

Lahti Energia Sähköverkko Oy:n sähköverkon kehittämissuunnitelma 2022

LIITE 1 – Sähkönjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista

Sähkönjakeluverkon haltijan on tehtävä suunnitelma jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi sekä uuden sähköntuotantokapasiteetin ja uusien kuormien liittämiseksi. Lisäksi verkonhaltijan on kehitettävä jakeluverkkoaan kustannustehokkaasti. Näitä varten verkonhaltijan tulee tehdä perusteltu strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista, jotka vaikuttavat kuinka verkon kehittämistä suunnitellaan ja toteutetaan.

1. Miten sähkönjakeluverkon haltijan ennusteen mukaan seuraavat numeeriset tekijät kehittyvät sähkönjakeluverkon haltijan toimialueella seuraavan kymmenen vuoden aikana verrattuna toimittamisvuoden alun tilanteeseen?

a. Verkkoalueella siirretty energia, MWh

i. Verkkopalveluasiakkaille siirretty energia

2022 alku	1 204 GWh
Vuonna 2032	1 300 GWh

ii. Verkkopalveluasiakkailta vastaanotettu energia

2022 alku	200 GWh
Vuonna 2032	205 GWh

b. Käyttöpaikkojen määrä, kpl

2022 alku	91 012 kpl
Vuonna 2032	103 000 kpl

c. Hajautettu tuotanto

i. Nimellisteho yhteensä, kW

a) SJ

2022 alku	100 MW
Vuonna 2032	100 MW

b) KJ

2022 alku	4,4 MW
Vuonna 2032	20 MW

c) PJ

2022 alku	11 MVA
Vuonna 2032	20 MVA

ii. Kappalemäärä, kpl

a) SJ

2022 alku	2 kpl
Vuonna 2032	2 kpl

b) KJ

2022 alku	11 kpl
Vuonna 2032	30 kpl

c) PJ

2022 alku	789 kpl
Vuonna 2032	1800 kpl

d. Sähköisen liikenteen julkisten latauspisteiden liittymien määrä, kpl

2022 alku:	31 kpl
Vuonna 2032:	430 kpl

2. Miten ja mihin perustuen sähkönjakeluverkon haltija on luonut ennusteen ja miten muutoksien todennäköisyyttä on arvioitu?

Olemme tehneet laajan kuormitusennusteen lämmitysmuotojen muutoksen ja sähköisen liikenteen osalta, jonka mukaan huipputeho kasvaa vuoteen 2030 vähintään 6 %. Tähän tulee lisätä yksittäisiä teollisuuden kohteita sekä vähentää energiatehokkuuden lisääntyminen. Päättelimme huipputehon kasvusta sekä historian trendeistä pyytämämme siirretyn energian kasvun.

Käyttöpaikkojen määrän kasvun ennustimme Lahden asukasluvun kasvuennusteesta sekä viimeisen 10 vuoden trendistä.

<https://www.lahti.fi/uutiset/lahden-vaestoennuste-2020-2030/>

Käyttöpaikkojen määrän ja hajautetun tuotannon ennusteet teimme historiatrendien perusteella. Energiaviraston sivujen mukaan aurinkovoiman pientuotannon teho on kasvanut suhteellisen lineaarisesti ja uskomme saman trendin jatkuvan lähivuosina. Kasvun saturaatiopiste tulee, kun halukkaiden yritysten ja riittävän varakkaiden omakotitaloasukkaiden katot ovat paneloitu. Tehot eivät nouse samassa suhteessa, sillä paneelit yleistyvät myös pienkuluttajien parissa.

<https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-kasvoi-45-prosenttia-vuonna-2020-pientuotantoa-lahes-300-megawattia>

Julkisten latauspisteiden määrän kasvun saimme historiatrendeistä sekä alla olevista lähteistä:

https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/inline-files/2020%20Q4%20S%C3%A4hk%C3%B6inen%20liikenne%20tilannekatsaus%202021%2002%2018%20jaettava_0.pdf

<https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/inline-files/2021%20Q1%20S%C3%A4hk%C3%B6inen%20liikenne%20tilannekatsaus%202021%2005%2003%20jaettava.pdf>

3. Miten sähkönjakeluverkon haltija on arvioinut sähkömarkkinalain 51 § tarkoittamien sääilmiöiden todennäköisyyttä ja muuttuvan ilmaston vaikutusta vastualueensa sähkönjakeluun?

Asemakaava-alue on valtaosin kaapeloitu, joten se on hyvin turvassa sääilmiöiltä.

Lahden alueelle on osunut noin 10 vuoden välein myrsky, jossa on riski aiheuttaa taajama-alueen ulkopuoliseen KJ-jakeluun yli 36 tunnin keskeytys. Nykyisellä kaapelointiasteella yli 36 tunnin keskeytykset KJ-jakelussa ovat kuitenkin hyvin epätodennäköisiä sähkömarkkinalain 51 § mainitsemia saarikohteita lukuun ottamatta.

Nykyisellä PJ-verkon kaapelointiasteella erittäin voimakas myrsky aiheuttaa korostuneen riskin PJ-verkon yli 36 tunnin keskeytyksiin. Viimeisenä korjattavat kohteet ovat kuitenkin pienitehoisia mökkialueita.

Meteorologi Kerttu Kotakorpi ennustaa kirjassaan Suomen luonto 2100 (sivut 221–223), että myrskyjen määrä ei tule nousemaan ilmastomuutoksen vuoksi, mutta yksittäiset myrskyt voimistuvat. Tuulisuus lisääntyy erityisesti ajanjaksolla lokakuusta helmikuuhun. Suurimmat muutokset myrskyissä tapahtuu marras- ja helmikuussa, jolloin kaikista voimakkaimmat tuulet ovat lisääntyneet peräti 80 prosenttia. Samalla voimakkaimmat tuulennopeudet ovat kasvaneet viitisen prosenttia. Roudan vähentyminen lisää tuulituhojen vaikutusta merkittävästi. Yli 30 senttimetriä paksu routa ankkuroi puut maahan kovallakin tuulella, mutta tällainen routa tulee vähenemään vuosisadan kuluessa noin neljänneksellä.

4. Mitä muita verkon kehittämiseen vaikuttavia ennustettavia muutoksia toimintaympäristössä odotetaan tapahtuvan seuraavan kymmenen vuoden aikana?

Merkittävänä tekijänä on teollisuuden prosessien sähköistyminen. Maakaasun korvaaminen sähköllä tuo suuria kulutuspesteitä mahdollisesti pitkän matkan päähän sähköasemista. Teollisuusalueiden kaapeloinnissa ja päämuuntajien hankinnassa tämä täytyy huomioida riittävällä kapasiteetilla.

LIITE 2 – Sähköjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat

Liitteessä 2 määritellään verkon ja sen toimintaympäristön ominaispiirteiden samankaltaisuuteen perustuvat kehittämissuunnitelmat, joille verkon kehittämistoimenpiteet kuvataan. Verkonhaltijan on liitteen 1 strateginen ennuste huomioiden esitettävä kehittämissuunnitelmissa strategia, joilla verkonhaltija aikoo kustannustehokkaasti

- 1) täyttää sähkömarkkinalain 51 §:ssä asetetut veloitteet toiminnan laatuvaatimuksista
- 2) hyödyntää joustopalveluita osana jakeluverkon tehokasta ja varmaa käyttöä sekä
- 3) selvittää ja hyödyntää vaihtoehtoisia tapoja varmistaa jakeluverkon riittävä kapasiteetti.

Suunnitelma on jaettava kehittämissuunnitelmiin. Verkonhaltija määrittää vastuualueeltaan verkkorakenteen, maantieteellisen sijainnin tai muiden ominaispiirteiden perusteella yhtenevät kehittämissuunnitelmat. Mikäli verkonhaltija ei määrittele vastuualueeltaan kehittämissuunnitelmiä, suunnitelma on esitettävä koskien vähintään jokaista sähkömarkkinalain 51§:n tarkoittamaa laatuvaatimustasoa. Tällöin kehittämissuunnitelmina sovelletaan alueita, joilla on voimassa:

i. 6 h laatuvaatimus,

ii. 36 h laatuvaatimus tai

iii. Sähkömarkkinalain 51 § 2. momentin tarkoittamaa paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa, mikäli määritetty.

Mikäli verkon tai toimintaympäristön ominaispiirteet edellyttävät, suunnitelma on jaettava kehittämissuunnitelmiin eli pienempiin tarkasteltaviin kokonaisuuksiin. Jokaiselle määritetylle kehittämissuunnitelmalta esitetään perusteltu suunnitelma kustannusvertailuineen.

Huom 1: Kehittämissuunnitelma voidaan määrittää myös riippumatta laatuvaatimustasosta, eli verkonhaltija voi halutessaan sisällyttää yhdelle kehittämissuunnitelmalta verkonosia sekä asemakaava-alueelta että sen ulkopuolelta.

Huom 2: Jokaisen verkonosan on kuuluttava johonkin verkonhaltijan määrittämään kehittämissuunnitelmaan, mutta kukin verkonosa voi kuulua vain yhdelle suunnitelmalta. Kehittämissuunnitelmat eivät voi olla päällekkäisiä.

Esimerkki: Verkonhaltija A:lla on laaja taajaman ulkopuolinen alue, jonka sijoitusympäristö vaihtelee kyläkeskittyviä yhdistävistä runkojohdoista ja harvaa asutusta palvelevista haarajohdoista. Kustannustehokkuuden kannalta on perusteltua jakaa 36 h alueella sijaitsevien johtojen uusimis- ja ylläpitostrategia käyttötarkoituksena mukaisiin suunnitelmiin: 36 h alueella sijaitsevat runkojohdot ja 36 h alueella sijaitsevat haarajohdot.

A) Suunnitelmien määrittely

1. Kuinka moneen kehittämissuunnitelmaan verkonhaltija jakaa verkkoalueensa, jotta kustannustehokkuus ja toimenpiteet voidaan riittävällä tarkkuudella perustella?

Kolmeen suunnitelmaan, jotka ovat 1) 6h laatuvaatimus eli asemakaava-alueet 2) 36h laatuvaatimus eli lähes kaikki asemakaava-alueiden ulkopuoliset alueet 3) 120h laatuvaatimus eli asemakaava-alueiden ulkopuoliset saaret.

2. Mihin kehittämissuunnitelmien jaottelu perustuu?

Suunnitelma 1 eli 6h laatuvaatimuksen alueet (asemakaava-alueet) ovat pääosin kaapeloitua PJ/KJ rengasverkkoa, ja sijaitsevat pääosin kaupunki/taajama-alueilla, joilla asutus on tiivistä.

Suunnitelma 2 eli lähes kaikki 36h laatuvaatimuksen alueet ovat pääosin haja-asutusalueita, jossa suuri osa sähköverkosta on edelleen PJ/KJ ilmajohtoa, ja ilmajohtoilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä.

Vyöhyke 3 eli asemakaava-alueen ulkopuoliset saaret ovat saarikohteita, joiden sähköverkko on ilmajohtoja ja joihin on haastavaa saada sähköverkon korjauskalustoa ja korjausmateriaaleja nopeasti.

3. Jokaiselle kehittämisvyöhykkeelle on annettava sanallinen kuvaus seuraavista tekijöistä:

a. Millaiset tekniset ominaispiirteet tai topologiset ratkaisut ovat kehittämisvyöhykkeelle tyypillisiä?

Vyöhyke 1: Keski- ja pienjänniteverkot ovat pääosin säteittäisinä käytettyjä rengasverkkoja. KJ ja PJ perusratkaisu on maakaapelointi. Muuntamot ovat pääosin puistomuuntamoita.

Vyöhyke 2: KJ-runkojohdot ovat pääosin tien varressa kulkevia avo- tai PAS-johtoja. Runkojohtoihin liittyy lyhyehköjä <1,5 km pituisia haarajohtoja, mutta pidempiä keskijännitejohtohaaroja on vain vähän. Tällä vyöhykkeellä on vielä suhteellisen paljon PJ-ilmajohtoja. Vyöhykkeellä on vielä paljon pylväsmuuntamoita. Kun uutta tai korvaavaa verkkoa rakennetaan, on se kuitenkin lähes aina maakaapelia ja uudet muuntamot ovat puistomuuntamoita.

Vyöhyke 3: Saarikohteita syötetään KJ- tai PJ-vesikaapelilla. Saaren sisäinen sähköverkko on PJ-ilmakaapelia.

b. Millaiset käyttöpaikat tai sähkönkäytön erityistarpeet ovat kehittämisvyöhykkeellä ominaisia?

Vyöhyke 1: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat taajama- ja kaupunkialueilla. Lähes kaikki kriittiset käyttöpaikat sijaitsevat vyöhykkeellä 1.

Vyöhyke 2: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat pääosin maaseudulla. Pääosa käyttöpaikoista ei ole kriittisiä, ja useat maatalouden käyttöpaikat ovat varautuneet omalla varavoimalla.

Vyöhyke 3: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat saarissa, ja ne eivät ole kriittisiä käyttöpaikkoja, vaan pääosin vapaa-ajan asuntoja.

c. Millainen sijoitusympäristö, maaperä tai muut sähköverkon ratkaisuun oleellisesti vaikuttavat ympäristötekijät ovat tyypillisiä kehittämisvyöhykkeellä?

Kehittämisvyöhyke 1: Taajama- ja kaupunkialueet ovat usein asfaltoituja, joka aiheuttaa maakaapelointiin lisäkustannuksia. Koska tavoite on kuitenkin maksimissaan 6h sähkönjakelun keskeytykset, ilmajohtoa ei käytännössä voi näillä alueilla käyttää. Lisäksi kaupunkialueella on esteettisyys olennaista, joten tämä alue on lähes pakko kaapeloida ja käyttää jakokaappeja sekä puistomuuntamoita.

Kehittämisvyöhyke 2: Maaseutualue asemakaava-alueiden ulkopuolella on yleensä helppoa kaivuolosuhdetta. Etäisyydet ovat kuitenkin kaupunkialueita suuremmat, joten johtopituus / asiakas on kaupunkialuetta huomattavasti isompi luku.

Kehittämisvyöhyke 3: Saarikohteet ovat vaikeapääsisiä, joten verkon saavuttaessa käyttöikänsä päin, se kannattaa kaapeloida, mikäli maaperäolosuhteet sallivat tai vaihtoehtoisesti voidaan hyödyntää vesistökaapelia.

d. Miten liitteessä 1 kuvattu ennuste toimintaympäristön muutoksista vaikuttaa kehittämisvyöhykkeellä?

Kehittämisvyöhyke 1: Suurin sähkön käytön kasvu on oletettavasti näillä asemakaava-alueilla. Siksi vyöhykkeen investoinneissa tulee jättää kasvun varaa kulutukselle eli esim. kaapelien mitoitus saa olla aika reilu. Hajautettua tuotantoa tulee varmasti lisää asemakaava-alueille. Sähköautojen latauspisteet sijoittunevat pääosin asemakaava-alueille. Teollisuuden prosessien sähköistyminen saattaa aiheuttaa suurehkoja pistemäisiä investointitarpeita sähköverkkoon. Koska sähköverkko on käytännössä täysin maakaapeloitu, myrskyillä ei ole suurta vaikutusta sähkönjakeluun.

Kehittämisvyöhyke 2: Sähkön käytön kasvu asemakaava-alueiden ulkopuolisella maaseudulla tulee olemaan oletettavasti aika maltillista, jolloin kaapelien mitoituksen pystyy tekemään tiukemmalle. Hajautettua tuotantoa tulee maaseudullekin lisää. Myrskyt saattavat aiheuttaa sähkönjakeluun katkoksia, mutta kehittämisvyöhykkeelle jätettävät ilmajohtot pystytään korjaamaan 36h ajassa, koska ne sijaitsevat pääosin teiden varsilla.

Kehittämisyöhyke 3: Sähkön käyttö pysynee suunnilleen ennallaan, koska nämä ovat pääosin kesämökkialueita. Kesämökkien mukavuuksien lisääntyessä pientä kasvua saattaa sähkön käyttöön kuitenkin tulla. Hajautettua tuotantoa tulee lisää myös saariin. Saarissa myrskyt saattavat aiheuttaa sähkökatkoja, joiden pituus on maksimissaan 120h, jonka sisällä sähkönjakelu pystytään korjaamaan.

4. Kullekin kehittämisyöhykkeelle on annettava seuraavat numeeriset perustiedot, sekä verkkoa kuvaavat luvut:

a. Kehittämisyöhykkeellä olevan verkoston

i. Keski-ikä

Vyöhyke 1: 22,6 v

Vyöhyke 2: 21,0 v

Vyöhyke 3: 20,7 v

ii. Keskimääräinen tekninen käyttöaika

Vyöhyke 1: 50 v

Vyöhyke 2: 44,7 v

Vyöhyke 3: 44,7 v

b. Kuinka paljon kehittämisyöhykkeen eri jännitetasoilla on sähkönjakeluverkkoa, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 540,0 km

Vyöhyke 2: 560,9 km

Vyöhyke 3: 3,2 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 2342,6 km

Vyöhyke 2: 1162,3 km

Vyöhyke 3: 14,9 km

c. Kuinka suuri osa kehittämisyöhykkeen sähkönjakeluverkosta eri jännitetasoilla täyttää sähkönjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 531,2 km

Vyöhyke 2: 373,2 km

Vyöhyke 3: 3,2 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 2387,2 km

Vyöhyke 2: 613,9 km

Vyöhyke 3: 5,4 km

d. Kuinka paljon verkonhaltijalla on liittymiä kehittämisvyöhykkeellä, kappaletta?

i. asemakaava-alueella

Vyöhyke 1: 21 932 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 7307 kpl

Vyöhyke 3: 90 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 90 kpl

e. Kuinka paljon kehittämisvyöhykkeellä sijaitsee sähkön käyttöpaikkoja, kappaletta?

i. asemakaava-alueella

Vyöhyke 1: 83 058 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 7859 kpl

Vyöhyke 3: 95 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 95 kpl

f. Kuinka moni kehittämisvyöhykkeellä sijaitsevista sähkön käyttöpaikoista on sähkönjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset täyttävän sähkönjakeluverkon piirissä, kappaletta?

i. asemakaava-alueella

Vyöhyke 1: 83 056 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 6186 kpl

Vyöhyke 3: 95 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Vyöhyke 1: 0 kpl

Vyöhyke 2: 0 kpl

Vyöhyke 3: 95 kpl

g. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on maakaapelia, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 532,7 km

Vyöhyke 2: 166,2 km

Vyöhyke 3: 1,8 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 2168,3 km

Vyöhyke 2: 608,5 km

Vyöhyke 3: 5,9 km

h. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on ilmajohtoja, jotka sijaitsevat metsässä, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 3,1 km

Vyöhyke 2: 90,4 km

Vyöhyke 3: 0,8 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 19,3 km

Vyöhyke 2: 232,2 km

Vyöhyke 3: 10,1 km

i. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on teiden varsilla sijaitsevia ilmajohtoja, joiden toisella puolella on metsää, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 2,8 km

Vyöhyke 2: 125 km

Vyöhyke 3: 0 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 11,3 km

Vyöhyke 2: 48 km

Vyöhyke 3: 0 km

j. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on laatuvaatimukset täyttävää ilmajohtoa, kilometriä

i. KJ

Vyöhyke 1: 4,1 km

Vyöhyke 2: 193,9 km

Vyöhyke 3: 0,01 km

ii. PJ

Vyöhyke 1: 14,0 km

Vyöhyke 2: 206,0 km

Vyöhyke 3: 0,03 km

B) Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeellä sijaitsevan verkon kehittämisstrategia

1. Miten seuraavat erityispiirteet on huomioitu verkon suunnittelussa?

a. Yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin

Vyöhyke 1: Yleissuunnittelija osallistuu paikallisen alueen verkonrakentajien kokouksiin, ja sovittaa rakentamisen työohjelman yhteen muiden verkonhaltijoiden ja kaupungin/kuntien yhteisrakentamisen kanssa.

Vyöhyke 2: KJ-yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin ovat olemassa.

Vyöhyke 3: Saarissa ei ole muita verkonhaltijoita eikä yleensä yhteisrakentamistakaan.

b. Joustopalvelut, erityisesti vaihtoehtona perinteisille investoinneille

Vyöhyke 1, 2 ja 3: Kaupallista ratkaisua, joka vaikuttaisi verkon mitoittamiseen, ei ole vielä olemassa, joten joustopalvelua ei ole huomioitu muuten kuin tehotariffin osalta.

c. Yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittiset kohteet?

Vyöhykkeet 1 ja 2: Kohteet on ryhmitelty, verkko rakennetaan pääsääntöisesti maakaapeloituna, sekä kohteet on viety verkon käyttöohjeisiin ja sähköjen palauttaminen näihin kohteisiin hoidetaan muita kohteita korkeammalla prioriteetilla.

Yhteiskunnalle tärkeät keskeytyskriittiset kohteet näkyvät suoraan verkkotietojärjestelmässä/käytöntukijärjestelmässä, ja niitä ylläpidetään asiakastietojärjestelmässä, josta ne siirtyvät verkkotietojärjestelmään. Lisäksi yhteiskunnalle tärkeät kohteet on viety valvomon käyttökaavioon ja luokiteltu kolmeen tärkeysluokkaan.

Vyöhyke 3: Vyöhyke ei sisällä yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittisiä kohteita.

2. Verkon elinkaarikustannusten laskenta kehittämisvyöhykkeellä

a. Miten elinkaarikustannusten tekijät määritetään?

Investointikustannuksiin sisältyy kehittämisratkaisun kaikki yksikköhintaperusteisten verkkokomponenttien mukaiset investoinnit vuonna 2022 toteutuneiden kustannusten mukaisesti.

Purkukustannuksiin sisältyy kehittämisvyöhykkeen vanhan verkon purkukustannukset vuonna 2022 toteutuneiden kustannusten mukaisesti.

Häviökustannuksiin sisältyy kehittämisratkaisun johtojen ja muuntajien energiahäviö- ja tehohäviökustannukset. Laskennassa häviöenergian hintana on käytetty lähihistoriasta Nord Poolin Suomen aluehinnan keskihintaa 0,042 €/kWh. Häviötehon hintana on arvioitu häviöiden keskimääräisten huipunkäyttöaikojen perusteella keski- ja pienjänniteverkossa. Keski-jännitejohdolla häviötehon hintana on käytetty 105 €/kW ja pienjännitejohdolla 42 €/kW.

Kunnossapitokustannuksiin sisältyy toteutuneet keskimääräiset verkkoratkaisun kunnossapitokustannukset, ja ne perustuvat Lahti Energia Sähköverkko Oy:n kunnossapitoinsinöörin laskemiin todellisiin arvoihin.

Volyymikustannuksiin sisältyy vähäisen tai ei lainkaan käytössä olevan uuden teknologian käyttöönottoon ja käyttämiseen liittyvät lisätyö-, lisätarvikekustannukset. Laskennassa käyttöönottokomponentti on kertaluonteinen ja muodostuu kokemusperäisestä lisäkertoimesta, joka on 7 % ratkaisun investointikustannuksista. Verkon käyttämiseen liittyvän komponentin kustannukset on arvioitu 400 €/a.

Keskeytyskustannukset (KAH) perustuvat Lahti Energia Sähköverkko Oy:n verkon todellisiin keskimääräisiin vikataajuuksiin ja ne on laskettu Energiaviraston määrittämällä vuoden 2022 hinnoilla. Laskennassa PJK, AJK ja vian alkuvaihe koskevat koko keski-jännitejohtolähdön keskitehoa, vian keskivaihe koskee lähimpien kaukokäyttöerottimien rajaamaa keskitehoa ja vian loppuvaihe lähimpien käsikäyttöisten erottimien rajaamaa keskitehoa.

Muihin kertaluonteisiin kustannuksiin sisältyy kehittämisvyöhykkeen verkkoratkaisun suunnittelu-, rakennuttamis- ja dokumentointikustannukset, jotka perustuvat kokemusperäiseen kertoimeen ja ne ovat 8 % ratkaisun investointikustannuksista. Ilmajohtoja käytettäessä huomioidaan uudelleenpylvästys 30 vuoden kohdalla, sillä nykyisillä kyllästeillä pylväiden tekninen käyttöikä on arviolta noin 30 vuotta.

b. Miten yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa?

Yhteisrakentamista luonnollisesti suositaan aina, kun se on mahdollista. Erityisesti asemakaava-alueella ojakustannukset voivat puolittua, kun usein joko kaukolämpö tai teleoperaattori tulee samaan ojaan. Siksi asemakaava-alueella kehittämisvyöhykkeellä 1 ojakustannukseksi on laskettu vain puolet toteutuneesta kustannuksesta. Sen sijaan asemakaava-alueen ulkopuolisilla kehittämisvyöhykkeillä 2 ja 3 yhteisrakentamista ei yleisesti pystytä hyödyntämään, koska siellä ei ole kaukolämpöä ja teleoperaattorit käyttävät 4G/5G-radioverkkoja.

Yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin ovat jo olemassa, ja niitä rakennetaan lisää mahdollisuuksien mukaan. Nämä yhteydet ovat kuitenkin yleensä käytössä vain poikkeustilanteessa, esimerkiksi sähköaseman päämuuntajan hajotessa. Myrskytilanteessa näihin yhteyksiin ei voi tukeutua, sillä yleensä myrsky on myös viereisen verkonhaltijan alueella, ja silloin jokainen verkonhaltija tarvitsee varayhteyden kapasiteetin oman siirtokapasiteetin turvaamiseen. Yhteydet viereisiin verkonhaltijoihin ovat lisäksi maaseudun laidalla, ja siellä tehontarve ei ole suuri. Kehittämisvyöhykkeillä 1 ja 3 ei yhteyksiä muihin verkonhaltijoihin pysty hyödyntämään. Kehittämisvyöhykkeellä 2 arvioidaan, että yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin pudottavat investointisummaa 1 %.

c. Miten ajantasaisten kehittyneiden verkostoratkaisujen, kuten sähkövarastojen tai tasasähkötekniikan hyödyntäminen huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa? (Toimitetaan ensimmäisen kerran vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa.)

3. Miten elinkaarikustannusten toteumaa seurataan ja miten kustannusten kehittyminen vaikuttaa suunnitteluperiaatteiden tarkistamiseen?

Lahti Energia Sähköverkko Oy:llä on yleissuunnittelutiimi, joka kokoontuu kuukausittain, ja jossa käsitellään sähköverkon kehittämisasioita. Yleissuunnittelutiimi käsittelee vuosittain verkostostrategiaa, jonka yhteydessä lasketaan eri verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksia. Suunnitteluperiaatteita tarkistetaan yleissuunnittelutiimissä, mikäli elinkaarikustannukset muuttuvat merkittävästi.

LIITE 3 – Kehittämisyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu

Liitteessä 3 verkonhaltija kuvaa strategiasta johdetut vastuualueelleen soveltuvat pääsääntöiset verkon kehittämiskäytännöt kehittämisyöhykkeittäin ja esittää kehittämiskäytännöille kustannusvertailut. Kustannusvertailuilla osoitetaan valitun ratkaisun kustannustehokkuus. Vertailussa on huomioitava kaikki teknisesti sovellettavissa olevat ratkaisut.

1. Käytettävät ratkaisut kehittämisyöhykkeellä

a. Mitkä seuraavista sähkönjakelurakenteista, menetelmistä ja vaihtoehtoisista ratkaisuista on huomioitu verkonhaltijan keinovalikoimassa kapasiteetti- ja toimitusvarmuustarpeiden täyttämiseksi kehittämisyöhykkeellä?
- Maakaapeli

Asemakaava-alueet/Kehittämisyöhyke 1: Maakaapeli on huomioitu, ja se on perusratkaisu, jota käytetään asemakaava-alueilla.

Tavoitetason 36 h asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet/Kehittämisyöhyke 2: Maakaapeli on huomioitu, ja se on ratkaisu, mikäli kaivuolosuhteet ovat hyvät.

Tavoitetason 120 h saarikohteet/Kehittämisyöhyke 3: Maakaapeli on huomioitu, ja se on ratkaisu, mikäli kaivuolosuhteet ovat hyvät.

- Avojohto

Kehittämisyöhyke 1: Avojohtoa ei voi käyttää asemakaava-alueilla, koska vaaditaan 6h maksimi keskeytysaika, sähköturvallisuus, esteettisyys, tilan käyttö ja KAH.

Kehittämisyöhyke 2 ja 3: Avojohto on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään maaseudulla peltoympäristössä, mikäli edullinen kaapelointi ei ole mahdollista.

- Levennetty johtokatu

Kehittämisyöhyke 1: Ilmajohtoa ei voi käyttää asemakaava-alueilla (samat perustelut kuin avojohdolle)

Kehittämisyöhyke 2: Ilmajojen levennetty johtokatu on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään, jos halutaan käyttää ilmajohtoa metsien lähellä vähentäen sähkönjakelun häiriöitä. Levennettyä johtokatua käytetään myös, kun halutaan jatkaa nuorehkon ilmajohdon käyttöä pitoajan loppuun asti.

- Päällystetty avojohto

Kehittämisyöhyke 1: PAS-johtoa voi periaatteessa käyttää asemakaava-alueilla, mutta samojen syiden vuoksi kuin avojohdolla, mahdolliset PAS-osuudet jäisivät liian lyhyiksi, että ne olisivat kannattavia.

Kehittämisyöhyke 2 ja 3: PAS on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään maaseudulla teiden varsilla. Uudisrakentaminen on kuitenkin vähäistä.

- Ilmakaapeli

Kehittämisyöhykkeet 1, 2 ja 3: KJ-ilmakaapeliratkaisusta on elinkaarikustannuslaskelmat tehty, ja se on keinovalikoimassa. Useasti kuitenkin tilanne on se, että maakaapelointi tulee halvemmaksi, joten ilmakaapelin käyttö rajoittuu kohtiin, joissa kaivuolosuhteet ovat vaativat, esim. kalliokohdissa. PJ-ilmakaapelia (AMKA) voidaan käyttää kallioisissa kohdissa, joissa kaapelointi tulee liian kalliiksi.

- 1 kV sähkönjakelu

Kehittämisyöhykkeet 1, 2 ja 3: 1 kV sähkönjakelusta on tehty kannattavuusselvitykset, joiden perusteella sitä ei ole järkevää ottaa käyttöön Lahti Energia Sähköverkko Oy:n verkkoalueella. Syynä on se, että soveltuvia KJ-johtohaaroja on hyvin vähän ja KJ-johtohaarat ovat yleisesti lyhyitä, joten uuden jännitetasen käyttöönotto ei ole kannattavaa. Lisäksi 1 kV jakelu lisäisi jakelumuuuntajien määrää ja kasvattaisi verkon tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöitä.

Ratkaisujen katsotaan sisältävän ajantasaiset verkon suojaus- ja hallintajärjestelmät. Tavanomaisesta merkittävästi poikkeavan esim. suojaus- tai energiahallintaratkaisun ominaisuudet kustannuksineen ja kustannushyötyineen voidaan kuvata muissa rakenteissa ja ratkaisuissa.

b. Millaisella perusteella ratkaisu on jätetty pois vertailusta? Mikäli pois jättämistä ei voida perustella pakottavalla syyllä, ratkaisun käyttämiselle on tehtävä kustannusvertailu. Pakottavia syitä voivat olla esim.:

- i. Lain asettama laatuvaatimustaso tai tätä tiukemmat erityisvaatimukset (esim. keskeytyskriittiset käyttöpaikat)
- ii. Kaavoituksen pakottamat valinnat (esim. kaupungin ydinkeskustan tilankäyttö)
- iii. Muu perusteltava syy

Kehittämisyöhykkeellä 1 vertailusta on jätetty pois kaikki ilmajohtoratkaisut johtuen lain asettamista käyttövarmuuden vaatimustasoista, sähköturvallisuusvaatimuksista sekä kaavoituksen aiheuttamista maankäytöllisistä syistä, kuten tilan puutteesta ja esteettisyysvaatimuksista.

Kehittämisyöhykkeillä 1, 2 ja 3 vertailusta on jätetty pois 1 kV sähköjakeluratkaisut johtuen sen kannattamattomuudesta a-kohdassa perustelluista syistä.

Levennetty johtokatu on jätetty Kehittämisyöhykkeellä 3 eli saarikohteista vertailusta pois, sillä maisemallisesti levennetty johtokatu on saarikohteissa käytännössä mahdoton toteuttaa.

2. Vyöhykkeille esitetyjen sähköjakeluratkaisujen kuvaus. Sanallisissa kuvauksissa on yleiskuvauksen ohella esitettävä, mistä osatekijöistä elinkaarikustannukset muodostuvat. Kustannukset on summattava vähintään seuraavien kokonaisuuksien alle:

- investointikustannukset
- muut investointiluonteiset kustannukset
- operatiiviset kustannukset
- keskeytysten aiheuttama haitta
- muu perusteltu kustannus (mikäli käytetty)

Tarkempia ohjeita kustannusten laskennasta ja jaottelusta voidaan antaa erillisessä ohjeessa.

a. Millainen on liitteissä 1 ja 2 kuvattuihin strategiisiin valintoihin perustuva elinkaarikustannuksiltaan edullisin sähköjakeluratkaisu kullakin kehittämisyöhykkeellä? (sanallinen kuvaus)

Kehittämisyöhyke 1 on kaavoitettua tiiviisti asuttua kaupunki- tai taajama-alueita, jossa kustannustehokkain käyttövarmuus- ja sähköturvallisuusvaatimukset sekä maankäytölliset vaatimukset täyttävä kehittämissuunnitelma on täydellinen maakaapelointi. Vyöhykkeen 1 kohteet ovat usein yhteisiä kohteita muiden infrarakentajien kanssa, mikä mahdollistaa maakaapeloinnin kustannusten pienentämisen yhteisrakentamista hyödyntäen.

Kehittämisyöhyke 2 on harvaan asuttua aluetta, jossa tyyppillisen hankekokonaisuuden kustannustehokkain vaatimukset täyttävä kehittämissuunnitelma on pääsääntöisesti maakaapelointi, kun kaapelointiolosuhteet ovat helpot ja yhteisöjen käyttö 20 kV ja 400 V jännitetasoilla on optimaalista. Tapauskohtaisesti yksittäisten käyttöpaikkojen pienjännitehaarojen ollessa pitkiä, edullisin ratkaisu on ilmajohto. Kohteissa, joissa kaivuolosuhteet ovat vaikeat, kustannustehokkain ratkaisu on ilmajohto: keskijännitteellä PAS-johto ja pienjännitteellä AMKA.

Kehittämisyöhyke 3 kattaa harvaan asutut saarikohteet, joissa osa asutuksesta on kausiluonteista. Tällaisen tyyppillisen hankekokonaisuuden kustannustehokkain vaatimukset täyttävä ratkaisu on runkoverkon rakentamisen osalta vesistökaapelointi. Saareissa helpoilla kaivuolosuhteilla maakaapelointi, vaikeilla osuuksilla ilmajohto.

b. Millaisiin muihin laatuvaatimukset täyttäviin ratkaisuihin edullisinta on verrattu? (sanallinen kuvaus)

Edullisinta ratkaisua on verrattu kehittämisyöhykkeittäin kaikkiin toteutettavissa oleviin ratkaisuihin.

Kehittämisyöhykkeellä 1 kannattavana ratkaisuna on pääsääntöisesti aina maakaapelointi johtuen sähkön laatuvaatimuksista, sähköturvallisuusvaatimuksista, kaavoituksen vaatimuksista ja maankäytöllisistä vaatimuksista.

Muut vertailussa esitettävät ratkaisuvaihtoehdot eivät täytä tyypillisessä vyöhykkeen 1 hankkeessa kaikkia vaatimuksia.

Kehittämisyöhykkeillä 2 ja 3 vertailussa on mukana kaikki käytössä olevat ratkaisuvaihtoehdot.

3. Kehittämisyöhykkeen elinkaarikustannusten vertailu

a. Kuvaus kehittämisyöhykkeelle tyypillisestä hankekokonaisuudesta, jota käytetään kustannusvertailussa. Ohjeita kuvauksessa vaadittavista tiedoista voidaan antaa erillisessä ohjeessa.

Kehittämisyöhyke 1: Tyypillinen hankekokonaisuus kohdistuu kaavoitetulle pientaloalueelle, jossa rakennetaan uutta ja parannetaan nykyistä katuverkostoa. Hankkeessa rakennetaan yksi uusi muuntamo ja johtopituudet maakaapeloiden 20 kV:lla on 0,5 km ja 0,4 kV:lla 2,2 km. Ilmajohdoilla pituuskerroin 20 kV:lla on 1,4 johtuen tilan puutteesta ja maastollisista haasteista. 0,4 kV:lla pituuskerroin on 0,9. Hankkeen keskiteho on 70 kW ja arvioitu kuormituksen muutosprosentti 0,5 %/a.

Kehittämisyöhyke 2: Tyypillinen hankekokonaisuus kohdistuu maaseutualueelle, jossa vanhaa pitoaikansa päässä olevaa tai sen ylittänyttä ilmajohtoverkkoa saneerataan maakaapeloiden helppoissa kaivuolosuhteissa. Useita pylväsmuuntamoita korvataan muutamalla puistomuuntamalla ja 20 kV ja 400 V kaapelointien yhteisjoitus on kustannustehokasta. Johtopituudet maakaapeloiden 20 kV:lla on 3,9 km ja 0,4 kV:lla 2,2 km. Hankkeen keskiteho on 40 kW ja arvioitu kuormituksen muutosprosentti 0,5 %/a.

Kehittämisyöhyke 3: Tyypillinen hankekokonaisuus edustaa LES:n jakelualueen vyöhykkeelle 3 sijoittuvaa saarikohdetta. Saari sijaitsee keskellä Vesijärveä, ja sinne ei ole maayhteyttä, joten saareen kulkeminen ja kaluston siirtäminen vaativat veneen tai lautan. Saarikohteille on tyypillistä vaikea pääsyn lisäksi myös vaikea maasto ja myrskyalttiisuus. Saarella on 13 sähköliittymää, joiden ympärivuotinen sähkön käyttö kohdistuu vapaa-ajan asuntoihin sekä ravintola- ja virkistystoimintaan. Verkko on lyhyitä maakaapeloituja pj-osuuksia lukuun ottamatta ylittänyt käyttöikänsä. Lisäksi verkko on osittain huonossa kunnossa toistuneista myrskyvaurioista johtuen. Saarella huipputehot ovat 50 kW, mutta kausiluonteisuuden takia keskiteho on vain noin 10 kW. Saaren sähköverkkoa kehitettäessä on huomioitava etenkin rantojen kallioisuus, sekä keskimääräisiä selvästi korkeammat vikataajuudet. Maakaapeliratkaisussa pj-kaapelipituus on kokonaisuudessaan 2,65 km, josta 2,10 km on vesikaapelointia ja loput maakaapelointia. Ilmajohdoratkaisuissa maisemallisesti ja esimerkkitapauksessa luonnonsuojelualueesta johtuen levennetty johtokatu ei ole vaihtoehto.

b. Kehittämisyöhykkeen tyypilliselle hankekokonaisuudelle esitetty vertailutaulukko

Elinkaarikustannuksissa on huomioitu purkukustannukset, investointikustannukset, häviökustannukset, kunnossapitokustannukset, keskeytyskustannukset, volyymikustannukset (vähäisen tekniikan rakentamismäärän aiheuttamat kustannukset) ja muut kertaluonteiset kustannukset (pylväsvaihtokustannus 30 vuoden kohdalla, suunnittelu- rakentamis- ja dokumentointikulut).

Kehittämisyöhykkeen 1 tyypillinen hankekokonaisuus:

	Kokonais- kustannus [€]	Investointi- kustannus [€]	Muut kertaluonteiset kustannukset [€]	Operatiiviset kustannukset [€]	KAH- kustannukset [€]	Muut kustannukset [€]
Maakaapeli (edullisin vaatimukset täyttävä ratkaisu)	157100	134200	10800	900	2800	8500
Avojohto	156800	77700	16000	2400	30600	30100
Päällystetty avojohto	151600	78200	16000	2400	24900	30100
Ilmakaapeli	143300	78000	16000	2500	16600	30200

Kehittämisyöhykkeen 2 tyypillinen hankekokonaisuus:

	Kokonais- kustannus [€]	Investointi- kustannus [€]	Muut kertaluonteiset kustannukset [€]	Operatiiviset kustannukset [€]	KAH- kustannukset [€]	Muut kustannukset [€]
Maakaapeli	335100	275500	22100	4000	3800	29700
Avojohto	384100	193600	34200	20200	78300	57800
Levennetty johtokatu	381400	200200	34700	23400	65300	57800
Päällystetty avojohto	338200	194400	34300	20400	31200	57900
Ilmakaapeli	362900	229200	37000	20400	19000	57300

Kehittämisyöhykkeen 3 tyypillinen hankekokonaisuus:

	Kokonais- kustannus [€]	Investointi- kustannus [€]	Muut kertaluonteiset kustannukset [€]	Operatiiviset kustannukset [€]	KAH- kustannukset [€]	Muut kustannukset [€]
Maa/vesikaapeli	133000	105000	8500	500	3500	15500
Avojohto	148500	60500	15000	15000	26000	32000
Päällystetty avojohto	138000	61000	15000	15000	15000	32000
Ilmakaapeli	138500	63500	15000	15000	13000	32000

LIITE 4 – Pitkän tähtäimen suunnitelma

Sähkönjakeluverkon haltijan on sisällytettävä kehittämissuunnitelmaansa suunnitelma seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavista investoinneista jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi sekä uuden sähköntuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi. Lisäksi jakeluverkonhaltijan on esitettävä toimenpiteet, joilla parannetaan järjestelmällisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta ja jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää ja ylläpitää sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädetyt vaatimukset. Lisäksi kehittämissuunnitelman on oltava avoin keskipitkällä ja pitkällä aikavälillä tarvittavien joustopalveluiden osalta. Sähkönjakeluverkon haltijan on toimitettava tiedot vaadittavien investointien kustannuksista sekä aikataulusta, jolla laatuvaatimukset tullaan täyttämään. Sähkömarkkinalain 119 §:n siirtymäsäännöksissä kuvatun mukaisesti jakeluverkonhaltijan on täytettävä sähkömarkkinalain 51 §:n vaatimukset viimeistään vuoden 2028 loppuun mennessä. Mikäli jakeluverkonhaltijan keskijänniteverkon maakaapelointiaste on ollut 31.12.2018 enintään 60 prosenttia on 51 §:n vaatimukset täytettävä viimeistään vuoden 2036 loppuun mennessä. Kaikki jakeluverkonhaltijat vastaavat kuitenkin kaikkiin liitteen kysymyksiin. Yhtiöt, joilla laatuvaatimukset täyttyvät vuoteen 2028 mennessä, ilmoittavat paljonko ne investoivat verkon laatuvaatimusten sekä verkon kapasiteetin ylläpitämiseksi.

1. Kuinka paljon sähkönjakeluverkon haltija investoi (käyttää rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi?

a. Suurjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

a) 2014–2021

5,5 M€

b) 2022–2028

3,9 M€

c) 2029–2036

3,8 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,6 M€

b) 2022–2028

0,7 M€

c) 2029–2036

0,8 M€

b. Sähköasemat

i. Investoinnit

a) 2014–2021

7,0 M€

b) 2022–2028

6,1 M€

c) 2029–2036

3,4 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,50 M€

b) 2022–2028

0,83 M€

c) 2029–2036

0,95 M€

c. Keskijännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

a) 2014–2021

18,1 M€

b) 2022–2028

12,7 M€

c) 2029–2036

13 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,732 M€

b) 2022–2028

0,39 M€

c) 2029–2036

0,44 M€

d. Muuntamot

i. Investoinnit

a) 2014–2021

8,8 M€

b) 2022–2028

6,2 M€

c) 2029–2036

8,5 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,33 M€

b) 2022–2028

0,19 M€

c) 2029–2036

0,22 M€

e. Pienjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

a) 2014–2021

16,4 M€

b) 2022–2028
14,4 M€

c) 2029–2036
19,2 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021
0,75 M€

b) 2022–2028
0,52 M€

c) 2029–2036
0,59 M€

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla tulee olemaan käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen heille asetetun aikataulun mukaisiin alakohtiin.

Vertailun helpottamiseksi käyttöpaikkojen määrän kasvua ei ole huomioitu.

a. Asemakaava-alueella

i. 31.12.2023
83058 kpl

ii. 31.12.2028
83058 kpl

iii. 31.12.2036
83058 kpl

b. Asemakaava-alueen ulkopuolella

i. 31.12.2023
6404 kpl

ii. 31.12.2028
6967 kpl

iii. 31.12.2036
7859 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

i. 31.12.2023
95 kpl

ii. 31.12.2028
95 kpl

iii. 31.12.2036
95 kpl

3. Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää laatuvaatimukset sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen heille asetetun aikataulun mukaisiin alakohtiin.

a. KJ, km

i. 31.12.2023
919 km

ii. 31.12.2028

939 km

iii. 31.12.2036

971 km

b. PJ, km

i. 31.12.2023

3107 km

ii. 31.12.2028

3134 km

iii. 31.12.2036

3177 km

4. Mikä on sähkönjakeluverkon maakaapelointiaste eri jännitetasoilla toimenpiteiden jälkeen sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen heille asetetun aikataulun mukaisiin alakohtiin.

a. KJ, %

i. 31.12.2023

65 %

ii. 31.12.2028

70 %

iii. 31.12.2036

75 %

b. PJ, %

i. 31.12.2023

80 %

ii. 31.12.2028

82 %

iii. 31.12.2036

84 %

5. Minkälaista uutta tuotantoa ja uusia kuormia on arvioitu liittyvän, jotka vaativat merkittäviä jakeluverkkoinvestointeja seuraavan kymmenen vuoden aikana, sanallinen kuvaus?

a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Kujalan alueen kehittyminen ja merkittävä kuormituksen kasvaminen aiheuttavat tarpeen uudelle 110 kV sähköasemalle.

0–5 vuoden sisällä on tulossa 1-2 päämuuntajan vaihtoa.

Jakelualueemme muuntajat ovat mitoitettu niin, että niissä on riittävästi kapasiteetti ennustetulle keskimääräiselle kasvulle. Suurimpaan osaan muuntamoista voidaan vaihtaa tarvittaessa suurempi muuntaja.

Arvioimme, että teollisuuden siirtyminen maakaasusta ja öljystä sähkön käyttöön saattaa aiheuttaa toimenpiteitä. Toimenpiteenä on keskimääräisen keskijänniteverkon poikkipinta-alan kasvattaminen.

b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Teollisuuden yksittäiset suuret investoinnit koetaan mahdollisena riskinä sähkön jakelun kapasiteetille normaali- ja varasyöttötilanteessa. Näiden kohteiden tulemista on kuitenkin vaikea ennustaa, joten käytämme kaavoitukseen perustuvaa kapasiteetin ennakointia.

6–10 vuoden sisällä on tulossa 0-1 päämuuntajan vaihtoa.

6–10 vuoden sisällä saatetaan joutua hankkimaan muutamia uusia keskijännitemuuntajia kuormituksen kasvun vuoksi.

Teollisuuden mahdolliset suuret pistemäiset tehon kulutuskohteet saattavat aiheuttaa ennenaikaisia investointeja jakeluverkkoon.

6. Kuinka paljon uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi on tehtävä merkittäviä jakeluverkkoinvestointeja seuraavan kymmenen vuoden aikana, euroina?

Vastauksien euromäärät ovat kuormituksen kasvun ja kulutuspisteiden muutoksesta syntyviä kustannuksia. Kohteet uudistetaan teknisen käyttöajan jälkeen. Kustannuksista näkee siis muutoksen verkon arvossa.

a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Uuden sähköaseman hinta-arvio on noin 3 000 000 €. Uuden sähköaseman yhteydessä tehtävien 110 kV johtojen uudelleenjärjestelyn hinta-arvio noin 2 000 000 €.

Uuden sähköaseman uusien kulutuspisteiden kaapeloinnit maksavat noin 150 000 €.

KJ-verkon poikkipinta-alan mahdollinen kasvattaminen maksaa 5 vuoden aikana noin 200 000 €.

Teivaanmäen sähköaseman päämuuntajan kapasiteetin kasvattaminen noin 50 000 €.

b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Uudenkylän sähköaseman päämuuntajan kapasiteetin kasvattaminen noin 130 000 €.

Kytölään sähköaseman toisen päämuuntajan kapasiteetin kasvattaminen noin 170 000 €.

KJ-verkon poikkipinta-alan mahdollinen kasvattaminen maksaa 5 vuoden aikana noin 200 000 €.

Teollisuuden yllättävien suurien kulutuskohteiden kaapelointiin varataan noin 100 000 € normaalia enemmän rahaa.

Jakelumuuntajien vaihdot kapasiteetin kasvun vuoksi maksaa noin 20 000 €, kun huomioidaan vanhan muuntajan hyötykäyttö.

7. Havainnollistus uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämisestä verkkoalueella.

a. Mihin maantieteellisesti sijoittuvat kysymyksessä 5 kuvatut investointitarpeet?

Uusi sähköasema ja sen jakeluverkon kaapeloinnit tulevat Lahteen Kujalan alueelle. Kapasiteettivaraukset tehdään jakelualueemme teollisuuskaavoitukseen.

KJ-verkon poikkipinta-alaa kasvatetaan ikäperusteisen uusimisen yhteydessä kaikkialla jakeluverkkomme alueella, jossa kuormitusennuste sen vaatii.

Päämuuntajat tulevat Teivaanmäkeen ja Uuteenkylään.

b. Missä sijaitsee jakeluverkossa vapaata kapasiteettia uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi? (Toimitettava ensimmäisen kerran 2024)

Vapaa kapasiteetti kannattaa määrittää varasyöttöyhteyksien mukaan. Tämän määrittäminen on haastavaa staattisella kartalla, sillä syöttösuuntia voi olla useita. Lisäksi aluekohtaista kapasiteettia voidaan muuttaa vaihtamalla jakorajoja.

Jokaisesta KJ-lähdöstä on normaali- ja varasyöttötilanteen kapasiteetti Excel-taulukossa. Nämä kapasiteetit voidaan sijoittaa topologiaan kartalle, mutta tämä ei olisi kovin luettavassa muodossa tulosteena.

LIITE 5 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

Sähkönjakeluverkon haltijan on esitettävä kehittämissuunnitelmassaan kahden vuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta. Jakeluverkonhaltijan on esitettävä seuraavalle kahdelle vuodelle toimenpiteet sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseksi, yhteisrakentamisen edistämiseksi, uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi sekä joustopalveluiden hyödyntämiselle vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle.

1. Kuinka paljon verkonhaltija investoi (käyttää rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi kuluvana ja seuraavana vuotena?

a. Suurjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

2,2 M€

ii. Kunnossapito

0,16 M€

b. Sähköasemat

i. Investoinnit

2,2 M€

ii. Kunnossapito

0,15 M€

c. Keskijännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

2,6 M€

ii. Kunnossapito

0,09 M€

d. Muuntamot

i. Investoinnit

1,4 M€

ii. Kunnossapito

0,05 M€

e. Pienjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

2,6 M€

ii. Kunnossapito

0,13 M€

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla on käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä, kun kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteet on toteutettu?

a. Asemakaava-alueella

83058 kpl

b. Asemakaavan ulkopuolella

6404 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

95 kpl

3. Millä kehittämisvyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehdään kuluvan ja seuraavan vuoden aikana?

Kehittämisvyöhykkeellä 1 siirretään saarella sijaitseva asemakaava-alue 6h toimitusvarmuusvaatimuksen piiriin, jolloin myös koko muu saari tulee 36h toimitusvarmuuden piiriin. Saaren KJ/PJ-verkko on pitoaikansa päässä, ja saaren PJ/KJ -verkot ovat aiheuttaneet usein sähkönjakelun keskeytyksiä. Enonsaareen rakennetaan uusi 2 km pituinen KJ-vesikaapelirengasyhteys, ja PJ-verkko kaapeloidaan vesi- ja maakaapelein, joita tulee yhteensä noin 5 km.

Kehittämisvyöhykkeellä 2 siirretään sähköverkkoa laatuvaatimusten piiriin pääosin keskijänniteverkon haarajohtoja kaapeloimalla. Kaapeloitava KJ-verkkomäärä on noin 8,8 km. Samassa yhteydessä kaapeloidaan sopivin osin läheistä PJ-verkkoa noin 13 km.

Laatuvaatimusten täyttämiseen liittyvistä investoinneista kohdistuu kehittämisvyöhykkeelle 1 noin 13 % ja kehittämisvyöhykkeelle 2 noin 87 %.

4. Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää toiminnan laatuvaatimukset kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteiden jälkeen?

a. KJ, km

919 km

b. PJ, km

3107 km

5. Mikä on sähkönjakeluverkon maakaapelointiaste eri jännitetasoilla kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteiden jälkeen?

a. KJ

65 %

b. PJ

80 %

6. Kuinka suuressa osassa suunnitelluista investoinneista yhteisrakentamista on suunniteltu hyödynnettävän?

a. Kilometreinä

25 km

b. Prosentteina investoitavista kilometreistä

25 %

7. Onko jakeluverkonhaltija julkaissut suunnitelmat seuraavan kahden vuoden investoinneista yhteisrakentamisen edistämiseksi yhteisrakentamisen verkkopalvelussa (esim. Verkkotietopiste)?

Suunnitelmat on julkaistu Verkkotietopisteessä. Suunnitelmat ovat olleet muiden saatavilla keskimäärin noin 0,5 vuotta ennen suunniteltua rakentamista.

8. Sähkönjakeluverkon haltijan uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehtävät merkittävät jakeluverkkoinvestoinnit kuluvan ja seuraavan vuoden aikana.

a. Kuinka paljon jakeluverkonhaltija investoi kuluvan ja seuraavan vuoden aikana, euroina

1,5 M€

b. Minkälaisia jakeluverkkoinvestointeja uuden tuotannon ja uusien kuormien liittäminen vaativat, sanallinen kuvaus Sähköasemainvestointeja, kaapeleiden poikki-pinnan kasvatusta ja uutta KJ-verkkoa ja muuntamoita.

9. Joustopalveluiden hyödyntäminen kuluvaan ja seuraavaan vuoteen aikana.

a. Minkälaisia selvityksiä tai pilottihankkeita verkonhaltija aikoo tehdä joustopalvelujen hyödyntämisestä kuluvaan ja seuraavaan vuoteen aikana?

Aihetta on selvitetty Mauri Mäkelän diplomityössä vuonna 2022.

LIITE 6 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana

Sähkönjakeluverkon haltijan on esitettävä kehittämissuunnitelmassaan kahden vuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta. Jakeluverkonhaltijan on esitettävä kuinka liitteen 5 mukaiset toimenpiteet sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseksi, yhteisrakentamisen edistämiseksi, uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi sekä joustopalveluiden hyödyntämiselle vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle ovat toteutuneet.

1. Kuinka paljon verkonhaltija investoi (käytti rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi kahtena edellisenä vuotena?

a. Suurjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

2,7 M€

ii. Kunnossapito

0,18 M€

b. Sähköasemat

i. Investoinnit

1,0 M€

ii. Kunnossapito

0,15 M€

c. Keskijännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

4,0 M€

ii. Kunnossapito

0,09 M€

d. Muuntamot

i. Investoinnit

2,3 M€

ii. Kunnossapito

0,05 M€

e. Pienjännitteinen jakeluverkko

i. Investoinnit

4,3 M€

ii. Kunnossapito

0,13 M€

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla on käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä edellisten toimenpiteiden jälkeen?

a. Asemakaava-alueella

83056 kpl

b. Asemakaavan ulkopuolella

6186 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
95 kpl

3. Millä kehittämisvyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehtiin edellisen kahden vuoden aikana?
Koska kehittämisvyöhyke 1 eli asemakaava-alueet ovat käytännössä kaapeloidut (paitsi Enonsaari), ja niillä 6 h toimitusvarmuus täyttyy, keskityttiin asemakaavan ulkopuolisiin 36 h toimitusvarmuuden alueisiin eli kehittämisvyöhykkeelle 2.

Keskijänniteverkon ikääntyneitä ja huonoissa olosuhteissa (esim. umpimetsässä) sijaitsevia, pääosin KJ-ilmajohtohaaroja kaapeloitiin noin 11 km. Samassa yhteydessä, kun PJ-maakaapelia sai osin samoihin ojiin, KJ-ilmajohtohaarojen lähellä kaapeloitiin PJ-ilmajohtoverkkoa noin 22 km.

Toimitusvarmuusinvestoinneista kohdistui siis 100 % kehittämisvyöhykkeelle 2, koska kehittämisvyöhyke 3 eli saaret katsotaan pystyttävän korjaamaan 120 h toimitusvarmuuden määrittämässä ajassa.

4. Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää toiminnan laatuvaatimukset kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen?

a. KJ, km
910 km

b. PJ, km
3089 km

5. Kuinka suuressa osassa investoinneista yhteisrakentamista on hyödynnetty?

a. Kilometreinä
35 km

b. Prosentteina investoiduista kilometreistä
16 % (22,5 % suunnitelmista)

6. Sähkönjakeluverkon haltijan uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehdyt merkittävät jakeluverkkoinvestoinnit edellisen kahden vuoden aikana.

a. Kuinka paljon jakeluverkonhaltija investoi edellisen kahden vuoden aikana, euroina
0,2 M€

b. Minkälaisia jakeluverkkoinvestointeja uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehtiin, sanallinen kuvaus
Lähinnä kaapeleiden poikkipinta-alan kasvatusta tulevaisuuden kuormituksen huomioimiseksi.

7. Joustopalveluiden hyödyntäminen kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen. (Alakohtat b. ja c. toimitetaan ensimmäisen kerran vuoden 2026 kehittämissuunnitelmassa)

a. Minkälaisia selvityksiä tai pilottihankkeita verkonhaltija on tehnyt joustopalvelujen hyödyntämisestä kahden edellisen vuoden aikana?
Merkittäviä selvityksiä tai pilottihankkeita ei ole tehty.

8. Onko edellisen kahden vuoden toteuma edellisessä kehittämissuunnitelmassa esitetyn suunnitelman kanssa yhdenmukainen? Perustele poikkeamat suunnitelman ja toteuman välillä.

Työ 18032-11/01 ei saatu toteutettua tavoitellussa aikataulussa 2021, sillä vesistökaapelien lupaprosessissa on ollut haasteita. Lupaprosessi on kuitenkin edennyt, ja työ on tarkoitus toteuttaa 2023.

Työ: 17008-11/01 ei saatu toteutettua tavoitellussa aikataulussa vuonna 2021, sillä vaikeat kaivuolosuhteet (alueella paljon kalliota) aiheuttivat uudelleen suunnittelua kaapelireitteihin, jotta kaivukustannukset eivät kasvaisi kohtuuttomiksi. Kaapelointireitit on nyt löydetty, ja työ on tarkoitus toteuttaa 2023.

Töissä 21005 ja 20123 saatiin tehtyä edelliseen Kehittämissuunnitelmaan nähden enemmän KJ-ilmajohtohaarojen (ja myös PJ-ilmajohtoverkon) kaapelointia, ja alueen verkko saatiin 36h toimitusvarmuusvaatimuksen piiriin. Nämä työt laukaisi tarve korvata ilmajohto, jonka sopimus oli päättymässä 31.12.2020.

Työssä 21025 saatiin tehtyä edelliseen Kehittämissuunnitelmaan nähden enemmän kaapelointia, ja KJ-ilmajohtohaara saatiin kaapeloimalla 36h toimitusvarmuusvaatimuksen piiriin. Samassa yhteydessä kaapeloitiin huonoja PJ-ilmajohtoja. Työn toteutuksen laukaisi huonokuntoinen verkko (mm. PJ-ilmajohdot roikkuivat alhaalla), ja nähtiin, että nämä oli pakko korjata viimeistään syksyllä 2021.

9. Verkonhaltijan on toimitettava määrämuotoinen kartta laatuvaatimukset täyttävistä alueista. Kartta löytyy palvelun www.verkkotietopiste.fi kautta.

LIITE 7 – Kehittämissuunnitelmasta kuuleminen

Verkonhaltijan on kuultava asiankuuluvia verkon käyttäjiä verkonhaltijan avoimesta kehittämissuunnitelmasta. Verkon käyttäjien kuulemisen on kestettävä vähintään yhden kuukauden.

1. Miten kehittämissuunnitelmasta on kuultu?

Kehittämissuunnitelmasta on tiedotettu, ja se on ollut nähtävissä ja kommentoitavissa sähköpostiosoitteeseen kehityssuunnitelma@lahtienergia.fi Lahti Energia Sähköverkko Oy:n (LES) internetsivuilla. Lisäksi näkyvyyttä kuulemiselle on haettu sosiaalisesta mediasta.

Täydennyksenä Kehittämissuunnitelma on lähetetty sähköpostilla 14.7.2022 Fingridille ja niille suurjännitteisen verkon verkonhaltijoille, joilla on 110 kV yhteys Lahti Energia Sähköverkko Oy:n sähköverkkoon (Elenia Verkko Oyj ja Kymenlaakson Sähköverkko Oy). Vastausta/lausuntoa on heiltä pyydetty sähköpostitse LES:n Kehittämissuunnitelmasta vastaaville henkilöille 15.8.2022 mennessä.

2. Milloin kehittämissuunnitelmasta on kuultu?

LES Internetsivut 28.4.2022 - 6.6.2022; Fingrid Oyj, Elenia Verkko Oyj ja Kymenlaakson Sähköverkko Oy 14.7.2022 - 15.8.2022.

3. Mitkä osapuolet ovat lausuneet kehittämissuunnitelmasta? Vastauksessa on annettava selvitys lausuntojen määräästä asiakasryhmittäin.

Sähköpostiosoitteeseen kehityssuunnitelma@lahtienergia.fi lausuntoja tuli 1 kappale. Lausujana on kotitalous/yksityishenkilö asemakaava-alueelta.

Niiltä suurjännitteisen verkon verkonhaltijoilta, joilla on 110 kV yhteys Lahti Energia Sähköverkko Oy:n sähköverkkoon (Elenia Verkko Oyj ja Kymenlaakson Sähköverkko Oy) tuli yhteensä 2 lausuntoa.

Fingrid Oyj:lta emme saaneet lausuntoa.

4. Miten verkonhaltija on käsitellyt kehittämissuunnitelmasta annettuja lausuntoja?

Kehittämissuunnitelman laatijat kävivät yksityishenkilön lausunnon läpi ja antoivat sähköpostitse vastauksen lausujalle.

Kehittämissuunnitelman laatijat kävivät Elenia Verkko Oyj:n ja Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n lausunnot läpi, ja ne eivät aiheuttaneet vastaustarpeita.

5. Mitkä ovat annettujen lausuntojen keskeiset tulokset?

Yksityishenkilön/lausujan ehdotus on olennaiselta osin kysyntäjoustoan liittyvä. Se kuitenkin vaikuttaa lähinnä silloin, mikäli sähkötehosta on pulaa. Verkon mitoittamiseen vaikutus on pieni, sillä käytännössä verkon mitoituksessa ei voi luottaa kysyntäjoustoan toimivuuteen, varsinkaan kun näitä kysyntäjoustopalveluita ei vielä ole markkinoilla.

Elenia Verkko Oyj lausui olennaisesti, että yhteys 110 kV verkkojemme välillä on syytä säilyttää tulevaisuudessakin, kuten on myös tarkoitus tehdä. Kymenlaakson Sähköverkko Oy totesi lausunnossaan, ettei heillä ole Kehittämissuunnitelmaamme kommentoitavaa.

6. Kehittämissuunnitelman muutostarpeet

a. Miten kehittämissuunnitelmaa on muutettu kuulemisen perusteella?

Lausunnot eivät antaneet aiheutta muuttoa Kehittämissuunnitelmaa.

b. Miltä osin kuulemisen tulokset eivät ole aiheuttaneet muutostarvetta kehittämissuunnitelmaan?

Lausunnot eivät antaneet aiheutta muuttoa Kehittämissuunnitelmaa.

7. Verkonhaltijan on pystyttävä toimittamaan Energiavirastoon kehittämissuunnitelman liitteenä kehittämissuunnitelman luonnos, josta on kuultu.