juurikaan vaikuttaa muuntajan tyhjäkäyntihäviöihin. Vähäinen vaikutus voi muodostua toimitusvarmuustarkastelussa, jos päämuuntaja irtikytketään verkosta vikatilanteessa. Muuntajahäviöt laskettiin verkkotietojärjestelmän avulla muuntajan kuormitushäviöiden ja muuntajan häviöiden huipunkäyttöajan tulona. Varsinainen kriteeri pisteytettiin yhtälöllä:

$$\frac{W_{Lk,i}(t)}{\max(W_{Lk}(t))} \cdot Y_2, \quad (49)$$

missä $W_{Lk,i}(t)$ on päämuuntajan kuormitushäviöenergia vuoden tarkastelujaksolla, $\max(W_{Lk}(t))$ on vuotuisten kuormitushäviöiden maksimi yksittäisellä päämuuntajalla, tarkasteltavista muuntajista.

Viimeiseksi tarkastelukriteeriksi valittiin aseman syöttävän verkon keskimääräisen vuotuisen tehonkasvun suhdetta suurimpaan keskimääräiseen tehonkasvuun tarkasteltavista asemista. Käytetty kriteeri on esitetty yhtälöllä:

$$\frac{\Delta P_i(t)}{\Delta P_{max}(t)} \cdot Y_2, \quad (50)$$

missä $\Delta P_i(t)$ on asemaan liittyvän verkon huipputehon keskimääräinen vuotuinen kasvu, tarkasteltavista asemista korkein huipputehon keskimääräinen vuosikasvu ja Y on kriteerin painoarvo. Kriteerin tavoitteena on ohjata verkon laadun parannukset kohteeseen, missä kuormituksen kasvun seurauksena kohteen kriittisyys korostuu. Kriteeri ohjaa toimenpiteet oikeaan painopistealueeseen.

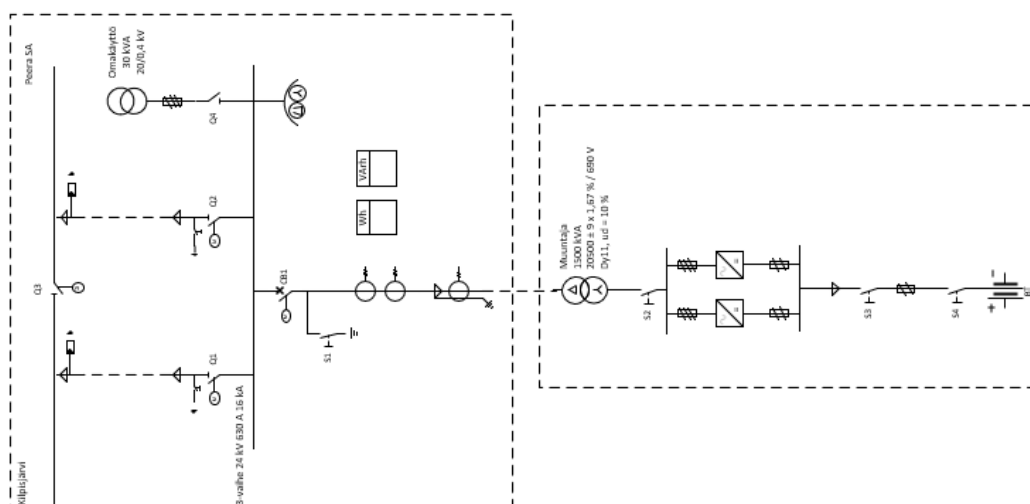
Sähköasemakohteiden priorisoinnin tulokset on esitetty taulukossa 9. Valinnassa pyritään painottamaan korkean kuormituksen asemia, joissa kuormituksen vaihtelu on suurta. Näin siksi, että tällaisissa kohteissa energiavarastolla saatavissa olevat hyödyt ovat maksimoitavissa. Asemakohteiden valintakriteereissä ei huomioida syöttävän alueverkon tilannetta, mutta simulointivaiheessa tarkastelu valittujen asemakohteiden keskijänniteverkoille tehdään. Kriteerien perusteella päädyttiin valitsemaan tarkasteluun Hetan ja Peeran sähköasemat.

Taulukko 9. Sähköasemakohteiden valintakriteerit.

Kriteeri	1	2	3	4	5	Yhteensä
Yhtälönumero (kohdevalinta)	46	47	48	49	50	
Painoarvo (Y)	20,0	25,0	20,0	25,0	10,0	100,0
Hetta	19,9	-	17,7	25,0	9,8	72,4
Karesuvanto	19,9	-	8,2	25,0	8,5	61,6
Peera	20,0	20,0	20,0	14,2	10,0	84,2

7.2 Sijoitus 20 kV keskijänniteverkon varrelle

Sähköasemien valinnan jälkeen valittiin kiinnostavat keskijännitelähdöt valituilta Hetan ja Peeran asemilta, joiden varrelle energiavarastoliityntää tarkastellaan kuvan 25 toteutusperiaatteen mukaisesti. Liittämistä varten rakennetaan kuvan pääkaavion mukainen liityntäpiste. Liityntä oletustoteutuksena on modulaarinen konttiratkaisu, missä samaan rakennukseen rakennetaan akuston ohella verkon liityntäpiste. Tarkasteltavissa keskijänniteverkoissa liityntä toteutetaan ilmajohtoverkkoon. Ilmajohtorungolle lisätään simuloinneissa kuvan 30 mukainen kuormaerotin, jolla monipuolistetaan kytkentämahdollisuuksia.



Kuva 30. Energiavaraston liittäminen keskijänniteverkkoon johdon varrelle

Johdonvarsiliityntä johtolähtövalinta suoritettiin viiden valintakriteerin perusteella. Ensimmäiseksi valintakriteeriksi valittiin sama kriteeri kuin sähköasemaliityntä ensimmäinen valintakriteeriksi valittiin, eli yhtälön 46 (s. 83) mukainen mittari samoilla perusteilla kuin sähköasemaliityntä tapauksessa.

Toinen kriteeri valittiin puhtaasti toimitusvarmuuskustannuksen, eli KAH-kustannuksen näkökulmasta. Kriteerin avulla pyrittiin tunnistamaan vika-alttiita ja korkean KAH-kustannuksen johtolähtöjä yhtälön 51 mukaisesti. Tarkastelussa huomioitiin vain pysyvät

vikakeskeytykset perustuen aiemmin kuvattuun arvioon (s. 76), ettei energiavarastolla voida ehkäistä sähköverkon jälleenkytkentöjä.

$$\frac{\frac{W_i(t)}{8760} \cdot \lambda_i \cdot (h_{w,odott} + t_{i,odott} \cdot h_{E,odott})}{\max(\frac{W(t)}{8760} \cdot \lambda \cdot (h_{w,odott} + t_{i,odott} \cdot h_{E,odott}))} \cdot Y_2, \quad (51)$$

missä $W_i(t)$ on lähdöllä i vuoden aikana siirretty energiamäärä, λ_i on lähdön pysyvien keskeytysten keskeytystaajuus [kpl, vuosi], $h_{w, odott}$ on odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle [€/kW], $t_{i, odott}$ on odottamattomien keskeytysten kesto [h] ja Y_2 on KAH-kriteerin painoarvo.

Kolmantena kriteerinä tarkasteltiin johtolähdöllä esiintyvää korkeinta jännitealenemaa. Kriteerin tavoitteena oli löytää kohteita, missä heikko sähkönlaatu voisi aiheuttaa korvausinvestointikriteerin täyttymisen. Näissä kohteissa Q(U) -säädön ja huipputehonleikkauksen avulla energiavarasto mahdollisesti kykenisi siirtämään korvausinvestointeja. Kriteeri normitettiin korkeimpaan jännitteenalenemaan, mitä johtolähdöillä esiintyi. Kriteeri on esitetty yhtälöllä:

$$\frac{U_{h,i}(t)}{\max(U_h)(t)} \cdot Y_2, \quad (52)$$

missä $U_{h,i}$ on johtolähdön i korkein jännitteenalenema, $\max(U_h)$ on korkein tarkastelluilla johtolähdöillä esiintynyt jännitteenalenema ja Y_2 on jännitteenalenemakriteerin painoarvo.

Neljäntenä kriteerinä käytettiin johtolähdön vuotuisia energiahäviöitä, jotka normitettiin suurimpaan häviöenergiamäärään, mikä tarkastelluilla lähdöillä esiintyi tarkasteluvuosijakson aikana. Häviökriteeri on kuvattu aiemmin yhtälöllä 49 (s. 84).

Viimeisenä valintakriteerinä käytettiin huippukuormatilanteiden tuntitehojen vaihteluvälin erotusta, joka normitettiin suurimpaan vaihteluväliin, mitä tarkastelluilla

johtolähdöillä samalla tarkastelujaksolla esiintyi. Tarkastelussa ensin laskettiin todellisen tuntisarjan perusteella vuorokauden energiankulutus. Tämän jälkeen etsittiin suurimmat viisi vuorokautta energiankulutuksen perusteella. Näiltä vuorokausilta laskettiin vuorokausien suurimpien huippujen keskiarvo, josta vähennettiin vuorokausien alhaisimpien tuntien keskiarvo. Tästä muodostui vuorokausikohtaisen tehon leikkauspotentiaalinvaihteluväli. Koska huipputehon leikkaaminen vaikuttaa välillisesti kaikkiin muihinkin kriitereihin päädyttiin tälle antamaan suurin painoarvo.

Kriteerillä kartoitettiin todellista tehonleikkauspotentiaalia, mitä huippukuormitusvuorokausina olisi teoreettisesti mahdollista leikata. Todellinen tehonleikkauspotentiaali ei voi olla erotuksen suuruusluokkaa, mikäli huippuvuorokaudelle voidaan odottaa sekä laatus- että purkutapahtumia. Valintakriteeri on kuvattu yhtälöllä:

$$\frac{P_{max,i}(t) - P_{min,i}(t)}{\max(P_{max}(t) - P_{min}(t))} \cdot Y_2, \quad (53)$$

missä $P_{max,i}(t)$ on lähdön vuorokauden suurin tuntikeskiteho, $P_{min,i}(t)$ on saman vuorokauden, saman lähdön minimi tunnin keskiteho ja $\max(P_{max}(t) - P_{min}(t))$ on normituksen perustana ollut suurin vuorokauden sisäinen maksimi- ja minimitehoerotus tarkastelujaksolla valituilta johtolähdöiltä.

Johtolähdöt pisteytettynä edellä kuvattujen valintakriteerien perusteella on kuvattu taulukossa 10.

Taulukko 10. Keski-jänniteverkon kohteiden valintakriteerit.

Kriteeri		1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	Yhteensä
Painoarvo (Y)		10,0	25,0	15,0	20,0	30,0	100,0
Sähköasema	Johtolähtö						
HET	J06 Hetta	8,0	6,4	0,6	0,3	6,5	21,8
HET	J07 Leppäjärvi	7,8	5,6	2,8	0,4	2,4	19,1
HET	J04 Palojoensuu	10,0	2,4	1,0	0,1	5,6	19,1
HET	J08 Peltovuoma	9,0	22,4	12,7	4,6	6,4	55,1
PEE	J05 Iitto	8,4	1,5	0,1	0,1	1,0	11,1
PEE	J04 Kilpisjärvi	8,2	25,0	15,0	20,0	30,0	98,2

Tulosten perusteella päädyttiin valitsemaan kolme suurimman pistemäärän saanutta johtolähtöä, eli J04 Kilpisjärvi, J08 Peltovuoma ja J06 Hetta. Valittujen johtolähtöjen verkoista etsitään seuraavassa vaiheessa kiinnostavat muuntopiirit, joihin energiavarasto sijoittamalla voidaan saavuttaa maksimaalinen hyöty.

7.3 Sijoitus jakelumuuntamon läheisyyteen

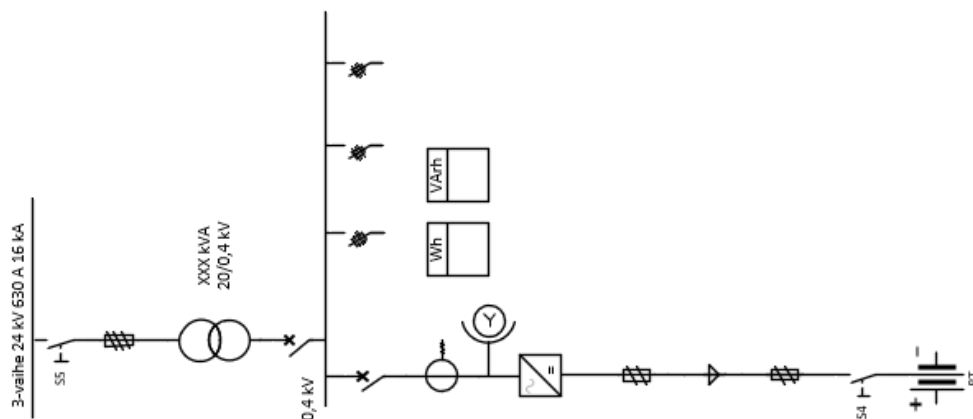
Energiavaraston hyötypotentiaalin kannalta optimaalisten johtolähtöjen valinnan jälkeen siirryttiin etsimään tarkastelun kannalta kiinnostavia muuntopiirejä. Muuntopiirit valittiin edellä valituilta johtolähdöiltä. Jokaiselta johtolähdöltä valittiin 2–3 parhaiten soveltuvaa muuntopiiriä. Rajauksen jälkeen otanta on edelleen riittävä vertailuaineiston muodostamiseksi. Lisäksi rajauksella varmistetaan työn laajuuden säilyminen tarkoitukseenmukaisella tasolla.

Tarkasteluhetkellä asiakkaiden loisen energiasarjat eivät olleet käytettävissä, joten tarkastelu perustui asiakkaiden päätötehosarjoihin. Koska B2-ratkaisussa energiavarasto sijoitetaan muuntamon välittömään läheisyyteen ja kytketään kuvan 31 (s. 90) muuntamon pj-keskukseen, keskeisimmät vaikutukset kohdistuvat muuntamon kuormitukseen ja jännitetasoihin. Tämä johtuu siitä, että tällä kytkentätavalla vaikutukset muuntopiirin pj-verkoon ovat rajalliset. Esimerkiksi vaikutus kuormitusasteeseen ja oikosulkuvirtoihin muodostuu käytännössä vain kiskojännitteen muutoksesta. Mikäli yksittäiseen pj-lähdön kuormitettavuutta haluttaisiin parantaa, parempi sijoituspaikka olisi pienjänniteverkon varrella.

Muuntopiireille suoritettiin lisäksi esikarsinta. Esikarsinnassa perustui kahteen näkökulmaan: muuntopiirin muuntajan nimellistehoon ja muuntajan kuormitusasteeseen. Tarkastelun ulkopuolelle rajattiin suoraan muuntopiirit, joiden muuntajan nimellisteho on alle 100 kVA, sekä muuntopiirit, joiden päätötehon yhden tunnin huippuarvo on alle 50 kVA. Muuntopiirit, joiden kuorma on pieni, hyötypotentiaali arvioitiin liian pieneksi ja

toisaalta energiavaraston elinkaarikustannus energiayksikköä kohden arvioitiin kasvavan kohtuuttomaksi. Lisäksi yksittäisen asiakkaan vaikutus pienessä muuntopiirissä korostuu. Asiakkaan poismuutto tai tehotarpeen muutos voi tällaisissa tilanteissa vaikuttaa dramaattisesti kannattavuuteen.

Pj-verkkoliitynnällä tarkoitettiin tässä yhteydessä liityntää muuntamon pj-keskukseen oman katkaisijalähdön kautta. Liittämisperiaate on esitetty kuvassa 26. Ratkaisussa SJV 2024 mukaiset mittaukset toteutetaan muuntamalla. Häiriötilanteissa energiavarasto erotetaan verkosta muuntamoon lisättävällä pienjännitekatkaisijalla. Toteutusratkaisun periaate on esitetty kuvassa 31.



Kuva 31. Energiavaraston liittäminen olevan muuntamon pj-keskukseen

Tässä työssä myöhemmin esitetyt energiavarastojen liittämiskustannukset muodostuvat kuvissa 29–31 (s. 82, 86 ja 90) kuvatuista liityntäratkaisuista.

Pienjänniteverkon kohteiden valinnassa käytettiin samoja valintakriteereitä, mitä sähköasemakohteiden- ja johtolähdön varrelle sijoitettavien kohteiden valinnassa. Ensimmäisenä kriteerinä käytettiin yhtälön 46 (s. 83) valintakriteeriä, eli verkon kuormituksen huijakkuutta tarkastelevaa kriteeriä. Toisena kriteerinä käytettiin pienjänniteverkossa esiintynyttä korkeinta jännitteenalenemaa yhtälön 52 (s. 87) mukaisesti. Kolmantena kriteerinä käytettiin siirretyn energian määrää, joka oli normitettu suurimpaan siirtomäärään,

joka tarkastelluilla muuntopiireillä esiintyy, yhtälön 48 (s. 84) mukaisesti. Neljäntenä kriteerinä käytettiin vuotuista kuormitushäviöistä muodostuvaa häviöenergiaa, joka normitettiin yhtälön 49 (s. 84) mukaisesti. Viimeisenä kriteerinä käytettiin yhtälön 53 (s. 88) mukaista kriteeriä, jolla tarkasteltiin tehonleikkauspotentiaalia huippukulutusvuorokausina.

Taulukossa 11 on esitelty simulointiin valitut muuntopiirit. Simulointiin valittiin kolme muuntopiiriä jokaisesta tarkastellusta johtolähdöstä. Muuntopiirivalinnat tehtiin priorisointipisteytyksen perusteella siten, että lähdön korkeimman pistearvon muuntopiiri valittiin ensimmäisenä, toiseksi suurin toisena ja kolmanneksi suurin kolmantena.

Taulukko 11. Simulointiin valitut muuntopiirit.

Kriteeri			1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	Yhteensä
Yhtälönumero (kohdevalinta)			46,0	52,0	48,0	49,0	53,0	
Painoarvo			10,0	15,0	25,0	20,0	30,0	100,0
Sähköasema	Johtolähtö	Muuntopiiri						
PEE	J04	M3135	6,7	4,4	16,0	10,1	13,2	50,4
PEE	J04	M3149	6,0	5,0	25,0	12,2	23,1	71,3
PEE	J04	M0000	10,0	0,9	2,2	5,9	30,0	49,0
HET	J06	M3298	7,5	10,3	2,1	2,6	2,1	24,6
HET	J06	M3221	6,5	15,0	10,1	20,0	4,5	56,1
HET	J06	M3435	6,1	7,9	18,5	14,5	13,9	60,8
HET	J08	M3238	7,5	7,6	2,4	1,8	3,2	22,5
HET	J08	M3249	7,1	8,1	3,1	3,2	2,8	24,4
HET	J08	M3245	7,8	12,2	2,8	2,9	3,4	29,0

8 Simulointitulokset

Simuloinneissa korkein prioriteetti annettiin huipputehojen leikkaamiselle, koska se on keskeinen yksittäinen keino maksimoida verkon käyttöikä ja minimoida kustannuksia. Lopulliseen tarkasteluun valittavien kohteiden esikarsinta tehtiin huipputehon leikkauskyvyn perusteella. Simuloinneissa tarkastellaan alkuun jokainen hyötypotentiaali erikseen. Tämän jälkeen optimoidaan kokonaishyöty kaikkien hyötypotentiaalien nettovai-
kutuksista.

Osa simulointivaiheen parametreista lukittiin samoiksi kaikissa tarkastelunäkökulmissa. Energiavaraston toimintarajat valittiin tutkimuskirjallisuuden perusteella. Lataus- ja purkuvaiheen hyötysuhteiksi (η_{CH} ja η_{DIS}) valittiin 0,95, jolloin järjestelmän kokonaishyötysuhteeksi muodostuu 0,9025 sisältäen tehoelektroniikan aiheuttamat häviöt. Laskelmissa käytetty arvo on yksinkertaistus. Lee (2023, s. 6889–6891) tutki BESS:n hyötysuhdetta eri SOC- ja kuormitustasoilla päätyen siihen, että hyötysuhde todellisuudessa vaihtelee varaustason ja kuormituksen funktiona.

Energiavaraston varaustason alarajaksi (SOC) valittiin 0,1 ja ylärajaksi 0,9. Tutkimuskirjallisuudessa optimaalinen käyttöalue vaihtelee. Useissa lähteissä käytetään vaihteluväliä 0,2...0,8, mutta toisaalta esimerkiksi Wang ja muut (2025, s. 11) käyttivät saarekeverkko-tarkastelussa varaustason vaihteluvälinä 0,05...0,95.

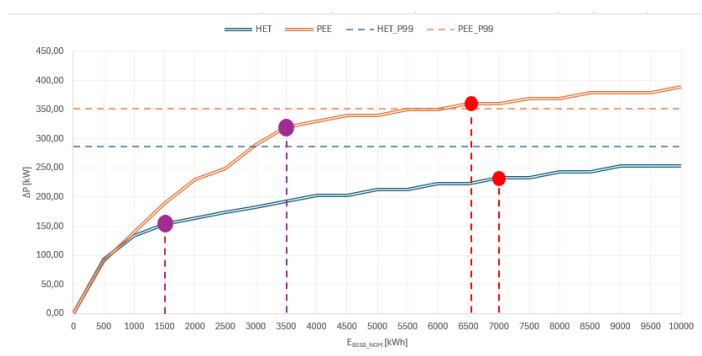
8.1 Huipputehojen leikkaaminen

Huipputehon leikkauspotentiaali tarkasteltiin erikseen sähköasema-, 20 kV johdonvarsi- ja valituissa muuntopiirikohteissa. Potentiaali kartoitettiin luvussa 6.2.1 kuvatulla reagoivalla ohjauslogiikalla. Tarkastelun tavoitteena oli sekä etsiä maksimi tehonleikkauspotentiaali että tarkastella potentiaalin kehittymistä eri mitoituksilla.

Huipputehon leikkaamisen ohella tarkasteltiin huipputehon ajoittumista verkon verkon huipputehon kanssa. Tässä tavoitteena oli arvioida, kuinka miten huippujen leikkaus koh- teessa vaikuttaa koko verkon huipputehotasoon. Edellä mainittujen tarkastelukulmien lisäksi tutkittiin, kuinka paljon huipun leikkaus kuormittaa energiavarastoa ja toisaalta vaikuttaa odotettavissa olevaan käyttöikään syklimäärien ja purkusyklien syvyyksien pe- rusteella.

8.1.1 Energiavarasto sijoitettuna sähköasemalla (B4)

Tehonleikkauspotentiaalin tarkastelu suoritettiin kappaleessa 8.1 valituille Hetan ja Pee- ran sähköasemille. Sähköasemasijoituksen lähtökohtana oli, että energiavarasto kytke- tään sähköasemalle oman 20 kV johtolähdön kautta. Tällä sijoituksella tehonleikkaus vai- kuttaa siten sähköasemaa syöttävän 45 kV verkon-, sähköaseman päämuuntajan ja säh- köaseman 45- ja 20 kV kojeistojen kuormitusasteeseen. Molemmilla asemilla on käy- tössä automaattiset käämikytkimet, verkon jännitetason ylläpitämiseksi.



Kuva 32. Huipputehonleikkauspotentiaali B4-kohteissa

Kuvassa yllä on esitetty energiavaraston kyky leikata huipputehoa eri E_{BESS_nom} arvoilla. Kuvassa kaksoisviivalla on kuvattu kohteittain huipputehonleikkauskykyä energiavaras- ton nimellisvarastointikapasiteetin (E_{BESS_nom}) funktiona. X-akselin suuntaiset katkoviivat kuvaavat kohteittain tehonleikkaustarvetta, jolla huipputeho saadaan laskettua prosent- tipiste 99 mukaiseen tasoon, eli tasoon, jonka alapuolella on 99 %:a mitatuista

tuntikeskitehoista. Kuvassa violetilla katkoviivalla on kuvattu tehonleikkauspotentiaalin visuaalisesti luettu taitepiste, jonka jälkeen $E_{\text{BESS_nom}}$ -kapasiteetin kasvattaminen kasvattaa vain rajallisesti tehonleikkauspotentiaalia. Punaisella katkoviivalla taas on kuvattu 90 %:n taso energiavaraston $E_{\text{BESS_nom}}$ 0–10 000 kWh alueen tehonleikkauspotentiaalin maksimiarvosta. Tätä samaa esitystapaa noudatetaan myös johdonvarsiliityntöjen tapauksessa kuva 35 (s. 97) ja muuntopiiriliityntöjen tapauksessa kuva 38 (s. 100).

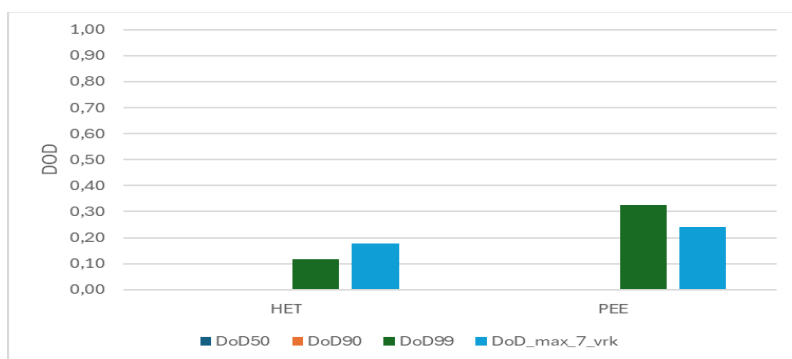
Kuvasta 32 voidaan havaita, että Peeran aseman tehonleikkauspotentiaali on selkeästi Hetan asemaa suurempi. Lisäksi suurempi tehonleikkauspotentiaali saavutetaan huomattavasti pienemmällä nimellisvarastointikapasiteetilla. Ero alkaa selvästi näkyä, kun nimellisvarastointikapasiteetissa saavutetaan 1000 kWh:n taso. Ero selittyy kulutuksen käyrämuodolla ja kulutuksen vuorokausivaihtelulla. Pieni vaihtelu mahdollistaa pienen säätöpotentiaalin ja toisaalta vähäinen vuorokauden sisäinen vaihtelu ei mahdollista riittävää varausjaksoa seuraavan vuorokauden huippuun valmistautumiseen.

Käyrien muodon perusteella kapasiteettiyksikön tuottama tehonleikkauspotentiaalille voidaan molemmissa kohteissa tunnistaa selkeä taitepiste. Esimerkiksi Peeran asemalle energiavarastoinnin nimelliskapasiteetin kasvattaminen tasosta 3500 kWh tasoon 6500 kWh kasvattaa tehonleikkauspotentiaalia vain 50 kW, eli tarvitaan 80 kWh yhden kilowatin huipputehon leikkaamiseen vastaava tason 3500 kWh:n taitepisteeseen on noin 11 kWh kilowatin huipputehon leikkausta kohden.

Tarkastelemalla asemien kuormituksen ajoittumista suhteessa koko verkon huippukuormaan havaitaan, että Peeran aseman kuormitushuippu ajoittuu samaan aikaan koko verkon huippukuorman kanssa. Vastaavasti Hetan aseman kuormitushuipusta 0,93 sijoittuu samaan ajankohtaan verkon huippukuorman kanssa. Mikäli kuormituksen jaksotus toteutuu vastaavalla tavalla jatkossa, huipputehon leikkaaminen Peeran asemalle leikkaa koko verkon huipputehoa kertoimella 1,00 ja Hetan asemalla kertoimella 0,93.

Tarkemmin syklejä tarkasteltaessa havaittiin, että purkusyklien syvyys jää kaikissa tilanteissa matalaksi, kuten kuvasta alla voidaan havaita. Tässä yhteydessä purkusyklien syvyyttä (DoD) tarkasteltiin vuorokausitasolla laskemalla vuorokausittain SoC_{max} ja SoC_{min} erotus. Kuvassa on esitetty purkusyklien syvyys ensin eri prosenttipisteillä ja viimeisenä korkeimman yhtenäisen seitsemän vuorokauden sarjan perusteella tarkasteltuna. Tuloksista havaitaan, että prosenttipistetarkastelussa molemmilla sähköasemilla vasta P99 antaa positiivisen arvon. Tämä tarkoittaa sitä, että käytettyjen tunnuslukujen perusteella vähintään 90 %:a arvoista suuruusjärjestykseen järjestettynä saa arvon nolla, eli purkutapahtumia ei vuorokauden aikana esiinny. DoD-arvot on laskettu punaisen katkoviivan ja kohdekohtaisen kaksoisviivan leikkauspisteen mukaisella E_{BESS_nom} -mitoituksella.

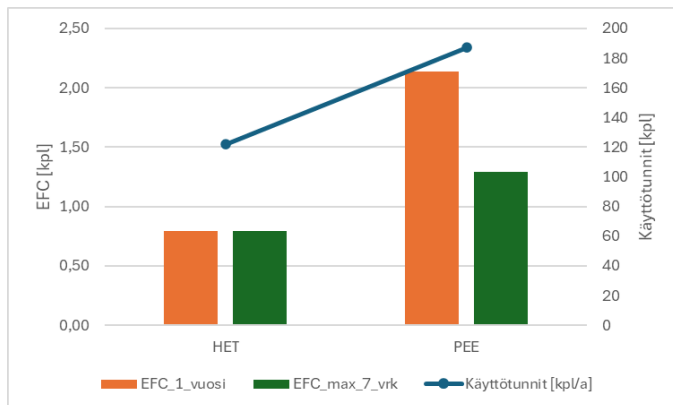
Tarkastelussa SoC_{min} oli 0,1 ja SoC_{max} oli 0,9. Tulosten perusteella purkusyvyydet eivät lähesty vuorokausitasolla lähesty järjestelmän 0,8 maksimitasoa. Tämä vahvistaa luvussa 6.2.1 esitettyä havaintoa siitä, että korkea varastointikapasiteettitarve E_{BESS_nom} on käytännössä seurausta lyhyistä latausjaksoista, joilla edellisen päivän purettua energiaa ei asetettujen reunaehtojen puitteissa kyetä lataamaan takaisin tulevan päivän purkua varten.



Kuva 33. 90 prosentin kapasiteettimitoitettun energiavaraston DOD sähköasemaliitynnällä

Syklimäärät jäävät molemmissa asemissa myös alhaisiksi. Selkeästi suurempi kysyntä huippuviikolla on Peeran asemalla. Matala kapasiteetin käyttöaste kertoo järjestelmän

tyhjäkäynnistä. Pelkästään tehonleikkaukseen varattu energiavarasto sijoitettuna kummalle vain tarkastelluista asemista olisi merkittävän osan vuodesta tyhjäkäynnillä.



Kuva 34. Sykli- ja käyttötuntien määrä

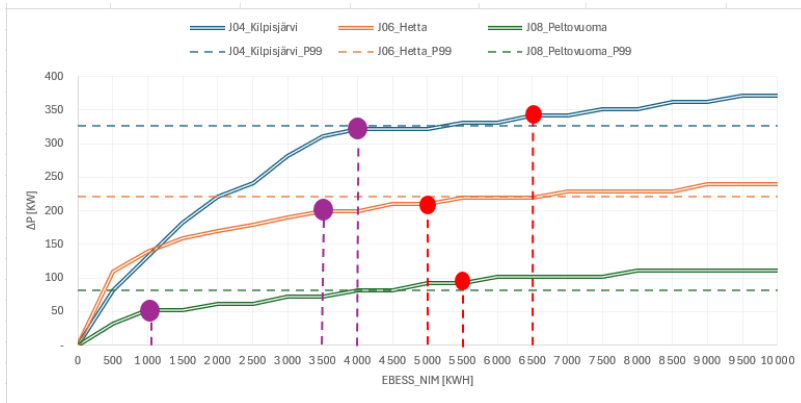
Kuvassa 34 on esitetty asemalle sijoitettavan energiavaraston sykli- ja käyttötuntimäärät. Tulosten perusteella Hetan aseman kaikki sykliä muodostuvat huippuviikon aikana. Myös Peeran asemalle kytkettävän energiavaraston käyttötunneista pääosa muodostuu huippuviikon aikana.

Tulosten perusteella Peeran asema on näistä kahdesta vaihtoehdosta selkeästi parempi sijoituspaikka energiavarastolle. Peerassa tehonleikkauspotentiaali on suurempi. Lisäksi käyttötuntien määrä on suurempi. Kumpikaan kohde ei kuitenkaan ole optimaalinen huipputehonleikkauksen näkökulmasta, sillä paras hyöty saavutetaan lyhytkestoisissa korkeissa huipuissa, joiden väliin järjestelmälle jää riittävästi aikaa varautua seuraavaan sykliin.

8.1.2 Energiavarasto sijoitettuna johtolähdön varrelle (B3)

Tarkasteltaviksi johtolähdöiksi valittiin Hetan, Kilpisjärven ja Peltovuoman johtolähdöt kappaleen 8.2 priorisointien mukaisesti. Johtolähdölle sijoittamisessa sijoituspaikka valittiin siten, että energiavarasto kykenisi leikkaamaan mahdollisimman suuren osan

kulutuksesta, eli verkon kompensoitu huipputeho ei ylitä P99 tasoa. Tämä kriteeri ohjaa sijoittamaan energiavaraston johtolähdön alkupäähän. Valittujen johtolähtöjen tehonleikkauspotentiaali on esitetty kuvassa alla. Kuvan esitystapa vastaa kuvan 32 (s. 93) periaatetta.



Kuva 35. Huipputehonleikkauspotentiaali johtolähdöillä (B3-tilanne)

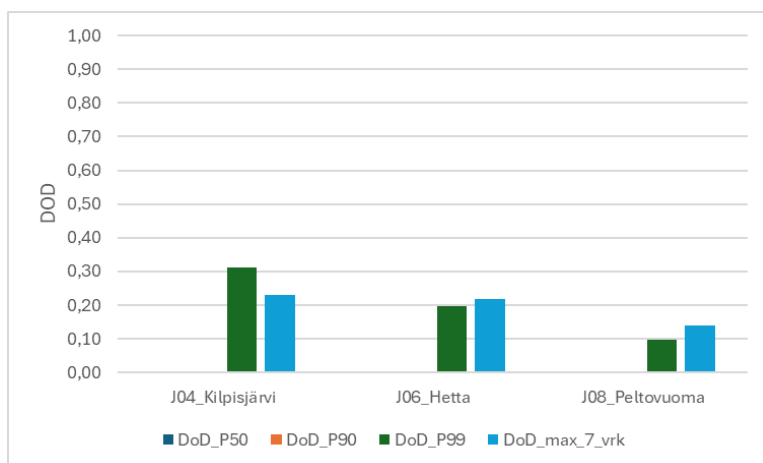
Kuvan yllä perusteella voidaan havaita, että Kilpisjärven alue on selkeästi kiinnostavin johtolähtö tehonleikkauspotentiaalın näkökulmasta. Johtolähtö kytkeytyy Peeran sähköasemaan ja johtolähdön kuorma muodostaa pääosan Peeran sähköaseman kuormasta. Johtolähdöittäin tarkasteltuna havaitaan suuri energiantarve leikattavaa tehoa kohden. 90 prosentin osuus huipputehonleikkauspotentiaalista edellyttää usein megawattituntien kapasiteettia. Tehonleikkauspotentiaalın muutos energiavaraston kapasiteetin funktiona kasvaa varsin loivalla kulmakertoimella saavuttaen saturaatiopisteen. Saturaatiopiste on merkitty violetilla ympyrällä kuvaan. Tarkastelemalla tehonleikkaukseen tarvittavaa energiaa mitoitusasteessa ja saturaatiopisteessä, havaitaan molemmissa Kilpisjärven lähdön saavan pienimmän suhdearvon.

Esimerkiksi lähtökohtaisissa saturaatiopisteissä Kilpisjärven johtolähdöllä voidaan 4000 kWh:n nimellisvarastointikapasiteetin energiavarastolla leikata huipputehoa lähes 322 kW. Tällöin energiavarastointikapasiteetin ja tehonleikkauskyvyn osamääräksi saadaan 12,43 h (4000 kWh / 322 kW). Vastaavalla periaatteella Hetan lähdöllä saadaan arvoksi saturaatiopisteessä 17,54 h (3500 kWh / 200 kW) ja Peltovuoman lähdöllä 19,30 h (1000

kWh / 52 kW). Simuloinnin tässä vaiheessa hypoteesina oli, että mitä pienemmällä nimellisellä varastointikapasiteetilla saavutetaan suurempi tehonleikkaus, sitä kannattavampi ratkaisu lähtökohtaisesti on. Kuvan 35 käyristä voidaan havaita, että tilanne pysyisi pääosin samana, vaikka suhdeluku laskettaisiin samasta pisteestä kaikilla käyrillä. Ainoa poikkeus olisi 500 kWh nimellisvarastointikapasiteetin tilanteessa. Tässä pisteessä Hetan lähtö saisi pienimmän suhdeluvun.

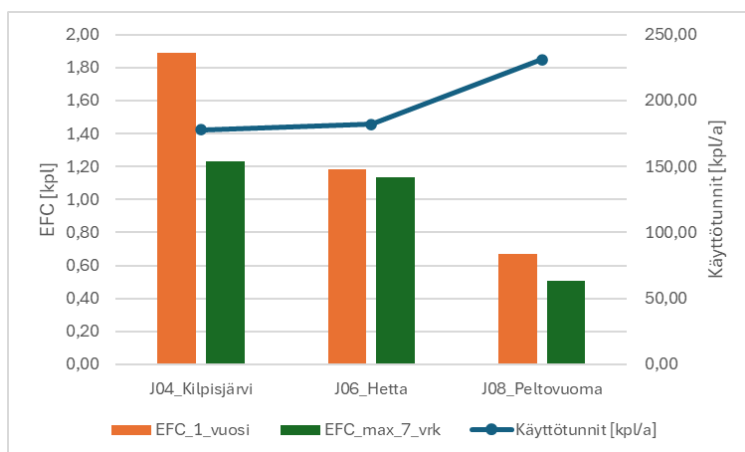
Johtolähtöjen huippukuormista Kilpisjärven lähdön huipputeho ajoittuu samaan aikaan koko verkon huipputehon kanssa. Peltovuoman lähdön huipputehosta 0,93 ajoittuu samaan aikaan koko verkon huipputehon kanssa ja vastaavasti Hetan lähdön osalta huipputehosta 0,89 ajoittuu samaan aikaan koko verkon huipputehon kanssa.

Purkusyklien syvyydet vastaavat asematason tarkastelussa havaittua tilannetta. Eli DoD:n 0,8 potentiaalia ei vuorokausitasolla tarvita. Prosenttipiste 50 ja prosenttipiste 90 saavat myös näissä kohteissa 0-arvot, eli vähintään 90 %:a tarkastelluista vuorokausista ei ole tarvetta huipputehon leikkaukselle. Purkusyklejä esiintyy vain verkon huippukuormitustilanteissa. Purkusyklien syvyys johtolähdöittäin on esitetty kuvassa 36. DoD:n määrittystapa on tässä yhdenmukainen, mitä kuvan 33 (s. 95) tapauksessa.



Kuva 36. Purkusyklien syvyys johtolähdöittäin

Purkusyklien vuotuiset määrät ja energiavaraston käyttötuntien vuotuiset määrät on esitetty kuvassa 37. Peltovuoman lähdöllä käyttötuntien määrä suuri, mutta EFC jää kuitenkin lähdoistä alhaisimmaksi. Tästä voidaan päätellä lähdöllä esiintyvän pieni tehorajaylitksiä, jotka kasvattavat tapahtumamääriä, mutta joiden vaikutus energiatarpeen osalta jää kuitenkin maltilliseksi.

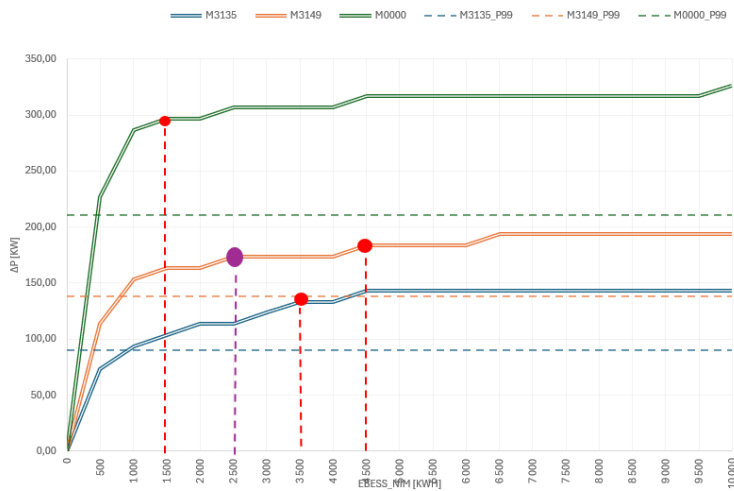


Kuva 37. Energiavaraston sykli- ja käyttötuntimäärät sijoitettaessa johtolähdön varrelle

Johtolähtötarkastelun perusteella kaikki mittarit osoittava kiinnostavimmaksi Kilpisjärven alueen. Yhdistämällä johtolähtötarkastelun tiedot sähköasematarkastelun tietoihin, päädyttiin siihen, että muuntopiiritason tarkastelu suoritetaan pelkästään Kilpisjärven aluetta syöttävän johtolähdön verkossa, sillä siellä oletetaan löydettävän suurin potentiaali.

8.1.3 Energiavarasto sijoitettuna muuntopiirin pj-verkkoon (B2)

Muuntopiiritason tarkasteluun valittiin vain Kilpisjärven johtolähtöön kytkeytyvät muuntopiirit. Muuntopiireistä esivalinnat tehtiin kappaleen 7.3 priorisoinneissa. Tämän perusteella tarkempaan tarkasteluun valittiin muuntopiirit M3135, M3149 ja M0000. Muuntopiirien asiakkuudet muodostuvat pääosiltaan matkailuun liittyvistä majoituspalveluista, joiden yhteydessä on sähköisen liikenteen latauspalveluita. Tarkasteltavien muuntopiirien tehonleikkauspotentiaali on esitetty kuvassa 38.



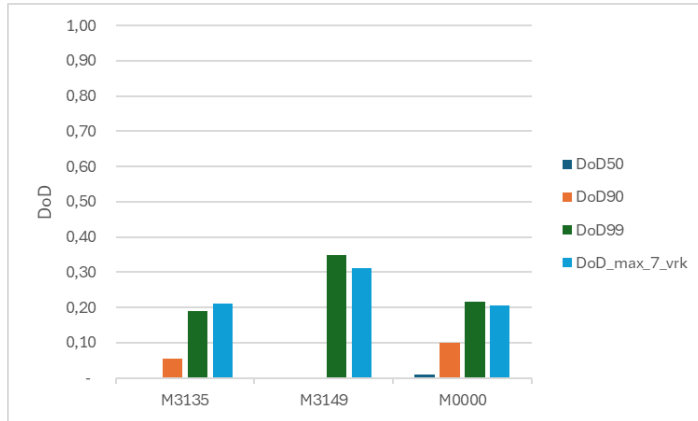
Kuva 38. Energiavaraston tehonleikkauspotentiaali B2-sijainnissa

Kuvasta havaitaan kolme täysin erityyppistä muuntopiiriä. M0000 tunnusta käyttävän muuntopiirin kuorma muodostuu sähköautojen latauksesta, missä ominaispiirteinä korkeat lyhytkestoiset kulutushuiput. 90 prosentin osuus huipputehosta saavutetaan jo 1500 kWh kohdalla, joka käytännössä sijoittuu visuaalisesti tarkasteltuna luontaiseen taitepisteeseen, joten erillistä taitepistettä ei merkitty. Kohde vaikuttaa ihanteelliselta kohdeelta huipputehon leikkaamisen näkökulmasta. Muuntopiirin kuormituksen vaihtelu on kuitenkin sattumanvaraisempaa. Kahden muun muuntopiirin kuorman säätöpotentiaali on selkeästi rajallisempaa ja energiantarve leikattua tehoyksikköä kohden huomattavasti suurempaa.

Muuntopiirien huippukuormien esiintymisajankohdat eivät osu täsmälleen koko verkon huippukuorman kanssa samaan ajankohtaan. Muuntopiirin M3135 kuormitus on 91 %:a maksimiarvostaan, kun verkossa on maksimikuormitus, muuntopiirillä M3149 93 %:a huippukuormasta verkon huippukuormatilanteessa ja vastaavasti muuntopiirin M0000 kuormasta 71 %:a ajoittuu samaan aikaan verkon huippukuorman kanssa.

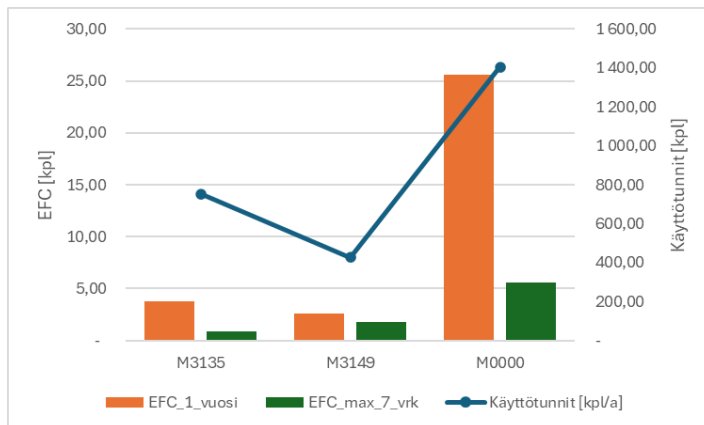
Syklien tarkastelun perusteella purkusykli jäävät mataliksi myös muuntopiirikohteissa. Johtolähdöille ja sähköasemille sijoitettaviin energiavarastoihin verrattuna kahdessa

kohteessa DOD:n P90 saa positiivisia arvoja ja yhdessä kohteessa myös P50 saa positiivisen arvon. Purkusyklien syvyydet on esitetty kuvassa 39.



Kuva 39. Purkusyklien syvyydet B2-kohteissa

Käyttötuntien lukumäärät ja syklien lukumäärät ovat korkeimmat, kun energiavarastot sijoitettaisiin tarkasteltaviin muuntopiireihin, verrattuna sähköasema- tai johtolähtösijoitukseen. Sykli- ja käyttötuntimäärät on esitetty kuvassa 40.



Kuva 40. Käyttötunti- ja syklimäärät B2-sijoituksessa

8.1.4 Yhteenveto tehonleikkauspotentialista

Tarkastelun perusteella Kilpisjärven alue muodostaa kiinnostavimman tarkastelualueen tehonleikkauksen näkökulmasta, joten tarkemmat analyysit päädyttiin tekemään tälle alueelle. Aluetta syöttävälle Peeran asemalle sijoitettava energiavarastolla voitaisiin leikata huipputehoa 90 prosentin mitoitusperusteella noin 360 kilowattia. Huipputeho ajoittuu samaan ajankohtaan koko verkon huipputehon kanssa, joten koko verkon teho huippu pienenisi vastaavalla arvolla. Merkittävä osa Peeran kuormasta sijoittuu Kilpisjärven lähdölle, missä tehonleikkauspotentialia olisi vastaavalla mitoitusperusteella 332 kilowattia, joka myös ajoittuu samaan aikaan verkon huipputehon kanssa.

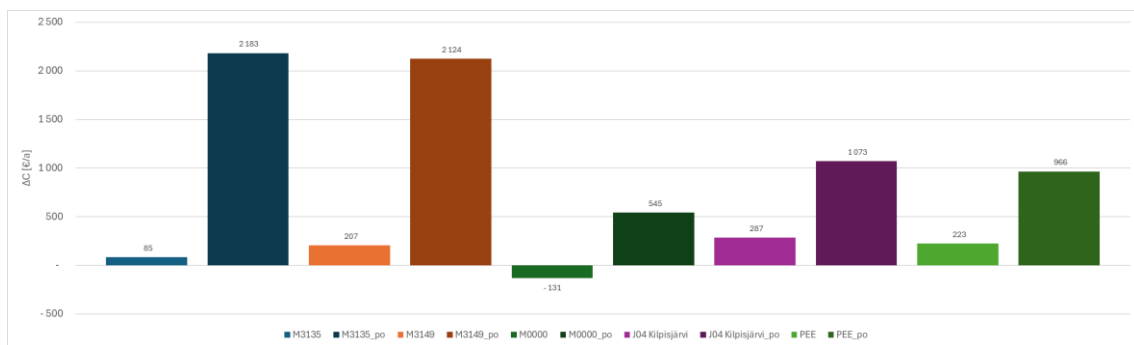
Merkittävin tehonleikkauspotentialia simulointien perusteella olisi kuitenkin saavutettavissa hajautetulla sijoituksella, mikäli sähköautolataus on aktiivinen samaan aikaan verkon huipputehon kanssa. Muuntopiirien tehonleikkauksen huippu 9,5 MWh:n kokonaiskapasiteetilla, kolmella energiavarastolla olisi ollut 412 kW. Vastaavalla kapasiteetilla yhdellä varastolla sähköasemalle keskitettynä olisi saavutettu 360 kW:n huipputehonleikkaus ja Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettuna 332 kW. Aiemmin todetun mukaisesti muuntopiirin M0000 huippukuorma on luonteeltaan satunnaisempi. Mikäli muuntopiirissä ei ole ajoneuvoja latauksessa huipputehohetkellä, laskee muuntopiireillä saatava huipputehon kokonaisleikkauspotentialia 230 kW:iin.

8.2 Häviöiden minimointi

Häviökustannussäästön laskentaperusteet on kuvattu luvussa 6.2.2. Häviösäästöpotentialitarkastelussa vertailtiin kahta näkökulmaa. Ensimmäinen tarkastelukulmana oli ohjauslogiikka, jonka tavoitteena oli ainoastaan minimoida verkon huipputeho tehonleikkauksen avulla. Tässä käytettiin huipputehonleikkauksen yhteydessä mainittua reagoivaa ohjauslogiikka. Vertailevana mallina tarkasteltiin häviösäästöpotentialia, kun reagoivaan logiikkaan lisättiin markkinahintaoptimointi.

Häviökustannusten minimointi asetettiin toissijaiseksi tavoitteeksi. Ensisijaisena tavoitteena pidettiin huipputehon leikkaamista. Energiavarastomitoituksena häviötarkaste- lussa pidettiin huipputeholeikkausvaiheessa suoritetta mitoitusta. Maksimisäästöpoten- tiaali määritettiin pisteestä, missä kustannussäästö saavutti maksimitason ja huippute- honleikkaustavoite saavutettiin täysimääräisenä, eli asetettua rajatehoa ei ylitetty yh- denkään tunnin aikana.

Alustavassa tarkastelussa häviökustannuksena käytettiin NordPool spot-markkinoiden keskituntihintaa. Häviökustannus muodostettiin yhtälön 38 (s. 70) tunnin keskimääräi- sen häviötehon ja häviökustannuksen tulosta. Alustavassa tarkastelussa häviökustannuk- seen ei sisällytetty profiilikustannusta eikä myyjän marginaalia. Vuotuiset häviökustan- nussäästöt jaksolla 11.1.2025-10.1.2026. Säästöpotentiaali on esitetty kuvassa 41.



Kuva 41. Häviösäästöpotentiaali energiavarastolla

Kuvan 41 tulokset osoittavat, että häviöiden hintaohjauksen (lyhenne po) lisääminen oh- jauslogiikkaan lisää kustannussäästöjä. Tulokset osoittavat kullekin sijoituspaikalle suu- rimman saavutettavan häviökustannussäästön, kun hintaohjauksella etsitään markkina- rajahinta tehonleikkauspotentiaali säilyttäen. Tarkastelussa markkinahintaa muutettiin 10 €/MWh portaissa. Tulosten perusteella optimoitu hintaohjaus mahdollisti kustannus- säästöpotentiaalin kasvattamisen kaikissa sijoituspaikoissa. Toisena havaintona todettiin, että häviökustannussäästö kasvaa, mitä lähemmäs kulutusta energiavarasto sijoitetaan. Tämä toki sinänsä ilmeinen havainto, sillä suhteessa pienempi kuormitusvirta kulkee pi- demmän johtoreitin. Tämä voidaan suoraan havainnoida yhtälöstä 24 (s. 45). Johtoreitin

resistanssi muodostuu johtoreitin johtotyyppien ominaisresistanssien ja johtopituuksien tulojen summasta. Mitä pidemmän reitin ja mitä suurempi kuormitusvirta kulkee, sitä suurempi häviöteho muodostuu. Koska virran vaikutus on neliöllinen, esimerkiksi virran kaksinkertaistuminen johtaa häviötehon nelinkertaistumiseen. Resistanssin kaksinkertaistuminen taas johtaa häviötehon kaksinkertaistumiseen. Virran pienentäminen on siten tehokkaampi keino kuin resistanssin pienentäminen.

Taulukko 12. Tunnuslukuja häviösäästöjen vaikutuksista.

Kohde	Logiikka	Häviöenergia ilman akustoa [MWh]	Häviöenergia akuston kanssa [MWh]	Kustannussäästö [€]	Keskiahinta ilman akustoa [€/MWh]	Keskiahinta akuston kanssa [€/MWh]	Nimelliskapasiteetti / tehonleikkaus [kWh/kW]	Syklimäärä [kpl]	Kustannussäästö / sykli [€/kpl]
M3135	Tehonleikkaus	2 037	2 037	85	51,42	51,38	26	4	27
	Tehonleikkaus + häviöoptimointi	2 037	2 041	2 183	51,42	50,25	26	40	66
M3149	Tehonleikkaus	2 057	2 057	207	51,35	51,26	24	3	90
	Tehonleikkaus + häviöoptimointi	2 057	2 062	2 124	51,35	50,20	24	25	98
M0000	Tehonleikkaus	2 024	2 026	131	51,45	51,46	5	26	6
	Tehonleikkaus + häviöoptimointi	2 024	2 027	545	51,45	51,11	5	49	34
J04 Klippisjärvi	Tehonleikkaus	2 022	2 021	287	51,46	51,35	19	2	144
	Tehonleikkaus + häviöoptimointi	2 022	2 044	1 073	51,46	50,40	19	32	11
Peera	Tehonleikkaus	1 781	1 781	223	51,52	51,42	18	2	121
	Tehonleikkaus + häviöoptimointi	1 781	1 797	966	51,52	50,53	18	32	14

Taulukon 12 tuloksista voidaan havaita hintaohjauksen kasvattavan syklien määrä huomattavasti. Tämä luonnollisesti on nähtävissä myös häviöenergiamäärän kasvussa, sillä energiavaraston läpi virtaavan energian määrä kasvaa, jolloin lataus- ja purkuhäviöt kasvavat. Syklimäärän kasvun vaikutus kustannussäästöpotentiaaliin vaikuttaa kohdekohtaisesti hyvin eri tavoin. Olennaisimmat seikat ovat, minkä tyyppinen kulutus kohteeseen kytkeytyy ja toisaalta, kuinka lähellä kuormitusta energiavarasto sijaitsee. Sähköasemalla tai johtolähdön varrella sijaitseva keskijänniteverkkoon kytkeytyvän energiavaraston kustannussäästöpotentiaali on selkeästi pienempi. Kokonaisuudessaan kustannussäästöpotentiaalin vaihteluväli ilman hintaohjausta oli -0,13–0,28 %:a ja hintaohjauksella 0,52–2,08 %:a, missä absoluuttisesti suurin kustannussäästö saavutettiin, kun energiavarasto liitetään muuntopiiriin M3135.

Häviökustannussäästöistä on tehty useita tutkimuksia. Usein tutkimuksissa tarkastellaan mikroverkkoja sekä verkkoja, joissa useita hajautetun tuotannon järjestelmiä. Behnood (2019 s. 29) tutki diplomityössään, energiavaraston vaikutusta sähköverkon häviöihin. Tutkimuksessa häviöoptimointi oli prioriteetti ja sijoituspaikka oli valittu optimaaliseksi häviöiden leikkauksen näkökulmasta. Tutkimustulosten perusteella säästöpotentiaali häviöenergiassa oli 8,24 %: a. Tulos on suurempi kuin mitä tässä työssä saavutettiin.

Tutkimuksemme mukaan ilman hintaohjausta parhaassa kohteessa häviöt alenivat 0,06 %: a. Keskeinen selitys erolle löytyy käyttötavasta. Tässä työssä energiavaraston prioriteetti oli huipputehon leikkaaminen. Häviösäästö oli toissijainen tavoite. Tämän perusteella on hyväksyttävää, että tulokset eroavat juuri tämän suuntaisesti.

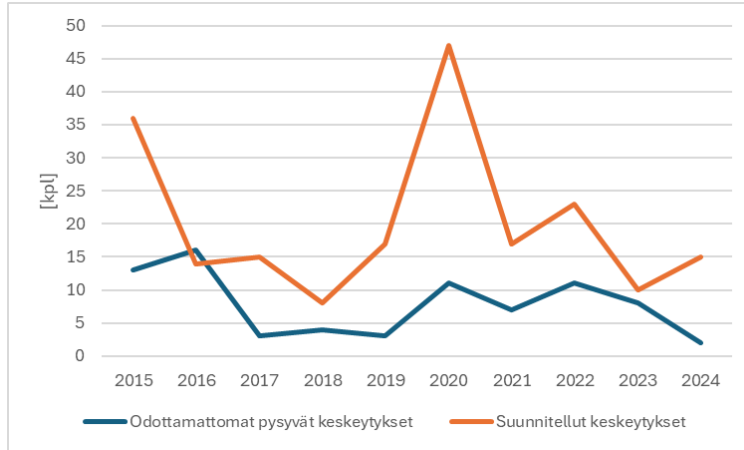
Toisena havaintona saatiin, että häviöhintaoptimointi säännönmukaisesti lisäsi häviöenergiaa. Mikäli häviöoptimointiin haluttaisiin hinnan ohella liittää määräoptimointi, tulisi ohjauslogiikoita olennaisesti muuttaa nykyisestä. Mahdollinen ratkaisu voisi olla markkinahintaennusteen liittäminen ohjauslogiikkaan, jolloin varautuminen tulevaan korkeaan hintaan aloitetaan hyvissä ajoin, jolloin lataustehot jäisivät alhaisemmiksi.

8.3 Monte Carlo -simulointi keskeytys Haittakustannusten minimointiin energiavaraston avulla

Keskeytys Haittakustannusten minimointi tunnistettiin yhdeksi hyötypotentiaaliksi energiavarastolle.

Keskeytysanalyysin yhteydessä havaittiin varianssi keskeytystaajuuden ja keskeytysten keston suhteen. Hyötypotentiaalin uskottava tarkastelu edellyttää työkalujen käyttämistä, jotka kykenevät käsittelemään tapahtumien satunnaisuutta.

Sähköverkon keskeytystaajuuteen vaikuttavat useat toisistaan riippuvat, satunnaisesti vaihtelevat tekijät, kuten verkon sijainti, verkon topologia, -sijaintiympäristö, -rakenne ja -kunto. Lisäksi ilmastolliset olosuhteet vaikuttavat verkon keskeytystaajuuteen. Kuvassa 42 on havainnollistettu keskeytysmäärien vuotuista vaihtelua. Keskeytysten kestoon vaikuttaa lisäksi keskeytyksen sijainti, yhtäaikaisten keskeytysten määrä, käytettävien resurssien määrä, verkon rakenne sekä verkon topologia.



Kuva 42. Keski-jänniteverkon keskeytykset Enontekiö Sähkön verkkoalueella

Keskeytystapahtumien satunnaisen luonteen vuoksi tarvitaan menetelmä, joka kykenee käsittelemään useiden keskeytystapahtumaa määrittävien parametriyhdistelmien muodostamaa epävarmuutta ja kuvaamaan tulosten todennäköisyysjakaumia.

Monte Carlo -malli mahdollistaa useiden satunnaisten skenaarioiden samanaikaisen tarkastelun, jotka jäljittelevät verkon todellisia toimitusvarmuuteen vaikuttavia muuttuvia olosuhteita. Mallin avulla on mahdollista tarkastella keskimääräisten keskeytystapahtumien ohella epätodennäköisiä, mutta vaikutukseltaan merkittäviä keskeytystilanteita. Näiden ominaisuuksien perusteella valittiin Monte Carlo -malli toimitusvarmuustarkasteluun.

8.3.1 Keskeytystapahtuman määrittely

Monte Carlo -mallin keskeytystapahtuman määrittämisessä käytetään painotettua Poissonin jakaumaa. Poissonin jakauma on kuvattu yhtälöllä:

$$N_k \sim \text{Poisson}(\mu_k) \quad (54)$$

missä N_k on keskeytysten lukumäärä ja μ_k on keskeytystaajuus. Keskeytystaajuus laskeaan yhtälöllä:

$$\mu_k = \left(\sum_{j=1}^J \lambda_j \cdot dl_{j,k} + \sum_{m=1}^M \lambda_m \cdot da_{m,k} \right) \cdot dT \quad (55)$$

missä lukumäärä, λ_j on johdintyyppin j keskeytystaajuus (kpl/100 km,a), $dl_{j,k}$ on johtimen j pituus alueella k , λ_m on muuntamon keskeytystaajuus (kpl/100 kpl,a), $da_{m,k}$ on muuntamoiden lukumäärä alueella k ja dT on tarkastelujakso vuosina. Yhtälö 55 on pätevä niin suunniteltuihin- kuin vikakeskeytyksiin, mutta suunnitelluissa- ja vikakeskeytyksissä on omat keskeytystaajuudet.

Vähintään yhden keskeytystapahtuman todennäköisyys Poissonin jakauman perusteella voidaan määrittää yhtälöllä:

$$P_n(N_k \geq 1) = 1 - e^{-\mu_k} \quad (56)$$

missä P_n on keskeytyksen todennäköisyys ja N on keskeytysten lukumäärä. Keskeytysten lukumäärä alueella k saadaan arpomalla satunnaisluku Poissonin jakaumasta parametrilla μ_k . Mikäli $N_k \geq 1$, keskeytys tapahtuu. Käytetyt keskeytystaajuudet on kuvattu kappa-leessa 8.3.3. Vastaavasti simuloinnissa käytetyt keskeytysalueet on kuvattu kappaleessa 8.3.2.

8.3.2 Verkkomalli

Monte Carlo -simulointia varten rakennettiin verkkotietojärjestelmän verkkotietojen perusteella Exceliin verkkomalli. Verkkomalli muodostettiin solmuväleistä, missä jokaiselle solmuvälille määritettiin johdintyyppi, solmuvälin pituus, solmuväliin kytkeytyvien muuntamoiden määrä ja tunnin keskiteho, solmuvälin erottavan kytkinlaitteen tyyppi, solmuvälin rooli (runkojohto vai haarajohto, sekä mahdollinen rengasverkkoyhteys) ja solmuvälin jälkeisten solmujen keskitehojen summa virtaussuunnassa. Verkkomalli laadittiin keskijänniteverkosta. Jokaisesta tarkasteltavasta alueesta laadittiin oma verkkomalli. Verkkomalli määritettiin verkkoyhtiön syöttöpisteestä alkaen.

Mallin rakenne toteutettiin siten, että mikäli alueella sijaitisi kytkinlaite, määritettiin kytkinlaite edeltävän solmuvälin päätepisteeksi ja vastaavasti seuraavan solmuvälin aloituspisteeksi. Samaa logiikkaa käytettiin johtohaarojen tapauksessa. Eli johtohaara alkoi aina solmupisteestä. Tällä toimintatavalla saatiin muodostettua selkeitä keskeytysalueita, joihin oli mahdollista liittää energiavarasto, lisätä uusi kytkinlaite jatkotarkasteluita varten tai muuttaa kytkinlaitteen tyyppiä. Tarkastellut verkkomallit on esitetty taulukossa 13.

Taulukko 13. Simuloinnissa tarkastellut verkkomallit.

Verkkomalli	Avojohto [km]	Maakaapeli [km]	Muuntamot [kpl]
J06 Hetta	16,0	8,1	21,0
J04 Kilpisjärvi	28,7	2,7	23,0
J08 Peltovuoma	84,8	3,9	50,0

Tarkasteltavista johtolähdöistä Hetan ja Kilpisjärven lähdöt syöttävät pääosin taajama-alueita. Peltovuoman lähtö syöttää puhtaasti haja-asutusaluetta. Lähtöjen kuormitusten osalta Hetan lähdön kuorma painottuu lähdön alkupäähän. Kilpisjärven lähdöllä kuorma pääosin sijoittuu lähdön päähän, eikä välillä ole merkittävää kuormitusta. Peltovuoman lähdön kuormitus on varsin tasaisesti jakautunut. Lähdöllä ei ole merkittäviä yksittäisiä energiankäyttäjiä.

8.3.3 Keskeytystaajuudet ja keskeytysten kestot

Toimitusvarmuustarkastelussa huomioitiin suunnitellut- ja vikakeskeytykset. Vikakeskeytyksistä rajattiin pois jälleenkytkennät, sillä energiavarastolla ei arvioiden perusteella voida estää jälleenkytkentöjä jakeluverkossa. Suunnitelluista keskeytyksistä mukaan valittiin huolto- ja korjaustyyppiset keskeytykset. Verkon rakentamisesta aiheutuvat keskeytykset jätettiin tarkoituksella pois, sillä niiden ei arvioitu kuvaavan tapahtumien satunnaisuutta ja verkon luonnetta samalla tavoin kuin muiden keskeytystyyppien. Keskeytystaajuudet perustuvat vuosien 2022–2025 käytöntukijärjestelmään validoituihin keski-jänniteverkon keskeytyksiin. Muuntamoiden- ja maakaapeliverkon

vikakeskeytyshistorian puutteiden vuoksi päädyttiin käyttämään Energiateollisuuden keräämiä valtakunnallisia keskeytystietoja vuosilta 2016–2019.

Keskeytyshistoriatietojen- ja yrityksen avainhenkilöhaastatteluiden perusteella päädyttiin muodostamaan keskeytystaajuudet sähköasemittain. Valintaa tukivat havainnot vikataajuuksien voimakkaasta aluekohtaisista vaihteluista. Käsivarren alueella puusto on pääosin vaivaiskoivikkoa, joten puusto ei aiheuta vikaantumisriskiä avojohdoille. Koke-
musperäisesti on myös havaittu, että käsivarren alueella kuuraa ei kerry johtimiin. Hetan-
taajama-alue lähiympäristöineen sijoittuu havumetsävyöhykkeelle. Alueella vikaantumi-
sia aiheuttava kuuran lisäksi langoille kaatuvat tai taipuvat puut. Käytetyt keskeytystaa-
juudet on esitetty taulukossa 14.

Taulukko 14. Simulointimallissa käytetyt keskeytystaajuudet.

Keskeytyksen sijainti	Verkkoalue			
	Hetta 20 kV	Karesuvanto 20 kV	Peera 20 kV	45 kV verkko
Avojohto				
Pysyvät viat [kpl/100 km, a]	4,2	3,1	0,9	0,6
Keskihajonta pysyvät [kpl/100 km, a]	1,7	3,3	1,3	0,8
Suunnitellut keskeytykset [kpl/100 km, a]	1,2	3,4	0,7	0,0
Keskihajonta suunnitellut [kpl/100 km, a]	1,2	3,6	0,4	0,0
Maakaapelit				
Pysyvät viat [kpl/100 km, a]	1,2	1,2	1,2	1,2
Keskihajonta pysyvät [kpl/100 km, a]	0,2	0,2	0,2	0,2
Suunnitellut keskeytykset [kpl/100 km, a]	3,2	3,2	3,2	0,0
Keskihajonta suunnitellut [kpl/100 km, a]	0,0	0,0	0,0	0,0
Muuntamot				
Pysyvät viat [kpl/100 kpl, a]	0,7	0,7	0,7	
Keskihajonta pysyvät [kpl/100 kpl, a]	0,1	0,1	0,1	
Suunnitellut keskeytykset [kpl/100 kpl, a]	2,0	2,0	2,0	

Taulukosta havaitaan keskeytystaajuuden alueellinen vaihtelu. Vikakeskeytystaajuuden tarkastelun perusteella avojohdoverkon vikataajuudet jäävät selvästi alla valtakunnallisen keskiarvon. Energiateollisuuden 2016–2019 keskeytystilastojen perusteella laskettu keskiarvo keskijänniteavojohdoverkon vikataajuudelle on 10,25 kpl/100 km, a. Energiateollisuuden tilastoissa ei huomioitu sijoituspaikan vaikutusta keskeytystaajuuteen.

Keskeytystaajuuksia verrattiin myös eri verkkoyhtiöille tehtyjen diplomitöiden tuloksiin. Lahtinen (2022, s. 73) tarkasteli diplomityössään Kajave Oy:n sähköverkon vikataajuuksia. Tarkastellulla verkkoalueella keskijänniteavojohdoverkon avoimen ympäristön

vikataajuus ylittää käsivarren alueen keskijänniteavojohtoverkon vikataajuuden. Tulos mahdollisesti selittyy työkoneiden liikkumisella johtoalueiden läheisyydessä sekä eläinten aiheuttamilla keskeytyksillä.

Keskijänniteverkon keskeytysten kesto määritettiin myös neljällä pääalueella. Maakaapeliverkon vikakeskeytyshistorian vähäisten tapahtumien vuoksi vikaselvitykseen käytettiin useissa diplomitöissä esimerkiksi Mäkelä M. (2022, s. 47) ja Lahtinen L. (2022, s. 73) käyttämää kahdeksan tunnin viankorjausaikaa. Muuntamovioille ei löytynyt suoraan keskeytysaika-arvoa. Tämän vuoksi muuntajavioille käytettiin samaa korjausaikaa, mitä avojohtoverkolle muuntamoiden painoutuessa vahvasti pylväsmuuntamoihin. Käytetyt keskeytysten kestot on esitetty taulukossa 15.

Taulukko 15. Simulointimallissa käytetyt keskeytysten kestot.

Keskeytyksen sijainti	Verkkoalue			
	Hetta 20 kV	Karesuvanto 20 kV	Peera 20 kV	45 kV verkko
Avojohto				
Vikakeskeytyksen kesto [h]	1,9	1,9	1,9	3,7
Keskihajonta vika [h]	0,9	2,8	2,8	2,6
Suunnitellun keskeytyksen kesto [h]	1,4	1,4	1,4	1,4
Keskihajonta keskeytys [h]	0,8	0,8	0,8	0,8
Maakaapelit				
Vikakeskeytyksen kesto [h]	8,0	8,0	8,0	8,0
Keskihajonta vika [h]	0,0	0,0	0,0	0,0
Suunnitellun keskeytyksen kesto [h]	2,0	2,0	2,0	2,0
Keskihajonta keskeytys [h]	0,0	0,0	0,0	0,0
Muuntamot				
Vikakeskeytyksen kesto [h]	1,9	1,9	1,9	
Keskihajonta vika [h]	0,9	2,8	2,8	
Suunnitellun keskeytyksen kesto [h]	1,4	1,4	1,4	

Avojohtoverkko- ja muuntamovioissa käytettiin samaa korjausaikaa. Keskeytyshistoriassa ei ollut riittävän laajaa aineistoa erillisten korjausaikojen muodostamiselle.

8.3.4 Simulointimallin toiminta

Simulointimallin tavoitteena on tarkastella normaaliolojen häiriötilanteita, missä vikamäärinä ja vian kestoina käytetään taulukoiden 15 ja 16 parametriarvoja. Mahdollinen suurhäiriötilanne, missä vikamäärä potentiaalisesti moninkertaistuisi jätetään

tarkastelun ulkopuolelle. Simulointimallin tavoitteena on arvioida keskeytysaikahaitta-kustannusten säästöpotentiaalia keskijänniteverkkoon liitetyllä energiavarastolla. Periaatteelliset sijaintipaikkavaihtoehdot ovat johdon varrelle liitettynä katkaisijakojeiston kautta keskijänniteverkkoon tai vaihtoehtoisesti liitettynä omalle keskijännitekatkaisijakentälle suoraan sähköasemalla. Mallissa keskeytystaajuuksia simuloidaan Monte Carlo -menetelmällä.

Keskeytystapahtumat määritetään Poissonin menetelmällä yhtälöiden 54–56 (s. 106-107) mukaisesti, missä verkkomallin jokaiselle solmuvälille lasketaan keskeytysintensiteetti solmuvälin verkkotietojen perusteella. Keskeytystaajuuden perusteella luotiin solmuvälille satunnainen määrä suunniteltuja- ja vikakeskeytyksiä simulointivuodelle.

Keskeytystilanteessa verkostomallista paikallistettiin vikapaikasta ylävirtaa kytkinlaitteet, joilla ensin vikaantunut johtolähtö irrotettiin verkosta ja tämän jälkeen keskeytysalue rajattiin pienimpään olemassa olevilla kytkinlaitteilla rajattavissa olevaan alueeseen. Eristetyn alueen keskeytyksen kesto määräytyy komponenttikohtaisten keskeytysten kestojen perusteella logaritminormaalijakaumaa käyttäen, missä jakauman perusteena käytetään keskeytyskeston keskihajontaa.

Keskeytysalueen eristämisen jälkeen muodostuu saarekeverkko, joka käsittää johtolähdön keskeytysalueen ulkopuolisen galvaanisesti yhteen kytkeytyneen verkon, minkä energiavarasto kykenee syöttämään keskeytystilanteessa. Energiavarasto syöttää verkostosaareketta, kunnes keskeytys päättyy ja verkko palautetaan normaalikytkentätilaan tai vaihtoehtoisesti energiavaraston kapasiteetti loppuu.

Energiavaraston mitoittaminen suoritetaan iteroimalla ensin matalalla iteraatiomäärällä (50) ja runsaalla mitoitusvälillä karkea mitoitus. Tämän jälkeen tehdään tarkempi mitoitusrajaus, missä mitoitusteholle ja kapasiteetille annetaan yhdeksän (9) vaihtoehtoa. Tämän pohjalta ajetaan lopullinen 1000 iteraation tarkastelu. Iteraatiomäärät ja mitoitusperusteet ovat syöttöarvoja. Kahdella tarkkuudella tarkastelu edellyttää siten kahta

erillistä ajoa. Tarkastelussa energiavaraston kapasiteetin käyttöalueena ja hyötysuhteena käytetään kappaleen 8 (s. 92) mukaisia arvoja. Keskeytyksen aiheuttaman toimittamatta jääneen energian ja keskitehon perusteella lasketaan keskeytysaikahaittakustannus yhtälön 20 mukaisesti käyttäen taulukon 3 (s. 44) yksikköhintoja korjattuna vuoden 2025 arvoon.

Simulointivaiheessa karkean tarkastelun jälkeen, voitiin tulosten perusteella valita tarkemmin määritellyt arvot mitoitusteholle ja energiavarastointikapasiteetille. Tätä tarkempaa mitoitusta käytettiin lopullisessa 1000 iteraation simuloinnissa. Malli tutkii kaikki solmuvälit potentiaalisina sijoitusvaihtoehtoina ja laskee kustannussäästöpotentiaalin jokaiselle solmuvälille. Laskelmien tulosten perusteella määritetään mitoitussyhdistelmä, mikä tuottaa suurimman säästöpotentiaalin KAH-kustannuksissa.

Simulointimallissa kytkinlaitteille on määritetty ohjausviiveet. Ohjausviiveet on esitetty taulukossa 16.

Taulukko 16. Kytkinlaitteiden ohjausviiveet.

Kytkinlaite	Aukiohjaus [h]	Kiinniohjaus [h]
Erotin paikallisohjaus	1,00	0,70
Erotin kaukokäyttö	0,25	0,18
Katkaisija	0,00	0,18

Kytkinlaitteiden ohjausviiveiden osalta on määritetty erilliset viiveet auki- ja kiinniohjaukselle. Ohjausviiveiden osalta kiinniohjausten viiveiden kertoimena käytettiin arvoa 0,7. Kertoimen käyttö perustuu odotukseen, että aukiohjaustilanteessa resurssien toimintavalmius on suurempi, kun esimerkiksi asentajat ovat jo kohdealueella.

8.3.5 Monte Carlo -simuloinnin tulokset

Monte Carlo-simulointi suoritettiin kahdelle kohteelle, eli Kilpisjärven johtolähdölle ja Peeran sähköasemalle. Kohteiksi valittiin kappaleen 8.1 (s. 92) huipputeholeikkauksen kannalta optimaalisimmat kohteet. Tarkastelu päädyttiin tekemään keskijännite- ja sähköasemakohteissa. Kohdevalinnan perusteena on, laajempi toimitusvarmuuden

parantumisen potentiaali, sillä keskijänniteverkkoon tai sähköasemaan liityttäessä, verkonosaan liittyvä asiakasmäärä on yhden muuntopiirin asiakasmäärää laajempi. Periaatteessa olisi mahdollista käyttää 20/0,4 kV jakelumuuntajaa nostumuuntajana ja keskeytystilanteessa purkaa energiavaraston varaus muuntajan läpi keskijänniteverkkoon. Tämä johtaisi kuitenkin suojausteknisesti monimutkaisempaan ratkaisuun. Lisäksi jakelumuuntajan alajännitetaso erityisesti suurten energiavarastojen tapauksessa ei ole optimaalinen korkeiden kuormitusvirtojen ja siten korkeiden kuormitushäviöiden takia.

Energiavaraston mitoitusteho KAH-kustannusten minimoinnissa valittiin syötettävän verkkoalueen maksimikeskitehon perusteella. Keskiteho valittiin keskimmäiseksi skenaarioksi. Alalaidaksi valittiin 0,7 x keskiskenaario ja ylälaidaksi 1,3 x keskiskenaario. Kapasiteettimitoituksen keskilinjaksi valittiin kappaleen 9.1 tehonleikkaustarkastelussa määritetty taso 90 %:a arvosta, millä saatiin maksimitehonleikkaus toteutettua. Myös tässä tarkastelussa alalaidaksi valittiin 0,7 x keskiskenaario ja ylälaidaksi 1,3 x keskiskenaario. Tarkasteltujen kohteiden mitoitusarvot on esitetty taulukossa 17.

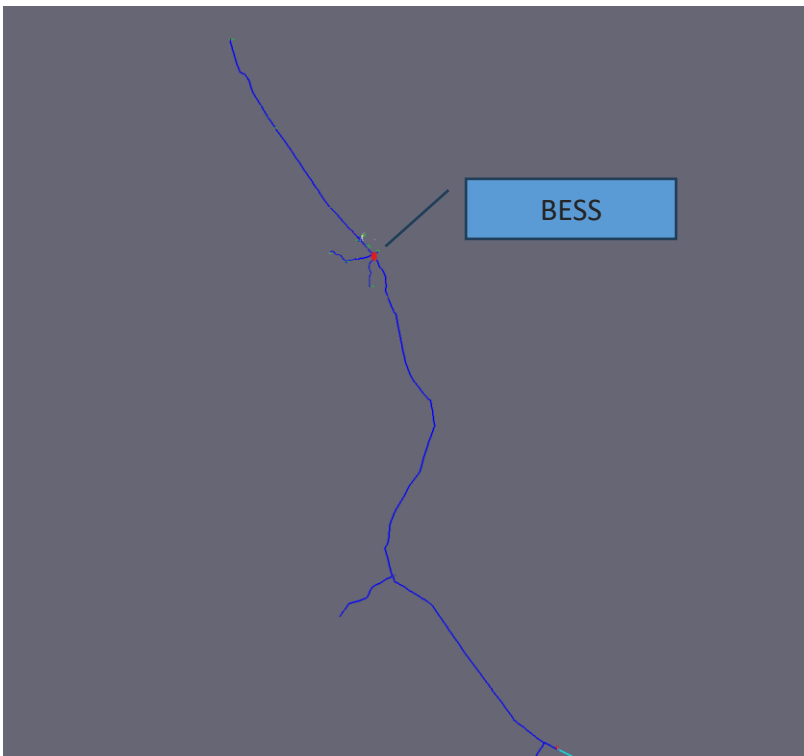
Simulointimalliin ei vielä tässä vaiheessa asetettu ehtoja investointikustannusta minimoivia ehtoja, joten ilman rajoitteita simulointimallin tuloksena olisi kapasiteetti- ja tehomitoitus, joka kykenisi minimoimaan kaikkien keskeytysten vaikutuksen. Tulosten perusteella yksittäisen keskeytyksen tarvitsema suurin energiatarve oli runsaat 30 MWh vikakeskeytysten osalta ja 8,1 MWh suunniteltujen keskeytysten osalta. Erityisesti epätodennäköiseen maksimaaliseen vikakeskeytykseen varautuminen ei ole taloudellisesti järkevää.

Taulukko 17. Energiavaraston mitoitus simulointimallissa.

	J04 Kilpisjärvi	PEERA SA
E _{BESS_ alalaita} [kWh]	4550	4550
E _{BESS_ keskilinja} [kWh]	6500	6500
E _{BESS_ ylälaita} [kWh]	8450	8450
P _{purku_ alalaita} [kW]	910	945
P _{purku_ keskilinja} [kW]	1300	1350
P _{purku_ ylälaita} [kW]	1690	1755

Kilpisjärven johtolähdön tarkastelussa keskeytysten vaikutuspiirissä olevaksi verkoksi valittiin itse johtolähdön lisäksi johtolähtöä syöttävän sähköaseman 45 kV syöttö liittymispisteestä lähtien. 45 kV verkon suunniteltuja keskeytyksiä ei tarkastelussa huomioitu puutteellisen keskeytysaineiston vuoksi. Mahdollisia sähköasemakohtaisia keskeytyksiä tarkastelussa ei huomioitu.

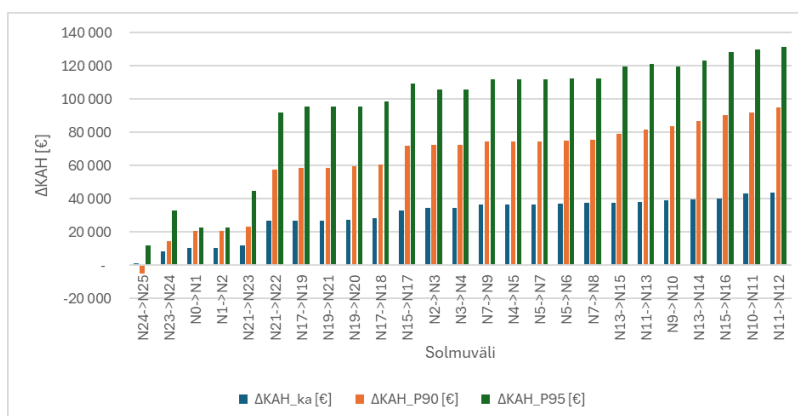
Kilpisjärven lähdölle optimaalisimmaksi sijoituspaikaksi määräytyi solmuväli N10->N11. Optimaalinen sijoituspaikka valittiin solmuväliksi, missä keskimääräinen KAH-kustannussäästö saavuttaa korkeimman tasonsa. Simulointitulosten perusteella optimaalinen energiavaraston sijoituspaikka sijaitsee kahden muuntopiirin kaapeloidulla johtohaaralla. Johtohaara sijoittuu johtoalueella pisteeseen, missä kuormitustihentymä alkaa. Johtolähdön alkupisteen kuomat ennen sijoituspaikkaa ovat vähäisiä. Energiavaraston KAH-kustannusminimoinnin kannalta optimaalinen sijoituspaikka on esitetty kuvassa 43.



Kuva 43. KAH-kustannussäästöjen kannalta optimaalinen sijoituspaikka energiavarastolle

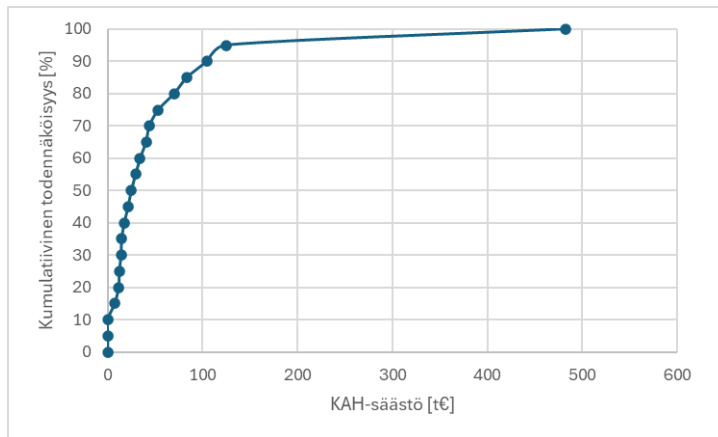
Kuvan sijoituspaikka on verkkotopologian ja kuormitusten sijainnin suhteen perusteltu. Toimitusvarmuuden kannalta on perusteltua tuoda energiavarasto mahdollisimman lähelle kulutusta. Samalla energiavarastosta katsoen maksimoidaan syöttöpisteen puolelle jäävä verkkopituus, jolloin voidaan minimoida vikaantumistodennäköisyys energiavaraston jälkeiseen verkkoon. Lyhyt haarapisteestä erotettava kaapeloitu johtohaara, missä on paljon kulutusta, on myös epätodennäköinen vikapaikka. Lisäksi johtohaara muodostaa itsessään saarekkeen, mitä voidaan syöttää keskeytystilanteissa.

Simuloinnin perusteella paras annetuilla parametreilla muodostettu mitoitus on: Pmax on 1300 kW ja Emax on 8450 kWh. Optimaalinen sijoituspaikka aiemmin mainitun mukaisesti solmuväli N10->N11. Keskimääräinen vuotuinen kustannussäästö nykyisellä kuormituksella on 44 tuhatta euroa. Vastaavasti P90 mitoitusperusteella kustannussäästö olisi 95 tuhatta euroa ja P95 tilanteessa 131 tuhatta euroa. Tuloksista voidaan havaita, että mitä suurempi iteraatiomäärä tarkasteluun otetaan, sitä suurempi laskennallinen kustannussäästö muodostuu epätodennäköisten pitkäkestoisten keskeytysten vuoksi. Perinteisesti taloudellisissa laskelmissa noudatetaan varovaisuusperiaatetta, joten suuren epävarmuuden korkeita tuottoja ei käytetä taloudellisissa laskelmissa. Talousmallissa käytetään keskimääräistä kustannussäästöä. Kuvassa 44 on esitetty simuloinnin mukaiset vuotuiset KAH-kustannussäästöt solmuväleittäin järjestettynä pienimmästä suurimpaan arvoon keskimääräisen säästön perusteella.



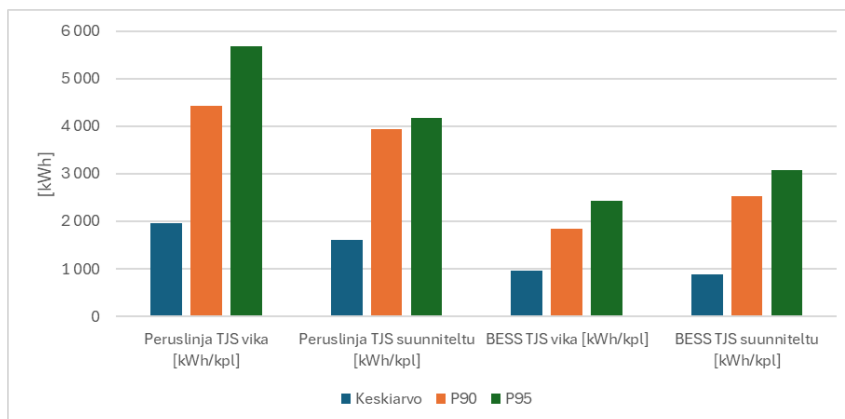
Kuva 44. Vuotuiset KAH-kustannussäästöt energiavarastolla Kilpisjärven johtolähdöllä

Tarkasteltaessa kuvan 45 kustannussäästöjakaumaa havaitaan voimakas vinouma, jolle yksittäiset pitkäkestoiset tai vaihtoehtoisesti satunnaisena vuonna toistuneet useat viat aiheuttavat pitkän hännän. Tämä luonnollisesti vääristää keskiarvoja. Todennäköinen kustannussäästö näyttäisi kuitenkin jäävän 30–40 t€ tasolle.



Kuva 45. Energiavaraston kustannussäästöpotentiaali Kilpisjärven johtolähdöllä

Energiavaraston käyttölogiikan, -mitoituksen ja verkkotopologian vuoksi keskeytyksiä ei voida kokonaan estää. Tilanne voidaan havaita tarkastelemalla kuvasta 46 toimittamatta jääneen sähkön muutoksia. Energiavarastolla keskeytysten asiakashaittaa voidaan merkittävästi pienentää.

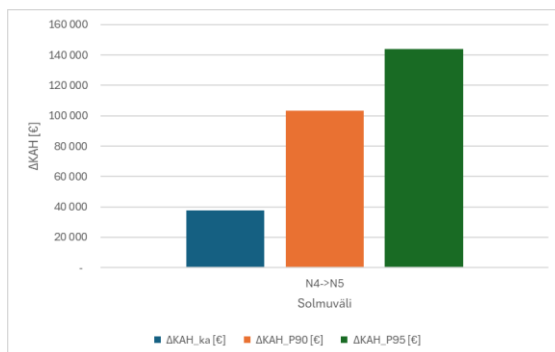


Kuva 46. Toimittamatta jäänyt sähkö Kilpisjärven johtolähdöllä keskeytystapahtumaa kohden

Tulosten perusteella suurempi hyötypotentialiaali muodostuu vikakeskeytyksistä. Tulos on looginen, sillä vikakeskeytykset ovat tyypillisesti kestoltaan pidempiä, jolloin hyödyt ovat suurempia. Pidemmät kestot luonnollisesti muodostuvat vikapaikan paikallistamisesta ja korjaustyöryhmien pääsystä paikalle. Suunnitellussa keskeytyksessä nämä on voitu ennakoon valmistella.

Edellä tarkasteltua Kilpisjärven johtolähtöä syötetään Peeran sähköasemalta. Vaihtoehtona Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettavalle energiavarastolle on sijoittaa energiavarasto Peeran asemalle ja kytkeä varasto katkaisijälähdön kautta sähköaseman 20 kV kiskoon. Tällä toteutuksella energiavaraston roolina on toimia varavoimana tilanteessa, missä asemaa syöttävässä verkossa on keskeytys. Keskeytyksen aikainen toimittamatta jääneen sähkön määrä tilanteessa kasvaa, samoin keskeytyksen aikainen keskiteho, sillä toimitusvarmuus paranee yhden johtolähdön sijaan kaikilla asemaan kytkeytyvillä lähdöillä, kun asemaa syöttävään verkkoon tulee keskeytys.

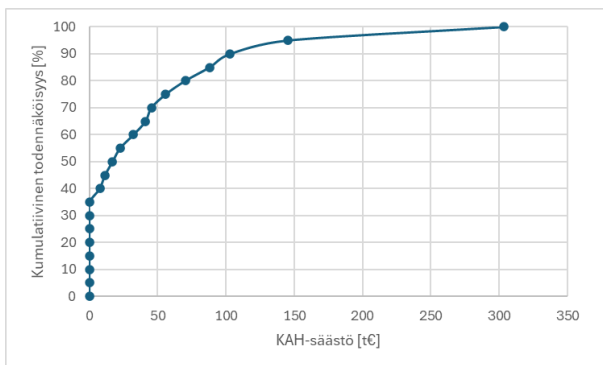
Vikatilanteiden määrä sen sijaan olennaisesti vähenee, sillä verkkopituus lyhenee, minkä keskeytysvaikutusta energiavarastolla voidaan minimoida. Sijoitusratkaisulla toimitusvarmuuden parantuminen perustuu asemaa syöttävän 45 kV verkon keskeytysvaikutusten minimointiin. 20 kV johtolähdöillä tapahtuviin keskeytyksiin tällä ratkaisulla ei voida toimitusvarmuuden näkökulmasta vaikuttaa. Vuotuiset keskeytyskustannussäästöt Peeran asemakytkennässä on esitetty kuvassa 47.



Kuva 47. Vuotuiset KAH-kustannussäästöt energiavarastolla Peeran sähköasemalla

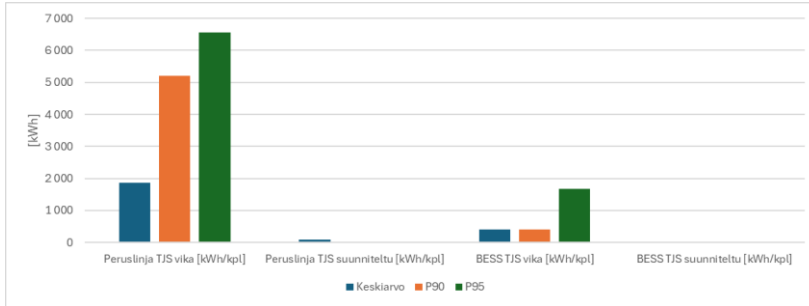
Simuloinnin perusteella paras annetuista parametreista muodostettu mitoitus on: Pmax on 1755 kW ja Emax on 8450 kWh. Sijoitusoptimia ei määritetty, sillä sijoituspaikaksi oli ennakkoon valittu sähköasema. Keskimääräinen vuotuinen kustannussäästö nykyisellä kuormituksella on 38 tuhatta euroa. Vastaavasti P90 mitoitusperusteella kustannussäästö olisi 103 tuhatta euroa ja P95 tilanteessa 144 tuhatta euroa.

Kuvassa 48 on esitetty kustannussäästöjakauma, kun energiavarasto on liitetty Peeran asemalle. Kustannussäästöjakauma poikkeaa olennaisesti Kilpisjärven johtolähdön jakaumasta. Merkittävin ero on todennäköisyys sille, että keskeytys, joka aiheuttaa KAH-kustannuksia tapahtuu, tai vaihtoehtoisesti tapahtuu keskeytys, jonka aikana energiavarasto kykenee säästämään kustannuksissa.



Kuva 48. Peeran sähköaseman syöttämän alueen asiakkaiden kokema keskeytys Haitta ilman energiavarastoa ja energiavarasto kytkettynä

Peeran aseman tilanne toimittamatta jääneen sähkön suhteen esitetty kuvassa 49. Keskeytyksissä ei ole mukana 45 kV verkon suunniteltuja keskeytyksiä. Tulosten perusteella vikakeskeytysten vaikutus voidaan minimoida. Merkittävin ero johtolähdön varrella tapahtuviin vikoihin on kaukokäyttölaitteiston nopeampi vianerotuskyky, jolla aseman syöttö voidaan tehokkaasti katkaista.



Kuva 49. Toimittamatta jäänyt sähkö Peeran sähköasemalla keskeytystapahtumaa kohden

Toimitusvarmuustarkastelun perusteella keskimääräinen kustannussäästö keskeytysaikahaittakustannuksesta on hieman suurempi johtolähdön varrelle kuin sähköasemalle kytkettynä. Sähköasemaliitynnässä kustannussäästöpotentiaali taas P90 ja P95 vikatilanteissa on suurempi. Tulos vastaa odotuksia, sillä koko aseman syöttämän verkon keskiteho ja siirrettävä energiamäärä on yhtä johtolähtöä suurempi. Pitkäkestoinen vika asemaa syöttävässä verkossa voi aiheuttaa merkittävän keskeytyshaittakustannuksen.

Taloudellisesti tarkasteltuna suurempi kustannussäästö keskimääräisten vikojen tapauksessa sekä 25 prosenttiyksikköä korkeampi todennäköisyys sille, että vuosittain tapahtuu keskeytyksiä, joista voidaan kustannussäästöjä saavuttaa, puoltaisivat sijoituspaikaksi Kilpisjärven johtolähdön. Tuloksista voidaan toisaalta havaita Kilpisjärven johtolähdön merkitys Peeran aseman kuormituksessa. Pääosa aseman huipputehosta muodostuu Kilpisjärven johtolähdöllä ja pääosa aseman kautta siirretystä energiasta siirretään edellä mainitun johtolähdön kautta.

Monte Carlo -mallin tuottama tuotto-odotus on optimistinen. Tuotto-odotuksen realisoitumiseen liittyvä epävarmuus, johtuu energiavaraston kyvystä tuottaa oikosulkuvirtaa ja siten ylläpitää verkon jännitettä. Energiavaraston oikosulkutehon tuotantokyky vastaa suuruusluokaltaan järjestelmän nimellistehoja. Mikäli energiavaraston ylläpitämä verkko häiriötilanteessa muotoutuu laajaksi, ei järjestelmä välttämättä kykene saareketilanteessa ylläpitämään standardijännitetasoa koko saarekkeen alueella. Saareketilanteessa tulisi verkko pyrkiä tehollisesti rajaamaan. Mikäli toimitusvarmuutta turvaavia

energiavarastoja on vain rajallisesti asennettu verkkoon, muodostuu verkkoyhtiön kannalta tarve perustella asiakkaille varavoiman sijaintia asiakkaiden tasapuolisen kohtelun näkökulmasta.

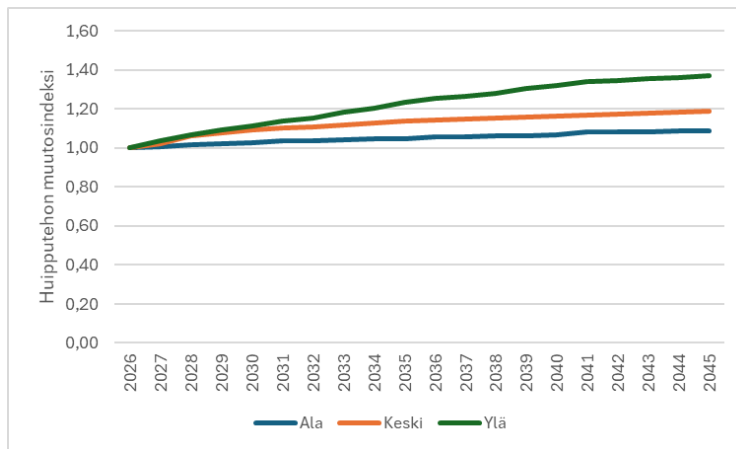
8.4 Korvausinvestointien siirtäminen

Korvausinvestointitarpeen arvioinnissa hyödynnettiin verkkotietojärjestelmän ohella Microsoftin Visual Basic:lla toteutettua skenaariomallia. Tarkastelukriteereiksi valittiin verkon kuormitusaste ja jännitteenalenema, joihin molempiin on mahdollista vaikuttaa energiavarastolla. Kuormitusastetta voidaan alentaa huipputehoa leikkaamalla ja jännitetasoa optimoida niin kutsutulla $Q(U)$ -säädöllä, missä jännitearvon mukaan energiavarastolla tuotetaan tai kulutetaan loistehoa. Vaikutus perustuu loistehon kompensoinnin seurauksena muuttuvaan näennäistehon aiheuttamaan kuormitusvirtaan.

Kuvan 16 (s. 57) topologiasta voidaan havaita, että koko verkko on perusrakenteeltaan säteittäinen. Koko verkkoa syötetään samasta syöttöpisteestä. Verkon topologian vuoksi päädyttiin korvaustarkastelu tekemään syöttöpisteestä alkaen. Tarkastelualueeksi valittiin käsivarren alue aiemmin todetun suurimman tehonleikkauspotentiaalın perusteella, joka valittiin kriittiseksi kriteeriksi.

Korvausinvestointitarpeen perustana käytettiin aiemmin luotuja Enontekiön Sähkön huipputeho- ja energiatarve-ennusteita. Käytetyt ennusteet oli laadittu johtolähtötarkkuudelle. Ennusteiden perustana oli kolme skenaariota, joita tässä yhteydessä kuvataan alalaita-, keski- ja ylälaita skenaarioilla. Ennusteet muutettiin siten, että perusvuodeksi valittiin ennustettu 2026 taso. Käytetty ennuste ulottui vuoteen 2045. Ennusteen keskeisinä muuttujina olivat alueen väestöennuste, kaavoitusennusteet, matkailun kehittyminen, liikenteen sähköistyminen ja ilmaston lämpenemisen vaikutus lämmitystarpeeseen. Energiavaraston hyötypotentiaalın kannalta hajautettu energiantuotanto olisi ollut kiintoisa tarkastelukulma, mutta tässä tarkastelussa sitä ei huomioitu

Ennusteissa loistehotasoa mallinnettiin tehokertoimen avulla, sillä kattavaa mittaustietoa ei syöttöpistettä lukuun ottamatta ollut saatavissa. Koska korvaustarpeen kannalta kriittisiä ovat verkon huipputehotilanteet, käytettiin oletuksena lievästi induktiivista kuormaa. Mallinnuksessa tehokertoimen vaihteluväliksi valittiin 0,95–1,00. Kuvasta 25 (s. 73) voidaan havaita, että liityntäpisteessä kuormitus painottuu kapasitiiviselle laidalle, joten erityisesti syöttävässä 45 kV verkossa 0,95 tehokerroin voi antaa todellista positiivisemmän jännitteen säätöpotentiaalin energiavaraston avulla.



Kuva 50. Enontekiön Sähkön huipputehon muutosskenaariot 2026–2045 liityntäpisteestä tarkasteltuna

Kuvan 50 huipputehoennusteen perusteella keskeiseksi mitoituskriteeriksi valittiin ylälaidan skenaario riittävän marginaalimitoituksen saavuttamiseksi. Korvausinvestointitarkastelussa huipputehonleikkauspotentiaalina käytettiin kappaleessa 9.1 laskettua tasoa. Tämä perustuu oletukseen, että huipun käyrämuoto ja energiantarve säilyisivät nykyisenkaltaisena pitkän aikavälin kasvuskenarioissa. Oletus on kyseenalaistettavissa, mutta työn rajauksen vuoksi päädyttiin tähän laajuuteen.

8.4.1 Korvausinvestointitarkastelun lähtökohdat

Korvausinvestointitarkastelu suoritettiin verkkotietojärjestelmän verkkotopologian mukaan toteutetulla verkkomallilla käsivarren alueelle. Korvaustarkastelussa pääpainona oli

tarkastella sijoitusvaihtoehtoja B3 ja B4, eli energiavaraston kytkeminen keskijänniteverkkoon johtolähdön varrella tai vaihtoehtoisesti energiavaraston kytkeminen sähköasemalle oman johtolähdön kautta. 45 kV verkossa jännitteenaleneman korvauskriteerin raja-arvona käytettiin alhaisinta jännitetasoa, minkä päämuuntajan käämikytkin kykenee korottamaan päämuuntajan U_{N2} tasoon. 20 kV verkossa korvauskriteeri määriteltiin täyttyväksi, kun jännitearvo alittaa tason 0,9 p.u. Kuormitusasteen osalta korvauskriteerinä käytettiin sekä johtojen että päämuuntajan osalta 100 prosentin tasoa. Tämä siitä huolimatta, että huippukuormat ajoittuvat pakkasjaksoille, jolloin verkon komponentteja olisi mahdollista ylikuormittaa suhteessa yleisiin +20 °C mitoitusolosuhteisiin.

Laskentaohjelmiston käyttämiseen päädyttiin verkkotietojärjestelmällä suoritettavien laskelmien sijaan nopeampien simulointimahdollisuuksien vuoksi. Laskentaohjelmiston tulosten luotettavuus varmistettiin vertaamalla saatuja tuloksia verkkotietojärjestelmän tehonjakolaskelmiin. Tulosten perusteella poikkeama kuormitusasteessa oli 0,14 prosenttiyksikköä ja jännitteenalenemassa 0,65 prosenttiyksikköä. Laskentaohjelmiston verkkotietojen lähtöarvot perustuvat verkkotietojärjestelmän oikosulku- ja tehonjakolaskentatauluihin.

Tarkastelussa verkon vahvistamiskustannuksina käytettiin Energiaviraston 6. valvontajakson yksikköhinnaston mukaisia hintoja, jotka korjattiin kuluttajahintaindeksillä (KHI 2005=100) investointivuoden hintatasoon huhti-syyskuun keskiarvon perusteella. 2026 alkaen inflaatiotasoksi valittiin 2,0 %:a, joka vastaa Euroopan keskuspankin keskipitkän aikavälin tavoitetasoa (Suomen Pankki, 2021).

Korvaustarkastelua varten muodostettiin komponenttikirjasto, missä jokaiselle komponentille määritettiin verkkotietojärjestelmän mukaiset sähköiset arvot, kuten kaapeleilla ja johtimilla reaktanssi ja resistanssi pituusyksikköä kohden. Tämän jälkeen muodostettiin korvaussääntö, jossa perusajatuksena on, että korvaus suoritetaan komponenttikirjaston mukaisesti saman rakenteen komponentilla aina seuraavalla poikkipinnalla.

Korvausinvestointien tarkastelumallin toimintaperiaatteena on suorittaa verkolle tehonjakolaskenta tarkasteluvuodelle perustuen todelliseen verkkomalliin, käyttäen johtolähtökohtaista vuotuista kuormankasvukerrointa valitun ennusteskenaarion mukaisesti. Tehonjakolaskenta perustuu solmuvälikohtaiseen impedanssilaskentaan, missä kuormitus ja jännite ratkaistaan iteroimalla verkkotietojärjestelmästä tuotuja sähköisiä parametreja. Laskennan perusteella saadaan tuloksiksi solmuvälikohtainen P_{\max} , S_{\max} , Q_{\max} ja U_{h_min} . Saatua tulosta verrataan jännite- ja kuormitusastekriteeriin. Mikäli kriteeri rikkoontuu, muodostuu korvausperuste. Korvaustilanteessa tarkasteltavan johtolähdön komponentteja aletaan vahvistamaan johtolähdön ensimmäisestä solmusta alkaen sähköasemalta pois päin, aina seuraavalla saman rakenteen komponentilla, kunnes kriteeriylytyys poistuu. Eli maakaapeli korvataan maakaapelilla, ilmajohto ilmajohtolla ja niin edelleen. Laskentamallin perusteella muodostuu siten tavoiteverkko tarkasteluvuodelle.

Tavoiteverkon korvauskustannukset lasketaan kriteerin rikkoontumisvuodelle Energiaviraston yksikköhinnoilla kyseisen vuoden hintatasoon korjattuna. Kokonaisinvestointitarve arvioidaan kuitenkin tarkastelujakson viimeisen vuoden perusteella, eli tässä yhteydessä vuoden 2045 perusteella. Kun korvausinvestointitarve ilman energiavarastoa eri skenaarioilla on tiedossa, aletaan verkkoon sovittamaan eri solmuväleille kappaleen 8.1 huipputehonleikkaustarkastelun perusteella määritettyä optimaalista energiavarastoa. Energiavaraston roolina tarkastelussa oli huipputehon leikkauksen ohella verkon jännitteen laadun parantaminen $Q(U)$ säädön avulla.

Siirtämällä energiavarastoa johtolähdön solmulta toiselle ja aktivoimalla vuoroin huipputehon leikkausta ja vuoroin loistehon kompensointia sekä aktivoimalla samanaikaisesti huipputehon leikkaus ja loistehon kompensointi, tutkitaan energiavaraston vaikutusta investointikriteerin rikkoontumiseen. Näin tarkastellen, etsitään ensin optimaalinen sijoituspiste ja loistehomitoitus energiavarastolle ja sen jälkeen verrataan, kuinka monta vuotta investointikriteerin ylittymistä voidaan varaston avulla siirtää ja toisaalta, muuttuuko kokonaisinvestointitarve energiavaraston liittämällä verkkoon. Eri

investointivuosien vertailun yhdenvertaisuuden varmistamiseksi lasketaan investoinnin nykyarvo NPV yhtälön 2 mukaisesti vuoden 2026 tasossa, käyttäen laskentakorkona 6,0 %: a.

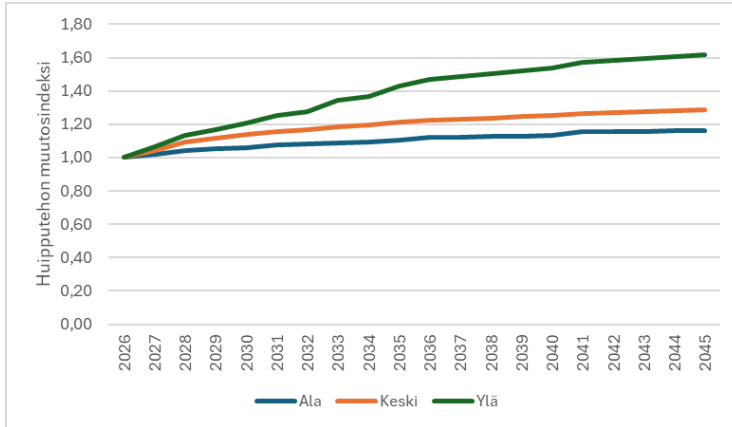
Korvausinvestointitarpeen ohella tarkasteltiin myös korvattavan verkon jäännösarvoa korvaushetkellä. Jäännösarvon tarkastelu suoritettiin laskemalla korvautuvan verkon nykykäyttöarvo korvauskriteerin poikkeamavuonna yhtälön 57 mukaisesti. Korvattavan verkon nykykäyttöarvo huomioitiin investoinnin kokonaiskustannuksena lisäämällä se korvausinvestoinnin nykyarvoon tarkasteluvuonna.

$$NKA_{<2024_n} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_n}{\text{pitoaika}}\right) \cdot JHA_{<2024_n} \quad (57)$$

missä $NKA_{<2024_n}$ on ennen vuotta 2024 investoidun komponentin nykykäyttöarvo, keski-ikä_n on verkkokomponentin keski-ikä vuonna n, pitoaika on komponentin pitoaika ja $JHA_{<2024_n}$ on ennen vuotta 2024 investoitujen komponenttien jäädytetty jälleenhankinta-arvo.

8.4.2 Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4

Peeran sähköasema syöttää käsivarren yläosia. Merkittävä osa aseman kuormituksesta muodostuu Kilpisjärven alueen asiakkaiden energiatarpeista. Alueen energiatarpeen- ja huipputehon Enontekiön Sähkö odottaa kasvavan merkittävästi lyhyellä- ja keskipitkällä aikavälillä. Huipputehon kasvuennusteet on esitetty kuvassa 51.



Kuva 51. Huipputehon kasvuennusteet

Peeran aseman sijainti on esitetty kuvassa 53 (s. 131). Asemaa syötetään noin 185 kilometrin pituisella 45 kV ilmajohtoverkolla syöttöpisteestä laskettuna. Syöttävä verkko on vaiheittain rakennettu. Vanhimmat osat on rakennettu 1983 ovat jo pitoaikansa päässä. Tuoreimmilla 2016 rakennetuilla verkon osilla on vielä runsaasti pitoaikaa jäljellä. Ikäraakenteen osalta tuoreimmat verkon osat ovat johtolähdön loppupäässä aseman läheisyydessä. Johtolähdön alkupää on rakennettu 1994. Yhtiön valitseminen regulaatiomallissa sovellettavien pitoaikojen mukaan myös tällä alkupään verkolla on vielä vuosia käyttöikä jäljellä. Käyttöiän täysimääräisellä hyödyntämisellä on selkeät taloudelliset perusteet oikaistun verkko-omaisuuden tuottopotentialin kautta.

Peeran asemalla energiavaraston suunniteltu liityntäpiste on oman 20 kV johtolähdön kautta aseman 20 kV kiskoon. Tässä sijoitusratkaisussa energiavarasto sijoitetaan aseman tontille. Verkkotietojärjestelmän oikosulkulaskennan perusteella lasketut oikosulkutehotasot ja energiavaraston mitoitustehomaksimi eri tuotantotehon muutostasoilla esitetty taulukossa 18. Tuotantotehon muutostasoilla tarkoitetaan tässä yhteydessä energiavaraston kykyä siirtyä tuotantotilasta kulutustilaan tai päinvastoin. Täydestä tuotantotilasta täyteen kulutustilaan viiveetön siirtyminen tarkoittaa siten 200 %:n tuotantotehon muutosta.

Taulukko 18. Energiavaraston mitoitusvahvuuden vaihteluväli, kun ΔU_{\max} on 5 %:a.

Solmuväli	E_{l_solmu} [km]	U_{\min} [kV]	I_{k3L} [A]	$S_{N_max_100\%}$ [kVA]	$S_{N_max_200\%}$ [kVA]
A1 – A2	0,012	21,0	1791	3 257	1 629

Peeran sähköasemalla sovelletut energiavaraston mitoitusparametrit on esitetty taulukossa 19. Mitoitusvahvuus P_{\max} on valittu toimitusvarmuustarkastelun keskilinjan perusteella. Simuloinnissa käytetty huippuvahvuuden leikkauspotentiaali on valittu luvun 8.1.4 (s. 102) tulosten perusteella.

Taulukko 19. Peeran sähköaseman energiavaraston parametrit.

P_{\max} [kW]	1350
S_{\max} [kVA]	1350
Q_{\max} [kVAr]	0
E [kWh]	8450
SoC_{\min}	10
SoC_{\max}	90
ΔP [kW]	360

Sähköaseman 20 kV kiskoon kytketyn energiavaraston ensisijainen tehtävä on pätötehohuipun leikkaaminen. Aseman käämikytkimen avulla päämuuntajan odotetaan aiempien simulointien perusteella kykenevän tuottamaan päämuuntajan U_{2n} aseman kiskolle. Aiemmin kuvatun mukaisesti $Q(U)$ -säätö perustuu poikkeamaan referenssiännitteestä. Myös asematason simulointimalli perustuu staattiseen tilanteeseen, eli tarkastelu ei huomioi transienttityyppisiä muutoksia. Tarkasteluresoluutiona käytettiin tuntia. Koska oletuksena oli, että $u(t) = u_{ref}$, ei jännitesäätö aktivoidu. Tässä liityntäratkaisussa tehokerroinsäätö olisi tuottanut täsmällisemmän kuvan näennäistehon leikkauspotentiaalista. Tätä ratkaisulogiikka simulointimallissa ei ollut mukana. Simulointitulokset ovat loistehon kompensointiin liittyvien rajoitteiden vuoksi konservatiivisia.

Sähköaseman 20 kV kiskoon liitetyllä energiavarastolla voidaan alentaa sähköasemaa syöttävän 45 kV verkon kuormitusasteen ohella päämuuntajan kuormitusastetta. Peeran päämuuntajan korvaustarkastelussa käytettiin 100 %:n kuormitusasterajaa.

Kuormitusasteen kehittymistä tarkasteltiin keskimmäisen- ja korkeimman kasvun skenaarioissa (s. 125). Korvausinvestointikriteerin täyttymistä on tarkasteltu taulukossa 20.

Taulukko 20. Korvauskriteerien ylitykset, kun taulukon 19 mukainen energiavarasto liitetään Peeran 20 kV kiskoon

	EI_BESS_KESKI	EI_BESS_YLÄ	BESS_KESKI ΔP	BESS_YLÄ ΔP	BESS_KESKI ΔP + Q(U)	BESS_YLÄ ΔP + Q(U)
Korvauskriteerin ylitysvuosi 45 kV \	0	0	0	0	0	0
Korvauskriteerin ylitysvuosi Päämu	2028	2028	2033	2030	2033	2030
Korvauskriteerin ylitysvuosi Sähkö:	0	2037	0	2039	0	2039
Korvauskriteerin ylitysvuosi 20 kV \	2030	2029	2030	2029	2030	2029
K-aste [%] (t) 45 kV	0,00	39,54	0,00	40,96	0,00	40,96
K-aste [%] (t) 45/20 kV PM	101,92	105,57	101,19	103,66	101,19	103,66
K-aste [%] (t) 20 kV	42,02	43,26	42,02	43,26	42,02	43,26
Umin [p.u.] (t) 45 kV	0,00	0,72	0,00	0,72	0,00	0,72
Umin [p.u.] (t) 20 kV	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
45 kV verkko [t€]	0	0	0	0	0	0
Päämuuntajat [t€]	219	219	241	227	241	227
Sähköasemat [t€]	0	717	0	746	0	746
20 kV verkko [t€]	471	1 005	471	1 005	471	1 005
Investointikustannus yhteensä [t	689	1 941	712	1 978	712	1 978
45 kV verkko [t€]	0	0	0	0	0	0
Päämuuntajat [t€]	195	195	161	180	161	180
Sähköasemat [t€]	0	378	0	350	0	350
20 kV verkko [t€]	373	843	373	843	373	843
NPV_2026_6_% [t€] yhteensä	567	1 416	533	1 374	533	1 374
NKA (t) korvattavat komponentit [t€]	142	142	121	134	121	134
Loistehostatiikka (kVAr/p.u.)	0	0	0	0	0	0

Taulukon 20 tuloksista voidaan havaita, että 360 kW tehonleikkauskyvyn energiavarastolla voidaan siirtää korvausinvestointeja parhaimmillaan useita vuosia eteenpäin. Samalla huipputehoa leikkaamalla voidaan siirtää Peeran aseman päämuuntajan korvausajankohtaa, jolloin mahdollinen jäännösarvon (NKA) alaskirjaustaso hieman laskee. Tässä toteutusratkaisussa investointeja ei kuitenkaan voida välttää. Eli reaalisesti investointikustannukset ovat vaihtoehtoisissa yhtä suuret. 45 kV verkon korvaustarpeisiin vastataan alku vaiheen oletuksena 45/45 kV säätöaseman rakentamisella. Jännitteensäätöaseman rakentamisessa pyritään hyödyntämään olemassa olevaan infraa. Jännitteensäätöaseman kustannukset on esitetty sähköasemakustannusrivillä.

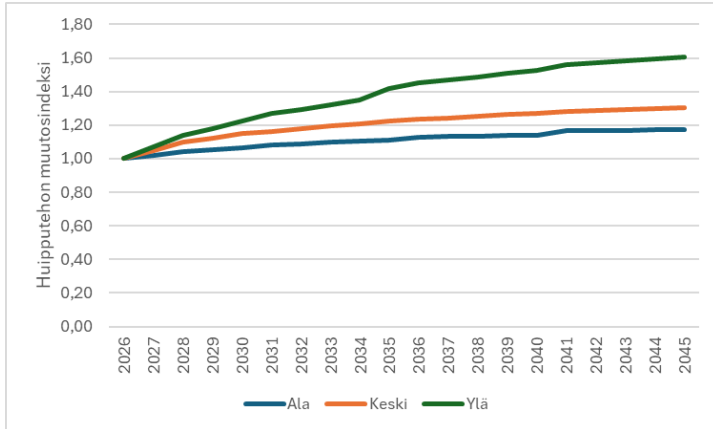
Taulukon 20 tulosten perusteella investointitarve riippuu voimakkaasti kuormituksen kasvuskenaariosta. Investointitarvetta ei missään tilanteissa voida välttää, mutta suurimman ja pienimmän investointitarpeen erotus on noin 1,3 miljoonaa euroa. Taulukon skenaarioista kahdessa vasemmanpuoleisimmassa verkkoon ei liitettäisi energiavarastoa,

kuorman kasvut olisivat ensimmäisessä tilanteessa keskimmäisen ja -toisessa korkeimman kasvun tilanteet. Keskimmäisissä kahdessa skenaariossa kuorman kasvuperusteet ovat vastaava, mutta näissä tilanteissa energiavarasto leikkaa huipputehoa. Kaksi oikeanpuoleisinta on kuvaa tilannetta, missä $Q(U)$ -sädöllä optimoitaisiin jännitettä. Tässä tilanteessa kuitenkin oletuksena oli, että jännitesäätöä ei tapahtuisi asemaliitynnässä päämuuntajan automaattisen jännitesäädön vuoksi, siksi arvot vastaavat keskimmäisten skenaarioiden tilannetta.

Simulointi, josta taulukon 20 tulokset on koottu, perustui oletukseen, että sähköasemalle liitetty energiavarasto ei kykene parantamaan sähköaseman 20 kV lähtöjen tilannetta. Siksi kustannussäästöjä ei odotettu saatavan 20 kV verkossa. Tämä parantaa odotusarvoisesti 20 kV verkon varrelle sijoitettavan energiavaraston kiinnostavuutta korvausinvestointitarkastelun näkökulmasta.

8.4.3 J04 Kilpisjärvi sijoitusratkaisu B3

Enontekiön Sähkön verkkoalueella Kilpisjärven alue on selkeä kasvun painopistealue. Tämä on havaittavissa alueen kaavoitus suunnitelmien ohella myös energiankäytön kehittymisestä suhteessa verkkoalueen muihin osiin. Kilpisjärven alueen johtolähtö syöttää myös pääosan Peeran sähköaseman kuormasta. Peeran aseman ei aivan optimaalinen sijoittumisen suhteessa tämän hetken kuormituksen jakautumiseen johtaa siihen, että 90 %:a lähdön huipputehosta sijoittuu runsaan 17 kilometrin päähän asemasta johtoreittiä pitkin mitattuna.



Kuva 52. Kilpisjärven johtolähdön kasvuennusteet

Kuvan 52 perusteella voidaan havaita, että alueen energiantarpeen ennakoitaan kasvavan muuta verkkoaluetta voimakkaammin.

Kilpisjärveä syöttävä runkoverkko on pitoaikansa päässä vuonna 2029. Varhaisimman skenaarion tilanteessa verkon investointikriteeri täyttyy 2029, kuten taulukosta 20 voi todeta. Tässä vaiheessa voimassa olevien pitoaikojen perusteella ei keskijänniterunkoverkolla ole pitoaikaa jäljellä. Kaavan 50 mukaisesti NKA saa siten arvon 0. Investoinnin ajoittaminen samalle vuodelle kriteeristön täyttymisen kanssa on kuitenkin riskialtista. Suhteutettaessa korvaustarvetta vuotuisen investointitasoon, olisi luontevaa jakaa verkon vahvistaminen kahdelle vuodelle, esimerkiksi nopeimman kasvun tilanteessa vuosille 2027 ja 2028. Verkon ikätiedon perusteella voidaan rajata johdinvaihdot keinovalikoiman ulkopuolelle, sillä johtimien vaihdot yli-ikäisiin pylväisiin voi jäädä lyhytaikaiseksi ratkaisuksi.

Verkoston tehonjako- ja oikosulkulaskennan perusteella johtolähdöllä jännitejäykkyys on heikko. Kolmivaiheinen oikosulkuvirta johtolähdön päässä on 2026 vuoden alun kuormitushuippujen tilanteessa 668 ampeeria ja vastaavasti johtolähdön alussa 1791 A. Tulosten perusteella mitoitusvahon vaihteluväli yhtälöllä 29 laskettuna, on esitetty taulukossa 21.

Taulukko 21. Energiavaraston mitoitustehon vaihteluväli, kun ΔU_{\max} on 5 %:a.

Solmuväli	Et _i _solmu [km]	U _{min} [kV]	I _{k3L} [A]	SN _{max_100%} [kVA]	SN _{max_200%} [kVA]
A1 – A2	0,012	21,0	1791	3 257	1 629
A32 – A34	17,5	19,8	839	1 437	718
A103 – A104	25,4	19,7	668	1 139	569

Yhtälö 29, kuten myös verkostosuositus YA 9:23 on tarkoitettu korkeintaan 1000 kW:n energiavarastoille. Tämän perusteella yhtälön mukaan lasketut yli 1000 kW:n laitteistojen jännitemuutoslaskentoja voidaan pitää vain suuntaa antavina.

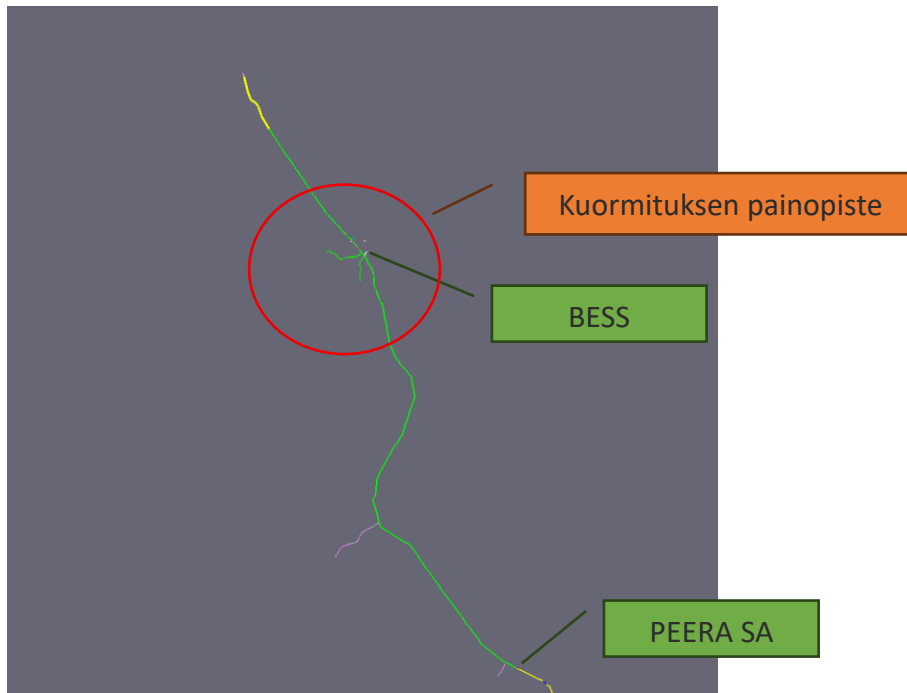
Taulukon 21 perusteella alaspäin pyöristäen, saavutetaan energiavarasto pidemmälle johdonvarrelle sijoitettuna 1100 kVA tasolla kapasiteetin käyttöalueen yläraja, verkon ollessa normaalikytkennällä yhteydessä syöttävään sähköasemaan. Koska saarekekäytöllä toimitusvarmuustarkastelu ohjaisi 1300 kW mitoitukseen, on energiavaraston kapasiteettia tarpeen ohjelmallisesti rajata saarekekäytön ulkopuolella.

Luvun 8.3.5 (s. 114) toimitusvarmuustarkastelussa optimaaliseksi sijoituspaikaksi osoitettiin solmuväli kuormituksen keskittymän läheisyydessä 17–18 kilometrin etäisyydellä syöttävästä sähköasemasta. Tämä ohjaisi sijoituspaikkaa kohti solmua A34. Koska reservimarkkinoilla operointi on toissijainen käyttötarkoitus verkonhaltijan näkökulmasta, ohjaavat muut tekijät sijoitusta pidemmälle verkkoon.

Simulaatioiden perusteella optimaalinen sijoituspaikka energiavarastolle korvausinvestointien välttämisen näkökulmasta on johtolähdön loppupäässä. Simuloinnin tuottama sijoituspaikka vaikuttaisi myös intuitiivisesti oikealta, sillä verkon suurimpana haasteena on korkea jännitteenalenema, joka kumuloituvan impedanssin vuoksi kasvaa johdon loppua kohden edetessä. Siirtohäviöiden minimoinnin näkökulmasta huipputehon leikkauspotentiaali hyödynnettäisiin tehokkaammin sijoittamalla varasto lähemmäs merkittävä kulutuksen painopistealuetta. Tätä voidaan analyttisesti arvioida yhtälön 39 perusteella.

Sijoittaminen johtolähdön päähän tuo tosin teknisiä haasteita. Verkon jännitejähkyys on verkon päässä heikoin alhaisen oikosulkutehon vuoksi. Tämä rajoittaa operointia nopeimpien aktivointiaikojen reservimarkkinoilla. Toinen merkittävä haaste on

suojalaitteiden luotettava toiminta heikossa verkossa energiavaraston syöttäessä osan vikavirrasta, jolloin johtolähdön alussa olevan releen havaitsema vikavirta ei välttämättä riitä ylivirtasuojan aktivointiin. Kokonaisarviointi ohjaa kohti kuvan 53 sijoituspaikkaa. Sijoituspaikan valintaa tukee verkon sähköisten arvojen ohella toimitusvarmuustarkastelun tulokset.



Kuva 53. Energiavaraston sijoituspaikka korvausinvestointitarkastelun perusteella

Kilpisjärven johtolähdön tarkastelu suoritettiin käyttämällä kaikkia kolmea skenaariovaihtoehtoa. Jokainen skenaario tutkittiin lisäksi kahdella eri tehokertoimella 0,95 ja 1,00. Kuudessa simulaatiossa kahdestatoista verkkoon oli kytkettynä energiavarasto pelkästään huipputehonleikkausroolissa. Tuloksista huomioitiin kuormitusaste, jännitteenalennema ja investointitarpeet. Keskeisenä havaintona tulosten kannalta oli, että kuormitusaste ei nouse ongelmaksi tarkastelujaksolla. Ilman energiavaraston teholeikkausta suurin kuormitusaste korkeimmalla kasvuskenaariolla oli 49,8 %:a. Verkossa haasteita aiheuttaa jännitteenalenneman kasvu kuormituksen kasvaessa. Loisteholla havaittiin olevan tähän suuri merkitys. Mikäli tehokerroin kuormalla olisi 1,00, ei mikään kasvuskenaario johtaisi korvausinvestointitarpeeseen edes ilman energiavaraston vaikutusta. Simuloitaessa 0,95

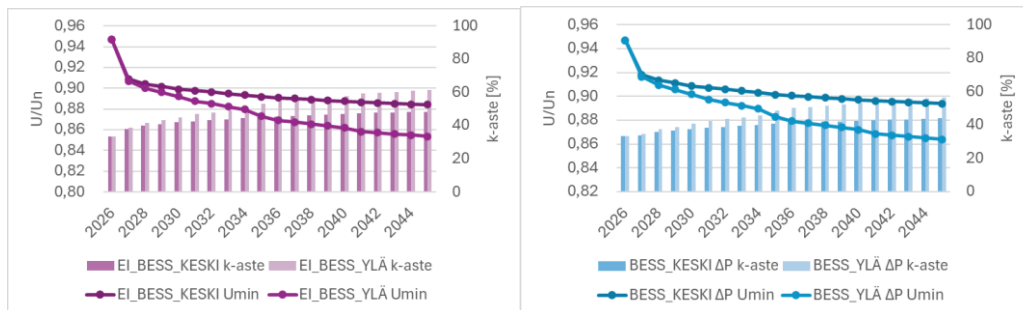
tehokertoimella havaitaan, että kaikki kasvuskenaariot johtavat verkon vahvistamistarpeeseen.

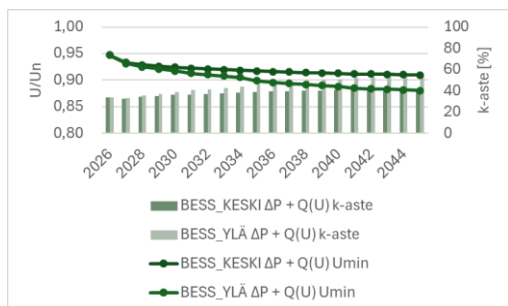
Simulointivaiheessa energiavaraston sijoituspaikka optimoitiin toimitusvarmuustarkastelun tuottaman optimaalisen solmuvälin ympäristössä. Tämä simulointi tehtiin ilman Q(U)-säätöä. Jännitteen säätö loistehon avulla suoritettiin kiinnostavimmista tilanteista, joiksi valittiin tehokerroin 0,95 ja kasvuskenaarioista keskilinja ja maksimi. Kaikissa tilanteissa, missä energiavarasto kytkettiin verkkoon, kytkentähetkeksi valittiin vuoden 2027 alku. Taulukossa 22 on kuvattu tarkastelussa käytetyn energiavaraston parametrit.

Taulukko 22. Kilpisjärven johtolähdön energiavaraston parametrit.

P_{\max} [kW]	1000
S_{\max} [kVA]	1100
Q_{\max} [kVAr]	458
E [kWh]	8450
SoC _{min}	0,10
SoC _{max}	0,90
ΔP [kW]	332

Simuloinnit toteutettiin järjestyksessä, missä ensi verrattiin, miten huipputehon leikkaaminen vaikutti verkon korkeimpaan kuormitusasteeseen. Vertailu tehonleikkauksella ja ilman tehonleikkausta tarkasteltiin tarkemmin kahdessa kuormituksen kasvuskenaariossa, eli keskikasvu- ja ylimmän kasvun skenaarioissa. Tarkastelun tulokset on koottu kuvaan 54.





Kuva 54. J04 Kilpisjärven johtolähdön minimijännite ja kuormitusaste ilman energiavarastoa ja energiavarasto kytkettynä eri käyttötavoilla

Kuvasta 54 havaitaan, että kuormitusaste säilyy maltillisella tasolla kaikissa skenaarioissa. Jännitteelle asetettu U_{\min} 0,9-kriteeri ylittyy ilman energiavarastoa varhaisessa vaiheessa jo keskimmaisessä skenaariossa. Korkeimman kasvun skenaariossa jännitekriteeri rikotaan kaikissa tilanteissa, mutta rikkoontumisen ajankohdalla on vuosien ero. Selkeästi paras tilanne saavutetaan, kun huipputehonleikkauksen ohella optimoidaan verkon jännitettä $Q(U)$ -säädöllä.

Taulukossa 23 on tarkemmin esitelty investointikriteerin rikkoontumisen vaikutusta ilman energiavarastoa ja energiavaraston kanssa erilaisilla energiavaraston käyttötavoilla. Käyttötapakuvaukset on esitetty taulukon 20 (s. 127) yhteydessä.

Taulukko 23. Korvauskriteerien ylitykset, kun taulukon 22 (s. 132) mukainen energiavarasto liitetään Kilpisjärven johtolähdön varrelle noin 17 km syöttävästä asemasta.

	EI BESS_KESKI	EI BESS_YLÄ	BESS_KESKI ΔP	BESS_YLÄ ΔP	BESS_KESKI ΔP + Q(U)	BESS_YLÄ ΔP + Q(U)
Korvauskriteerin ylitysvuosi 45 kV verkko	0	0	0	0	0	0
Korvauskriteerin ylitysvuosi Päämuuntajat	2028	2028	2032	2029	2032	2029
Korvauskriteerin ylitysvuosi Sähköasemat	0	2037	0	2038	0	2038
Korvauskriteerin ylitysvuosi 20 kV verkko	2030	2029	2038	2031	0	2035
K-aste [%] (t) 45 kV	0,00	39,54	0,00	39,96	0,00	39,96
K-aste [%] (t) 45/20 kV PM	101,92	105,57	100,58	100,66	100,58	100,66
K-aste [%] (t) 20 kV	42,02	43,26	0,00	42,43	0,00	46,35
Umin [p.u.] (t) 45 kV	0,00	0,72	0,00	0,72	0,00	0,72
Umin [p.u.] (t) 20 kV	0,90	0,90	0,00	0,90	0,00	0,90
45 kV verkko [t€]	0	0	0	0	0	0
Päämuuntajat [t€]	219	219	237	223	237	223
Sähköasemat [t€]	0	717	0	732	0	717
20 kV verkko [t€]	471	1005	208	818	0	520
Investointikustannus yhteensä [t€]	689	1941	444	1773	237	1460
45 kV verkko [t€]	0	0	0	0	0	0
Päämuuntajat [t€]	195	195	167	187	167	187
Sähköasemat [t€]	0	378	0	364	0	364
20 kV verkko [t€]	373	843	103	611	0	308
NPV 2026 6 % [t€] yhteensä	567	1416	270	1162	167	858
NKA (t) korvattavat komponentit [t€]	142	142	125	138	125	138
Loistehostatiikka (kVar/p.u.)	0	0	0	0	22 913	22 913

Taulukon tulokset eroavat olennaisesti Peeran asemalla liitettävän sähkövaraston tapauksesta (taulukko 20 s. 127) siinä, että tässä liityntäratkaisussa 20 kV verkossa jännitettä optimoidaan $Q(U)$ säädön avulla.

Tuloksista nähdään, että energiavarastolla voidaan siirtää korvausinvestointeja kaikissa tapauksissa selvästi eteenpäin. Kiinnostavimmat tilanteet vertailun kannalta, on tarkastella samaa kasvuskenaariota eri ratkaisuvaihtoehdoilla. Näin tehden, voidaan havaita, että esimerkiksi keskimmaisessä skenaariossa huipputehon leikkauksen avulla voidaan 20 kV verkon vahvistuksia siirtää investointia kahdeksan vuotta. Lisäksi ratkaisulla voidaan kokonaan välttää investointeja. Erotus investointien arvossa nettohyötyarvolla mitattuna on välillä 304–557 t€:a. Peeran päämuuntajan korvaamista voidaan myös siirtää tulosten perusteella 1-4 vuotta eteenpäin kuormituksen kasvusta riippuen.

Peeran sähköaseman käämikytkimellä on mahdollista vahvistaa 45 kV verkon 38,24 kV jännite 20 kV puolella muuntajan 21 kV alajännitepuolen nimellisjännitteeksi. Tämä on ehdoton minimiarvo 45 kV verkon jännitteelle. 45 kV verkkoa syöttävällä muuntajalla on myös automaattinen 19 portainen jänniteensäätö. Taso ei kuitenkaan voi olla suunnittelutavoite, sillä tällä tasolla verkko on hyvin herkkä jännitestabiilisuuden menetykselle. Esimerkiksi syöttävän alueverkon jännitevaihtelu voi tässä tilanteessa aiheuttaa merkittäviä haasteita, jotka voivat johtaa esimerkiksi tarpeeseen rajoittaa asiakkaiden ottotehoa verkosta.

8.5 Reservimarkkinoille osallistuminen

Reservimarkkinatarkastelussa tutkittiin, millä kapasiteetilla ja käyttöasteella energiavarastoa olisi mahdollista operoida kantaverkkoyhtiö Fingridin hallinnoimilla reservimarkkinoilla. Tarkastelun lähtökohtana oli, että reservimarkkinoille operointi on toissijainen käyttötarkoitus, eli kappaleissa 8.1–8.5 kuvatut käyttötapaukset suoritetaan ensin. Jos kapasiteettia on näiden jälkeen saatavissa, voidaan osallistua reservimarkkinoille. Tässä yhteydessä tutkittiin myös, kuinka suuri tuottopotentiaali reservimarkkinoilta olisi

odotettavissa ja toisaalta, kuinka merkittävästi verkkoyhtiön priorisoidut tarpeet rajoittavat reservimarkkinoilta saatavaa tuottoa. Tuottopotentialin tarkastelu perustuu reservimarkkinoiden historialliseen kysyntä-, tarjonta- ja hintakehitykseen ja kehityksestä johdettuun markkinahintaennusteeseen.

Simulointivaiheessa reservimarkkinapotentiaalille määritettiin reunaehdot. Verkkoyhtiön tarpeet priorisoidaan käyttölogiikassa ensisijaisiksi. Eli jäännöskapasiteetti ja vapaat käyttötunnit, jotka jäävät lukujen 8.1–8.5 jälkeen käyttämättä, voidaan hyödyntää reservimarkkinoilla. Reservimarkkinatuottojen maksimoinnin kannalta on olennaista, mitä tarkemmin verkkoyhtiön tulevat tarpeet voidaan ennustaa, sillä reservimarkkinoihin sisältyy sanktio, mikäli tarjottua kapasiteettia ei markkinoille voida toimittaa. Esimerkiksi FCR -tuotteiden osalta sanktiokustannus voidaan kuvata yhtälöllä:

$$\text{Sanktio [€]} = Q_R \cdot 3 \cdot y, \quad (58)$$

missä Q_R on toimittamaton reservikapasiteetti [MW, h], y on D-2-FCR-tuntimarkkinahinta kyseisellä tunnilla [€/MW, h] tai FCR-vuosimarkkinahinta [€/MW, h] (muokattu lähteestä Fingrid, 2025c, s. 18).

Simulointivaiheessa tunnistettiin taulukon 24 mukaiset olosuhteet, jotka mahdollisesti johtavat verkkoyhtiön tarpeeseen hyödyntää energiavaraston kapasiteettia. Taulukossa on myös arvioitu, millä kriteereillä tarvetta voitaisiin ennakoida ja esimerkiksi aktivoida lataus ennen tarpeen realisoitumista, kuitenkin siten, että tyhjälähtö minimitoitaisiin.

Taulukko 24. Verkkoyhtiön käyttötilanteet energiavarastolle.

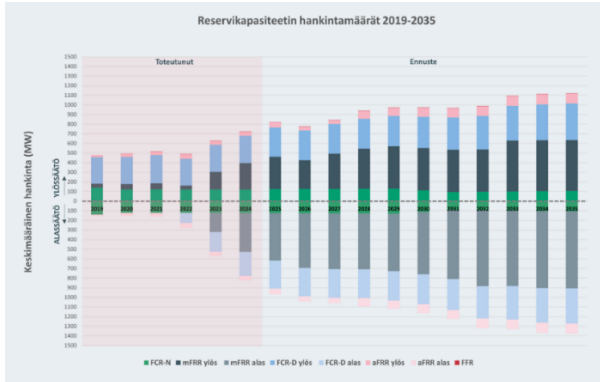
Käyttötilanne	Ennakkotieto tarpeesta	Yksikkö	Kriittinen muuttuja	Lähde
Huipputehon leikkaus	4,0–8,0	vrk	Lämpötilaennuste	Ilmatieteen laitos (n.d)
Häviökustannusten minimointi	24 - t + 24	h	Intra Day + Day-ahead -markkinahintaennuste	Nord Pool (n.d)
Varavoima, suunniteltu keskeytys	7,0	vrk	Kunnossapito-ohjelma	Enontekiö Sähkö Oy
Varavoima, vikakeskeytys (rakennevika)	0	vrk	Ei ennustettavissa	Enontekiö Sähkö Oy
Varavoima, vikakeskeytys (tuuli)	2,0–5,0	vrk	Tuuliennuste	Ilmatieteen laitos (n.d)
Varavoima, vikakeskeytys (tykkylumi)	0,0–2,0	vrk	Anturitieto osin, osin ei ennustettavissa	Ilmatieteen laitos (n.d)
Varavoima, vikakeskeytys (ukonilma)	0,5–2,0	vrk	Sadekuuro- ja ukkosennuste	Ilmatieteen laitos (n.d)

Verkkoyhtiön tuleva tarve voidaan ennustaa muutama vuorokausi etukäteen. Jokaiseen ennusteeseen liittyy epävarmuutta. Sanktiomaksujen- ja ylivarovaisuuden välttämiseksi kyky hyvin reaaliaikaisten ennusteiden tuottamiseen korostuu. Ennustejaksojen rajallisen pituuden vuoksi osaan markkinoista ei mahdollisesti voi antaa tarjousta, esimerkiksi eri tuotteiden vuosimarkkinoille.

Luvuissa 8.5.1–8.5.2 määritellään kohdekohtainen vapaakapasiteetti pysyvyyskäyrän perusteella. Energiavaraston toiminta-alue alassäätötilanteessa rajautuu huipputehonleikkauksen kynnsarvon, verkon tehon ja energiavaraston kapasiteetin perusteella. Energiavaraston lataustapahtuman verkon muun kuormituksen yhteisvaikutuksen ei simuloinnissa missään tilanteessa annettu ylittää verkolle asetettua huipputehon leikkauksen aktivointirajaa. Siirtymää tuotanto- ja kulutustilojen välillä rajoittaa verkon jännitejäykkyys. Jännitevaihtelu ei missään olosuhteessa saanut ylittää verkostosuosituksen 5 %:n tasoa.

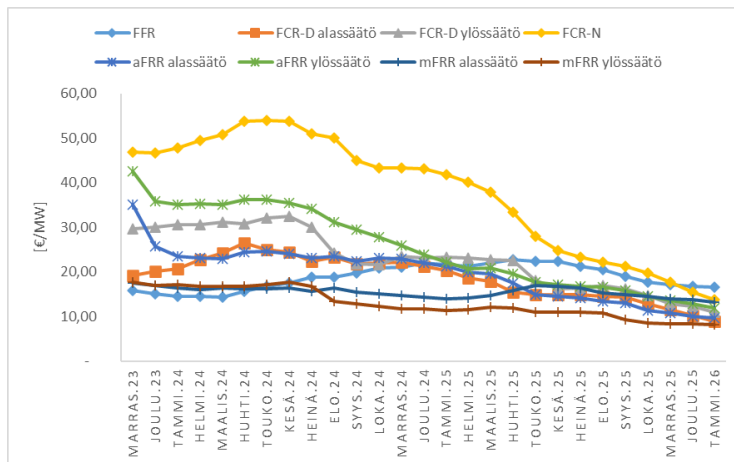
Simuloinnissa oletettiin, että tulevaan verkkoyhtiön tarpeeseen varaudutaan siten, että käyttötilanteen alkaessa energiavaraston varaus on määritelty SOC_{max} taso, mikä on aiemmin määritelty 90 %:n tasoon.

Simuloinnin reservimarkkinatuottolaskelmissa oletuksena oli Fingridin kuvan 55 mukainen ennuste, missä kaikkia nykyisiä reservimarkkinatuotteita tarjotaan myös tulevaisuudessa. Tämän perusteella kaikille tuotteille laskelmissa määritettiin markkinaosuus.



Kuva 55. Kapasiteettimarkkinoiden hankintamäärät tuotteittain (Fingrid, 2025d, s. 15)

Hankintamäärien ohella tarkasteltiin kuukauden hankintamäärillä painotettujen keskimäärien hankintahintojen liukuvaa kahdentoista kuukauden keskiarvoa. Keskihinnat korjattiin reaalisiksi kuluttajahintaindeksillä (KHI 2010=100). Keskihintojen kehitys on esitetty kuvassa 56.

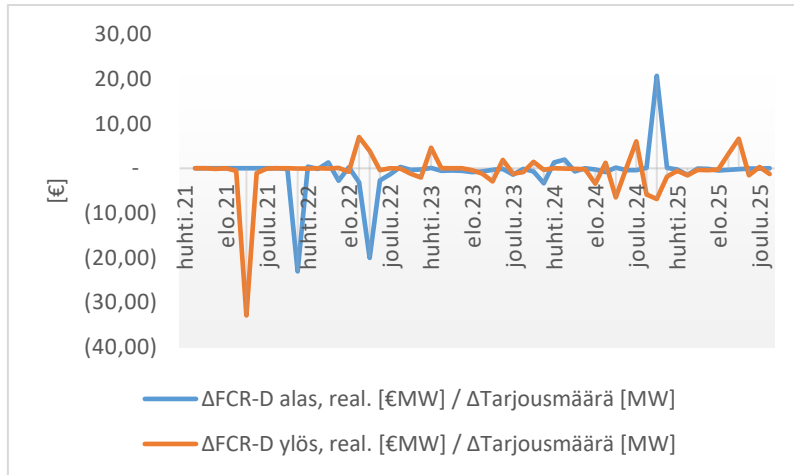


Kuva 56. Kapasiteettimarkkinoiden keskihintojen kehitys

Kuvan perusteella kaikkien tuotteiden reaali hinnat ovat laskevalla uralla. Laskevan hintakehityksen perusteella määritettiin oletushypoteesi kyllästyvistä markkinoista. Hypoteesia testattiin kahdella erillisellä mittarilla, jotka on kuvattu yhtälöillä 59 ja 60.

$$\lambda_R = \frac{dh_R}{dQ_{SR}}, \quad (59)$$

missä dh_R on tuotteen reaalin kuukauden keskihinta 0-rivit poistettuna ja dQ_R on kuukauden keskimääräinen tarjonta markkinoille 0-rivit poistettuna. Hinnoista 0-rivit poistettiin, koska kysynnän rajoitukset huomiottiin jo volyymimuutoksissa. Kuvassa 57 on esitetty esimerkki tuotteen FCR-D tuloksista.



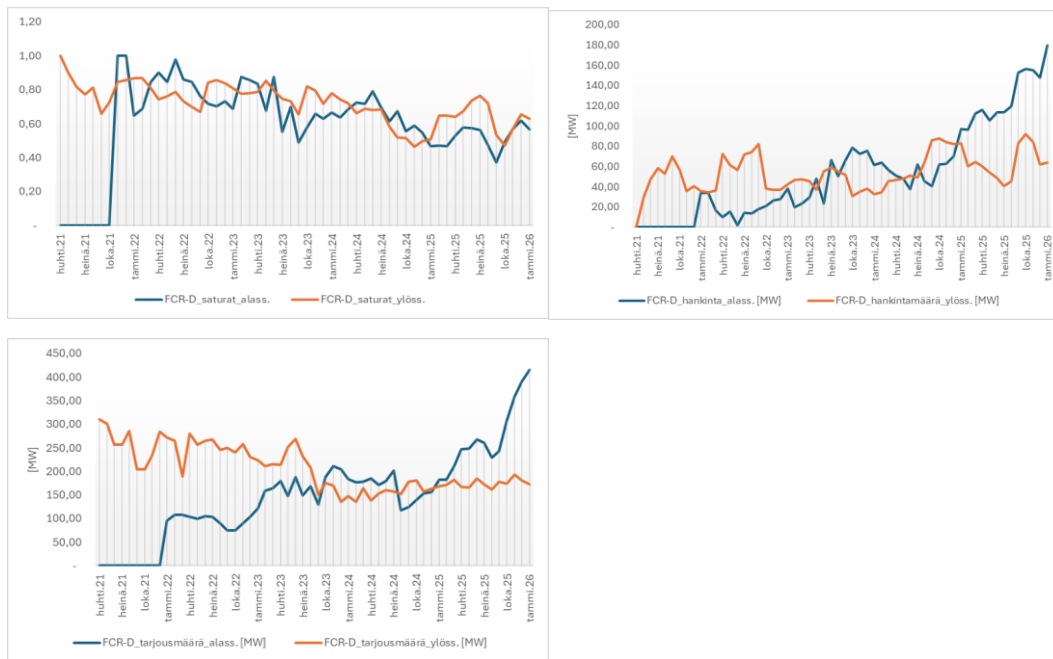
Kuva 57. Markkinan kyllästyminen tarjonnan kasvaessa

Markkinoiden kyllästymistä hinnan perusteella tarkasteltaessa havaittiin, että jakauma painottui ylösäättötuotteella vahvemmin negatiiviselle puolelle. Eli tarjonnan kasvu laskee hintatasoa reservimarkkinoilla. Sama tilanne havaitaan myös alassäättötuotteessa, mutta muutos on lievempi. Mielenkiintoisena yksityiskohtana havaitaan kuvan 58 yhteydessä käsitelty nopea kysynnän kasvun hintavaikutus, joka jäi lyhytaikaiseksi tarjonnan kasvaessa ja mahdollisen järjestelmähäiriön poistuessa.

Toisena mittarina tarkasteltiin volyymisaturaatiota. Tätä mitattiin tarkastelemalla kuukauden keskimääräisten hankinta- ja tarjousmäärien perusteella tarjonnan ja kysynnän suhdetta yhtälöllä:

$$Saturaatio = 1 - \frac{Hankinta [MW]}{Tarjonta [MW]} \quad (60)$$

missä Hankinta [MW] kuvaa kuukauden keskimääräistä tarjontaa 0-rivit mukaan lasketuna ja Tarjonta [MW] kuukauden keskimääräistä tarjontaa 0-rivit mukaan laskettuna. 0-rivit päätettiin huomioida siksi, että ne huomioivat markkinoiden tosiallista olemassaoloa. Mikäli nollarivit jätettäisiin huomiotta, muodostuisi todellisuutta optimistisempi kuva markkinatilanteesta. Tulosten perusteella voitiin arvioida, kyllästykö markkina tarjonnan kasvaessa. Yhtälöllä 60 laskettu volyymisaturaatio, hankintamäärät ja tarjousmäärät on esitetty kuvassa 57.



Kuva 58. Markkinoiden kyllästyminen tarjontavolyymin kasvaessa FCR-D tuotteella

Kuvaajasta havaitaan laskeva trendi molempiin säätösuuntiin. Yhtälön 60 mukaisesti yli-tarjontatilanteessa tulosten tulisi lähestyä arvoa 1 ja täydellisessä kysynnän ja tarjonnan tasapainossa arvoa 0. Markkinoiden kannalta kumpikaan ääripää ei ole tavoiteltava tilanne. Saturaatiomittari näyttää laskevaa trendiä, joten hankintamäärän kasvu on ollut tarjonnan kasvua nopeampaa. Tilannetta voidaan tarkastella esimerkiksi vuoden 2024 lopun tilanteesta alkaen. Alassäädön hankintamäärät lähtivät jyrkkään kasvuun lokaussa 2024. Markkina vastasivat kysynnän kasvuun saavuttaen saman suhteellisen muutoksen 2–3 kuukauden viiveellä.

Varsinainen reaalin markkinahintaennuste vuodelle t laskettiin yhtälöillä:

$$h_t = \text{Min}(h_{\max}; h_{\min} + (h_0 - h_{\min}) \cdot e^{-\kappa_t \Delta Q_t^S}), \quad (61)$$

$$\kappa_t = \frac{-\lambda}{\max(h_{t-1} - h_{\min}, \varepsilon)}, \quad (62)$$

missä h_t on tuotteen keskimääräinen vuosihinta, h_{\max} on tuotteen P95 (prosenttipiste 0,95) hinta valitulla historiajaksolla, h_0 on tuotteen hinta aloitushetkellä (liukuva 12 kk 1/2026 arvo), h_{\min} on tuotteen P5 (prosenttipiste 0,05) hinta valitulla historiajaksolla, s on muutosta tasoittava vaimennuskerroin, λ on yhtälön 59 (s. 137) mukainen derivaattojen osamäärä ja ε on lattiaparametri arvoltaan 1. Yhtälössä käytetty λ -parametri laskettiin jokaiselle kuukaudelle ja saaduista tuloksista laskettiin mediaani, jota käytettiin hintaennusteen muodostamisessa. Tämä laskettiin aikaväliltä 1/2023–1/2026. Saadut parametriarvot on esitetty taulukossa 25 (s. 141).

FFR- ja aFRR -tuotteille ei ollut saatavissa tarjousmääriä, joten yhtälöitä 61 ja 62 ei voitu soveltaa niiden tapauksessa. Tuotteiden markkinahintaennuste laskettiin yhtälöllä:

$$h_t = \text{Max}(h_{\min}, h_0 \cdot (1 - x)^t), \quad (63)$$

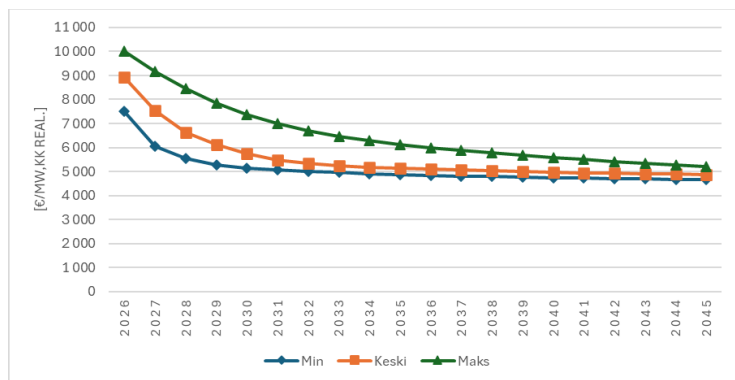
missä h_t on tuotteen keskimääräinen vuosihinta, h_{\max} on tuotteen P95 hinta valitulla historiajaksolla, h_0 on tuotteen hinta aloitushetkellä (liukuva 12 kk 1/2026 arvo), h_{\min} on tuotteen P5 hinta valitulla historiajaksolla ja x on saturaatioparametri. Saturaatioparametri valittiin markkinahintojen historiallisen kehityksen perusteella tutkimalla hintakäyrien muutosnopeuksia.

Laskelmissa käytetyt parametrit on esitetty taulukossa 25. Parametrien perusteella laskettiin energiavaraston reservimarkkinoiden bruttotuotto tehoyksikköä kohden. Saadulle tulokselle tehtiin mittakaavatarkastus vertaamalla NordPoolin raportoimaan Clean Horizon Storage Indexiin (NordPool, n.d.b).

Taulukko 25. Laskentaparametrit reservimarkkinatuottojen arviointiin.

Skenaario	Tuote	λ	ϵ	ΔQ	s	Tuottopaino	Saturaatiokerroin	Volyymipaino	Energiakerroin	Käytettävyyserroin	Riskikerroin	
Min	FFR	-	-	-	-	-	2%	15%	0%	1%	100%	100%
Min	FCR-D alass.	0,25	1,00	81,35	0,40	0,40	12%	-	9%	9%	100%	100%
Min	FCR-D ylös.	0,15	1,00	113,19	0,40	0,40	12%	-	9%	9%	100%	100%
Min	FCR-N	0,27	1,00	78,32	0,70	0,70	20%	-	7%	19%	100%	100%
Min	aFRR alass.	-	-	-	-	-	13%	20%	5%	1%	100%	100%
Min	aFRR ylös.	-	-	-	-	-	17%	20%	4%	1%	100%	100%
Min	mFRR alass.	0,04	1,00	547,22	0,30	0,30	16%	-	41%	17%	100%	100%
Min	mFRR ylös.	0,08	1,00	240,76	0,30	0,30	9%	0	25%	10%	100%	100%
Base	FFR	-	-	-	-	-	2%	10%	0%	1%	100%	100%
Base	FCR-D alass.	0,25	1,00	40,67	0,30	0,30	12%	0%	9%	9%	100%	100%
Base	FCR-D ylös.	0,15	1,00	56,60	0,30	0,30	12%	0%	9%	9%	100%	100%
Base	FCR-N	0,27	1,00	39,16	0,60	0,60	20%	0%	7%	19%	100%	100%
Base	aFRR alass.	-	-	-	-	-	13%	15%	5%	1%	100%	100%
Base	aFRR ylös.	-	-	-	-	-	17%	15%	4%	1%	100%	100%
Base	mFRR alass.	0,04	1,00	273,61	0,20	0,20	16%	0%	41%	17%	100%	100%
Base	mFRR ylös.	0,08	1,00	120,38	0,20	0,20	9%	0	25%	10%	100%	100%
Max	FFR	-	-	-	-	-	2%	8%	0%	1%	100%	100%
Max	FCR-D alass.	0,25	1,00	20,34	0,20	0,20	12%	0%	9%	9%	100%	100%
Max	FCR-D ylös.	0,15	1,00	28,30	0,20	0,20	12%	0%	9%	9%	100%	100%
Max	FCR-N	0,27	1,00	19,58	0,50	0,50	20%	0%	7%	19%	100%	100%
Max	aFRR alass.	-	-	-	-	-	13%	10%	5%	1%	100%	100%
Max	aFRR ylös.	-	-	-	-	-	17%	10%	4%	1%	100%	100%
Max	mFRR alass.	0,04	1,00	136,81	0,10	0,10	16%	0%	41%	17%	100%	100%
Max	mFRR ylös.	0,08	1,00	60,19	0,10	0,10	9%	0%	25%	10%	100%	100%

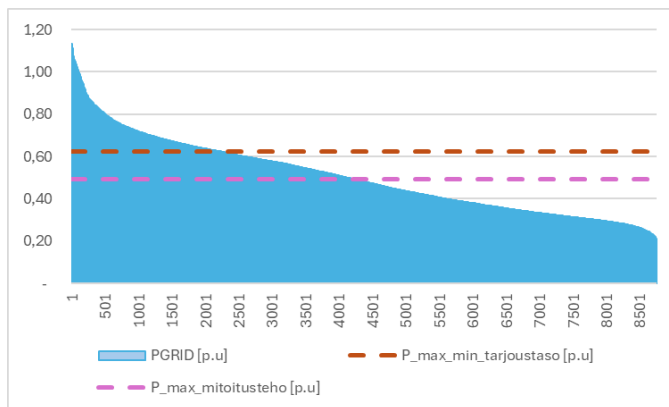
Simulointia varten muodostettiin kolme taulukossa esitetty skenaariotilannetta, missä markkinahintakehitystä tarkasteltiin. Lasketut keskimääräiset bruttotuotot on esitetty kuvassa 59. Kuvan laskelmissa oletuksena on, että laitoksen kapasiteetti on sataprosenttisesti varattu reservimarkkinaoperointiin, jolloin tulokset ovat paremmin vertailukelpoisia Clean Horizon Storage Indexiin.

**Kuva 59.** BESS:n reaalinen bruttotuotto eri skenaarioilla

Kuvan 59 bruttotuottolaskelmissa E_{BESS} oli 2 MWh ja P_{BESS} 1 MW. Tuottojen jakautumiseen tuotteiden kesken käytettiin tuottopainoja, jotka laskettiin Fingridin reservituottolaskurin tuottojakauman perusteella. Tuottojakauma määritettiin tilanteessa, missä 1 MW kapasiteetti osallistuisi 100 %:n painolla kaikkiin säätösuuntiin kaikilla tuotteilla.

8.5.1 Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4

Peeran aseman pysyvyyskäyrä on esitetty kuvassa 60. Pysyvyyskäyrä on normitettu siten, että asetettu maksimiteho tarkastelujaksolla, kun energiavarasto leikkaa huipputehoa, saa arvon 1,00 p.u. Huipputehon leikkaus ohjauslogiikan mukaisesti rajaa huipputehon tasolle 1,00. Kuvaajaan on lisäksi merkitty kaksi raja-arvoa. Ylempi raja-arvo on edellä mainitun tehorajan taulukon 5 (s. 50) mukaisen minimitarjoustason erotus, eli maksimitaso pohjakuormalla, jolla energiavarasto voi antaa reservimarkkinasääntöjen mukaisen tarjouksen minimiteholla. Vastaavasti alempi raja muodostuu huipputehorajan ja toimitusvarmuusoptimoinnissa määritetyn optimoidun mitoitustehon erotuksesta. Kuvaajaan piirrettyjen raja-arvoviivojen ja pysyvyyskäyrän leikkauspisteistä muodostuu vuotuinen tuntimäärä, energiavaraston käytettävyydelle reservimarkkinoiden alassäätöön.



Kuva 60. Energiavaraston osallistumispotentiaalia reservimarkkinoiden alassäätöön

Kuvan perusteella havaitaan, että huipputehon leikkaus rajoittaa merkittävästi alassäätöön osallistumista tuntikesiteholla tarkasteltuna. Käyttötunteina tarkasteltuna minimitarjoustason mukaista alassäätöä voidaan tarjota reservimarkkinoille 6521 tuntina ja mitoitustehon mukaista kapasiteettia 4506 tuntia. Kuten kuvasta voidaan päätellä huipputehon leikkauksen käyttörajoitteet sisältyvät tähän tuntimäärään.

Hankintamäärien painotusta alas- ja ylössäätömarkkinoiden välillä tulevaisuudessa voi arvioida Fingridin kapasiteettimarkkinoiden hankintamääräennusteen perusteella.

Hankintamääräennuste on esitetty kuvassa 52. Kuvasta laskettuna hankintamäärän ennustetaan jakautuvan ylössäädön noin 44 %:sta ja alassäädön noin 56 %:iin. Tämän perusteella voidaan arvioida, että reservimarkkinoille osallistumispotentiaali kasvaa 4506...6521 tunnin tasosta tasolle 6301...7430 tuntia, kun aiemmin laskettuihin käyttötunteihin lisätään ylössäätöpotentiaali yhtälöllä:

$$\text{käyttötunnit} = \text{alass.pot.} + (\text{8760} - \text{tunnit huipunleikkaukseen} - \text{alass.pot.}) \cdot \text{ylöss.pot.} - \%, \quad (64)$$

missä alass. pot. on pysyvyyskäyrästä edellisissä kappaleissa kuvatulla tavalla rajatut tunnit, tunnit huipunleikkaukseen kuvaa huipputehonleikkaamiseen tarvittavia lataus- ja purkutunteja ja ylöss. pot. -% on Fingridin hankintamääräennusteen ylössäädön hankintaosuus vuoden keskimääräisestä ennustetusta hankinnasta.

Toimitusvarmuustarkastelun perusteella Peeran asemalle sijoitettava energiavarasto aktivoitaisiin keskeytysten hallintaan vuosittain noin 62 %:n todennäköisyydellä. Suunniteltuja keskeytyksiä ei puuttuvan datan vuoksi arvioitu. Vikakeskeytysten lukumäärät ja keskot on esitetty taulukossa 26.

Taulukko 26. Keskeytysten vaikutus reservimarkkinakäytettävyyteen Peeran asemaliityntän tapauksessa.

Keskeytystiedot	Keskiarvo	Mediaani	P90	P95
Viat [kpl / vuosi]	1,11	1,00	3,00	4,00
Vikojen kesto [h / kpl]	1,40	0,80	3,91	4,92
Lataustunnit [kpl]	2,16	1,24	7,12	7,24
Tunnit reservimarkkinoiden ulkopuolella [kpl / vuosi]	3,71	2,04	18,85	26,92

Lataustuntien määrittelyssä on oletettu, että keskeytyksen jälkeen purettu kapasiteetti voidaan ladata 0,5 x Pmax teholla. Keskeytystunnuslukujen laskennassa on huomioitu 0-arvoiset rivit. Eli keskeytysten aiheuttamat rajoitukset reservimarkkinaoperointiin ovat vuodessa kokonaisuun tunteihin pyöristettynä 4...12 tuntia. Tässä työssä ei tarkemmin tutkittu, keskeytysten ajoittumista kalenterivuodelle. Yksinkertaistaen voidaan arvioida,

että keskeytysten todennäköisyys kullekin tunnille olisi sama 1/8760:aan. Kun tämä tieto yhdistetään tarjontarajoitteisiin, lisääntyy markkinoiden ulkopuolisten tuntien odotusarvo 4 tuntia vuodessa.

Häviökustannusoptimointi vähensi käytettävyyttä reservimarkkinoilla edelleen 494 tuntia. Kun tähän tarkastelujaksolle lisättiin ylössäätöpotentiaali, kokonaiskäytettävyydeksi saatiin 6080...7208 tuntia.

Tulosten ja taulukon 6 rajoitteiden perusteella johdettiin simulointilaskelmien tuotekohtainen käytettävyyys reservimarkkinoilla. Taulukon 5 (s. 50) mukaan tarjoustason minimimuutosrajan perusteella määritettiin, käytettiinkö enimmäistarjoustasona tuotteella pyöristettyä 1,3 MW mitoitustehoa vai 1,0 MW alalaidan tarjoustasoa. Laskennassa käytetyt tuotekohtaiset käytettävyydet ja niiden mukaiset tuntimäärät on esitetty taulukossa 27.

Taulukko 27. Tuotekohtaiset käytettävyydet reservimarkkinoille.

Tuote	Tekninen käytettävyyys [h]	Tekninen käytettävyyys [%]	Taloudellinen käytettävyyys [h]	Taloudellinen käytettävyyys [%]	Kokonaiskäytettävyyys [%]
FFR	8760	100,00	7 077	80,79	80,79
FCR-D alass.	8760	100,00	7 077	80,79	80,79
FCR-D ylöss.	8760	100,00	7 077	80,79	80,79
FCR-N	8760	100,00	7 077	80,79	80,79
aFRR alass.	8760	100,00	5 342	60,98	60,98
aFRR ylöss.	8760	100,00	5 342	60,98	60,98
mFRR alass.	8760	100,00	5 342	60,98	60,98
mFRR ylöss.	8760	100,00	5 342	60,98	60,98

Taulukossa 27 esitetyt käytettävyydet on laskettu yhtälöillä 65, 66 ja 67. Tekninen käytettävyyys määritettiin sataan prosenttiin, koska taloudellisessa käytettävyydessä huomioitiin myös tekniset rajoitteet. Tällä vältettiin riski, että rajoitteet tulisi huomioitua kahteen kertaan.

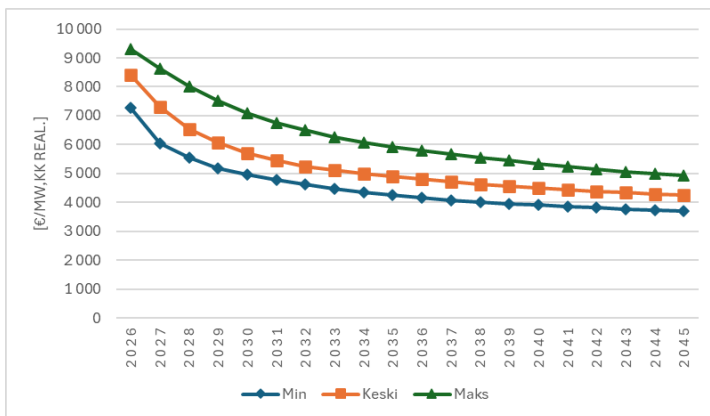
$$Tekn. \text{ käyt.} = \frac{\text{tekninen käyt. [h]}}{8760} \cdot 100 [\%], \quad (65)$$

$$Taloud. \text{ käyt.} = \frac{H_{täysi} \cdot P_{mitoitus} + H_{rajoitettu} \cdot P_{rajoitettu}}{8760 \cdot P_{mitoitus}} \cdot 100 [\%], \quad (66)$$

$$Kok. \text{ käyt.} = Tekn. \text{ käyt.} \cdot Taloud. \text{ käyt.}, \quad (67)$$

missä tekn. käytt. on tekninen käytettävyys, eli osuus vuoden tunneista, jolloin energiavarasto osallistuu reservimarkkinaan, taloud. käytt. on tuntiosuus reservimarkkinoiden aktiivitunneista, jolloin energiavarasto osallistuu reservimarkkinaan nimellistehollaan, $H_{\text{täysi}}$ on nimellistehotuntien osuus, $P_{\text{rajoitettu}}$ on rajoitettu teho, jolla energiavarasto osallistuu reservimarkkinaan, P_{mitoitus} on energiavaraston mitoitusteho ja kok. käytt. on kokonaiskäytettävyys, eli osuus koko vuoden tunneista, jolloin energiavarasto osallistuu reservimarkkinaan mitoitustehollaan.

Lopulliset käytettävyysrajoitukset on laskettu siten, että tekniseksi käytettävyys on laskettu maksimi käyttötuntien perusteella, joista on vähennetty keskeytysten odotusarvo. Tämän jälkeen taloudellinen käytettävyys on laskettu mitoitustehon 1350 kW perusteella tarjousrajat ja kuvassa 60 (s. 142) esitetyt tekniset rajat huomioiden. Käytettävyysrajoitteiden perusteella laskettu reaalin tuotto tehoyksikköä kohden on esitetty kuvassa 61. Laskelmissa nimelliskapasiteettina käytettiin taulukon 19 (s. 126) mukaisia arvoja.



Kuva 61. Peeran asemalle liitetyn energiavaraston reservimarkkinatuotot tehoyksikköä kohden alennetulla käyttöasteella

Tulosten perusteella käyttöasteen lasku leikkaa merkittävästi energiavaraston reservimarkkinoiden tuottopotentiaalia. Merkittävin rajoite muodostuu huipputehon leikkaus-tavoitteen määrittämästä tehorajasta ja reservimarkkinoiden tarjousäännöistä. Nämä

Häviökustannusten minimointi vähentää käytettävyyttä reservimarkkinoilla 608 tuntia. Häviöoptimoinnin käytettävyyksärajoitusten jälkeen reservimarkkinoille aktivoitavia tunteja jäi minimitarjoustasolla 6886 tuntia. Minimitarjoustasolla tämä olisi 326 tuntia vähemmän kuin Peeran asemalle sijoitettuna.

Kappaleessa 8.4 kerrotun mukaisesti 20 kV verkon toimitusvarmuustarkastelussa huomiointiin myös suunnitellut keskeytykset keskeytysaineiston ollessa riittävän laaja luotettavien tunnuslukujen laskemiseksi. Toimitusvarmuustarkastelun vaikutus johtolähdön varrelle sijoitetun energiavaraston epäkäytettävyydelle simuloitiin muuten samalla periaatteella kuin Peeran aseman tapauksessa. Keskeytysten vaikutus käyttötunteihin on esitetty taulukossa 28.

Taulukko 28. Keskeytysten vaikutus reservimarkkinakäytettävyyteen J04 Kilpisjärvi johdonvarsiliitynnän tapauksessa.

Keskeytystiedot	Keskiarvo	Mediaani	P90	P95
Vikakeskeytykset [kpl / vuosi]	1,60	1,00	3,00	4,00
Keskeytysten kesto [h / kpl]	1,58	1,31	3,56	4,56
Suunnitellut keskeytykset [kpl / vuosi]	0,84	1,00	2,00	2,00
Keskeytysten kesto [h / kpl]	1,29	0,83	3,16	3,34
Lataustunnit [kpl]	2,66	2,61	6,19	6,69
Tunnit reservimarkkinoiden ulkopuolella [kpl / vuosi]	6,28	4,75	23,18	31,63

20 kV verkon korkeampi vikataajuus yhdessä suunniteltujen keskeytysten kanssa aiheuttavat merkittävästi suuremman epäkäytettävyyden johdon varrelle sijoitettavalle energiavarastolle verrattuna asemaliityntään. Käytettävyyden arvio laskettiin odotusarvon perusteella. Odotusarvona käytettiin keskiarvotulosta, joka määritelmällisesti oli yhdenmukainen Monte Carlo -mallin laskentalogiikan kanssa. Keskiarvo pyöristettiin kokonaisluvuksi, joten keskeytysten odotetaan vähentävän käytettävyyttä yhteensä 6 tuntia.

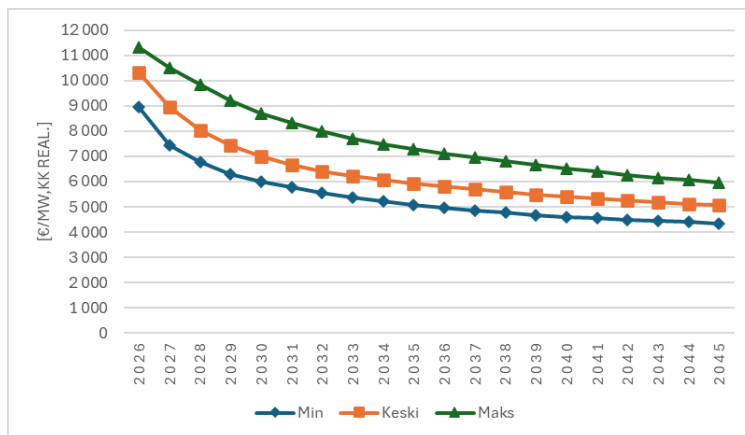
Reservimarkkinoiden kokonaiskäytettävyys muodostuu vuoden tuntien ja kokonaiskäyttörajoitusten erotuksesta. Lopullinen erotus lasketaan ylärajojen mukaisesti, sillä voidaan olettaa, että reservimarkkinoille pyritään tarjoamaan aina kun mahdollista vähintään minimitarjouskapasiteetin mukainen taso. Tällä periaatteella

kokonaiskäytettävyydeksi saatiin 6880 tuntia. Yhtälöiden 65, 66 ja 67 avulla lasketut käytettävyydet on esitetty taulukossa 29.

Taulukko 29. Tuotekohtaiset käytettävyydet reservimarkkinoille.

Tuote	Tekninen käytettävyyys [h]	Tekninen käytettävyyys [%]	Taloudellinen käytettävyyys [h]	Taloudellinen käytettävyyys [%]	Kokonaiskäytettävyyys [%]																								
FFR	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
FCR-D alass.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
FCR-D ylöss.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
FCR-N	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60 </tr <tr> <td>aFRR alass.</td> <td>8760</td> <td>100,00</td> <td>7 148,00</td> <td>81,60</td> <td>81,60</td> </tr> <tr> <td>aFRR ylöss.</td> <td>8760</td> <td>100,00</td> <td>7 148,00</td> <td>81,60</td> <td>81,60</td> </tr> <tr> <td>mFRR alass.</td> <td>8760</td> <td>100,00</td> <td>7 148,00</td> <td>81,60</td> <td>81,60</td> </tr> <tr> <td>mFRR ylöss.</td> <td>8760</td> <td>100,00</td> <td>7 148,00</td> <td>81,60</td> <td>81,60</td> </tr>	aFRR alass.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60	aFRR ylöss.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60	mFRR alass.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60	mFRR ylöss.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60
aFRR alass.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
aFRR ylöss.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
mFRR alass.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								
mFRR ylöss.	8760	100,00	7 148,00	81,60	81,60																								

Tulosten perusteella Kilpisjärven johtolähdölle sijoitettavan energiavaraston käytettävyyys on FFR- ja FCR-tuotteilla noin 5,4 prosenttiyksikköä alhaisempi ja FRR tuotteilla 2,7 prosenttiyksikköä alhaisempi. Tässä kohteessa huipputehonleikkaus rajoittaa siten merkittävästi enemmän reservimarkkinoille osallistumista. Taulukon 31 käytettävyyysparametreille laskettu reaalin reservimarkkinoiden tuotto-odotus tehoyksikköä kohden on esitetty kuvassa 63.



Kuva 63. Kilpisjärven johtolähdölle liitetyn energiavaraston reservimarkkinatuotot tehoyksikköä kohden alennetulla käyttöasteella

Kuvan 63 perusteella reaalin tuotto tehoyksikköä kohden on suurempi Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettuna. Tulosta selittää laskennassa käytetty energiavaraston mitoitus-teho 1 MW, joka kykenee toimimaan yksinäänkin kaikilla reservimarkkinoilla ilman tarjousääntörajoitteita.

Reservimarkkinoille osallistuminen lisää energiavarastojen käyttöastetta ja tuottaa investointilaskelmien näkökulmasta lisää positiivista kassavirtaa. Verkkoyhtiön tarpeiden priorisointi, suurimpana huipputehon leikkaus, rajoittaa reservimarkkinapotentiaalin täysimääräistä hyödyntämistä. Reservimarkkinoille osallistuminen rasittaa energiavarausta ja syklimäärän- ja syklisyvyyden muutosten kautta lyhentää varaston elinkaarta.

9 Talousmalli kokonaisvaikutuksista

Talousmallin laadinnan tarkoituksena oli tutkia, kannattaako energiavarastoinvestointi suunniteltuihin sijainteihin suunnitelluilla käyttötapauksilla. Investointien kannattavuuden arviointiin käytettiin yhtälön 15 (s. 27) laskentalogiikkaa noudattavaa kassavirtamallia. Kassavirtamalli poikkesi yhtälöstä siinä, että kustannussäästöpotentiaali merkittiin laskentamalliin tuottona. Tavoitteena laskelmissa oli arvioida, saavutetaanko energiavaraston lisäämisellä verkkoon kustannussäästöjä verrattuna verkon vahvistamiseen. Molempien ratkaisujen tuli poistaa luvussa 8.5 määritelty investointikriteerin rikkouma 2045 päättyvällä tarkastelujaksolla.

Keskeiset mittarit, joilla investointien kannattavuutta arvioitiin, olivat nettonykyarvo ja takaisinmaksuaika. Kassavirtalaskelmissa huomioitiin tuotto-odotukset, operatiiviset kustannukset ja tarvittavat investoinnit. Kassavirtalaskelman resoluutiona oli vuosi ja laskelman aikajänne on 2027–2045. Investointivuodeksi oletettiin 2027 ja energiavaraston tuottojen ja ylläpitokustannusten aloitusvuodeksi arvioitiin vuosi 2028, jolloin tuotot ja kustannukset kirjattiin täydestä arvostaan. Kassavirtalaskelmissa ei huomioitu inflaation vaikutusta.

Kassavirtalaskelmalla etsittiin optimaalinen mitoitus energiavarastolle. Tarkastelu perustui skenaariotarkasteluun, missä kaikkiin tarkasteltuihin sijoituspaikkoihin määriteltiin kolme eri mitoistehovaihtoehtoa ja kullekin mitoistehovaihtoehtoedolle kolme varastointikapasiteettivaihtoehtoa. Varastointikapasiteetit muodostettiin mitoistehon tuntikerrannaisina. Skenaarioissa käytetyistä mitoistehoista kaksi valittiin huipputehonleikkaustarkastelun perusteella.

9.1 Mitoitusvalinnat taloudelliseen arviointiin

Ensimmäinen mitoistehotaso valittiin etsimällä ensimmäinen polvipiste kuvaajasta, missä esitetään huipputeholeikkauspotentiaalin varastokapasiteetin funktiona. Piste

kohdalta luettiin x-akselilta varastointikapasiteetti ja y-akselilta huipputehonleikkauspotentiaali. Tämän jälkeen ennustavalla huipputehon simulointimallilla etsittiin mitoitus-teho, millä saavutetaan haluttu huipputehon leikkaus valitulla energiavarastointikapasiteetilla. Esimerkiksi Peeran sähköaseman tapauksessa ensimmäinen mitoitusvalinta luettiin kuvasta 29 (s. 93) Peeran sähköasemaa kuvaavalta oranssilta käyrältä violetin pisteen kohdalta. Ensimmäisen pisteen mitoitusperustaksi saatiin E_{BESS} on 3500 kWh ja ΔP on noin 320 kW. Simuloimalla mitoitus tavoitearvoja vasten, saadaan energiavaraston mitoitus-tehoksi 700 kW pyöristettynä sadan kilowatin tarkkuuteen.

Ensimmäisestä mitoitus-tehosta saatiin ensimmäisen skenaarion E_{BESS} :n teho-perustainen kerroin. Toisen kertoimen muodostaa tuntikerroin, jolla saavutettiin leikkauspisteen varastointikapasiteetti. Eli tuntikertoimeksi saatiin arvo 5. Ensimmäisen skenaarioryhmän kolme seuraavaa tuntikerrointa saatiin kasvattamalla tuntikerrointa yhden tunnin portaisissa.

Viimeinen mitoitus-teho valittiin Monte Carlo -analyysissä käytetystä keskilinjantehosta, joka käytännössä vastasi verkonosan tuntikeskitehoa, pyöristettynä alaspäin lähimpään sadan kilowatin tarkkuuteen. Keskimäinen mitoitus-teho valittiin alarajan ja ylärajan puolivälin kohdalta. Jokaisen mitoitus-tehon kohdalla E_{BESS} alaraja-arvo lukittiin mahdollisimman lähelle ensimmäisen skenaarion mitoitus-tehovalinnan alarajatasoa minimoimalla erotus yhtälöllä:

$$\min_{h \in \{1,2,\dots,n\}} |E_{BESS,1} - P_m \cdot h|, m \in \{2,3,4\}, \quad (68)$$

missä E_{BESS_1} on ensimmäisen skenaarion mitoitus-tehon mukainen ensimmäisen portaan varastointikapasiteetti, P on tarkasteltavan skenaarion mitoitus-teho, m on tarkasteltavan skenaarion järjestysluku ja h on tuntikerroin, joka yhdessä mitoitus-tehon kanssa muodostaa varastointikapasiteetin.

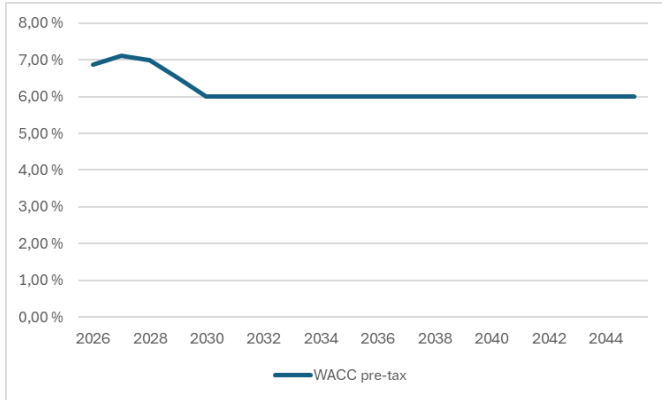
9.2 Laskentaparametrit

Taloudellisissa laskelmissa käytetty inflaatio oli 2,00 %:a. Käytetyn inflaation taso on perusteltu luvussa 8.4.1. Laskentakorkona nettokassavirralle käytettiin 8 %:a. Käytetty korkotaso heijastelee tuottoihin liittyvää verkkoinvestointia suurempaa epävarmuutta. Sähköverkkoinvestoinneille määritetty regulaation mukainen tuottotaso vuodelle 2026 on esitetty taulukossa alla.

Taulukko 30. Valvontamenetelmissä sovellettava kohtuullinen tuottoaste (Energiavirasto, 2025b).

Vuosi 2026	Sähkön jakeluverkkotoiminta ja suurjännitteinen jakeluverkkotoiminta
Yhteisöverokanta	20,0 %
Velaton beeta	0,492
Velallinen beeta	0,790
Markkinariskipreemio	4,61 %
Likvidittömyyspreemio	0,6 %
Pääomakanta (vieraan pääoman osuus)	43,1 %
Pääomakanta (oman pääoman osuus)	56,9 %
Vieraan pääoman riskipreemio	0,95 %
Lisäriskipreemio (maakaasu)	0,0 %
Riskitön korkokanta - Oma ja vieras pääoma	2,63 %
Maariskipreemio - Oma ja vieras pääoma	0,38 %
Oman pääoman kustannus	7,25 %
Vieraan pääoman kustannus	3,96 %
WACC	
Post-tax WACC	5,49 %
Pre-tax WACC	6,87 %

Taulukon 30 tuotot on regulaatiomallin mukaisesti laskettu yhtälöillä 5 (s. 27) ja yhtälöllä 64 (s. 158). Simuloinneissa käytetty tuottoennuste vuodesta 2027 alkaen on historiallisen kehityksen perusteella muodostettu arvio. Nimellinen veroja edeltävä WACC-tasoarvio on esitetty kuvassa alla.



Kuva 64. Veroja edeltävä kohtuullinen tuottoaste

Vuodelle 2027 parametriarvoista riskitöntä korkokantaa ja maariskipreemiota lukuun ottamatta kaikki parametriarvot ovat tiedossa. Korkotasot laskettiin vuodelle 2027 poikkeavasti 2.1.2026-24.3.2026 päivärajojen keskiarvojen perusteella. Korkearvoina käytettiin regulaatiomallin mukaisesti Suomen- ja Saksan valtioiden kymmenen vuoden obligatioiden korkoa (Energiavirasto, 2023, s. 52–56).

Joustokannustimen tuottoina käytettiin regulaatiomallin mukaisia osuuksia liikevaihtotasosta luvun 2.2 mukaisesti. Mikäli liikevaihto-osuus ylitti todelliset hyväksymiskelpoiset kustannukset valvontajakson aikana, rajattiin joustokannustinvaikutus todellisiin toteutuneisiin joustokustannuksiin. Energiavirasto vahvistaa verkkoyhtiökohtaisesti kohtuullisen tuottotason. Viranomaisen lopullisesti ratkaisee, ovatko joustokannustimeen kirjatut kustannukset määritelmän mukaisesti hyväksyttäviä.

9.3 Tuottojen ja kustannussäästöjen määrittely

Mitoitusskenaarioiden ohella tarkastelussa käytettiin myös kustannus- ja tuottoskenaarioita. Energiavarastojen reservimarkkinatuottojen laskennassa oletettiin, että koska verkkoyhtiön ei sähkömarkkinalain mukaan tulisi ensisijaisesti omistaa energiavarastoa (ks. luku 2.1 s. 11–12), hankkii verkkoyhtiö varastointikapasiteetin kilpailutettuna palveluna. Edelleen oletettiin, että kilpailutuksen voittaa tuottaja, joka tarjoaa palvelun

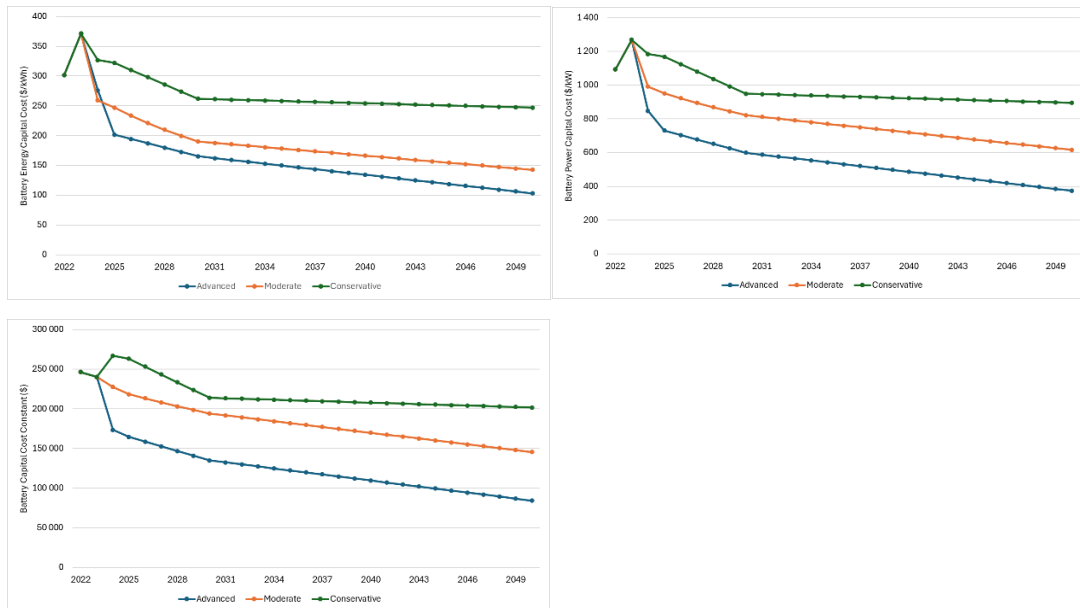
minimikustannuksella. Minimikustannuksen saavuttamisen yhtenä ehtona pidettiin maksimituottojen saamista markkinoilta. Tämän saavuttaminen edellyttää, että verkkoon lisättävä varastokapasiteetti voidaan yhdistää palveluntarjoajan olevaan energiavarastoportfolioon, jota markkinoille yhteistarjouksella tarjotaan. Tällöin ainoiksi käytettävyyden rajoitteiksi jäi verkkoyhtiön käyttötarpeet. Käytetyt rajat ovat väljempiä kuin luvussa 8.5 käytetyt tarjoustasorajoitteet, joten käyttöasteet ja tuotot kohosivat edellä mainitun luvun laskelmista, missä reservimarkkinoiden tuotekohtaiset säännöt määrittivät minimitarjoustason. Käytetyt laskentamallit olivat hieman varovaisia, sillä niissä oletettiin, että kapasiteetin tarjonta on binääristä. Eli mitoitusteho olisi minimiteho, mitä markkinoille voidaan tarjota. Markkinatuottolaskelmissa ei huomioitu tuottoja, joita olisi mahdollista saada day-ahead- ja intraday markkinoilta. Tarkastelun aikana tunnistettiin mahdollinen hyötypotentiaali, mutta tämä rajattiin tarkastelun ulkopuolelle.

Tarkasteluissa kohteissa häviökustannussäästöt olivat marginaalisia. Kun simulointivaiheessa verrattiin häviökustannussäästöjä reservimarkkinoiden tuottopotentiaaliin, havaittiin reservimarkkinatuottojen olevan moninkertaiset häviösäästöihin nähden, kun häviöoptimointiin käytetyt tunnit vapautettiin reservimarkkinaoperointiin. Tämän perusteella häviökustannussäästöiksi huomioitiin pelkästään tehonleikkauksen yhteydessä saavutettavat toissijaiset säästöt, jotka saavutetaan ilman hintaoptimointia. Toisaalta reservimarkkinaoperointi lisää verkossa siirrettyä energiaa energiavaraston lataus- ja purkaushäviöiden kautta. Reservimarkkinaoperoinnin häviökustannusvaikutusta ei enää uudelleen arvioitu, koska häviöiden vaikutus osoittautui hyvin marginaaliseksi.

Verkkoa vahvistaville korvausinvestoinneille laskettiin kohtuullisen tuottoasteen mukainen tuotto yhtälöllä 5 (s. 27), joka korjattiin veroja edeltäväksi tuottoasteeksi. Viranomaisen on määrittänyt kohtuulliseksi tuottoasteeksi vuodelle 2026 sähkönjakeluverkkotoimintaan 6,87 %:a (Energiavirasto, n.d. b). Vuoden 2027 tuottoasteen laskennan riskittömän korkokantaa ja maariskipreemiota lukuun ottamatta kohtuullisen tuottoasteen parametrit olivat jo tiedossa. Vuodelle 2027 riskittömänä korkokantana käytettiin 2.1.2026-24.3.2026 päivärajojen keskiarvoa. Vuodesta 2028 alkaen tuottoasteella muodostettiin

ennuste Enontekiön Sähkön sisäisen arvion perusteella. Kohtuullisen tuottoasteen lisäksi investointien tuotoksi määritettiin verkon jälleenhankinta-arvosta lasketun tasapoiston ja yrityksen kirjanpidon mukaisen poistoajan perusteella todellisesta hankintahinnasta lasketun tasapoiston erotus.

Energiavaraston käyttö- ja kunnossapitokustannusten laskennassa lähdeaineistona käytettiin Yhdysvaltain energiaministeriön alaisen tutkimusorganisaation National Laboratory of the Rockies (myöhemmin NLR) tuoreimman Electricity Annual Technology Baseline -tietokannan kustannustietoja (NLR, 2024). Tietokanta käytettiin käyttö- ja kunnossapitokustannusten ohella investointikustannusten lähteenä. Investointikustannusten laskennassa käytettiin tietokannan kaupallisen kokoluokan (commercial) energiavaraston kustannuksia korjattuna kuluttajahintaindeksillä vuoden 2026 hintatasoon. NLR:n investointikustannusten yksikkökustannuksista muodostetut hinnastot esitetty kuvassa 65.



Kuva 65. Energiavaraston investointikustannukset (muokattu lähteestä NLR, 2024)

Investointikustannuslaskennan yhteydessä laskettiin energiavaraston elinkaari suunnitelluilla käyttötapausvaikutuksilla yhtälöillä 7–10. Mikäli tulosten perusteella odotettava

elinkaari alitti laskentajakson, lisättiin korvausinvestointi energiavaraston elinkaarijakson loppuun. Laskelmissa oletettiin, että jäännösarvo on nolla elinkaarijakson lopussa. Korvattavan järjestelmän purkukustannuksia jakson lopussa ei huomioitu, sillä pitkällä elinkaariyksöllä tapahtuvat purkukustannukset diskonttauksen jälkeen jäävät vääjäämättä hyvin pieniksi.

NLR:n tietokannassa investointikustannuksille on määritetty kolme erillistä skenaariota: edistynyt, kohtalainen ja konservatiivinen. Skenaariot kuvaavat teknologian kypsyyskehityksen vaikutusta tulevaisuuden investointikustannuksiin. Kassavirtalaskelmissa tarkasteltiin kaikkia kolmea kypsyytystasoa. Keskeiset tulokset kuitenkin esitetään kohtalaisen kypsyyden skenaariolla.

Muina operatiivisina kustannuksina mukaan laskettiin sähköverkkokomponenttien huolto- ja ylläpitokustannukset Enontekiön Sähkön kustannuskirjanpidon kustannustoeman mukaisesti. Sähkönsiirtomaksut määritettiin laskelmissa nollassi. Määritelmä perustettiin kantaverkkopalvelun vuoden 2026 hinnoittelun määritysdokumenttiin, missä todetaan, että energiavaraston tehomaksuja ei laskuteta energiavarastolta, mikäli energiavarasto tarjoaa joustopalveluita JVH:lle vähintään vuoden mittaisella sopimuksella (Fingrid, 2026 s. 4–5).

9.4 Peeran sähköasema sijoitusratkaisu B4

Peeran sähköasemaan liitetyn energiavaraston mitoitusskenaarioiden parametrit on esitetty taulukossa 31. Parametrien määrittely on kuvattu luvussa 9.3 (s. 148–149).

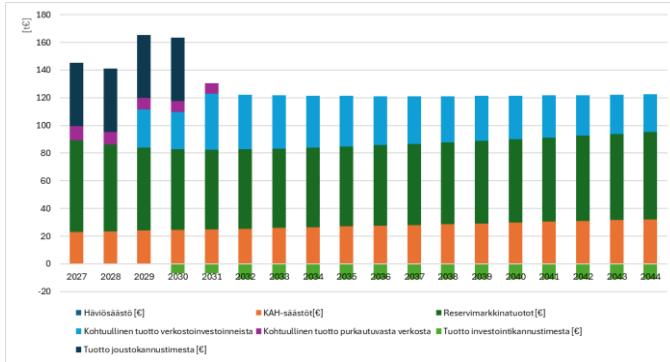
Taulukko 31. Skenaariotarkasteluissa käytetyt energiavaraston nimellisarvot.

Skenaario-tunnus	P _{BESS_1} [kW]	E _{BESS_1} [kWh]	E _{BESS_2} [kWh]	E _{BESS_3} [kWh]	E _{BESS_4} [kWh]
1	700	3500	4200	4900	5600
2	1000	4000	5000	6000	7000
3	1300	3900	5200	6500	7800

Taloudellinen mitoitsoptimointi suoritettiin taulukon x skenaarioilla rivi kerrallaan. Rivien parametreja ei ajettu ristiin tarkasteluiden yhteydessä. Optimimitoitukseksi valittiin skenaario, mikä tuotti kassavirtalaskelman korkeimman nettonykyarvon (NPV). Simulaatioiden perusteella korkein nykyarvo ratkaisulla, missä energiavarasto liitettiin verkkoon, saavutettiin, kun P_{BESS} oli 700 kW ja E_{BESS} 3500 kWh.

Peeran aseman sijoitustapauksessa energiavaraston liityntäkustannukset muodostuvat pelkästään soveltuvan liityntäpisteen rakentamisesta. Liityntäpisteen toteutus vastaa kuvan 24 (s. 82) toteutusperiaatetta. Liittämiskustannukset on laskettu energiaviraston vuoden 2026 liittymähinnoittelun yksiköillä (Energiavirasto, n.d. b), jotka on korjattu 2 %:n kustannusinflaatiolla vuoden 2027 hintatasoon.

Sijoituskohteen tuotot optimaalisella energiavarastomitoituksella, on esitetty nimellisarvoina kuvassa 66. Hinnoittelun perustana on reservimarkkinatuottojen keskimäinen skenaario, joka on laskettu luvussa 8.5 kuvatulla tavalla ja luvun 9.3 käyttöastetason määrittelyn mukaisesti. Verkkoomaisuuden kohtuullisen tuoton perustana on kuvan 49 (s. 121) keskimäisen kuormitusskenaarion mukainen verkonvahvistustarve. Häviökustannussäästöt muodostuivat oheissäästöistä ja KAH-kustannussäästöt optimaalisesti mitoitettun energiavaraston säästöpotentiaalista luvussa 8.4 kuvatulla laskentatavalla laskettuna.



Kuva 66. Energiavaraston tuottopotentiali Peeran sähköasemalle sijoitettuna reservituoton keskiskenaariolla ja keskimääräisen tehonkasvun investointitarpeella

Kuvassa tuotot on esitetty nimellisinä. Koska nimellisten tuottojen tapauksessa tulovirrat vakiintuvat vuodesta 2032 alkaen, voidaan päätellä, että reaaliset tuotot laskevat inflaation suuruusluokkaa. Investointikannustimen tuotto näyttäytyy jaksolla negatiivisena 100 %:n investointitehokkuudesta huolimatta. Tämä johtuu kirjanpidon lyhyemmästä poistoajasta. Tilanne muuttuu, kun kirjanpidon poisto aika on käytetty ja omaisuuden todellinen tasearvo nollaantuu.

Laskelmien kohtuullinen tuotto on laskettu yhtälöillä 3 ja 4 (s. 18), missä yhtälön 5 kohtuullinen tuottoaste on muutettu veroja edeltäväksi tuottoasteeksi yhtälöllä:

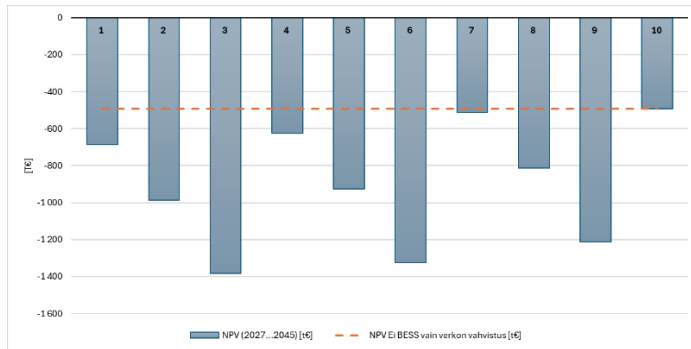
$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{(1-yvk)}, \quad (69)$$

missä $WACC_{pre-tax}$ on yhteisövero edeltävä tuottoaste, $WACC_{post-tax}$ on yhteisöveron jälkeinen tuottoaste ja yvk on voimassa oleva yhteisöverokanta.

Purkautuvalla verkolla tarkoitetaan verkkoa, joka tarkasteltavassa kohteessa joudutaan ennenaikaisesti korvaamaan kuormituksen kasvaessa. Purkautuvan verkon komponenttien yhtälön 3 mukainen (s. 26) nykykäyttöarvon alaskirjaus laskettiin mallissa kustannukseksi. Koska energiavarasto mahdollistaa investointien siirtämisen, on korvattavien komponenttien tuotot perusteltua ottaa mallissa mukaan. Energiavaraston tuottopotentialiksi on laskettu myös luvussa 2.2 (s. 12–14) kuvatun joustokannustimen vaikutukset.

Joustokannustimen voimassaolon tiedetään jatkuvan valvontamallin mukaisesti vuoteen 2031. Tämän jälkeen oletettiin, että joustokannustimen piirissä olleet tuotteet ovat alalla vakiintuneita ratkaisuja, eikä niistä enää saada kannustintuottoja. Joustokannustimen perustana käytettiin Enontekiön Sähkön vuoden 2025 liikevaihtotasoa, jota korjattiin inflaatio-oletuksen verran ylöspäin vuosittain.

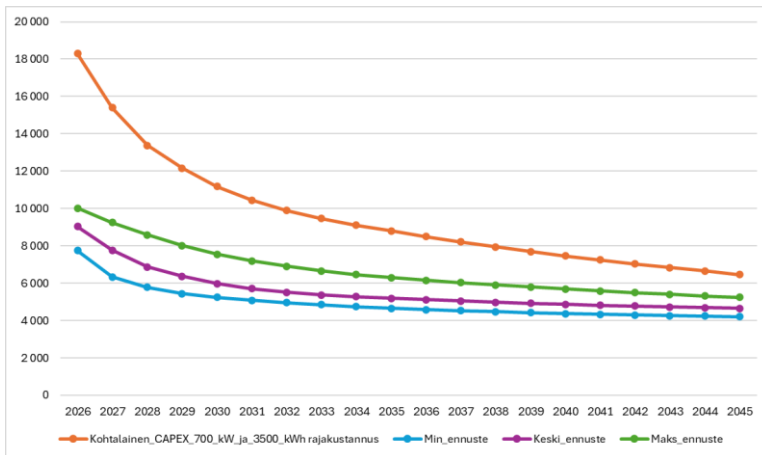
Energiavaraston kannattavuutta arvioitiin aiemmin luvussa 9 kuvatulla perusteella laaditulla kassavirtalaskelmalla, jonka laskentalogiikka perustui yhtälöön 15 (s. 36). Laskelmista tuloksina saavutettu nettonykyarvo eri skenaarioissa on esitetty kuvassa 67. Kuvan tilanteissa käytetyt parametrit on esitetty liitteessä 2.



Kuva 67. Simulointien perusteella odotettavissa olevat nettonykyarvot eri skenaarioilla

Kuvassa 67 verkoston kehittäminen ilman energiavarastoa on esitetty ratkaisuna 10. Tähän ratkaisuun energiavaraston pohjaisia ratkaisuja verrataan. Koska kaikkien ratkaisujen kassavirtojen nykyarvot tarkastelujaksolla ovat negatiivisia, vähiten negatiivinen ratkaisu olisi vaihtoehtoista toteutuskelpoisin. Kuten tuloksista havaitaan, ei energiavaraston sijoittaminen ole millään skenaariolla taloudellisesti parempi kuin verkostoinvestointipohjainen ratkaisu.

Osana energiavaraston kannattavuuden arviointia tarkasteltiin kriittistä hintatasoa reservimarkkinatuotoille, jolla saavutettaisiin sama taso kuin pelkällä verkon vahvistamisella. Tulokset on esitetty kuvassa 68. Kuvassa on referenssinä esitetty myös simuloinnissa käytetyt reaaliset markkinahintaennusteet.



Kuva 68. Kriittinen energiavaraston saavuttama hintataso reservimarkkinoilta, joilla NPV vastaa pelkän verkostoinvestoinnin tasoa

Kuvan ylin käyrä kuvaa kriittistä hintatasoa eri energiavarastoteknologian keskimääräisellä kypsyydellä, millä saavutetaan vastaava elinkaarituohto kuin pelkällä verkon vahvistamisella. Rajakustannukset ovat 1,53–1,99-kertaiset simulaation eri hintaskenaarioihin nähden.

Peeran asemalle sijoitetulle energiavarastolle laskettiin keskeiset tunnusluvut. Lasketut tunnusluvut on esitetty taulukossa 32.

Taulukko 32. Peeran asemalle kytketyn energiavaraston simuloituneet tunnusluvut.

Käyttötapa	EFC [kpl/a]	DoD_min	DoD_max	N_{cf_min} [kpl, elinkaari]	N_{cf_max} [kpl, elinkaari]	$L_{BESS_i_min}$ [1/kpl]	$L_{BESS_i_max}$ [1/kpl]	T_{BESS_min} [a]	T_{BESS_max} [a]
Huipputehon leikkaaminen	2,82	0,33	0,61	15 785	5 499	0,00	0,00	5 593	1 948
Häviöiden minimointi	0	0	0	-	-	-	-	-	-
KAH-kustannussäästö	0,40	0,20	0,64	31 077	5 092	0,00	0,00	77 898	12 765
Reservimarkkinaoperointi	302,54	0,10	0,30	69 987	17 914	0,00	0,02	231	59
Yhteensä	305,76					0,00	0,02	222	57

Laskelmissa EFC on laskettu vuoden mittaiselta jaksolta yhtälöllä:

$$EFC(T) = \frac{\sum_{t=0}^T E_{Ch,t} + \sum_{t=0}^T E_{dis,t}}{2 \cdot E_{BESS}}, \quad (70)$$

missä EFC on syklien lukumäärä, E_{ch} on ladattu energia, E_{dis} on purettu energia ja E_{BESS} on energiavaraston kilpiarvon mukainen varastointikapasiteetti. DoD on laskettu yhtälön 10 (s. 33) mukaisesti. DoD laskettiin tuntiaineiston perusteella huipputehonleikkaustoiminnassa. KAH-säästöjen osalta DoD vaihteluvälin alaraja laskettiin energiavaraston avulla saatavan keskimääräisen energiasäästön ja energiavaraston kilpiarvon mukaisen varastointikapasiteetin osamäärän perusteella ja vastaavasti yläraja prosenttipiste 90 ja energiavaraston kilpiarvon mukaisen varastointikapasiteetin osamäärän perusteella. Reservimarkkinoiden osalta DoD vaihteluväli johdettiin oletuksesta, missä SoC-tasolla varaudutaan symmetrisesti molempiin säätösuuntiin, eli SoC-oletus olisi 0,5. Samalla SoCmin oli asetettu tasoon 0,1 ja Socmax tasoon 0,9. Näiden rajojen perusteella valittiin varovasti tasoalue, joka ei ihan täysimääräisesti hyödynnä liikkumavaraa. Elinkaarisyklien määrä N_{cf} on laskettu yhtälöllä 7 (s. 33).

L_{BESS} arvo laskettiin yhtälöllä 8 (s. 33). T_{BESS} laskettiin yhtälön mukaisesti, mutta sillä erotuksella, että vuorokausisyklien sijaan käytettiin suoraan vuosisykleistä laskettua L_{BESS} arvoa. Laskettujen EFC- ja DoD -arvojen perusteella laskennallisesta käyttöiästä tuli hyvin pitkä, kuten taulukosta 33 voidaan nähdä. Energiavarastoille tutkimusartikkeleissa käytetään 10–15 vuoden elinkaarta luvun 3.2.1 (s. 25) mukaisesti. Lasketun elinkaaren perusteella voidaan pitää todennäköisenä, että järjestelmän elinkaari tulee kestäämään vähintään tutkimusartikkeleiden ylärajan. Tässä taustalla oletus, että ulkoisella energialähteellä ja riittävällä lämmöneristyksellä tasataan tehokkaasti lämpötilanvaihtelua. Tunnuslukujen perusteella päädyttiin siihen, että tarkastelujaksolle ei laskettu energiavaraston korvausinvestointia.

Edellä laskettujen arvojen lisäksi energiavarastolle laskettiin elinkaarikustannus LCOS yhtälöllä 14 (s. 35) 10 vuoden elinkaarelle. Suunnitelluilla käyttötapauksilla Peeran asemalle sijoitettavalle energiavarastolle saatiin simuloituksi elinkaarikustannukseksi 256 €/MWh. Kustannus laskettiin tarkoituksella suunniteltua elinkaarta lyhyemmälle jaksolle, koska 10 vuoden elinkaarelle löytyi vertailuaineistoja. Tulokset vaikuttaisivat asettuvan linjaan aiempien tutkimusten kanssa. Kustannus vaikuttaa asettuvan linjaan aiemmin

tehtyjen tutkimusten kanssa. Migliari ja muut (2025, s. 11–12) päätyivät Italian Gagliarin alueella tasoon 180–410 €/MWh tarkastellessaan energiavarastojen vaikutusta aurinkovoimaloiden energiamarkkinatuottoihin.

Simulointien tulosten perusteella vuoteen 2045 ulottuvalla tarkastelujaksolla ei löydetty energiavarastoratkaisua, joka verkon vahvistamisen kanssa saavuttaisi korkeamman nettonykyarvon investoinnille energiavaraston liityntäpisteen ollessa Peeran sähköasemalla. Tämä siitä huolimatta, että selkeitä teknisiä hyötyjä tunnistettiin. Taloudellisen kannattavuuden parantuminen edellyttäisi ennustettua merkittävästi korkeampia tuottoja reservimarkkinoilta ja teknologian kypsyyden parantumista, jolloin investointikustannuksia saataisiin laskettua.

9.5 J04 Kilpisjärvi sijoitusratkaisu B3

Kilpisjärven johtolähdölle varrelle kytketyn energiavaraston mitoituskenaarioiden parametrit on esitetty taulukossa 33. Tässä kohteessa skenaariotarkastelu toteutettiin samalla tavoin riveittäin kuin Peeran asemaliitynnänkin tapauksessa.

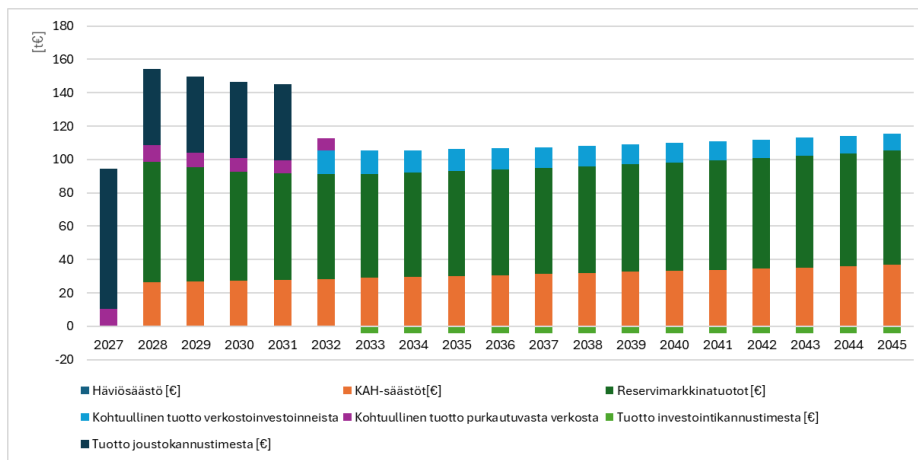
Taulukko 33. Skenaariotarkasteluissa käytettyjen energiavarastojen nimellisarvot.

Skenaario-tunnus	P_{BESS_1} [kW]	E_{BESS_1} [kWh]	E_{BESS_2} [kWh]	E_{BESS_3} [kWh]	E_{BESS_4} [kWh]
1	800	4000	4800	5600	6400
2	1000	4000	5000	6000	7000
3	1300	3900	5200	6500	7800

Simulointien perusteella korkeimman NPV-arvon saavutettiin, kun P_{BESS} oli 800 kW ja E_{BESS} 4000 kWh. Tosin mitoitus P_{BESS} 1000 kW ja E_{BESS} 4000 kWh tuotti vain noin 9 tuhatta euroa alhaisemman NPV-tason ja keskeytysten hallinnan kannalta olisi lähempänä lähdön 1300 kW keskitehoa.

Energiavaraston sovellettu verkkoon liittymän periaate on esitetty kuvassa 30 (s. 86), jonka mukaan verkkoon liittämisen rakentamiskustannukset on laskettu vuoden 2026 kohtuullisten liittymiskustannusten yksikköhinnoilla (Energiavirasto, n.d.), kuten Peeran asemaliittymänkin tapauksessa. Myös Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitetun energiavaraston liittämivuodeksi on simuloinneissa määritelty vuosi 2027.

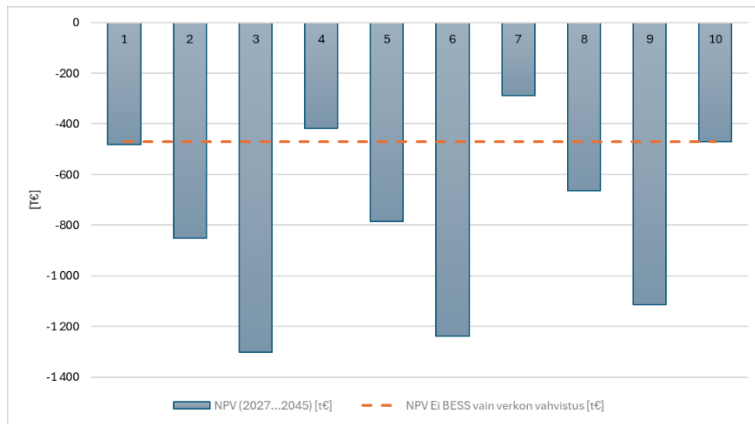
Johtolähdön varren sijoitusratkaisun tuottopotentialia on laskettu samalla periaatteella kuin Peeran aseman tapauksessa (s. 158). Eli reservimarkkinatuottojen perustana keskimääräinen tuottoskenaario ja verkon kuormituksen kasvuennusteena keskimääräinen skenaario. Keskeytyskustannussäästöt muodostuvat optimaalisesti mitoitettuna energiavaraston säästöpotentialin perusteella. Häviösäästöt muodostettiin toissijaisina säästöinä, kun huipputehon leikkaus on ensisijainen prioriteetti. Edellä kuvatulla tavalla laskettu tuottopotentialia on esitetty kuvassa alla.



Kuva 69. Energiavaraston tuottopotentialia Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettuna reservituoton keskiskenaariolla ja keskimääräisen tehonkasvun investointitarpeella

Tuloksissa joustokannustin oletettiin nolaksi samalla tavoin kuin Peeran asemaliittymän tapauksessa, kun seitsemäs valvontajakso päättyy. Tuotoista merkittävimmät osuudet tämän jälkeen muodostuvat reservimarkkinatuotoista (56 %:a vuonna 2032) ja KAH-kustannussäästöistä (25 %:a vuonna 2032).

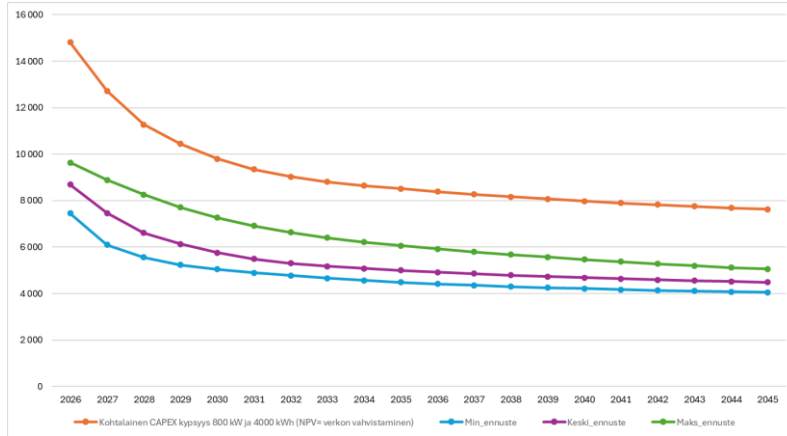
Laskelmien perusteella saavutettu kannattavuus energiavarastolle on esitetty kuvassa alla usealla eri skenaariolla. Käytetyt skenaarioparametrit on esitetty liitteessä 2. Kannattavuutta on arvioitu täysin yhdenmukaisilla periaatteilla kuin Peeran asemaliitynnän tapauksessa luvussa 9.4.



Kuva 70. Simulointien perusteella odotettavissa olevat nettonykyarvot eri skenaarioilla

Tulosten perusteella Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoittaminen on ratkaisuna parempi kuin Peeran asemalle sijoitettuna. Tässä ratkaisussa, mikäli energiavarastojen hankintakustannusten kehitys vastaa NLR:n määrittelemää edistynyttä tasoa (advanced), kustannusten nykyarvo alittaa pelkän verkostopohjaisen kehittämisen kustannustason (ratkaisu 4 ja 7). Merkittävin selittävä tekijä eroille muodostuu korvausinvestointitarpeen eroista. Keskimmaisella tehonkasvuennusteella Peeran tapauksessa korvausinvestointitarve jakeluverkolle optimaalisen energiavaraston lisäämisen jälkeen on 698 t€:a nimelisarvolla laskettuna. Vastaava korvausinvestointitarve Kilpisjärven johtolähdön varrelle sijoitettuna on 237 t€:a. Ero johtuu siitä, että sähköasemasijoitus ei vaikuta 20 kV verkon kuormitusasteisiin ja jännitteenalenemiin.

Reaaliset reservimarkkinatuotot on esitetty kuvassa alla. Tuottojen määrittelyssä on huomioitu kohdekohtaisen tuntisarjan perusteella muodostetut käytettävyyden rajoitteet vastaavalla periaatteella kuin Peeran sijoitusratkaisun tilanteessa.



Kuva 71. Kriittinen energiavaraston saavuttama hintataso reservimarkkinoilta, joilla NPV vastaa pelkän verkostoinvestoinnin tasoa

Kuvassa 71 esitetyistä tuloksista voidaan havaita, että kohtalaisen kypsyyden (moderate) energiavaraston investointikustannustaso johtaa pelkkää verkoston vahvistamista alhaisempaan NPV-arvoon. Tämä voidaan päätellä oranssin rajakustannuskäyrän sijoittumisesta suhteessa odotettavissa oleviin reservimarkkinatuottoihin. Ero on myös merkittävä kustannushistoriasta johdettuihin ennusteisiin.

Simuloinneissa käytettyjen käyttötapauksen ja optimoidun energiavarastomitoituksen perusteella laskettiin keskeiset tunnusluvut. Tunnusluvut on esitetty taulukossa 34.

Taulukko 34. Kilpisjärven johtolähdön varrelle kytketyn energiavaraston simuloitujen tunnusluvut.

Käyttötapaus	EFC [kpl/a]	DoD_min	DoD_max	N _{ef_min} [kpl, elinkaari]	N _{ef_max} [kpl, elinkaari]	L _{BESS_min} [1/kpl]	L _{BESS_max} [1/kpl]	T _{BESS_min} [a]	T _{BESS_max} [a]	T _{eff_min} [a]	T _{eff_max} [a]
Huipputehon leikkaaminen	2,72	0,30	0,55	17 914	6 662	0,00	0,00	6 593	2 452	15	15
Häviöiden minimointi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
KAH-kustannussäästö	0,72	0,24	0,59	24 178	5 829	0,00	0,00	33 570	8 093	15	15
Reservimarkkinaovertointi	264,72	0,10	0,30	69 987	17 914	0,00	0,01	264	68	15	15
Yhteensä	268,16					0,00	0,02	252	65	15	15

Tunnuslukujen perusteella matala syklisyvyys ja maltilliset syklimäärät mahdollistaisivat huomattavan pitkän käyttöiän energiavarastolle. Toisaalta tunnuslukujen perusteella varastointikapasiteetin valinnassa yksittäiset tapahtumat edelleen korostuvat. Varastointikapasiteettia (E_{BESS}) olisi vielä mahdollisesti varaa laskea. Tällöin toisin riskinä, että kaikkia asetettuja tavoitteita ei saavuteta. Tunnusluvuissa elinkaaren raja-arvoksi on

määritetty 15 vuotta luvun 3.2.1 perusteella, kuten tehtiin myös sähköasemaliitynnän tapauksessa. Tunnusluvuilla lasketun käyttöiän perusteella myös tässä kohteessa päädyttiin siihen, että energiavaraston korvausinvestointia ei laskettu tarkastelujaksolla 2027–2045.

Taulukon 36 tunnuslukujen ohella laskettiin LCOS sijoitusratkaisulle. Tulokseksi saatiin 282 €/MWh. Sähköasemaliityntää korkeampi arvo selittyy hieman suuremman varastomitoituksen aiheuttamalla korkeammalla investointikustannustasolla. Tulos vaikuttaa edelleen olevan linjassa tutkimusartikkeleissa todetuista tasoista, kuten luvusta 9.4 (s. 156) voi havaita.

9.6 Yhteenveto vaikutuksista

Taloudellisen tarkastelun perusteella energiavarastokapasiteetin hankinta voi olla verkostoinvestointia kannattavampi rajatuissa tapauksissa johtolähdön varren sijoitusratkaisussa. Vastaavasti sähköasemasijoitusratkaisulla ei löydetty ratkaisua, joka olisi verkkoyhtiön kannalta verkkoinvestointia taloudellisesti vahvempi ratkaisu. Johtolähdön varrelle sijoitettaessa pelkkää verkostoinvestointia vahvempi ratkaisu saavutetaan vain tapauksissa, joissa teknologinen kehitys painaa investointikustannukset korkeimman kyp-syystason kustannustasoon.

Teknisten tulosten perusteella, erityisesti syklistyvyyksien (DoD) perusteella mitoituk-sessa olisi mahdollisesti optimointivaraa. Tosin kuvasta 20 (s. 65) voidaan aiemmin tode-tun mukaisesti havaita, että suuri kapasiteettitarve perustuu nimenomaan pitkäkestoi-siin energiatarpeisiin, kun vuorokausivaihtelu ei riitä järjestelmän täyteen lataamiseen.

10 Johtopäätökset ja jatkotutkimustarpeet

Tässä diplomityössä tutkittiin energiavaraston hyötypotentiaalia JVH:n näkökulmasta. Tarkasteltava verkko oli Enontekiön Sähkö Oy:n verkko. Energiavirasto verkkoliiketoimintaa ohjaavana virastona on edellyttänyt verkkoyhtiöt kartoittamaan joustoratkaisuista vaihtoehtoja korvausinvestoinneille, tavoitteena yhteiskunnan kannalta kustannustehokkaat ja modernit verkot, jotka vastaavat energijärjestelmän muuttuviin tarpeisiin. Voimassa olevassa valvontamallissa joustoratkaisujen hyödyntämiseen kannustetaan joustokannustimella. Työssä lähdettiin tutkimaan joustopotentialin hyödyntämistä keskittyen energiavarastoihin.

Työn alussa perehdyttiin voimassa olevaan lainsäädäntöön ja lainsäädännöstä johdettuihin valvontamenetelmiin, tavoitteena tunnistaa mahdolliset rajoitteet, jotka hyötyjä arvioitaessa on syytä huomioida. Keskeisenä havaintona tunnistettiin rajoitteet jakeluverkkoyhtiölle osallistua energiavarastoliiketoimintaan. Lainsäädännön ja valvontamallin määritelmien perusteella JVH:n tulisi ensisijaisesti hankkia verkkoa tukeva energiavarastokapasiteetti palveluna.

Valvontamenetelmien ja lainsäädännön läpikäynnin jälkeen kartoitettiin hyötypotentiaalit JVH:n näkökulmasta. Potentiaalisiksi käyttötapauksiksi tunnistettiin: häviökustannusten minimointi, KAH-kustannusten minimointi ja korvausinvestointien välttäminen. Lisäksi vapaa kapasiteetti on mahdollista myydä reservimarkkinoille silloin, kun verkkoyhtiöllä ei kapasiteetille ole tarvetta. Keinoiksi taloudellisten hyötyjen saavuttamiseksi valittiin kirjallisuuskatsauksen perusteella huipputehon leikkaaminen, jännitteen $Q(U)$ -säätö ja energiavaraston varavoimakäyttö, joka edellyttää verkkoa luovia ominaisuuksia valittavalta energiavarastolta.

Käyttötapausten valinnan jälkeen analysoitiin verkko verkkotietojärjestelmän (Trimble NIS) ja mittaustietokannan (Hansen MDM) perusteella. Analyysin perustana oli todelliset verkkotiedot ja verkon kuormitustiedot. Verkon kuormitustietojen resoluutio oli yksi tunti. Verkosta etsittiin kohteet, joissa energiavaraston hyödyt arvioitiin suurimmiksi.

Kohteiden valinta tarkasteluun tehtiin pisteytysmallilla. Pisteytysmallit luotiin erikseen sähköasemaliitynnöille, 20 kV johtolähdön varsiliitynnöille ja pienjänniteverkon muuntopiireille. Kohteiden valinnan arviointikriteerit muodostuivat esimerkiksi: keskitehon suhteesta huipputehohon, kuormitusasteesta, siirretystä energiasta, häviöistä, toimitusvarmuudesta, jännitteenalenemasta ja huipputehon vaihtelusta vuorokauden sisällä. Pisteytyksen perusteella simulointiin valittiin korkeimmat prioriteettipisteet saaneet kohteet.

Ensimmäisenä simulaationa tutkittiin energiavaraston tehonleikkauspotentiaalia valituissa kohteissa. Simulointia varten luotiin kaksi Excel-pohjaista laskentaohjelmistoa, missä varsinainen laskentamoottori toteutettiin Visual Basic:n avulla täydennettynä Excelin laskentakaavoilla. Mallien avulla etsittiin suurin tehonleikkauspotentiaali, joka kohteen tuntisarjan perusteella voidaan saavuttaa. Laskentamalleissa tavoitteena oli etsiä suurin tehonleikkauspotentiaali ja huipputehotaso, jota ei lähtötietona käytetyn tuntisarjan perusteella ylitettäisi. Laskentamalleista toinen aktivoitui asetetun raja-arvon ylityksestä (reagoiva ohjauslogiikka). Toiseen malleista kytkettiin huipputehon ennustemalli (ennustava ohjauslogiikka), jolla pyrittiin varmistamaan riittävä varaus energiavarastolle tulevaa tehonleikkausta varten ja toisaalta hieman loiventaa aktivointeja ennakoinnin parantamisella. Ennustavan mallin perustana olisi ollut mahdollista käyttää myös verkkotietojärjestelmän kuormituskäyriä ja järjestelmään integroituja tuntisarjoja. Työn tekemisen yhteydessä ei kuitenkaan löydetty tapaa, jolla olisi voitu yhdistää erilaisia energiavaraston aktivointilogiikoita verkkotietojärjestelmään ja suorittaa laskentaa verkkotietojärjestelmällä.

Tarkastelun perusteella löydettiin vaihtelevia potentiaaleja huipputehonleikkaukselle. Yksi keskeisistä havainnoista oli, että huippujen lämpötilariippuvuuden ollessa suuri, pakkasjaksoilla energiavaraston varastokapasiteetti kasvaa helposti merkittäväksi. Lisäksi vuorokauden sisäinen tehonvaihtelu saattaa huippupakkasilla jäädä niin pieneksi, että varautuminen seuraavan vuorokauden huipputehohon voi olla haastavaa, ellei järjestelmää mitoiteta selviytymään yli yhden vuorokauden huipputehon leikkaamisesta.

Häviötarkastelua varten täydennettiin reagoivaa ohjauslogiikkaa siten, että malliin liitettiin parametriksi sähköpörssin toteutuneet tuntihinnat yhden vuoden mittaiselle jaksolle. Tämän jälkeen etsittiin hintaraja, jolla saavutettiin maksimaalinen kustannussäästö ohjaamalla lataus- ja purkutapahtumia markkinahinnan mukaan priorisoiden huipputehon leikkaamista, eli huipputehonleikkaustavoitteen ei annettu rikkoutua häviöoptimoinnilla.

Työssä tutkittiin verkon loistehotaseen tilanne. Tarkastelussa todettiin verkon loistehotaseen vaihtelevan liityntäpisteessä alhaistenkuormien vahvasti kapasitiivisesta tasosta huippukuormien lievästi induktiivisiin kuormiin. Verkon tuottama kapasitiivinen loisteho kompensoidaan jo alueverkossa, eikä loistehokustannuksia muodostu. Laskelmissa havaittiin, että energiavaraston inverttereiden loistehotuotanto ei ole optimaalinen tapa loistehojen hallintaan. Edellä kuvattujen johtopäätösten perusteella päädyttiin siihen, että näkökulma ei vaadi tarkempaa tarkastelua.

Energiavaraston hyödyntämistä varavoimakäytössä tutkittiin Monte Carlo -mallilla. Mallin lähtötiedot perustuivat verkon todellisiin vikatietoihin ja verkkotopologiaan. Tarkastelua varten luotiin Visual Basic:n ja Excelin avulla ohjelmisto, jolla voitiin tutkia keskeytysten kestoa ja KAH-kustannuksia suorittamalla 1000 simulaation sarjoja erilaisilla energiavaraston mitoitusyhdistelmillä. Tavoitteena oli löytää mitoitus, joka kykenee tehokkaasti vastaamaan keskeytyksiin. Oikean mitoituksen ohella etsittiin optimaalinen sijainti energiavarastolle. Optimaalinen mitoitus- ja sijoitus määritettiin KAH-kustannussäästöjen perusteella. Tarkastellussa säteittäisessä verkossa KAH-kustannussäästöpotentiaali oli merkittävä. Tulosten perusteella, kaikkien keskeytysten, myös epätodennäköisten pitkien hallinta kasvattaa varastokapasiteetin tarvetta ja mitoitustehoa merkittävästi. Tämä taas ei useinkaan ole taloudellisesti järkevää. Rajatun kapasiteetin hyödyntäminen taas vaatii priorisointia, kohdekiertoa, eli keskeytysten kestäessä asiakkaiden energiansaantia vuorotellaan tai vaihtoehtoisesti ratkaisuun yhdistetään kulutusjoustop elementtejä.

Energiavaraston hyötypotentiaalia arvioitiin lisäksi järjestelmän kykyä siirtää korvausinvestointeja. Korvausinvestointitarkastelua tehtiin tarkastelua varten luodun

laskentaohjelmiston lisäksi verkkotietojärjestelmällä. Keskeiset tutkitut muuttujat olivat kuormitusaste ja jännitteenalenema. Molemmille parametreille asetettiin raja-arvot, joiden rikkoutumista tarkasteltiin. Jos raja-arvo rikkoontui, käynnistyi investointiehto. Investointikustannus laskettiin Energiaviraston yksikköhintojen perusteella 100 %:n investointitehokkuuden mukaisella toteutuksella. Investointitarvetta tarkasteltiin ilman energiavarastoa sekä energiavaraston kanssa. Energiavaraston vaikutusta testattiin sekä pelkästään pätötehohuipun leikkauksella että huipputehon leikkauksen ja jännitteensäädön yhteisvaikutuksesta. Tulosten perusteella havaittiin, että energiavaraston avulla toisaalta voidaan osin siirtää investointeja vuosilla eteenpäin ja toisaalta välttää joitakin investointeja kokonaan.

Edellä kuvatut simuloinnit muodostavat hyvin rajatun tarpeen energiavarastolle. Työssä lisäksi tutkittiin, kuinka paljon kapasiteetista olisi mahdollista myydä reservimarkkinoille. Tulosten perusteella reservimarkkinoilta olisi saatavissa merkittävästi lisää tuottoa. Reservimarkkinat vaikuttavat kuitenkin historiallisen kehityksen perusteella saturoituvan tarjonnan kasvaessa, jolloin on odotettavissa markkinahintojen laskua. Markkinatarkastelussa ei tutkittu day-ahead- ja intraday operoinnin tuottopotentiaalia. Mikäli JVH:n tarpeet voidaan hyvin ennakoida, olisi näiltä markkinapaikoilta mahdollisesti saatavissa lisätuottoja.

Työn lopussa tutkittiin energiavaraston kokonaisyötyypotentiaalia yhdistämällä osahyödyt koko järjestelmän investointi- ja ylläpitokustannuksiin. Laskelmissa huomioitiin verkostoinvestointien regulaatiomallin mukainen tuotto sekä joustokannustimen vaikutus kuluvalle ja seuraavalle valvontajaksolle. Tulosten perusteella energiavaraston avulla on mahdollista yksittäisissä tapauksissa saavuttaa verkostoinvestointia korkeampi nettonykyarvo tarkastelujaksolla. Tulos on kuitenkin voimakkaasti riippuvainen investointikustannuksista ja reservimarkkinoiden tuottopotentiaalista. Verkkoyhtiön näkökulmasta reservimarkkinatuottojen oletetun supistumisen seurauksena kustannusvastuu siirtyy vahvemmin verkkoyhtiön vastuulle. Samanaikaisesti joustokannustimen tulevaisuudesta ei ole tietoa. Tarkastelujakson lopulla tai pian tarkastelujakson jälkeen on odotettavissa,

että energiavarasto täytyy korvata uudella vastaavalla. Vähintään 15 vuoden jaksolla epävarmuudet ovat kuitenkin suuria. Mahdollisesti teknologinen kehitys voi tuottaa täysin uusia ratkaisuja. Kustannusriskien vastapainona on mahdollisuus saada tuottoja day-ahead- ja intraday markkinoilla.

Työn yhteydessä mielenkiintoisena jatkotutkimuskohteena tunnistettiin kulutusjoustopalveluiden yhdistäminen energiavarastopohjaiseen verkostokehittämiseen. Tällöin mahdollisuus tehokkaampaan häiriöhallintaan paranisi ja toisaalta verkon huipputehonleikkauspotentiaali voisi mahdollisesti kasvaa. Lopputulosta voisi mahdollisesti ohjata tehomaksujen avulla, hyvitysmenetelmällä, missä asiakas saa korvauksen tehonleikkauksesta tai vaihtoehtoisesti molempien yhdistelmällä. Yksilöidymmin tutkimuskysymys voisi olla, kuinka suuri vaikutus kulutusjoustopotentialilla yhdessä energiavarastojen kanssa voisi olla sähköverkon huipputehojen kehittymiseen.

Työn perusteella energiavarastot voivat olla potentiaalinen ratkaisu rajatuissa käyttökohteissa. Yleispäteväksi kaiken ratkaisijaksi siitä ei ainakaan tämän työn rajausten ja sijaintiympäristön perusteella olisi. Hyötypotentiaali on myös voimakkaasti kiinni sijoituskohteen kuormitustyyppistä. Simulaatiovaiheessa havaittiin esimerkiksi sähköisen liikenteen latausverkoston yhteydessä, että suhteessa rajallisella varastointikapasiteetilla voidaan saada merkittävä huipputehon leikkaus. Vastaavasti lämpötilariippuvaisen kuorman tapauksessa varastointikapasiteetin koon kasvu heikentää merkittävästi kokonaiskannattavuutta.

Lähteet

- Afry Finland Oy. (2020). Finnish Energy – Low carbon roadmap. <https://energia.fi/wp-content/uploads/2023/08/Taustaraportti - Finnish Energy Low carbon roadmap.pdf>
- Behnood, A. (2019). Optimal Operation of Battery Energy Storage Systems in Radial Distribution Networks. [diplomityö, Uppsala universitet]. <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn%3Anbn%3Ase%3Auu%3Adiva-397113>
- Das, R. K., Roy, E. & Koley, S. (2021). An Overview of CESC's 315 kWh Grid Connected Battery Energy Storage System. <https://doi.org/10.1109/ICEPES52894.2021.9699791>
- Elovaara, J. & Haarla, L. (2011) Sähköverkot I. Otatiето. ISBN 978-951-672-360-3.
- Energiäteollisuus. (2025). Pientuotannon ja sähkövarastojen liittäminen sähkönjakeluverkkoon YA 9:23. Noudettu 5.11.2025 osoitteesta <https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/06/YA-9-23-Pientuotannon-liittaminen-sahkonjakeluverkkoon-paivitetty-20250602-Final.pdf>
- Energiäteollisuus. (2016). Sähköpörssin ammattisanasto. Noudettu 1.11.2025 osoitteesta <https://energia.fi/julkaisut/sahkoporssin-ammattisanasto/>
- Energiavirasto. (2025a) National Report on the State of Electricity and Gas Markets in Finland. Noudettu 1.10.2025. <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/13026619/National%20Report%20on%20electricity%20and%20gas%20markets%20in%202024%20in%20Finland.pdf/17892681-3825-663f-1efa-4328022653fa?t=1752124732404>
- Energiavirasto. (2025b). WACC-parametrit-2026-ISN-koodit. Noudettu 5.2.2026. <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/WACC-parametrit-2026.xlsx/e06f9c2a-9882-82d4-cf7e-f446bf4c9822?t=1773824137855>
- Energiavirasto. (2023). Valvontamenetelmät kuudennella 1.1.2024 – 31.12.2027 ja seitsemännellä 1.1.2028 – 31.12.2031 valvontajaksolla. Noudettu 20.10.2025 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6n+jakelu+->

[+Menetelm%C3%A4liite.pdf/bc07b3d7-9b1b-e970-9be9-f46f1c1dfc94?t=1703848648980](https://energiavirasto.fi/varastot-jousto-ja-lisapalvelut/10.10.2025-osoitteesta-https://energiavirasto.fi/varastot-jousto-ja-lisapalvelut-f46f1c1dfc94?t=1703848648980)

Energiavirasto. (n. d. a). Energiavarastot sekä jousto- ja lisäpalvelut. Noudettu 10.10.2025 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/varastot-jousto-ja-lisapalvelut>

Energiavirasto. (n. d. b). Yksikköhinnat liittymähinnoittelussa 2026 lähtien, sähkönjakelu- ja suurjänniteverkko. Noudettu 1.3.2026 osoitteesta [https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Yksikk%C3%B6hinnat%20liittym%C3%A4hinnoittelussa%202026%20l%C3%A4htien%20\(s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-%20ja%20suurj%C3%A4nniteverkko\).xlsx/b689dc4c-3d00-58dc-9be5-bbedd1607c3d?t=1770979686801](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12768744/Yksikk%C3%B6hinnat%20liittym%C3%A4hinnoittelussa%202026%20l%C3%A4htien%20(s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-%20ja%20suurj%C3%A4nniteverkko).xlsx/b689dc4c-3d00-58dc-9be5-bbedd1607c3d?t=1770979686801)

Farsadi, M., Sattarpour, T. & Nejadi, A. Y. (2015). Optimal placement and operation of BESS in a distribution network considering the net present value of energy losses cost. <https://doi.org/10.1109/ELECO.2015.7394582>

Fingrid. (2026). Kantaverkkopalveluhinnoittelu. Noudettu 5.1.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarmasahkonsiirto/liite-2-kantaverkkopalveluhinnoittelu-2026.pdf>

Fingrid. (2025a). Sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset SJV2024. Noudettu 12.10.2025 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/sjv2024.pdf>

Fingrid. (2025b). Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2026–2035. Noudettu 1.12.2025 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/kantaverkon-kehittamissuunnitelma-2026-2035/fingrid-kehittamissuunnitelma-loppuraportti-25-22-12-2025-paivitetty.pdf>

Fingrid. (2025c). Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle. Noudettu 15.1.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/liite-1-fcr-ehdot-2025-2.pdf>

Fingrid. (2025d). Reservimarkkinat tutuiksi. Noudettu 16.1.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/reservimarkkinat-tutuiksi-webinaari-11.6.2025-1.pdf>

- Fingrid. (2011). Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. Noudettu 20.10.2025 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kaytto-varma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2021-id-244241.pdf>
- Fingrid. (n. d. a) Sähkön tuotanto ja kulutus. Noudettu 11.10.2025 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/kulutus-ja-tuotanto/>
- Fingrid. (n. d. b). Kantaverkkopalvelumaksut 2026. Noudettu 2.1.2026 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkopalvelumaksut-2026.pdf>
- Fingrid. (n. d. c). Reservituottolaskuri. Noudettu 4.11.2025 osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-markkinoille-osallistumien/reservituottolaskuri/>
- Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O. & Lassila, J. (2025). Methodology to Analyse the Feasible Use of Battery Energy Storage Systems as Part of Electricity Distribution Network Asset Management. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 19. <https://doi.org/10.1049/gtd2.70056>
- Ilmastolaki 10.6.2022/423. Finlex. Noudettu 1.10.2025 osoitteesta <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2022/423>
- Ilmatieteenlaitos. (n.d.). Kuinka pitkälle säätä voi ennustaa. Noudettu 1.2.2026 osoitteesta <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/kuinka-pitkalle-saata-voi-ennustaa>
- Khajeh, H. (2024). Improving the Flexibility of Future Power Systems [väitöskirja, Vaasan yliopisto]. Osuva. <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-395-172-3>
- Lakervi, E. & Partanen, J. (2008). Sähkönjakelutekniikka (3. painos). Otatieto. ISBN: 978-951-672-359-7
- Laki Energiavirastosta. 13.12.2013. Finlex. Noudettu 10.10.2025 osoitteesta <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2013/870>
- Lahtinen, L. (2022). Sähkön toimitusvarmuustilanteen nykytila-analyysi sekä toimenpideehdotukset Kajave Oy:n sähköverkossa [diplomityö, LUT yliopisto]. Noudettu 7.11.2025 osoitteesta https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163698/Dty%C3%B6_Lahtinen_2022.pdf?sequence=4

- Lee, H. S. (2023). Optimal Allocation of BESS to Maximize Efficiency Under Constrained SOC in Parallel Inverter-Based Scaled-Up Slack Bus. <https://doi.org/10.1109/AC-CESS.2023.3237773>
- Liu, H. & Tang, W. (2024). Multi-objective bi-level programs for optimal microgrid planning considering actual BESS lifetime based on WGAN-GB and info-gap decision theory. *Journal of Energy Storage*, 89. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111510>
- Micliari, L., Cocco, D. & Petrollese, M. (2025) Levelized Cost of Storage (LCOS) of Battery Energy Storage Systems (BESS) Deployed for Photovoltaic Curtailment Mitigation. <https://doi.org/10.3390/en18143602>
- Milis, G. R., Gay, C., Alvarez-Herault, M.-C. & Caire, R. (2024). Disaggregation Model: A Novel Methodology to Estimate Customers' Profiles in a Low-Voltage Distribution Grid Equipped with Smart Meters. <https://doi.org/10.3390/info15030142>
- Mutanen, A., Lummi, K. & Järventausta, P. (2019). Valtakunnallisten tyyppikäyttäjämäärittelyiden päivittäminen ja hyödyntämisen periaatteet verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa. Noudettu 12.10.2025 osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12862527/Loppuraportti-verkkotoiminta-Tyypikayttajat-2019.pdf/585042fc-c377-09bb-5e4d-b330a6dfa1bb/Loppuraportti-verkkotoiminta-Tyypikayttajat-2019.pdf>
- Mäkelä, M. (2022). Kustannustehokkaan sähköverkon kehittämiskäytännöt Lahti Energia Sähköverkko Oy:n jakelualueella [diplomityö, LUT yliopisto]. Noudettu 6.11.2025 osoitteesta https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/164329/Diplomity%C3%B6_M%C3%A4kel%C3%A4_Mauri.pdf?sequence=3&isAllowed=y
- NLR. (2024) Annual technology baseline (ATB). Noudettu 18.3.2026 osoitteesta https://data.openei.org/files/6006/2024_v3_Workbook.xlsx
- Nord Pool. (n. d. a) Day-ahead prices. Noudettu 4.11.2025 osoitteesta <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=MonthlyAggregate&deliveryAreas=AT,FI,SYS>

- Nord Pool. (n. d. b) Day-ahead prices. Noudettu 4.11.2025 osoitteesta <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=MonthlyAggregate&deliveryAreas=AT,FI,SYS>
- Nord Pool. (n. d. b) Day-ahead prices. Noudettu 10.3.2026 osoitteesta <https://data.nordpoolgroup.com/power-system/storage-index?area=FI>
- Rocha, A. V., Maia, T. A. C. & Filho, B. J. C. (2022). Improving the Battery Energy Storage System Performance in Peak Load Shaving Applications. *Energies*, 16. <https://doi.org/10.3390/en16010382>
- Rozon, F., McGregor, G. & Owen, M. (2023) Long-Term Forecasting Framework for Renewable Energy Technologies' Installed Capacity and Costs for 2050. *Energies* 2023, 16, 6874. <https://doi.org/10.3390/en16196874>
- Stecca, M., Elizondo, L. R., Soeiro, T. B., Bauer, P. & Palensky, P. (2020). A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks. <https://doi.org/10.1109/OJIES.2020.2981832>
- Suomen Pankki. (2021). Euroopan keskuspankki uudisti rahapolitiikan strategiansa. Noudettu 5.1.2026 osoitteesta <https://www.suomenpankki.fi/fi/ajankohtaista/lehdistotiedotteet-ja-utiset/tiedotteet/2021/euroopan-keskuspankki-uudisti-rahapolitiikan-strategiansa/>
- Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588. Finlex. Noudettu 2.10.2025 osoitteesta <https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2013/588>
- Tilastokeskus. (2025). Kasvihuonekaasupäästöt Suomessa, 1990–2024. Noudettu 1.10.2025 osoitteesta <https://stat.fi/fi/tilasto/khki>
- Toivanen, A. (2023). Profiilikustannusten kehitys eri tyyppikäyttäjillä ja hintaohjatun kysyntäjouaston vaikutus profiilikustannuksiin sähkönmyyntiyhtiön näkökulmasta [diplomityö, Aalto-yliopisto]. Noudettu 3.11.2025 osoitteesta <https://aalto-doc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/45be30bc-b281-4a6d-afa3-6f12f33069d7/content>
- Turconi, R., Simonsen, C. G., Byriel, I.P. & Astrup, T. (2013). Life cycle assessment of the Danish electricity distribution network. <https://doi.org/10.1007/s11367-013-0632-y>

- Wang, Y., Pei, A., Lei, M., Ji, Y., Wang, Z. & Zong, J. (2025). Adaptive state-of-charge limit based optimal configuration method of battery energy storage system for offshore isolated power grids considering wind uncertainty and frequency stability. *Journal of Energy Storage*, 119. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.116344>
- Wu, X., Yang, C., Han, G., Ye, Z. & Hu, Y. (2022). Energy Loss Reduction for Distribution Networks with Energy Storage Systems via Loss Sensitive Factor Method. *Energies*, 15. <https://doi.org/10.3390/en15155453>

Liitteet

Liite 1. Energiavaranon kannattavuuslaskenta Kilpisjärven johtolähdöllä

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Vuosi	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Reservinrakennus (€/MWh/kW)	9738	9441	8439	7949	7575	7288	7088	6905	6632	6483	6347	6219	6099	5986	5880	5789	5688	5603	5532
WACC-prex	7,12%	7,00%	6,50%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Inflaatio	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Inflaation korjaus	1,02	1,04	1,06	1,09	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,428	1,46
CH ₄ (€/MWh)	221	210	200	190	188	185	183	181	178	176	173	171	169	166	164	162	159	157	154
CH ₄ (€/MWh)	269	259	246	235	226	218	211	204	198	192	187	182	177	173	169	165	161	158	154
PI (€/MWh)	72	83	95	108	122	136	152	168	185	203	221	241	261	282	304	326	350	374	399
b	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32	-0,32
TUOTOI (milj.)																			
Häviökäsi (€)	0	264	299	274	280	286	291	297	303	309	315	322	328	335	341	348	355	362	369
KM-säästö (€)	0	25962	26481	27011	27551	28102	28664	29238	29822	30419	31027	31646	32281	32926	33586	34257	34942	35641	36353
Reservinrakennus (€)	0	90303	88989	82597	80292	78577	77281	76546	76091	75861	75756	75717	75741	75824	75967	76174	76454	76824	77361
Kohtuullinen tuoto verkoistonestä	0	0	0	0	0	14396	13981	13565	13250	12955	12679	12394	11998	11673	11357	11052	10726	10411	10095
Kohtuullinen tuoto puhtuusta verkosta	10442	9989	8976	8027	7188	7509	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tuoto investointimaksusta (€)	0	0	0	0	0	0	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206	-4206
Tuoto ostokannustusta (€)	84197	45707	45707	45707	45707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tuoto yhteensä (€)	94639	172204	167402	165617	161598	128870	115911	115439	115260	115317	115510	115794	116132	116552	117144	117614	118270	119031	119792
OFEX (milj.)																			
Energiavaranon huolto- ja ylläpito (€)	0	40397	41725	42559	43410	44279	45164	46067	46989	47929	48887	49865	50862	51879	52917	53975	55055	56156	57279
Energiansaari (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kinesivon (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maanvaka (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sanktionau (reservinrakennus) (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Siltomakur (kant- ja aluevetko) (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energiavaranon kulumakur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sähköveron llymän huolto- ja ylläpito (€)	0	208	212	216	221	225	230	234	239	244	249	254	259	264	269	275	280	286	291
BESS energipöytäntien pääomastatus (€/MWh)	153861	153861	153861	153861	153861	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BESS tienpoistien pääomastatus (€/MWh)	124485	124485	124485	124485	124485	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BESS väliin pääomastatus (€)	36199	36199	36199	36199	36199	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oyey yhteensä (€)	314545	365660	366482	367321	368178	446304	45394	46302	47228	48172	49136	50119	51121	52143	53186	54250	55335	56442	57570
CAPEX (milj.)																			
Verkon vahvistus 20 kV (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verkon vahvistus 45/20 kV PM (€)	0	0	0	0	0	236607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Verkon vahvistus 45 kV (€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jamittensäätösena (Itto)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ulymä sähköverkon	33000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NKA alustilias: verkko-ominnit	0	0	0	0	0	125151	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capex yhteensä (€)	33000	0	0	0	0	361758	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NETOIKASSUMI	-292906	-163455	-169000	-163704	-198578	-277591	70517	69138	68102	67145	66374	65665	65011	64408	63858	63364	62935	62598	62402
Netokassavirta kunnilla:	-292906	-436361	-625441	-819145	-1015723	-1293314	-1222797	-1153069	-1086627	-1018483	-952109	-886444	-821453	-757025	-693167	-629803	-566888	-504279	-441877
Diskonantti laskenta	-294172	-187283	-190097	-142378	-133788	-174930	41146	37353	34033	31011	28467	26077	23904	21929	20131	18465	17009	15663	14459
Netokassavirta kunnilla: Diskonantti	-294172	-381456	-541553	-683931	-817719	-982549	-951502	-914150	-870117	-829016	-782549	-734472	-705588	-678309	-651014	-623704	-597341	-572341	-548282

