



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JÄNNITTEENSÄÄDÖN JA LOISTEHON HALLINNAN KOKONAIS- KUVA

Loppuraportti

Matti Hautero, Ville Tuominen, Sami Repo

21.12.2017

SISÄLLYSLUETTELO

1.	YHTEENVETO	3
2.	JOHDANTO	6
2.1	Projektin tausta.....	6
2.2	Tavoitteet, tutkimuskysymykset.....	7
2.3	Tutkimuksen rajaus	7
3.	MALLINNUS	8
3.1	Verkkomallin kuvaus	8
3.2	Skenaarioiden mallintaminen.....	11
3.2.1	Kaapelointiskenaario.....	12
3.2.2	Aurinkotuotanto	13
3.2.3	Säästöskenaario	13
3.2.4	Sähköautoskenaario	13
3.2.5	Hajautettu reaktoriskenaario	14
4.	TEKNISET TULOKSET	15
4.1	Perustilanne	15
4.1.1	Maaseutuverkko	15
4.1.2	Kaupunkiverkko.....	17
4.2	Kaapelointiskenaario	19
4.2.1	Reaktoreiden kanssa.....	20
4.3	Aurinkotuotanto	21
4.3.1	Tehokertoimella 1	22
4.3.2	Jännitteensäätö kun päätötehoa tuotetaan	25
4.3.3	Ympärivuorokautinen jännitteensäätö	27
4.4	Säästöskenaario	30
4.4.1	Maaseutuverkko	30
4.4.2	Kaupunkiverkko.....	31
4.5	Sähköautoskenaario.....	32
4.5.1	Maaseutuverkko	32
4.5.2	Kaupunkiverkko.....	34
4.6	Hajautettu reaktoriskenaario	35
4.6.1	Variaatio ilman SCADA:a	35
4.6.2	Variaatio SCADA-ohjatusti	38
5.	TALOUDELLISET TULOKSET	42
5.1	Perustilanne	42
5.1.1	Laskelmat	42
5.2	Kaapelointiskenaario	44
5.3	Aurinkotuotanto	45
5.3.1	Tehokerroin 1	45
5.3.2	Jännitteensäätö kun päätötehon tuotantoa.....	46

5.3.3	Ympärivuotinen jännitteensäätö	47
5.4	Säästöskenaario	48
5.5	Sähköautoskenaario.....	49
5.6	Hajautettu reaktoriskenaario	51
5.6.1	Yöaikainen reaktorikäyttö.....	51
5.6.2	SCADA-ohjattu hajautettu kompensointi	52
5.7	Yhteenvedo tuloksista	53
6.	JOHTOPÄÄTÖKSET.....	55

1. YHTEENVETO

Jännitteensäätö ja loistehon hallinta sähköverkoissa on muuttunut ja muuttumassa tulevina vuosina radikaalisti laajan jakeluverkkojen kaapeloinnin, hajautetun sähköntuotannon, kantaverkon loistehomaksukäytännön ja voimalaitosten järjestelmäteknisten vaatimusten muutosten myötä. Näitä muutoksia on tarkasteltu yksittäisinä tapahtumina ja kukin sähkövoimajärjestelmän osapuoli on tarkastellut niitä omasta näkökulmastaan ja siten kokonaisuuden huomiointi on jäänyt liian vähäiselle huomiolle. Tässä raportissa esitetään koko sähköjärjestelmää koskeva näkemys valittujen osaratkaisuiden toimivuudesta ja taloudellisuudesta.

Selvityksen tavoitteena on tarkastella nykyisin voimassa olevien vaatimusten ja käytäntöjen teknistä ja taloudellista toimivuutta kokonaisuuden kannalta. Tarkastelun kohteena on siten koko sähkövoimajärjestelmä eli keskitetty sähköntuotanto, kantaverkko, alueverkko, jakeluverkko, hajautettu sähköntuotanto ja kuluttajat kaikilla jännitetasoilla. Selvityksessä ei paneuduta yksittäisen osapuolen ratkaisuihin, vaan pyritään hahmottamaan kokonaisuus, millä tavoin eri osapuolten ratkaisut vaikuttavat kokonaisuuteen ja minkälaisia mahdollisia ristiriitaisuuksia eri toimijoiden ratkaisuista voi syntyä toisille osapuolille ja koko sähkövoimajärjestelmälle. Tarkastelu sisältää sekä teknisen analyysin jännitteensäädöstä ja loistehojen hallinnasta, että taloudellisia laskelmia kokonaiskustannuksista sisältäen investointi- ja käyttökulut.

Toisena tavoitteena on ehdottaa edellä kuvatun selvityksen pohjalta ratkaisuvaihtoehtoja jännitteensäätöön ja loistehon hallintaan, jotka toimivat teknisesti ja taloudellisesti koko sähkövoimajärjestelmän kannalta optimaalisesti. Verkkoteknisten ratkaisujen lisäksi tarkastellaan muutoksia vaatimuksissa ja tariffipolitiikassa. Selvityksen tavoite on varmistua, että nykyiset käytännöt ja vaatimukset ovat kokonaisuuden kannalta toivottavia, ja toisaalta tehdä ehdotuksia käytäntöjen ja vaatimusten muokkaamiseksi kohti kokonaisuuden optimia.

Tutkimus toteutettiin tehonjakosimuloinneilla luomalla suomalaisen sähköjärjestelmän rakenteita muistuttava simulointimalli, jossa olivat mukana kaikki sähköverkkojen jännitetasot ja niissä tyypillisesti käytettävät jännitteen säätöratkaisut, loistehon kompensointimenetelmät ja tariffipolitiikat. Kaikkien verkkojen jännitteen säätöä ja loistehon hallintaa tarkastellaan siten kokonaisuutena, missä johtojen kuluttama/tuottama loisteho määräytyy jännitetason, siirrettävän tehon ja johtorakenteen funktiona, ja jännitteen säätö jännitejäykkyyden osalta on toteutettu kantaverkkoon kytkettyjen voimaloiden toimesta ja jännitetason ylläpito toteutetaan käämikytkimillä.

Tarkasteltavasta kokonaisuudesta luotiin perustilanne ja tulevaisuuden skenaarioita. Tehonsiirtotilanteita tarkasteltiin todellisiin kuormitus- ja tuotantotietoihin perustuen vuoden jokaiselle tunnille. Tulevaisuuden skenaarioissa puolestaan varioitiin esimerkiksi keskijänniteverkon kaapelointiastetta, hajautetun tuotannon määrää jakeluverkoissa, energiansäästön ja sähköautojen vaikutusta, ja erilaisia loistehon kompensoinnin ohjauksia. Tyyppitapausten ja skenaarioiden määrittämisessä hyödynnettiin projektiosapuolten mittausaineistoa, haastatteluita ja työpajojen, jotta kaikki oleelliset seikat ja näkökulmat tulivat huomioituiksi malleissa.

Tulokset on esitetty kaikille tarkastelluille tilanteille (perustilanne ja eri skenaariot) sekä tekniseltä että taloudelliselta kannalta. Tässä raportissa on esitetty tulosten yhteenveto ja kattavampi kuvaus kaikista tuloksista tullaan julkaisemaan Matti Hauteron diplomityössä. Teknisiä tuloksia on havainnollistettu eri liittymispisteiden loistehoikkunoihin piirrettyjen siirtotilanteiden (haulikkokuvien) avulla. Samassa yhteydessä on esitetty analyysi tilanteesta kokonaisuutena ja tarvittavat vertailut. Taloudellisissa tarkasteluissa määritettiin reaktori-investointien taloudellista kannattavuutta simuloitujen siirtotilanteiden perusteella.

Keskeisin johtopäätös simulointien perusteella on, että kantaverkon asettamat loistehotariffit ohjaavat koko järjestelmän kannalta tilannetta teknisesti ja taloudellisesti oikeaan suuntaan. Kokonaisuuden kannalta on sekä teknisesti että taloudellisesti järkevintä pyrkiä siihen, että loisteho kompensoidaan sillä jännitetasolla missä se syntyykin tai kulutetaan. Loistehon anto kantaverkon suuntaan tulee entisestään korostumaan tulevaisuudessa jakeluverkkojen kaapelointiasteen kasvun, tehonsiirtojen keventymisen (hajautettu tuotanto ja energiansäästö) ja loppuasiakkaiden tehokerrointen muutosten johdosta, joten 110 ja 20 kV:n verkkojen reaktoreiden ja jakeluverkkojen loistehotariffien muutosten tarve kasvaa merkittävästi. Jakeluverkkoon sijoittuvat tuotantoyksiköt pienentävät ainakin ajoittain jakeluverkon tehonsiirtoja, jolloin jakeluverkon loistehotase on entistä enemmän ja useammin aliluonnollisella tehoalueella. Energiansäästötoimenpiteet sähkön osalta toimivat samaan tapaan eli pienentävät tehonsiirtoja ja siten lisäävät loistehon antoa. Energiansäästötoimenpiteet energiamuotojen välillä, kuten lämpöpumppujen korvaessa muuta kuin sähkölämmitystä ja tulevaisuudessa sähköautot, lisäävät tehonsiirtotarvetta ja siten vaikutus loistehon antoon on päinvastainen.

Nykytilanne, jossa loistehoikkunaa sovelletaan liittymispistekohtaisesti, saattaa johtaa epäedulliseen tilanteeseen. Kansantaloudelliselta kannalta netotussopimusten tulisi olla ensisijainen ratkaisukeino loistehotaseen hoitamiseksi silloin, kun se on kaikkien osapuolien kannalta teknisesti ja taloudellisesti järkevintä. Fingridin ohjeiden mukaisesti kiskossa tapahtuva netotus on osapuolten niin halutessa edelleen mahdollista. Sen sijaan kauempana toisistaan sijaitsevat liityntäpisteet eivät voi netottaa loistehojaan keskenään rajanvedon vaikeuden ja tasapuolisen kohtelun vaatimuksen takia.

Simuloinneissa tuli selkeästi esille tarve koordinoita jännitteensäätöön ja loistehon kompensointiin osallistuvien laitteiden vuorovaikutusta kokonaisuuden kannalta entistä enemmän jännitteensäädön kannalta monimutkaistuvassa sähköjärjestelmässä. Merkittävä epäkohta nykytilanteessa on toisinaan esiintyvä ristiriita loistehon kompensointitarpeiden ja generaattoreiden jännitteensäädön välillä.

Kantaverkon loistehotariffeissa sovellettavan loistehoikkunan muodoista tehtiin myös muutama havainto. Loistehoikkunan muodosta johtuen loistehomaksuja syntyi yllättävän usein pätötehon annolla ja loistehon kulutuksella. Samansuuntaisia havaintoja on myös todellisista mittauksista sellaisista liittymispisteistä, joissa on paljon tuotantoa. Loistehoikkunoiden kokoa ja muotoa voisi tutkia siitä näkökulmasta, mikä on ylitysten haitallisuus kantaverkolle ja olisiko ikkunan muotoa siten mahdollista muokata sopimaan paremmin tuotantoa sisältäviin jakeluverkkoihin.

Kuten jo aikaisemmin todettiin, niin sovellettavilla loistehotariffeilla on riittävän voimakas ja oikeanlainen ohjausvaikutus, jotta jakeluverkoille on pääsääntöisesti taloudellisesti järkevintä investoida loistehonkompensointilaitteisiin sillä jännitetasolla missä loistehontarvekin on.

2. JOHDANTO

2.1 Projektin tausta

Lisääntyvä kaapelointiaste, hajautettu energiantuotanto ja toimitusvarmuus sekä sähkön laadun ylläpitäminen ovat asioita, jotka muuttavat käsitystämme perinteisistä sähköverkoista, joissa tyypillinen energian tuottaja ja –kuluttaja ovat selkeästi eriytettyinä. Energiaviraston vaatimukset ja asiakkaiden lisääntyneet odotukset katkeamatonta sähkön-saantia kohtaan, ovat vieneet tai viemässä lähivuosina laajan osan keskijänniteverkon ilmajohtoista maan alle. Monella jakeluverkkoyhtiöllä on menossa omia säävarman verkon hankkeita, joilla kaapelointiastetta verkossa lisätään.

Kaapeloinnin lisääminen muuttaa verkon toimintapisteen aliluonnolliselle tehoalueelle verrattuna ilmajohtoihin kaapeleiden kapasitiivisten ominaisuuksien vuoksi. Etenkin pitkällä kaapelilähdöillä on syytä arvioida, miten syntynyt loisteho verkossa kompensoidaan.

Toinen merkittävä tekijä keskijänniteverkon kaapelointiasteen kasvun lisäksi on kuormitusten pienentyminen energiansäästötoimenpiteiden johdosta ja tehokertoimien muuttuminen. Tehokertoimien muuttumisen taustalla on monien kulutuslaitteiden muuttuminen tehoelektronisilla liityntälaitteilla syötettäviksi. Selkeintä muutos on ollut valaistuksessa ja moottorikäytöissä energiansäästötavoitteiden johdosta, jotka molemmat olivat selkeästi loistehoa kuluttavia laiteryhmiä (loisteputkivalaisimet, useimmat energiasäästölampit ja oikosulkumoottorit). Tehoelektronisen liityntälaitteen suunnittelusta riippuen laitteet toimivat lähellä tehokerrointa yksi tai tutkittavan ongelman kannalta huonoimmillaan jopa syöttävät loistehoa verkkoon päin.

Hajautettu pientuotanto alkaa olla nouseva trendi myös Suomessa, ja se on ollut sitä pitkään jo esimerkiksi Keski-Euroopassa. Kotitaloudet ovat pystyneet hyödyntämään alati halpenevia aurinkopaneeleita, lämpöpumppuja, tuulivoimaa ja biopohjaisia polttoaineita, joilla itse voi tuottaa tarvitsemansa energian tai jopa syöttää tuottamansa energian verkkoon. Tällaiset muutokset tekevät tehonjaon hallinnasta niin päto- kuin loistehon osalta haastavaa, koska siirrettävien tehojen vaihtelu kasvaa ja toisaalta siirrettävän energian määrä vähenee.

Myös muut nousevat trendit, esimerkiksi liikenteen sähköistyminen, vaikuttavat merkittävästi sähköverkkoihimme tulevaisuudessa. Tässä työssä on tarkoitus tarkastella näitä tulevaisuuden skenaarioita niin teknisessä kuin taloudellisessa mielessä. Taloudellisessa mielessä siinä tapauksessa, että tavoitteena on selvittää kokonaisuuden kannalta järkevä tapa kompensoida tai käyttää verkkoa, jolla sähköverkko toimii mahdollisimman tehokkaasti.

Analyysia varten olemme rakentaneet sähköverkkomallin, kantaverkosta aina pienjännitetason kuluttajalle asti mallinnettuna, jolla on tarkoitus simuloida vuodenvaihteen tilanteet erilaisina skenaarioina. Mallin rakentamisesta ja sen periaatteista kerrotaan tarkemmin luvussa 3.

Projektin yhteistyösopimuksina ovat toimineet Energiategollisuuden ST-pooli, Fingrid Oyj, Helen Sähköverkko Oy, Elenia Oy ja Kemijoki Oy. Heiltä olemme saaneet koko projektin ajan tarvittavaa materiaalia mallinnusten luomiseen ja arvokkaita kommentteja.

2.2 Tavoitteet, tutkimuskysymykset

Projektin tavoitteena on luoda vaihtoehtoisia toteuttamissuunnitelmia loistehon kompensoinnille ja jännitteensäädölle verkon kokonaisuus huomioon ottaen. Tutkimuskysymyksissä on pohdittu käynnissä olevien muutostekijöiden vaikutusta jännitteensäädön ja loistehon hallintaan, nykyisten loistehotariffien ohjaavaa vaikutusta optimaaliseen suuntaan sekä mahdollisuutta hyötyä lähekkäin sijaitsevien alue- ja kantaverkkoliittymien säätö- ja loistehoresursseista. Tämän lisäksi on tarkasteltu tuotannon keskittymisen ja hajautumisen vaikutusta verkkoon, ja lopuksi on tarkoitus esittää malli siitä missä ja miten loistehon kompensointi on järkevintä toteuttaa. Samoin pohditaan, miten tulevaisuudessa loistehon kompensointi ja jännitteen säätö tulisi toteuttaa.

2.3 Tutkimuksen rajaus

Projektissa keskitytään pelkästään pysyvän tilan muutoksiin. Muutostilanteita kuten transientti- tai jännittestabiilisuutta ei tarkastella. Verkkomallissa jännitteensäätö on toteutettu käännytyksillä niin 400/110 kV:n sähköasemilla kuin 110/20 kV:n muuntajilla. Voimalaitokset osallistuvat voimalaitosten järjestelmätekniikan vaatimusten mukaisesti jännitteensäätöön.

Verkosta on luotu ns. ”perustilanne”, jonka pohjalta tapahtuvia muutoksia arvioidaan. Perustilanteessa ei ole kuvattuna erityisesti mitään skenaariota, vaan pyrkii parhaalla mahdollisella tavalla mallintamaan tilannetta, jossa kulutus, tuotanto ja verkko vastaavat tätä päivää, sopivasti skaalattuna mallinnetulle verkolle. Verkkomalli ei kuitenkaan pyri kuvaamaan Suomen sähköjärjestelmän ominaisuuksia, vaikka keskeisimmät rakenteet ja asiakaskäyttäytyminen ovatkin lähtöisin suomalaisesta järjestelmästä.

3. MALLINNUS

Tutkimuksessa käytetään PowerWorld-simulointiohjelmalla luotua verkkomallia, johon on otettu vaikutteita Suomen sähkönjakelujärjestelmästä. Tarkoitus ei kuitenkaan ole ollut luoda mallia vastaamaan täysin Suomen tilannetta, vaan muodostaa Suomen verkoille tyypillisiä käyttötilanteita kuvaava verkkomalli tutkimuskäyttöön. PowerWorld-ohjelmisto on sähkönsiirtoverkkojen mallintamiseen ja simulointiin kehitetty ohjelmisto, jonka tärkeimpänä ominaisuutena on tehonjakolaskenta, mutta sillä on mahdollista tutkia myös muun muassa verkon vikatilanteita. Tähän tutkimusprojektiin se valittiin simulointityökaluksi sen monipuolisuuden sekä visuaalisuutensa vuoksi.

PowerWorld:iin lisättiin tähän projektiin SimAuto-lisäosa, joka mahdollistaa Matlab-laskentaohjelman liittämisen osaksi simulointeja. SimAuto-lisäosan avulla Matlab pystyy ohjaamaan PowerWorld:illä mallinnettua simulointimallia, kuten muuttamaan kuormitus- ja tuotantopisteiden parametreja. Matlabin luodun koodin avulla myös aikasarjojen ajaminen simuloidulle verkolle on mahdollista ja tulosten käsittely helpottuu.

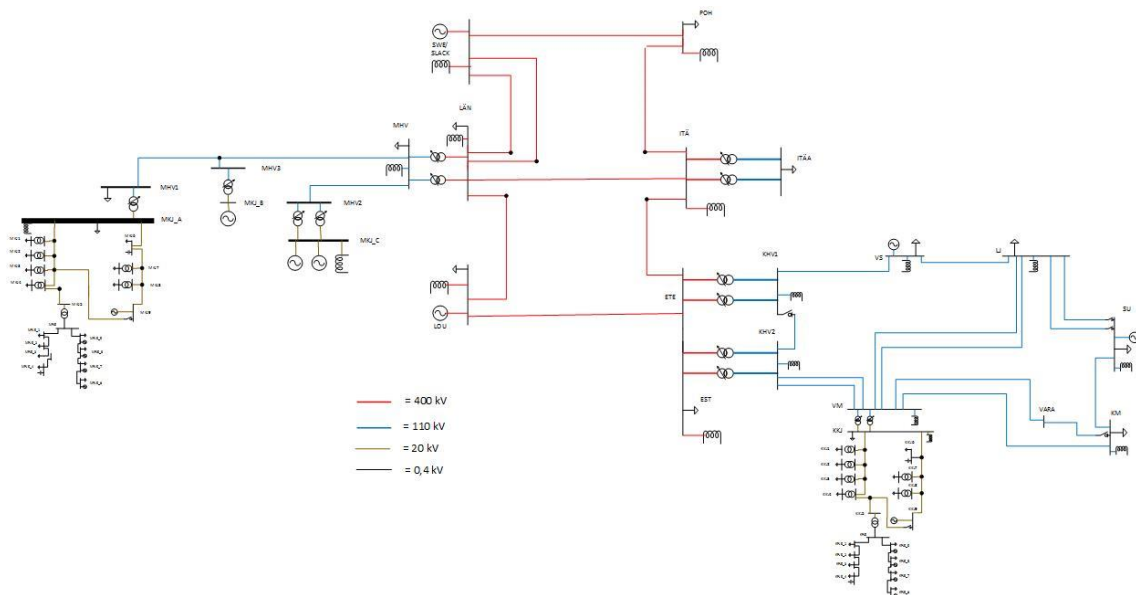
3.1 Verkkomallin kuvaus

Simuloitavan verkon mallinuksessa on ensisijaisesti pyritty kuvaamaan verkko tarkastelun tavoitteiden kannalta riittävän kattavasti, jossa loistehon virtauksia ja kompensointia voidaan tutkia useilla eri jännitetasoilla. Malli sisältää sähköverkkoa neljällä eri jänniteportalla: 400, 110, 20 ja 0,4 kV. Simulointimalli on esitetty kokonaisuudessaan kuvassa 1, jossa eri jännitetasot on myös eroteltu eri väreillä. Kuvassa punaisella esitetty 400 kV:n kantaverkko-osuus koostuu kuudesta solmupisteestä, joista kahdelle on mallinnettu tarkemmin jakeluverkkoa. Kantaverkon jokaiselle solmupisteelle on sijoitettu loistehon kompensointiin neljä 66 MVAR reaktoria, jotka kytkeytyvät verkkoon tarvittaessa. Kantaverkon johtovälien pituudet vaihtelevat 150 ja 350 kilometrin välillä.

Kantaverkkoon on mallin yläpäähän sijoitettu jäykkää verkkoa kuvaava solmupiste, jonka on ajateltu kuvaavan Pohjois-Suomen ja Ruotsin välistä rajasiirtoa sekä Pohjois-Suomen vesivoimatuotantoa, jolloin se myös säättää mallinnetun kantaverkon tehotasapainoa. 400 kV:n verkon länsipuolelle sijoittuu tarkemmin mallinnettu säteittäinen maaseudun jakeluverkko ja merkittävä määrä tuulivoimaa, jonka on ajateltu etäisesti kuvaavan Pohjanmaan aluetta. Tämän solmupisteen alapuolella on Länsi-Suomea jäljittelevä solmu, jossa oleva tuotanto kuvastaa Ruotsin ja Suomen välistä tasasähkösiirtoa sekä hyvin vakaata tuotantoa CHP-laitoksilla ja ydinvoimalla.

Kantaverkkomallin oikealla tai itäisellä puolella on kaksi solmupistettä, joille on mallinnettu ainoastaan kulutusta, mutta tämä mahdollistaa todenmukaisemman tilan muodostamisen kantaverkolle, kun johto-osuuksia, kulutuspisteitä ja reaktorikapasiteettia saadaan lisää. Kolmas ja eteläisin idänpuoleinen solmupiste sisältää kahden sähköaseman taakse mallinnetun rengasmaisen kaupunkijakeluverkon ja yhden kulutus-/tuotantopisteen jolla on hahmoteltu Suomen ja Viron välistä siirtoa.

Kantaverkon asemille on lisäksi sijoitettu kuormituspisteitä, joilla koko verkon kuormitus ja tehonvirtaukset on saatu oikealle tasolle. Koko mallinnetun verkon kulutus on skaalattu 10 %:iin Suomen kantaverkon tasosta. Koska kaikkea kuormaa ei ole ollut mahdollista kuvata tarkemmin mallinnettuihin jakeluverkkoihin on Pohjanmaata kuvaavan solmun ylimääräiselle kuormituspisteelle jaettu 15 %:a ja idänpuolella oleville kahdelle kuormituspisteelle 35 %:a sekä 50 %:a kantaverkon kokonaiskuormasta.



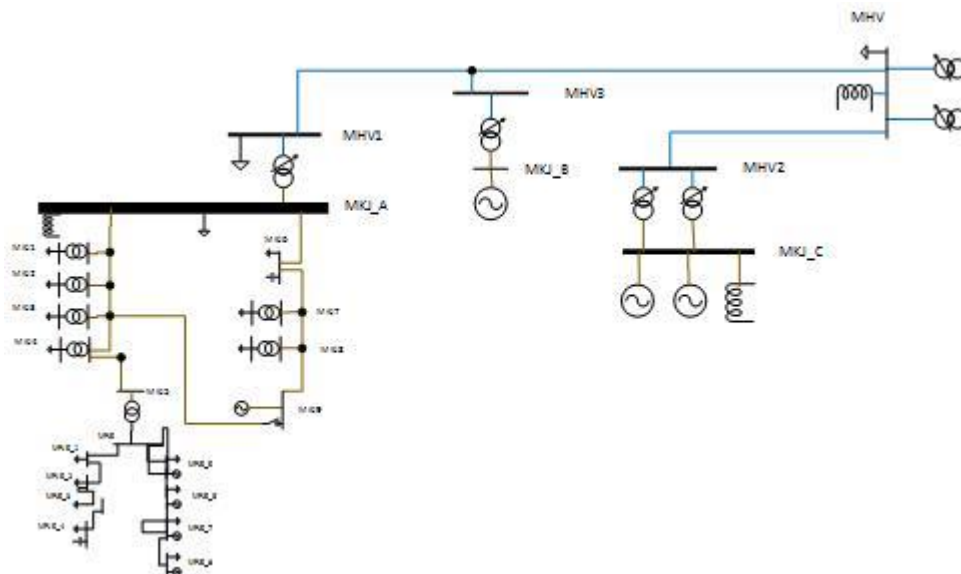
Kuva 1: Simuloitava verkkomalli

Kantaverkkomallin läntiselle puolelle mallinnettu maaseudun jakeluverkkomalli on esitetty tarkemmin kuvassa 2, jossa sinisellä värillä on merkitty 110 kV:n, ruskealla 20 kV:n ja mustalla 0,4 kV jakeluverkko. Kyseessä on maaseudulle tyypillinen säteittäisesti rakennettu jakeluverkko, joka koostuu kahdesta 110 kV:n johtolähdöstä. Toiselle johtolähdölle on sijoitettu 110/20 kV sähköasema ja tuotantolaitoksia, joilla kuvataan suuremman tuulivoimapuiston tuotantoa. Asemalta lähtevän toisen 110 kV:n johtolähdön varrelle on

myös sijoitettu yksittäistä pienempää tuulivoiman tuotantopistettä kuvaava generaattori sekä lähdön loppuun 110/20 kV sähköasema, joka syöttää 20 kV:n jakeluverkkoa.

Error! Reference source not found. kuvatus verkon pisteeseen ”MHV” on lisätty kuormituspiste kuvaamaan sähköasemalta lähteviä muita johtolähtöjä ja pisteeseen ”MHV1” kuormituspiste kuvaamaan johtolähdön lopussa olevaa muuta kuormaa, jota ei voitu kokonaisuudessaan mallintaa yhden 110/20 kV:n sähköaseman alle. Keskijänniteverkko koostuu kahdesta johtolähdöstä, joista toinen on mallinnettu avojohtona ja toinen kaapeloituna. Sähköaseman 20 kV:n kiskoon on liitetty myös kuormituspiste kuvaamaan muuntamolta lähteviä muita johtolähtöjä, joita ei ole erikseen mallinnettu.

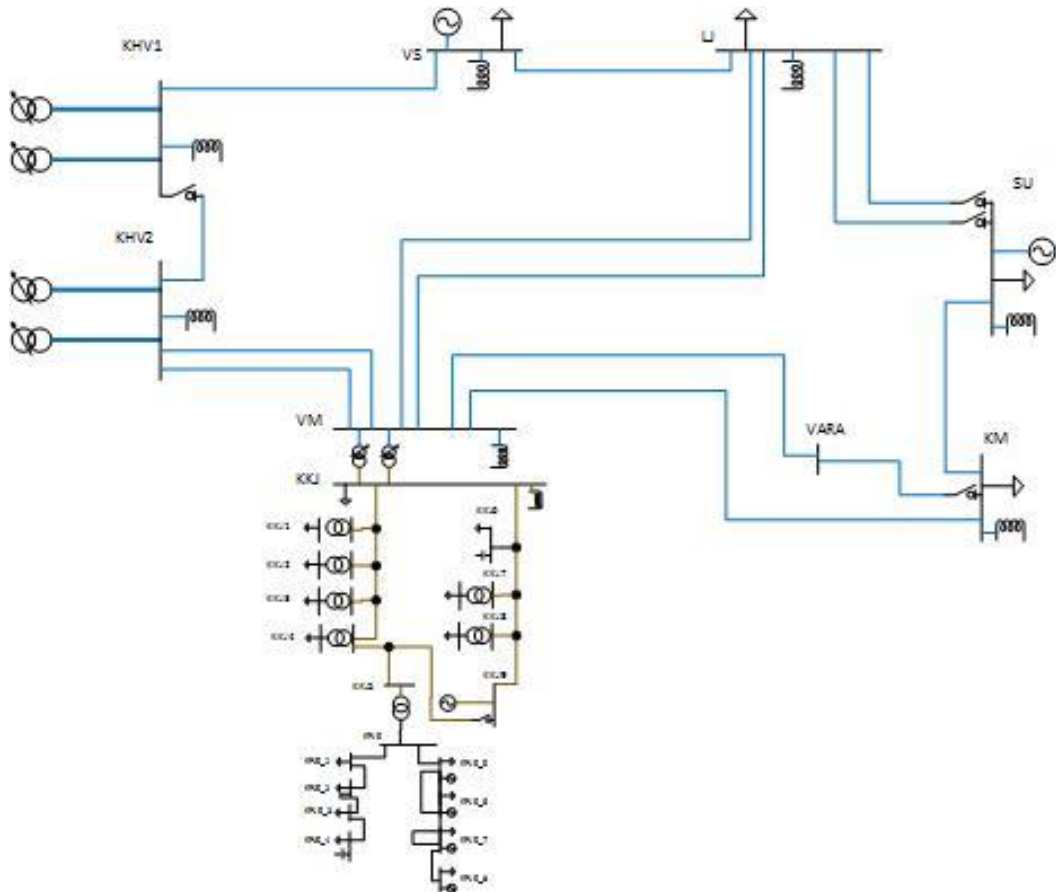
Keskijänniteverkkoon on kulutuksessa pyritty mallintamaan vaihtelevasti niin asutusta, palveluja ja pienimuotoista teollisuutta. Keskijänniteverkkoon on kaikkiaan mallinnettu 7 jakelumuuntamaa ja suora yksittäinen teollisuuskuluttaja, jolla on omaa kompensointikapasiteettia tarvittaessa kondensaattoripariston muodossa. 20 kV:n verkon avojohtolähdön viimeisen 20/0,4 kV:n jakelumuuntamon taakse on mallinnettu vielä tarkemmin 0,4 kV:n verkkoa, joka on lähtötilanteessa mallinnettu ilmajohdoilla ja sisältää verkosta irti-kytkettyjä tuotantopisteitä aurinkotuotannon kasvu-skenaariota varten.



Kuva 2: Maaseutuverkon rakenne

Kantaverkon oikeaan alanurkkaan, pisteeseen ”ETE”, on niin ikään mallinnettu tarkemmin kaupunkimaista jakeluverkkoa. Kahdelta 400/110 kV:n sähköasemalta syötetty, rengasmaisesti rakennettu 110 kV:n kaupunkiverkko sisältää maaseutuverkosta poiketen myös kaapeloituja osuuksia. **Error! Reference source not found.** esitetty 110 kV:n verkko sisältää viisi kuormituspistettä, joista kahteen on sijoitettu myös tuotantoa kuvaamaan verkossa olevia CHP-voimalaitoksia. Myös tässä verkossa on yhden 110/20 kV:n sähköaseman taakse mallinnettu tarkemmin 20 kV:n jakeluverkkoa ja niin ikään myös

yhden 20/0,4 kV:n jakelumuuntamon taakse 0,4 kV:n pienjänniteverkkoa. Pääasiassa kaupunkialueen keski- ja pienjänniteverkkojen mallinnus noudattaa samaa kaavaa kuin maaseutuverkon puolella, mutta kaupunkiverkossa kaikki johto-osuudet on kuvattu kaapeloituna jo lähtötilanteessa ja kuormitus on skaalattu vastaamaan tiheimmin asuttua aluetta. Lisäksi 110/20 kV:n sähköasema on varustettu kahdella rinnakkaisella päämuuntajalla.



Kuva 3: Kaupunkiverkon rakenne

Niin kaupunki- kuin maaseutuverkossa on 400/110 kV:n sähköaseman toisiopuolelle sijoitettu reaktorikapasiteettia, joka kytkeytyy verkkoon, mikäli kantaverkon liityntäpisteen loistehon siirto ylittää loistehoikkunan asettamat rajat.

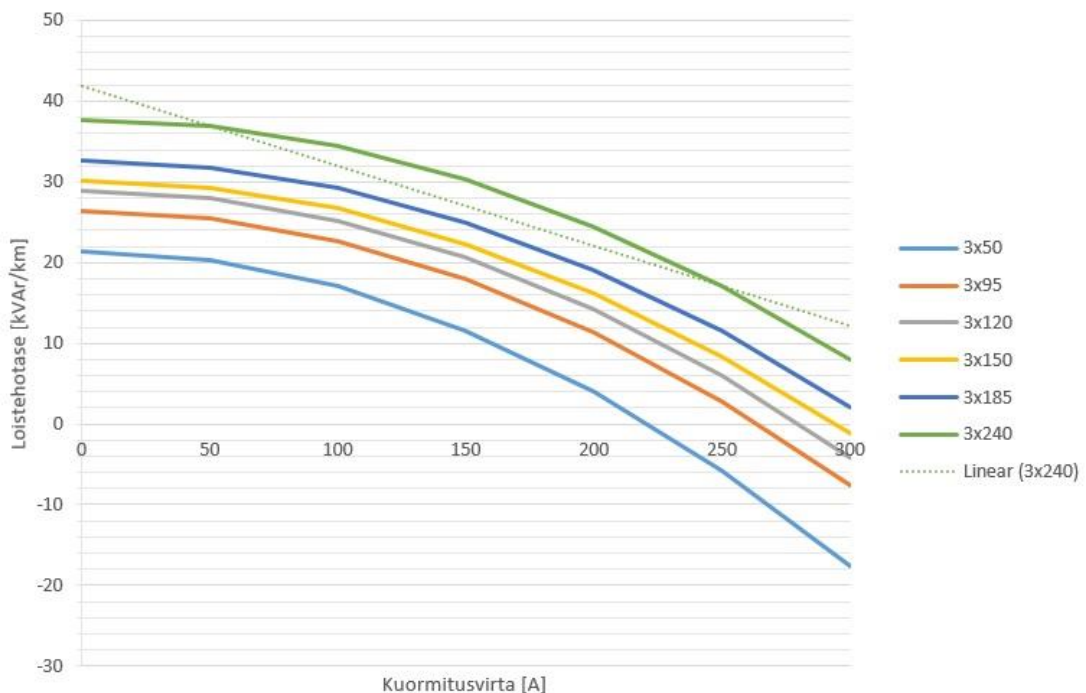
3.2 Skenaarioiden mallintaminen

Mallinnettua verkkoa simuloitiin nykytilannetta vastaavassa perustilassa, mutta tämän lisäksi erilaisia skenaarioita käytiin läpi, jotka kuvastavat mahdollisia tulevaisuudessa tapahtuvia muutoksia sähköverkoissa. Erityisesti jakeluverkkojen kaapelointiasteen nousu haja-asutusalueilla ja maaseudulla sekä kasvava pientuotanto lähellä kulutuspaikkoja, esimerkiksi aurinkopaneelien muodossa, lisäävät haasteita loistehotaseen ja jännitetasojen hallintaan.

3.2.1 Kaapelointiskenaario

Kaapelointiasteen kasvun ollessa yksi merkittävistä loistehotaseeseen vaikuttavista tekijöistä tulevaisuudessa on sen vaikutusta pyritty tutkimaan erityisellä kaapelointiskenaariolla. Kaapelointiskenaariossa on keskitytty pitkälti maaseutujakeluverkon voimakkaaseen kaapeloinnin lisäämiseen. Verkossa on kolme kulutuspistettä, joilla mallinnetaan lisääntyvää kaapelointia. Ensimmäinen on kuvattu suoraan keskijänniteverkon ”muun verkon” kuvaamiseen tarkoitettuun pisteeseen, joka on heti 110/20 kV:n alajännitepuolella. Toinen on kuvattu 110 kV johtolähdön loppupäähän, lähelle 20 kV:n tarkemmin mallinnettua verkkoa ja kolmas 400/110 kV:n liittymispisteen alajännitepuolen kiskoon.

20 kV:n verkon kaapeloinnin mallinnus on toteutettu mittaamalla 110/20 kV:n muuntajan alajännitepuolelle kuvatun kulutuspisteen virtaa. Tämä kulutuspiste on luotu kuvaamaan muuta 20 kV:n verkkoa, kun mallissa itsessään keskitytään vain pieneen osaan siitä. Virran kulutuksen mukaan on laskettu AHXAMK-W 3x240 –kaapelin linearisoidun mallin loistehon tuotanto, jota syntyy verkkoon. Syntyvä loisteho on kääntäen verrannollinen virran suuruuteen ja suoraan verrannollinen kaapelin pituuteen. Alla olevassa kuvassa on loistehotasekäyriä erilaisista AHXAMK-W kaapeleista eri kuormitusvirroilla. Kyseisen ratkaisun avulla taustaverkon loistehon tuotanto voidaan ratkaista ilman iterointia, jolloin laskenta yksinkertaistuu laskentatulosten tarkkuuden kärsimättä kuitenkin oleellisesti.



Kuva 4: AHXAMK-W kaapeleiden loistehotaseita eri kuormitusvirroilla

110 kV:n verkossa kuvataan tilanne samalla tavoin kuin yllä, olettaen, että 110 kV:n johdoja ei korvata kaapeleilla vaan lisätyt kulutuspaikat kuvaavat 20 kV:n lisätyä kaapelointia. 110 kV:n johtimia ei oleteta kaapeloitavaksi samalla tavoin kuin kaupunkiverkossa. Kaupunkiverkon kaapelointi on luonnollista tilanpuutteen vuoksi eikä tällaista ongelmaa ole odotettavissa lähitulevaisuudessa maaseudun puolella.

3.2.2 Aurinkotuotanto

Aurinkotuotantoskenaariossa pyrittiin mallintamaan tilannetta, jossa aurinkopaneelien määrä lisääntyy keski- ja pienjänniteverkossa. Skenaariossa pienjänniteverkkoon kaupungissa ja maaseudulla lisättiin tuotantopaikkoja kuvaamaan kuluttajille asennettuja aurinkopaneeleja. 20 kV ja 110 kV verkoissa lisääntynyt pientuotanto huomioitiin kuormituspisteiden kuormituskäyrissä.

Lisääntyneen pätötehon tuotannon lisäksi aurinkopaneelien jännitteensäätötapoja mallinnettiin skenaariossa kolmella eri tavalla. Ensimmäisenä tuotantopaikkojen tehokerroin pidettiin arvossa 1, eli ilman minkäänlaista loistehonsäätöä. Toisena säätötapana oli tuotantopaikkojen loistehon säätö, kun tuotettiin myös pätötehoa. Tällöin tuotantopaikka osallistui jännitteensäätöön maksimissaan 0,95 tehokertoimella. Kolmantena versiona aurinkopaneelien jännitteensäätökapasiteetti on käytössä joiltain osin myös silloin kun pätötehoa ei tuoteta lainkaan, kuten yöaikaan.

3.2.3 Säästöskenaario

Niin sanotussa säästöskenaariossa on otettu huomioon asiakkaiden kulutuksen muuttuminen. Tämä myös reaali maailmassa havaittu kehitys kohdistuu niin pätö- kuin loistehon kulutukseen, johtuen erityisesti valaistuksen ja sähkölaitteiden yleisen energiatehokkuuden kehittämiseen.

Tässä skenaariossa kulutuspaikkojen pätötehon on oletettu pienenevän 20 %:lla ja loistehon kulutuksen vähentyvän 70 %:lla, mutta loistehon silti pysyvän induktiivisella puolella.

3.2.4 Sähköautoskenaario

Sähköautoskenaariossa on oletettu ladattavien sähköautojen määrän lisääntyvän merkittävästi. Skenaariosta on kuitenkin jätetty pois mahdollisuus sähköautojen toimimisesta energiavarastona, eli ainoastaan energian otto verkosta on huomioitu. Merkittävin vaikutus sähköautojen latauksella on oletettu olevan normaalien työskentelyaikojen jälkeen alkullisesta sekä edullisemman sähkön hinnan aikaan yöllä.

3.2.5 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautettua kompensointia kuvaavassa skenaariossa useita reaktoreita sijoitettiin 20 kV:n ja 110 kV:n verkkoon ne kytkeytyivät verkkoon aina yöaikaan. Yöajaksi skenaarioon oli määritelty 22-06. Maaseutuverkon puolella käytettiin 3 MVAR:n reaktoreita 20 kV:n jakeluverkon puolella ja kaupunkiverkon puolella reaktorikoko oli 10 MVAR 110 kV:n alueverkossa ja näitä oli maksimissaan liitettynä 5 kappaletta.

4. TEKNISET TULOKSET

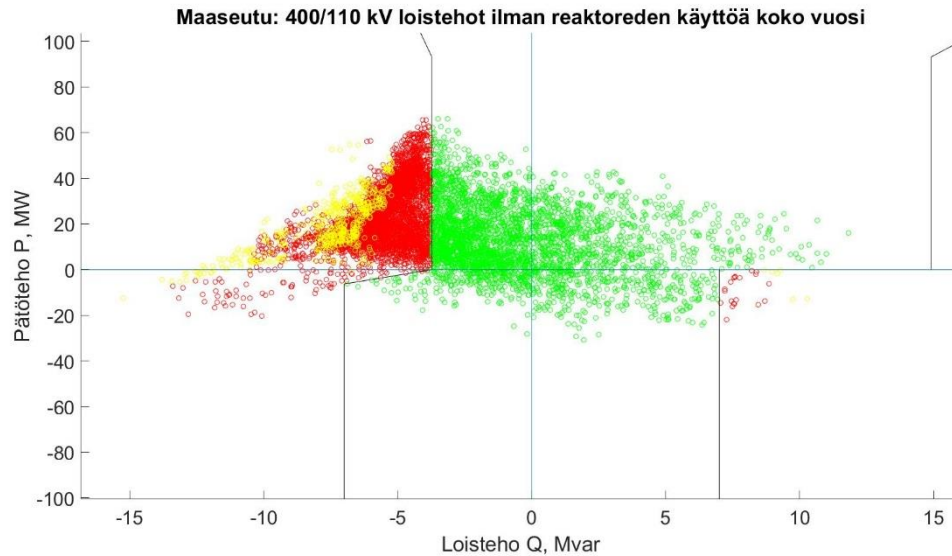
Analyysissa on lähdetty liikkeelle ns. perustilanteesta, jota on sovitettu niin, että sähköverkko jotakuinkin vastaisi nykyisen sähköjärjestelmän perusrakennetta ja mitoitusperiaatteita. Verkko esittää sähköverkkoa pienoiskoossa jännitteensäädön ja loistehonhallinnan näkökulmasta nähtynä. Tämän lisäksi on luotu 5 erilaista skenaariota, joilla mallinetaan tulevaisuuden erilaisia tilanteita.

4.1 Perustilanne

Perustilanteessa verkkoa käytetään lähes ilman jakeluverkkoihin liitettyjä reaktoreita niin, että jos loistehorajat ylittävät loistehon antopuolelta, käynnistyvät reaktorit verkkojen liittymispisteillä. Maaseutuverkon 400/110 kV:n liittymispisteessä on yksi 10 MVAR:n reaktori ja kaupunkiverkolla kaksi 10 MVAR:n reaktoria. Maaseutuverkon puolella on lisäksi tarkoitus tarkastella liittymispisteenä 110/20 kV:n sähköasemaa, jolloin 110 kV:n verkon omistaa toinen jakeluverkko- tai alueverkkoyhtiö.

4.1.1 Maaseutuverkko

Maaseutuverkon kuormitus on keveähköä ja verkon johdot ovat lähes ympäri vuoden aliluonnollisella teholla perustilanteessa. Tämä vastaa pitkälti tällä hetkellä käytännössä maaseutuverkkojen tilannetta Suomessa. Kesällä loistehon anto lisääntyy, kun verkon kuormitus on pienempää ja johtojen kapasitiiviset reaktanssit tuottavat loistehoa. Pätö- ja loistehojen haulikkokuvissa punaiset pallot kuvaavat ikkunan ylitystä, ja keltaiset Fingridin ohjeistuksen mukaisia lievennyksiä, joita lasketaan 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä kuukaudessa. Vihreät pallot taas kuvastavat hetkiä jolloin loistehot pysyvät ikkunan rajoissa.

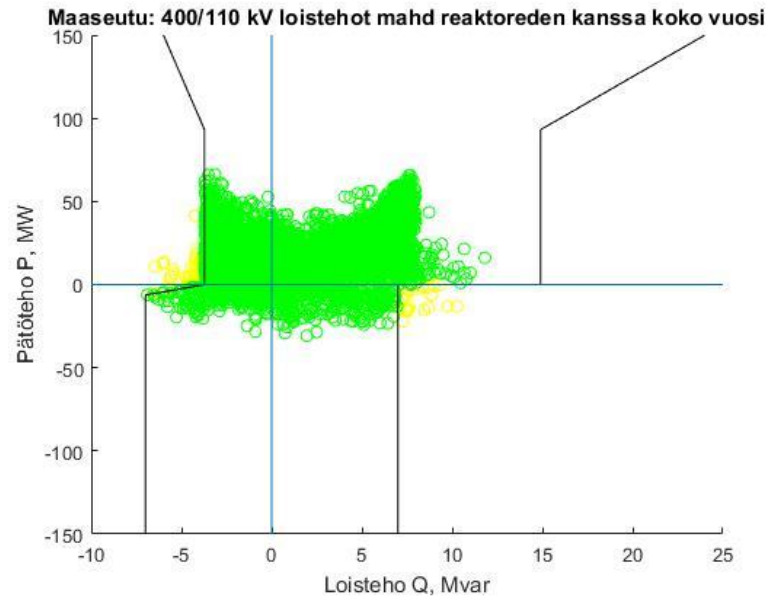


Kuva 5: Maaseutuverkon loistehoikkuna ennen reaktoreiden käyttöä, koko vuosi

Kuvan 4 vaaka-akselin positiivinen puoli kuvastaa tilannetta, jossa kantaverkosta otetaan loistehoa, kun taas negatiivinen puoli kuvastaa loistehon antoa. Pystyakselin positiivinen puoli kuvaa pätötehon ottoa ja negatiivinen pätötehon antoa. Kuva 4 esittää maaseutuverkon liityntäpisteen tilannetta 400/110 kV:n muuntajien (solmujen LÄN ja MHV välissä) läpi virtaavien alajännitepuolen tehojen suhteen. Verkossa oleva tuulivoimatuotanto vaikuttaa verkon loistehotaseeseen. Tuulivoimalat on asetettu VJV:n mukaisesti osallistumaan jännitteensäätöön ja niille on asetettu tavoitejännitteeksi 1,07 pu, eli 118 kV.

Reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen reaktori (10 MVar) kytkeytyy verkossa aina kun loistehoikkuna ylittää. Reaktorin ansiosta loistehoikkuna ei enää ylity tämän ollessa kytkettynä. Aiemmat ylitykset siirtyvät loistehoikkunan keskustan suuntaan, kun loistehon antorajat ylittyvät. Alla olevasta kuvasta on nähtävissä koko vuoden muutokset reaktorin kanssa.



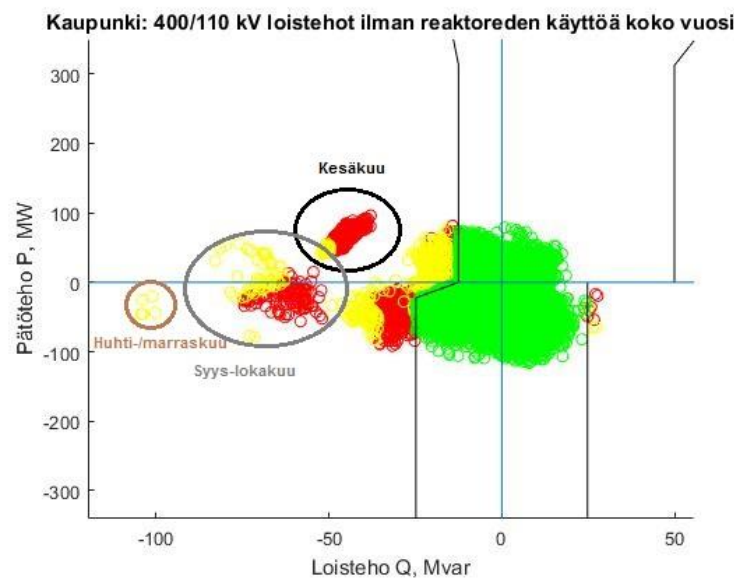
Kuva 6: Maaseutuverkon loistehot reaktoreiden kanssa koko vuotena

Reaktorit siirtävät käytännössä kaikki maaseutuverkon loistehonannon ylitykset loistehoikkunan sisälle, ja muutamat jäljelle jäävät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Huomattavaa on, että ikkuna ylittyy loistehonoton puolelta, kun pätötehoa syötetään kantaverkkoon. Nämä ylitykset ajoittuvat syys-lokakuulle, jolloin tuulivoiman tuotanto on suurta. Tällöin muu verkko on keveähköllä kuormituksella ja pätötehoa syötetään kanta-verkkoon. Jotta jännitetaso ei nousisi liian suureksi, kuluttavat tuulipuistot loistehoa, jonka vuoksi myös raja ylitetään. Jos reaktori pidetään jatkuvasti käytössä, kuten tässä tarkastelussa on tehty, voi tuulipuiston ja reaktorin yhteisvaikutus ylittää loistehoikkunan otopuolelta. Simuloiduissa tilanteissa loistehoylitykset kuuluvat kuitenkin lievennysten piiriin, joten tässä tapauksessa tuulivoimaloiden jännitteensäätö ei aiheuta kustannuksia jakeluverkkoyhtiölle. Keveähköstä kuormituksesta johtuen olisi 110 kV:n verkon jännitetasoa voinut päämuuntajilla hieman laskea suuren tuulivoimatuotannon aikana, jolloin tuulivoimaloiden ei olisi tarvinnut kuluttaa niin paljoa loistehoa. Tällä olisi ollut myös positiivinen vaikutus häviöihin reaktorihäviöiden, tuulivoimalan konvertterihäviöiden ja loistehonsiirron aiheuttamien pätöteohäviöiden kautta. Tällaisen säätötavan toteuttaminen vaatisi kuitenkin uudenlaista yhteistyötä ja tiedonvaihtoa kanta- ja jakeluverkkojen välillä.

4.1.2 Kaupunkiverkko

Kaupunkiverkossa huomataan, että vastapainelaitosten jännitteensäätö vaikuttaa voimakkaasti loistehotaseeseen. Voimalaitokset ovat mukana jännitteensäädössä VJV:n ohjeiden

mukaisesti ja pyrkivät pitämään verkon jännitteen 1,07 p.u. :ssa (118 kV). Monessa tilanteessa voimalaitokset syöttävät kantaverkkoon loistehoa ylläpitäessään liittymispisteensä jännitettä. Reaktoreiden käynnistyessä vaikutukset ovat suhteessa pieniä, sillä näiden kytkeminen muuttaa voimalaitosten magnetointia. Ilmiö vastaa kutakuinkin todellista tilannetta verkon toiminnasta. Vastapainelaitokset osallistuvat jännitteensäätöön tavoitellen tiettyä jännitetasoa ilman, että niille olisi asetettu mitään tiettyä jännitteensäätörajoja. Simuloinnissa on huomioitava, että vastapainelaitokset eivät ole käynnissä kesäkuussa, jolloin nämä laitokset eivät voi osallistua loistehon kompensointiin tai jännitteensäätöön. Tällöin reaktorin kompensointikyky on huomattava. Alla olevasta kuvasta nähdään koko vuoden loistehoikkuna ilman reaktoreiden osallistumista kompensointiin.



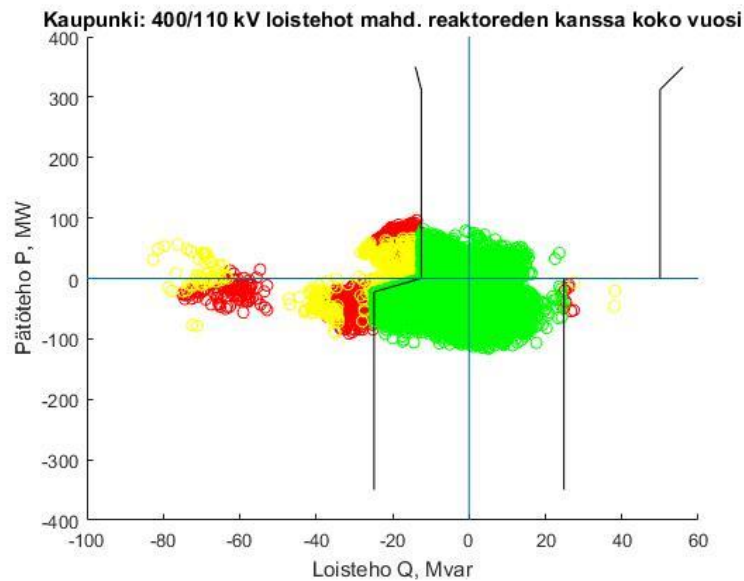
Kuva 7: Kaupunkiverkon loistehot koko vuotena ilman reaktoreiden käyttöä

Merkittävimmät loistehoikkunan ylitykset osuvat kesälle, mutta sen lisäksi merkittäviä ylityksiä tapahtuu tammikuussa, sekä syys-lokakuussa. Tammikuun ylitykset tapahtuvat lähellä ikkunan rajaa, kun pätötehoa annetaan kantaverkon suuntaan. Syys-lokakuun ylitykset ylittävät merkittävästi ikkunan. Tällöin voimalaitokset ovat voimakkaasti ylimagnetoituina ja tuottavat loistehoa verkkoon. Samalla johdot ovat kevyellä kuormalla ja toimivat aliluonnollisella tehoalueella. Kesän ylitykset osuvat odotetusti pätötehon oton puolelle ja loistehonannon puolelle kevyestä kuormituksesta ja voimaloiden seisokista johtuen.

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa ylitykset siirtyvät odotettua vähemmän kohti ikkunaa. Voimalaitosten ollessa kiinni verkossa, ne muuttavat magnetointiaan sen mukaan, miten reaktorit ovat

kiinni verkossa. Huomattava vaikutus tapahtuu kesäkuussa, jolloin vastapainelaitokset eivät ole käynnissä, jolloin ne eivät osallistu jännitteensäätöön. Alla olevassa kuvassa havaitaan kokovuoden toimintapisteet, kun reaktorit ovat ylityksissä kytkettynä.



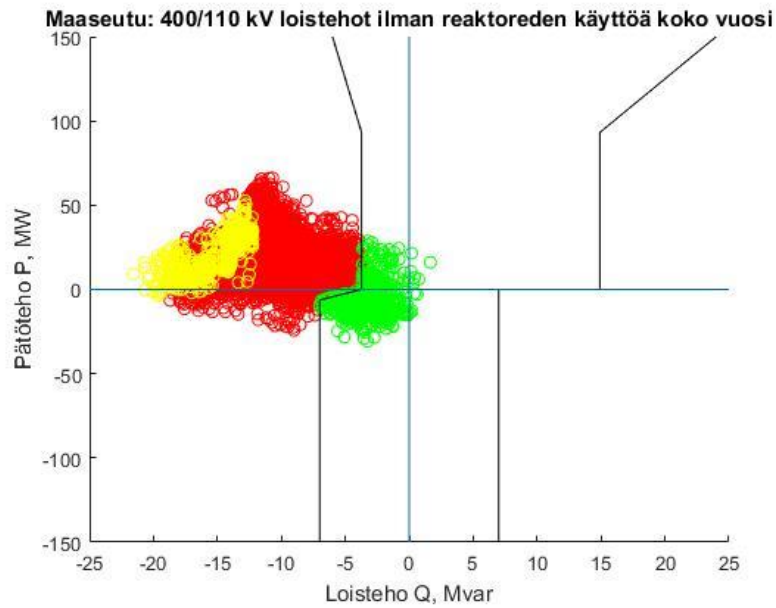
Kuva 8: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa

Kahdesta 10 MVAR:n reaktorista huolimatta ylityksiä ei pystytä kokonaan kompensoimaan. Tästä koituu verkkoyhtiölle loistehotariffien mukaisia maksuja, joista lisää seuraavassa kappaleessa.

4.2 Kaapelointiskenaario

Kaupunkiverkko on valmiiksi hyvin vahvasti kaapeloitua, eikä ole odotettavissa voimakasta kaapelointiasteen kasvua lähitulevaisuudessa. Tämän vuoksi skenaariossa ei ole juurikaan tehty muutoksia kaupunkiverkon puolelle.

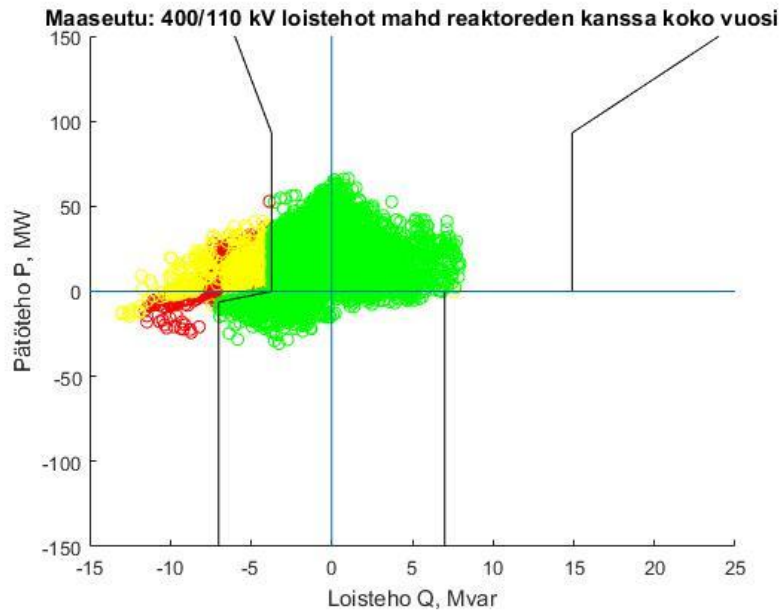
Maaseutuverkolla loistehoikkuna ylittyy odotetusti loistehonannon puolelta. Merkittävimmät ylitykset ajoittuvat touko-heinäkuulle, mutta myös maaliskuulle ja syyskuun lopulle.



Kuva 9: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreiden käyttöä

4.2.1 Reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen 10 MVAR reaktorin kanssa tilanteet siirtyvät osittain loistehoikkunan sisälle, mutta kompensointi ei tässä kohtaa ole riittävä. Alla jälleen kuvaaja koko vuoden tilanteesta.



Kuva 10: Maaseutuverkon loistehot koko vuotena reaktoreiden kanssa

Kaupunkiverkon osalta tarkastelua ei tehty, sillä sille ei nähty tarvetta verkon luonteen vuoksi.

4.3 Aurinkotuotanto

Hajautettua tuotantoa on verkossa kaikissa skenaarioissa maaseutuverkon puolella tuuli-voiman muodossa. Tämän lisäksi on mallinnettu skenaario, jossa aurinkoenergia toimii verkossa kolmella eri tavalla. Aurinkoenergiaa on mallinnettu molempiin verkkoihin 400 V:n puolelle neljään tuotantopisteeseen ja tämän lisäksi yhdet isommat tuotantoyksiköt 20 kV:n verkkoon. Tämän lisäksi tuotantoa mallinnetaan 20 kV:n ja 110 kV:n verkoissa kulutusasteilla huomioimalla aurinkotuotanto kuormituskäyrissä.

Ensimmäisessä variaatiossa aurinkovoimalat toimivat tehokertoimella yksi, eikä näin osallistu mitenkään jännitteensäätöön. Voimalat tuottavat siis ainoastaan pätötehoa päiväsaikaan ja ovat tuottavimmillaan valoisaan vuodenaikaan.

Toisessa variaatiossa tuotantolaitokset osallistuvat jännitteensäätöön ollessaan kytkettynä verkkoon ja tuottaessaan pätötehoa. Osallistuminen loistehon kompensointiin tapahtuu ns. tehokerroinsäädöllä samoin kuten tuuli-voimaloilla. Loistehontuotannon/ -kulutuksen rajat tulevat siis kulloisenkin ajanhetken pätötehon suuruudesta suhteutettuna. Säädössä käytettävä tehokerroin on 0,95. Kuormituskäyriin kuvattu aurinkotuotanto toimii siitä huolimatta edelleen tehokertoimella yksi. Tehokerroin säätö päätettiin jättää toteuttamatta

kuormituskäyrillä, sillä se olisi vaatinut haastavan säädön toteuttamista verkon jännitetason iterointiin perustuen. Sen sijaan säädön vaikutusta on syytä analysoida tarkemmin keskijänniteverkon puolella, jonka tuotantoyksiköt osallistuvat jännitteensäätöön.

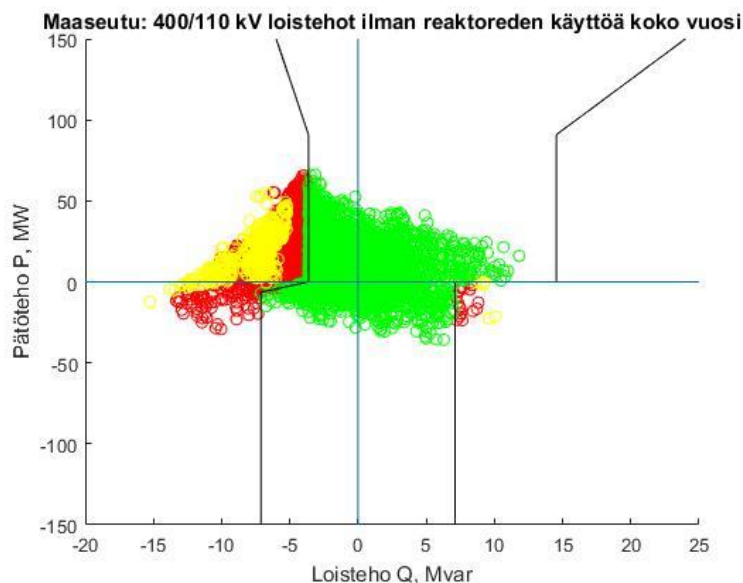
Kolmannessa variaatiossa aurinkovoimaloiden vaihtosuuntaajat osallistuvat loistehon kompensointiin myös yöaikaan ja ottavat tarvitsemansa häviötehon verkosta.

4.3.1 Tehokertoimella 1

Yleisesti on huomattavaa, että pätötehon tuotanto kasvaa verkossa. Loistehoylitysten muutokset ovat pieniä, mutta maaseutuverkolla maksut ilman reaktorin käyttöä kasvaa hieman. Kaupunkiverkolla on taas havaittavissa pientä kustannusten laskua.

Maaseutuverkko

Maaseutuverkossa ei ole kuitenkaan nähtävissä erityisen suurta muutosta perustilanteen kannalta. Taloudellisissa laskelmissa huomataan, että ero ei näy niinkään loistehomaksujen suuruudessa, vaan loisenergiamaksuissa on nähtävissä noin 5% kasvu perustilanteeseen verrattuna.



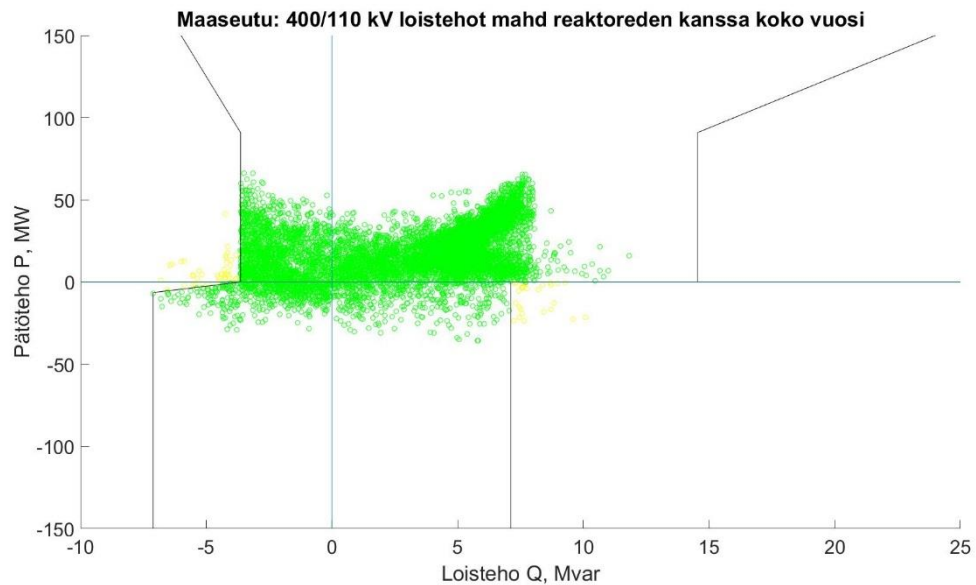
Kuva 11: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita

Verkon muuta verkkoa kuvaaville kulutuspaikoille on mallinnettu tuotannossa olevaa aurinkoenergiaa, siten että se vähentää pätötehon kulutusta. Kuvassa 11 nähdään aurinkotuotannon vaikutuksen muutos loistehoikkunaan. Pätötehon tuotanto lisääntyy verkossa ja ylityksistä johtuvat loistehomaksut lisääntyvät hieman. Tämä johtuu osittain siitä, että

isoilla muuta verkkoa kuvaavilla kuormituspisteillä pätötehon kulutus laskee niillä tunneilla, kun kulutus on muutenkin vähäisempää (kesäaika). Johtojen loistehon tuotanto pienenevän kuormituksen myötä kasvaa.

Reaktoreiden kanssa

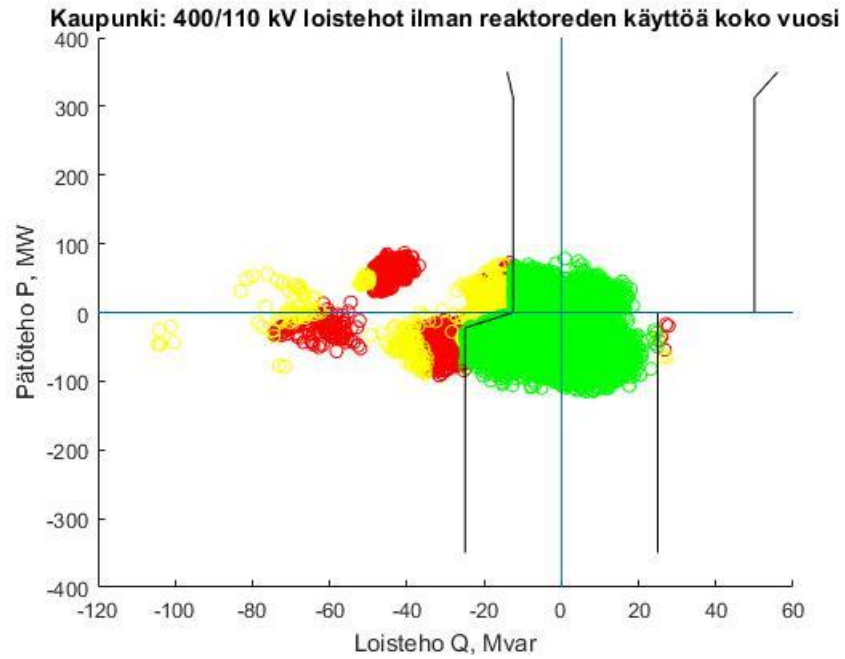
Reaktoreiden kanssa ylitykset siirtyvät loistehoikkunan sisälle ja jäljelle jäävät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Alla oleva kuva selventää tilannetta.



Kuva 12: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa

Kaupunkiverkko

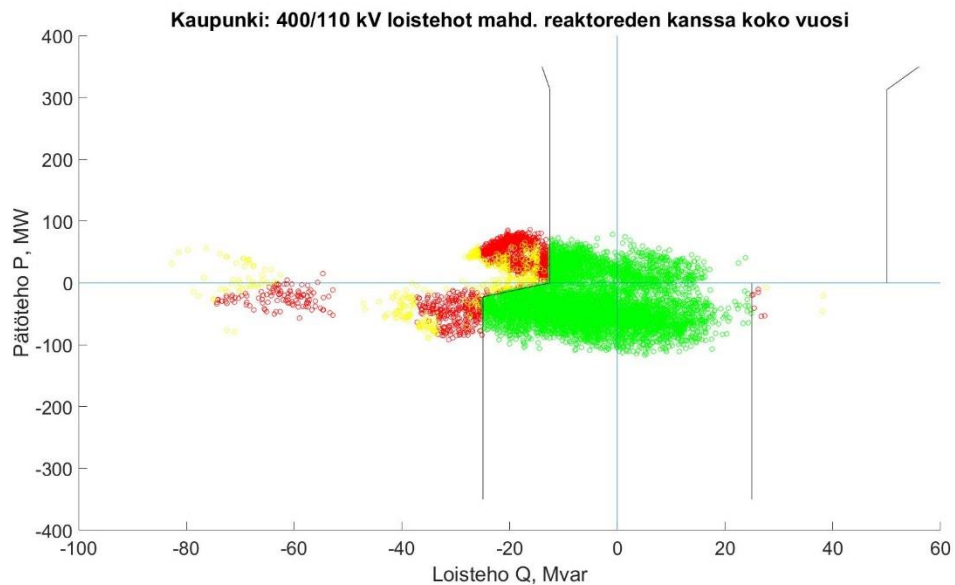
Kaupunkiverkon puolella muutos on niin ikään pientä, mutta näkyy hieman suurempana pätötehon tuotantona, etenkin kesäkuun kohdalla. Muuten erot perustilanteeseen ovat kohtalaisen pienet. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 13: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne käyttäytyy samaan tapaan kuin perustilanteessa. Muutos näkyy huomattavimmin kesäkuun tilanteessa, mutta myös yleisellä tasolla on havaittavissa pientä siirtymää ikkunaa kohti. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



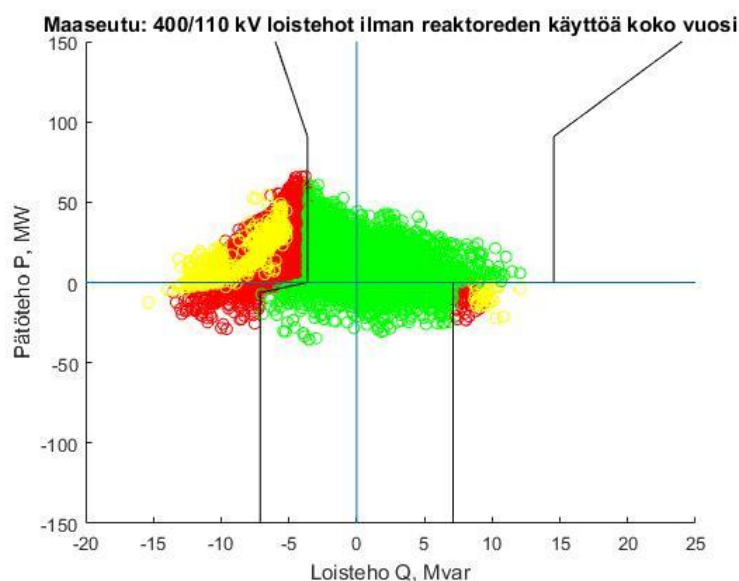
Kuva 14: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa

4.3.2 Jännitteensäätö kun pätötehoa tuotetaan

Aurinkotuotannon osallistuminen jännitteensäätöön muuttaa loistehotasetta huomattavasti, etenkin kaupunkiverkossa. Keskijänniteverkolla aurinkotuotanto on asetettu tavoittelemaan jännitetasoa 1,03 pu (20,6 kV) ja pienjänniteverkolla tasoa 1,00 pu (0,4 kV), kuuntajien käännytkinsäädön tavoitearvot ovat 1.07 pu (118 kV) 400/110 kV muuntajille ja 1.03 pu (20.6 kV) 110/20 kV muuntajille.

Maaseutuverkko

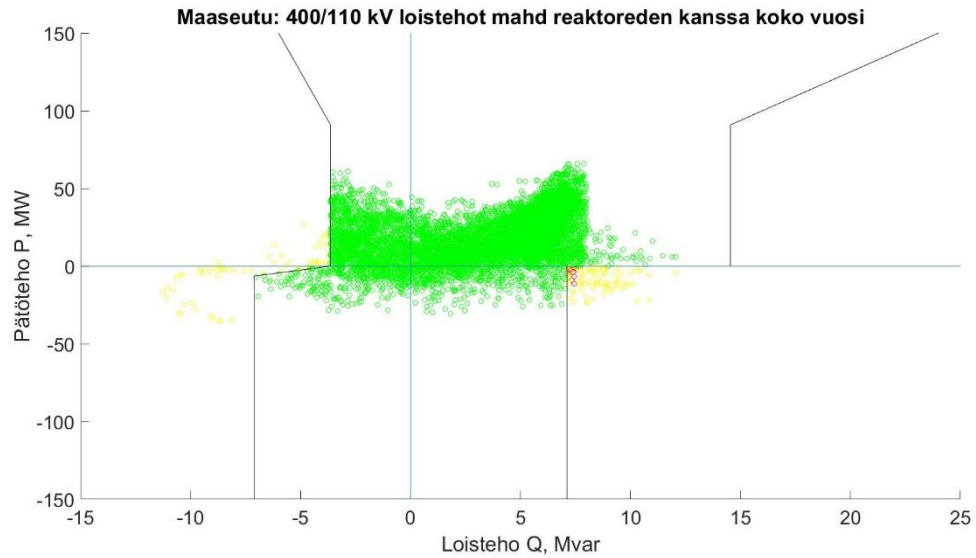
Maaseutuverkon puolella muutos näkyy lisääntyvinä ylityksinä niin annon kuin otonkin puolelta. Sekä tehomaksut, että energiamaksut kasvavat verrattuna tehokertoimien ollessa 1. Alla oleva kuvaaja havainnollistaa tilannetta.



Kuva 15: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, jännitteensäätö kun tuotantoa

Reaktorien kanssa

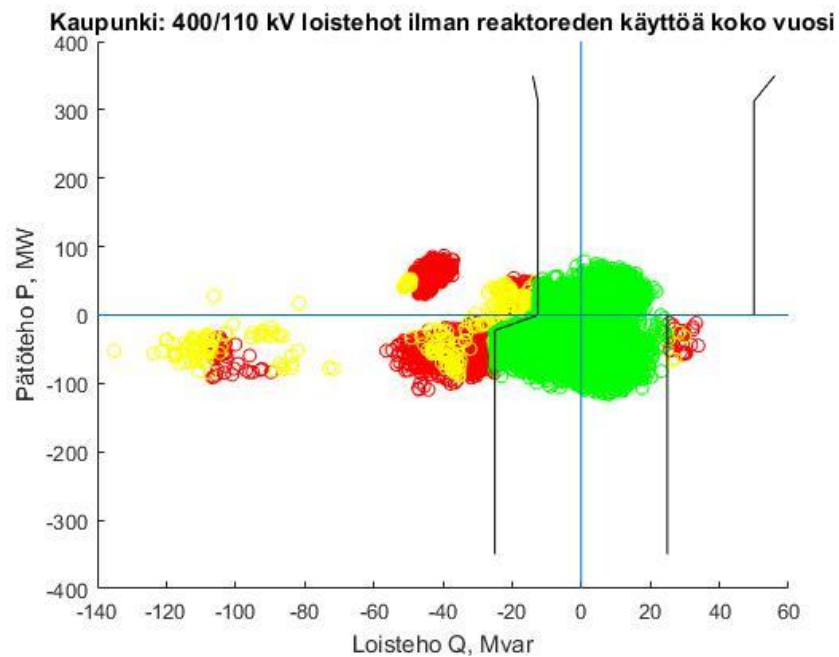
Reaktorien kanssa ei vältetä täysin loistehomaksuja. Rajan ylitykset loistehon oton puolelta sisältyvät maksuihin. Kompensoinnista huolimatta loistehon annolla jää muutamia tilanteita selkeästi yli ikkunan, kun pätötehoa syötetään verkkoon. Nämä ylitykset ajoittuvat kesäkuun loppupuolelle.



Kuva 16: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, jänniteensäätö kun tuotantoa

Kaupunkiverkko

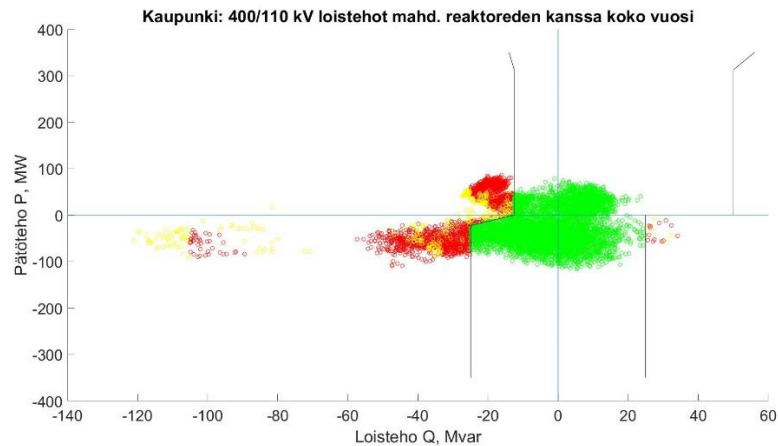
Kaupunkiverkon jänniteensäädössä ylitysten suuruudet kasvavatannon puolelta ja samoin ylityksiä tapahtuu myös loistehon oton puolelta. Ero on merkittävä aiempiin tilanteisiin. Suurimmat ylitykset osuvat yllättäen helmikuulle, jolloin pätöteho tuotanto on voimakasta. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 17: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, jänniteensäätö kun tuotantoa

Reaktorien kanssa

Reaktorien kanssa suurimpien ylitysten määrä antopuolella vähenee, samalla se vähentää myös ottopuolen ylityksiä. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



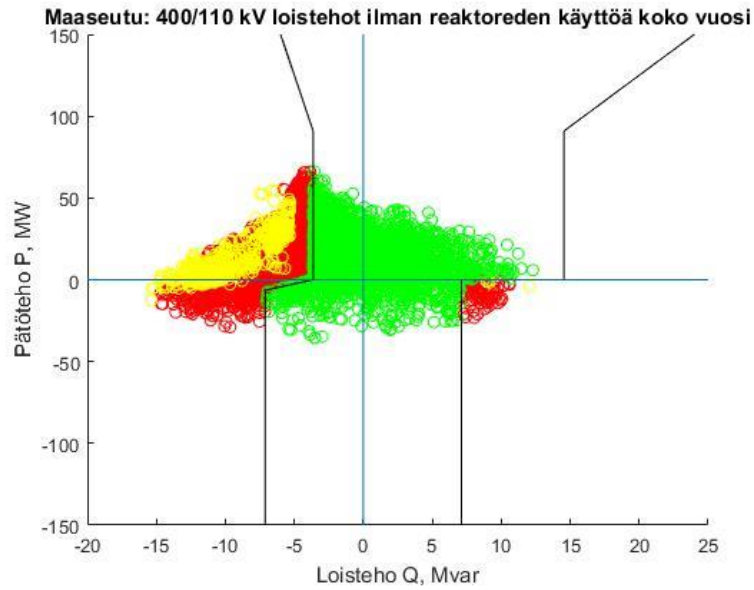
Kuva 18: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, jännitteensäätö kun tuotantoa

4.3.3 Ympäri vuorokautinen jännitteensäätö

Kolmannessa variaatiossa oli käytössä ympäri vuorokautinen jännitteensäätö. Aurinkoenergiajärjestelmien vaihtosuuntaajat osallistuivat jännitteensäätöön, vaikka pätehoa ei syötettykään verkkoon. Ympäri vuorokautinen jännitteensäätö aiheuttaa aurinkovoimalan invertterissä häviöitä, jotka otetaan verkosta siinä tapauksessa, ettei voimala itse tuota sähköä.

Maaseutuverkko

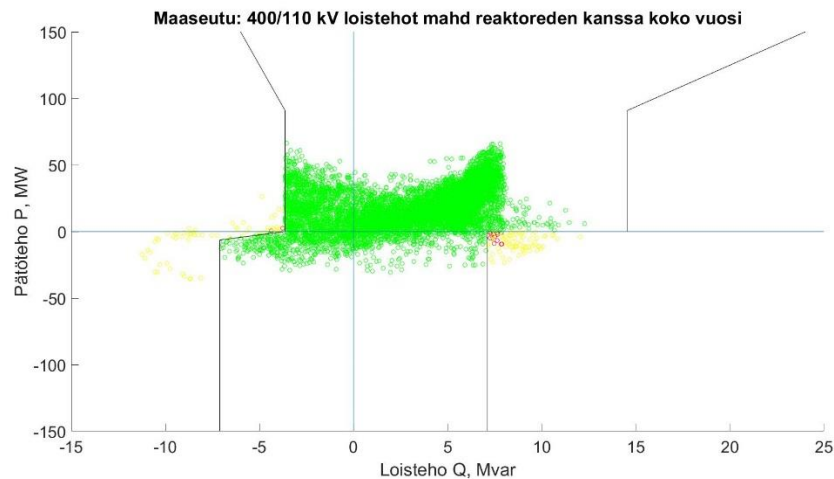
Maaseutuverkossa ympäri vuorokautinen jännitteensäätö lisää ylityksiä aiemmista tilanteista entisestään. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 19: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, ympärivuotinen jännitteensäätö

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne ei juurikaan eroa tilanteesta, jossa tehokerroinsäätö on käytössä pätötehoa tuottaessa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.

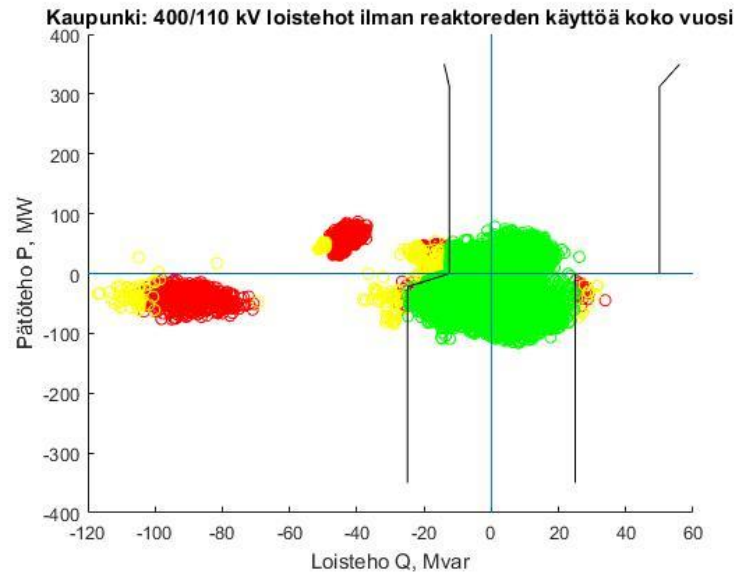


Kuva 20: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, ympärivuotinen jännitteensäätö

Kaupunkiverkko

Kaupunkiverkossa ylitysten kannalta tilanne huononee entisestään, kun säätö asetetaan ympärivuotiseksi. Erityisesti tammikuun tunneilla ylitykset ovat räikeitä, joka näkyy suurimpana ryppäänä loistehonannon ylityksissä. Tässä tilanteessa voimalaitokset reagoivat

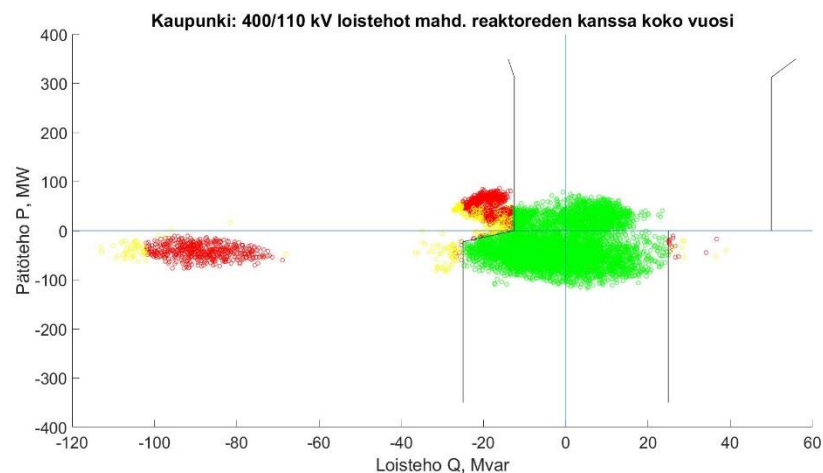
jakeluverkon jännitteeseen loistehoa tuottamalla. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 21: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, ympärivuotinen jännitteensäätö

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden vaikutus ylityksissä on kuitenkin tässä variaatioissa huomattava. Tammi-kuulle keskittyneet voimakkaiden ylitysten määrä vähenee merkittävästi, samoin ottopuolen ylitykset. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



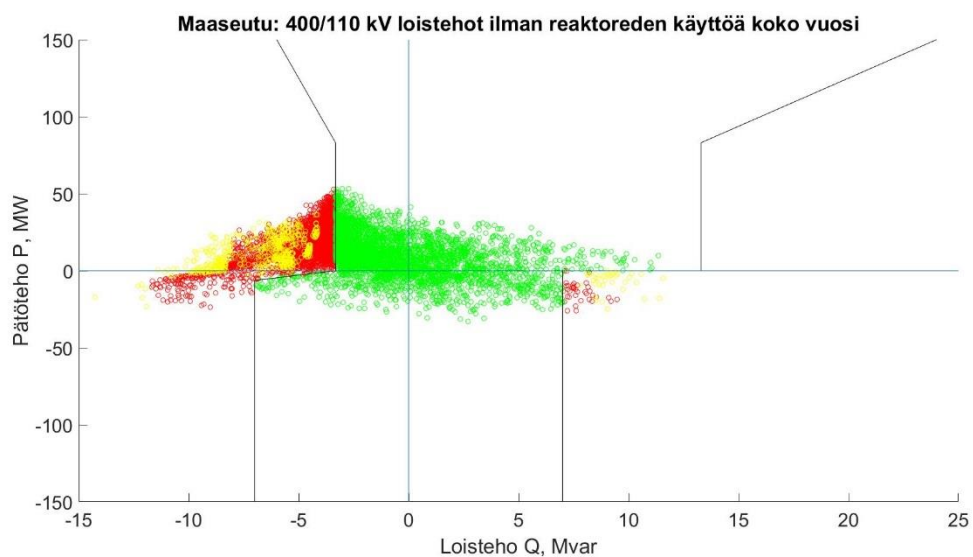
Kuva 22: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, ympärivuotinen jännitteensäätö

4.4 Säästöskenaario

Säästöskenaariossa mallinnetaan tilannetta, jossa asiakkaiden tehonkulutus pienenee merkittävästi nykyisestä. Pätötehon kulutuksen vähennys on 20% ja loistehon osalta asiakkaiden verkosta ottama loisteho suhteessa tehokertoimeen yksi on vähentynyt 70%. Tietyillä projektiosapuolilla on jo nyt havaittavissa pientä laskua tehonkulutuksessa ja erityisesti loistehon osalta tehokerroin oletus 0.95 (asiakas ottaa loistehoa verkosta) ei pidä enää paikkansa. Skenaarion tarkoituksena on selvittää, että vaikuttavatko asiakkaiden kulutustottumusten muutokset verkkoon ja tätä kautta tutkia, olisiko järkevää vaikuttaa kulutustottumusten ohjaamiseen esimerkiksi uusien investointien sijaan.

4.4.1 Maaseutuverkko

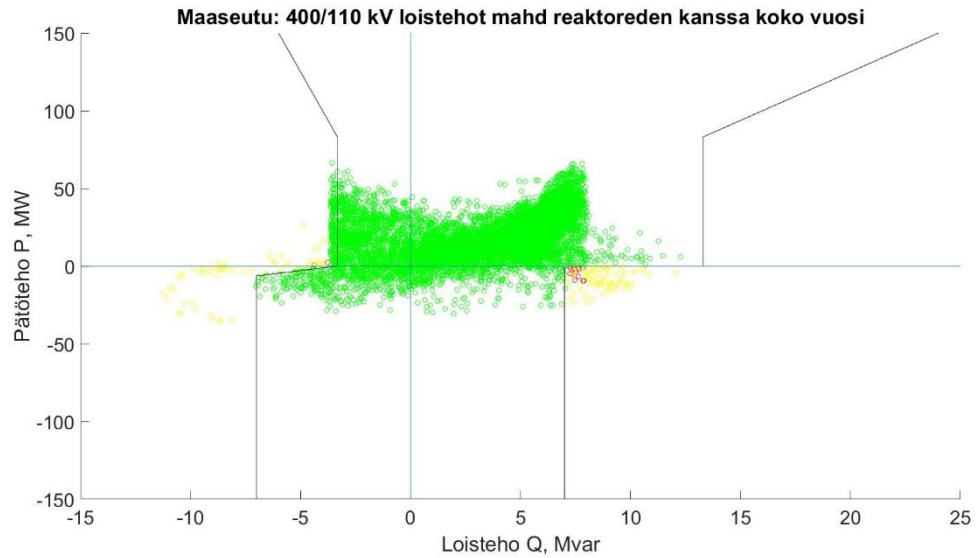
Maaseutuverkolla tilanne muuttuu odotettua vähemmän. Pätötehon kohdalla huomataan pienehköä siirtymää kohti pätötehon antoa. Loistehon anto kantaverkkoon lisääntyy hienan, mutta samalla muuttuvat loistehoikkunan rajat sekä yksittäisten ylitysten vertailurajat, kun tilanteet siirtyvä pätötehonannon suuntaan. Oton puolelta lisääntyvät ylitykset johtunevat siitä, että verkon kuormituksen ollessa vähäinen ja tuulivoiman tuottaessa kohdallaisesti, jännite uhkaa verkossa nousta, mikä ohjaa tuulipuistot kuluttamaan loistehoa jännitestabiilisuuden säilyttämiseksi. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 23: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, säästöskenaario

Reaktoreiden kanssa

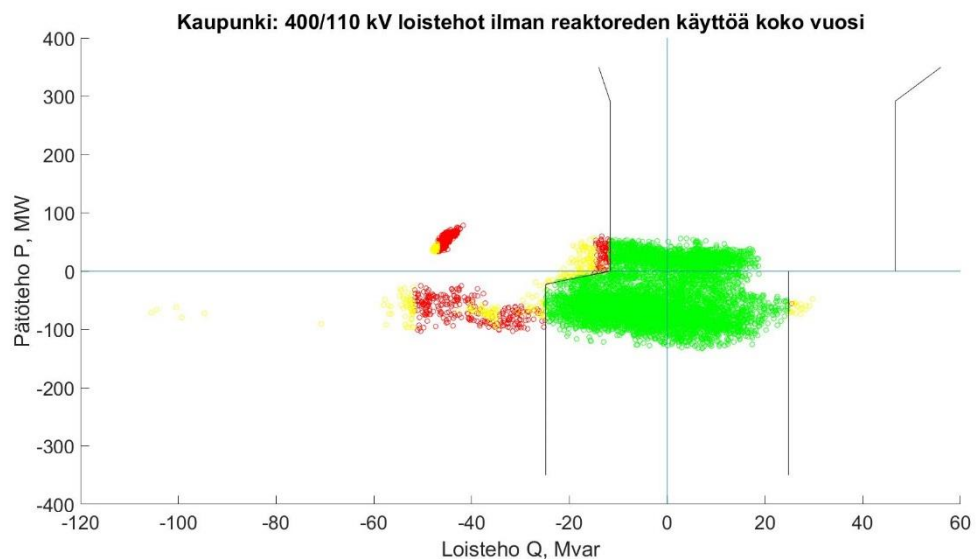
Reaktorit muuttavat verkon tilanteen odotetusti. Tilanne muistuttaa samanlaiselta mitä tehokerroinsäädön toteutuessa aurinkotuotannolla. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 24: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, säästöskenaario

4.4.2 Kaupunkiverkko

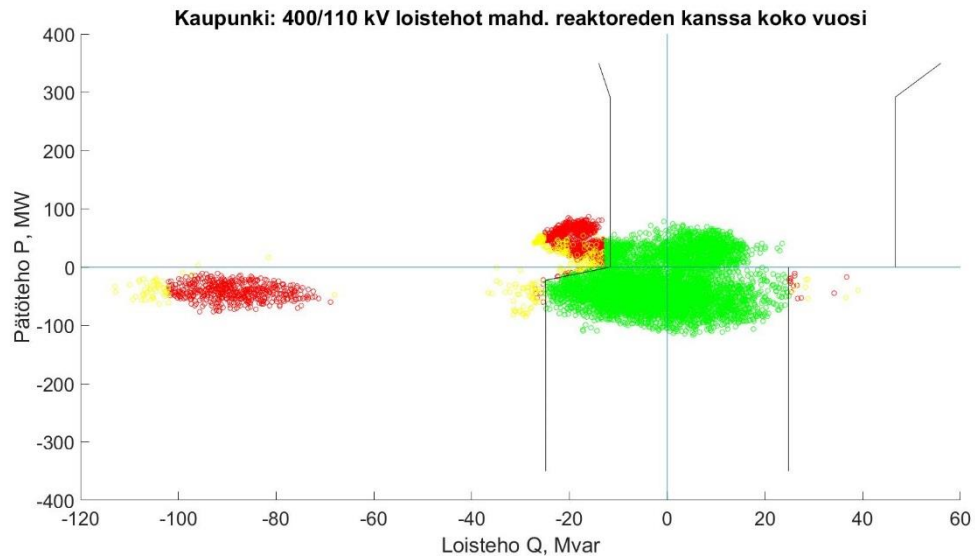
Kaupunkiverkolla havaitaan mielenkiintoinen ilmiö. Ilman reaktoreita loistehotase paraneesuhteessa perustilanteeseen. Ylitykset etenkin pätehonannon puolella vähenevät. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 25: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, säästöskenaario

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne muuttuu odottamattomasti niin, että loistehona annet kanta-verkon suuntaan kasvavat, kun pätötehoa annetaan kantaverkkoon. Tämä johtunee siitä, että voimalaitosten jännitesäätö reagoi herkästi jännitetason laskuun, kun reaktorit kytkeytyvät päälle. Tilanteessa reaktoreiden ohjautuminen on epäedullista. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



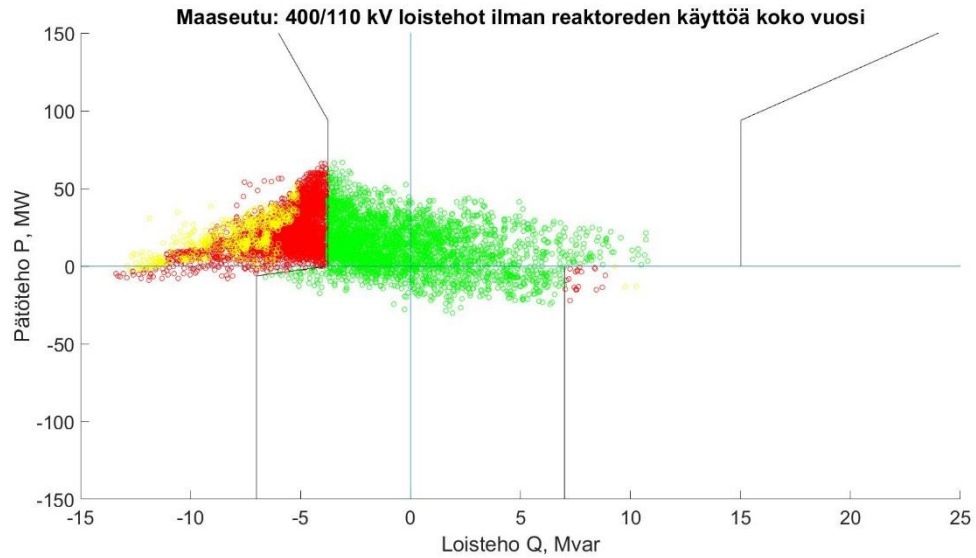
Kuva 26: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, säästöskenaario

4.5 Sähköautoskenaario

Sähköautoskenaariossa pyritään mallintamaan tilannetta, jossa verkkoon lisätään ladattavia sähköautoja. Mallinnus on viitteellinen eikä huomioi sähköautojen mahdollisuutta toimia sähkövarastona eikä sen siis ajatella syöttävän verkkoon sähköä. Sähköautot toimivat pelkästään lisäkuormana tiettyinä vuorokauden aikoina, jolloin on oletettu ihmisten työmatkaliikenteen jälkeen autojen latautuvan ja osan latauksesta keskittyvän sähkön ollessa halvimmillaan (eli oletuksena yöaikaan).

4.5.1 Maaseutuverkko

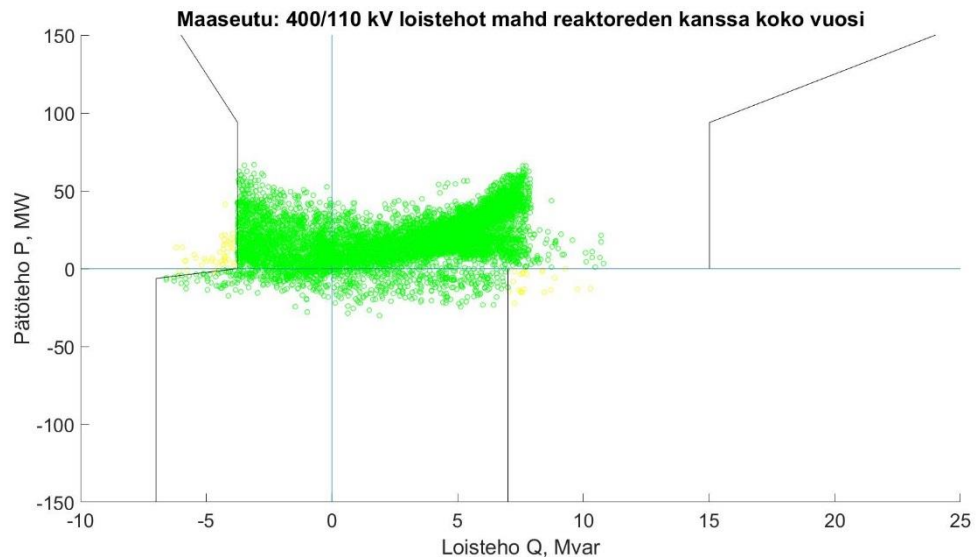
Maaseutuverkolla sähköautot lisäävät verkon kuormitusta hiljaisina tunteina, jolloin loistehontuotanto perustilanteessa on suurinta. Nyt tämän lisäkuorman ansiosta johdot käyvät lähempänä luonnollista tehoaluettaan ja tuottavat vähemmän loistehoa. Kokonaisuuden kannalta tämä siis auttaa loistehotilannetta. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 27: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, sähköautoskenaario

Reaktoreiden kanssa

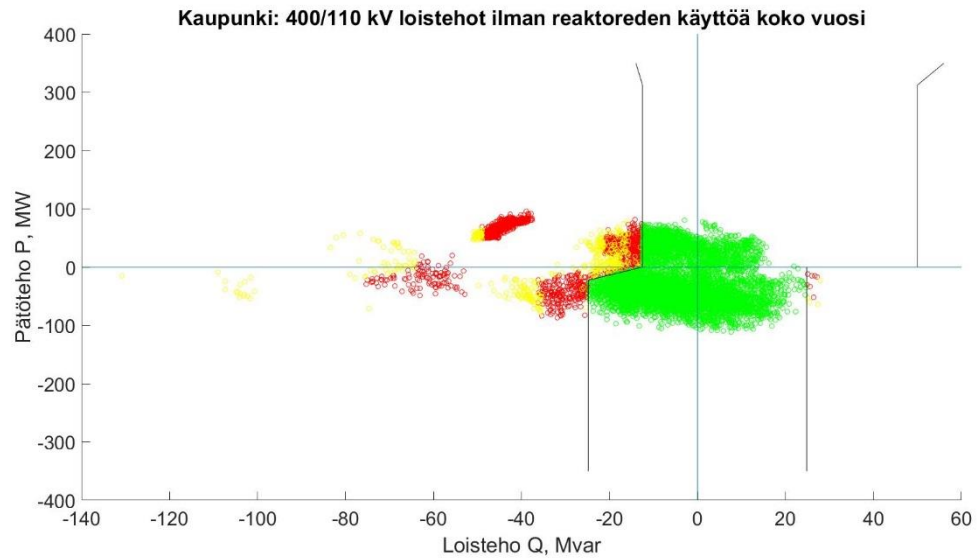
Kun reaktorit kytketään päälle, toimii kompensointi hyvin eikä tilanteesta synny loistehomaksuja verkkoyhtiölle. Syntyvät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 28: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, sähköautoskenaario

4.5.2 Kaupunkiverkko

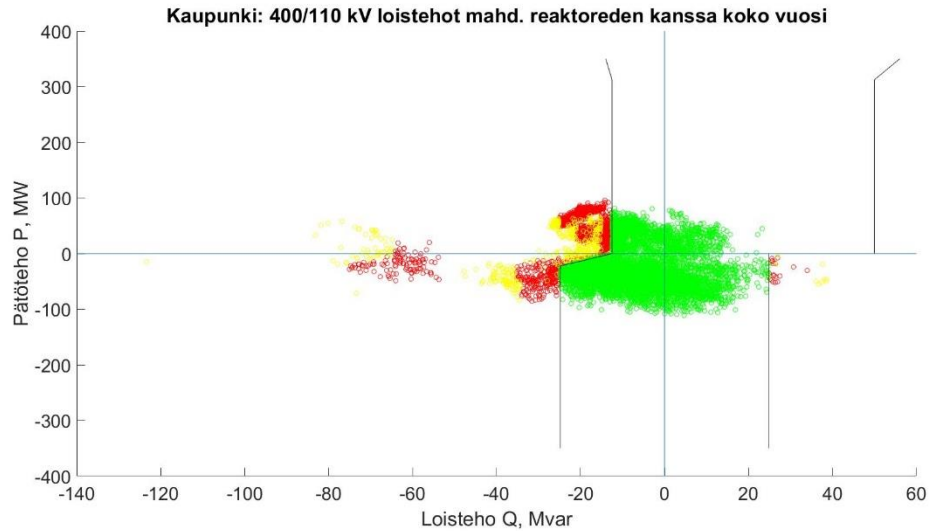
Kaupunkiverkolla muutokset ovat samanlaisia kuin maaseudullakin. Pahimmat loistehon ylitykset eivät toteudu niin suurina kuin perustilanteessa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 29: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, sähköautoskenaario

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne paranee kesäkuun ja muutaman muun ylityksen kohdalla. Muuten ylitykset jäljentelevät tilannetta ilman reaktoreita. Alla oleva kuva havainnollistaa.



Kuva 30: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, sähköautoskenaario

4.6 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautetussa reaktoriskenaariossa ajettiin maaseutuverkon keskijänniteverkon 3 MVar:n reaktoreita SCADA-ohjatusti siten, että reaktorit kytketään päälle, kun 110 kV:n liittymispisteessä mentiin loistehoikkunan ulkopuolelle. Tämän lisäksi simuloitiin tilanne, jossa reaktorit kytkettiin päälle yöaikaan.

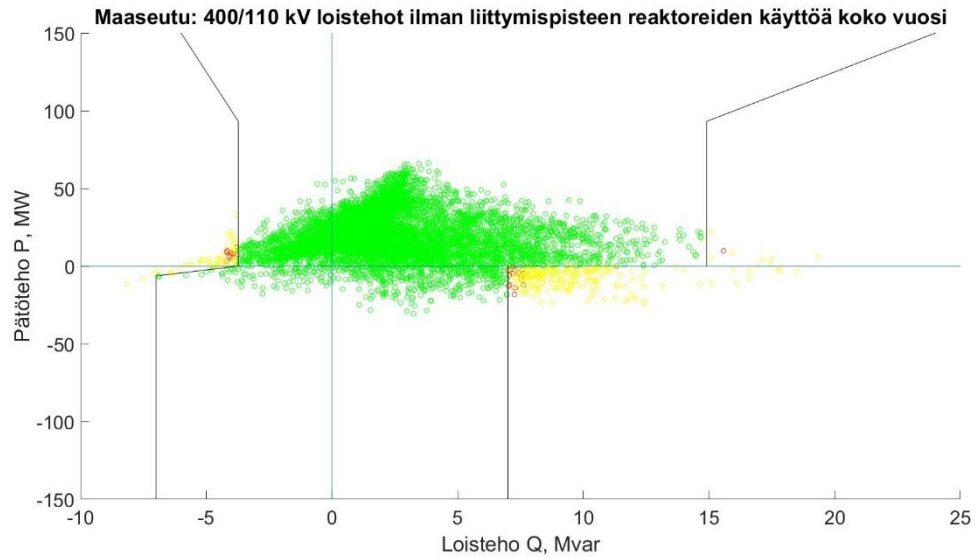
Kaupunkiverkolla skenaario toteutettiin kuten edellä, lisäksi 110 kV:n verkkoon hajaute-
tusti 10 MVar:n reaktoreita 5 kpl.

4.6.1 Variaatio ilman SCADA:a

Tässä variaatiossa reaktorit olivat käynnissä öisin klo 22-6. Tämä osoittautui loistehoikkunan näkökulmasta kohtalaiseksi toimivaksi ratkaisuksi.

Maaseutuverkko

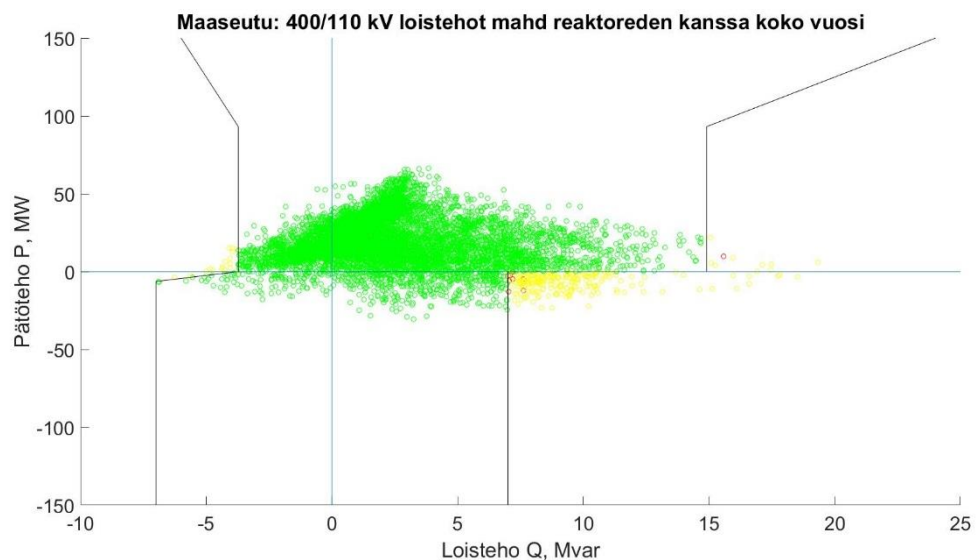
Yöaikaan kytkettävä reaktori riittää hyvin kompensoimaan maaseudulla syntyvät ylitykset. Muutamissa tilanteissa on havaittavissa ylikompensointia, joista suurin osa lasketaan lievennyksinä. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 31: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi ilman SCADA:a

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

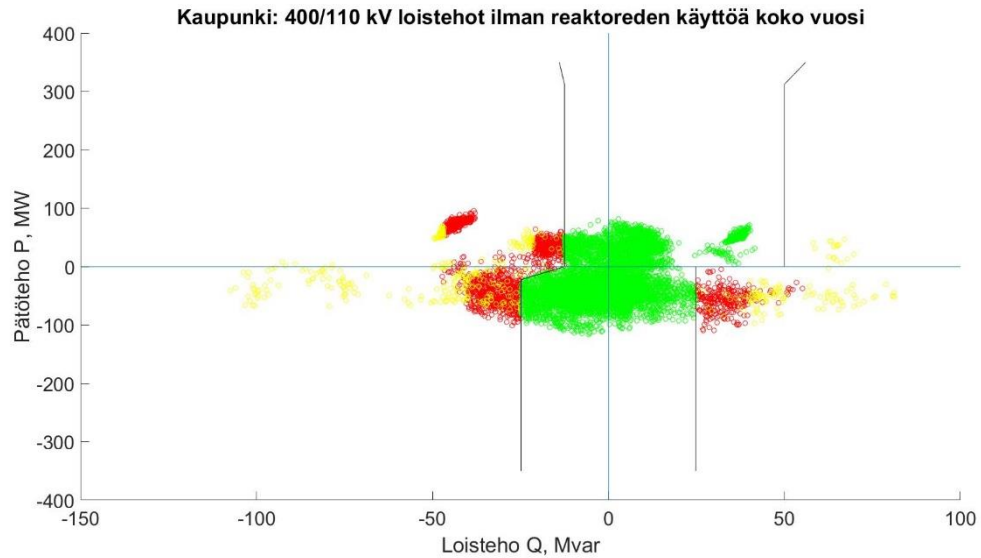
Liittymispisteen reaktoreita kytkettäessä loistehon antopuolen ylitykset vähenevät. Täydellisesti antopuoli ei kompensoidu, mutta muutamat ylitykset lukeutuvat lievennyksiin. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 32: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi ilman SCADA:a

Kaupunkiverkko

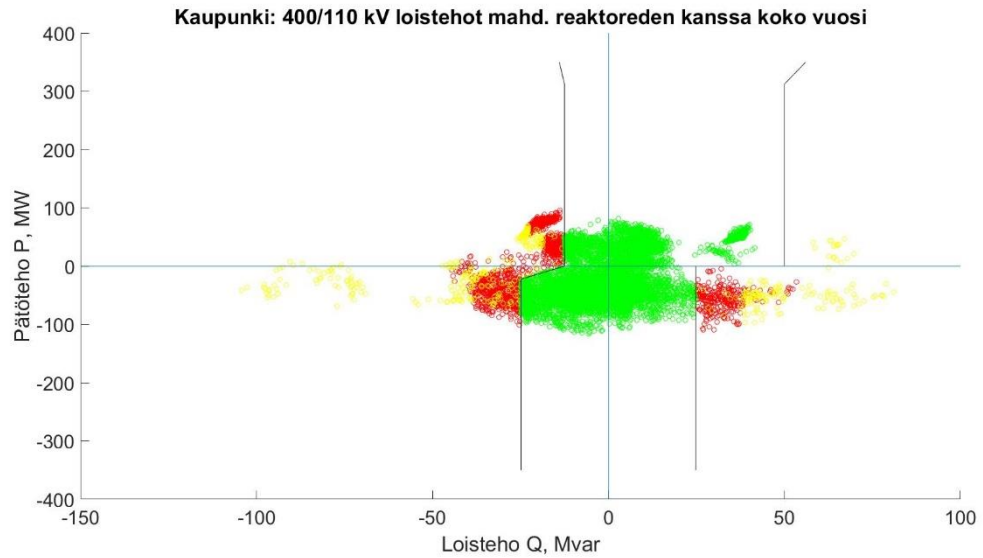
Kaupunkiverkolla yöaikainen kompensointi vähentää loistehon annon ylityksien suuruutta. Toisaalta huomaamme myös reilua ylikompensointia tapahtuvan verkossa, kun loistehon otto puolen raja ylittyy useasti. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 33: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi ilman SCADA:a

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen reaktoreiden lisäksi ei vaikuta juuri muuhun kuin kesäkuun ylityksiin. Muuten toimintapisteet näyttäisivät asettuvan edellä esitetyn tapaan. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



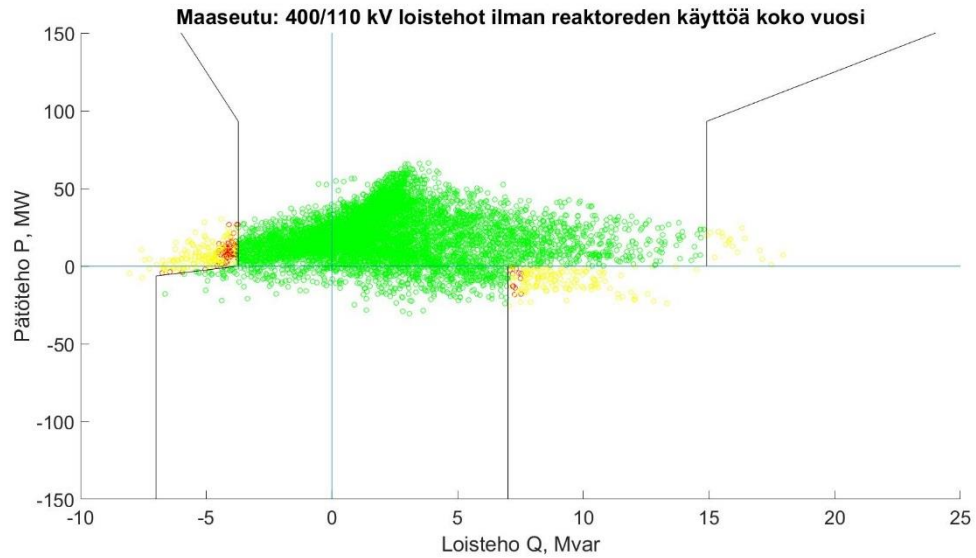
Kuva 34: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi ilman SCADA:a

4.6.2 Variaatio SCADA-ohjatusti

Toisessa variaatiossa reaktorit kytkettiin, kun liittymispisteet ylittivät loistehon antorajan ikkunassa.

Maaseutuverkko

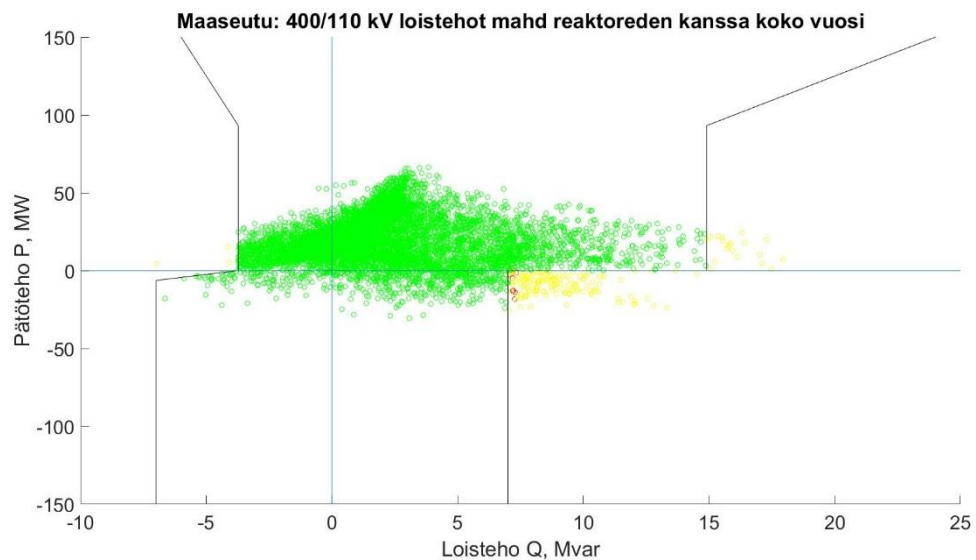
Ensimmäiseen variaatioon verrattuna yöaikainen ohjaus toimii, SCADA-ohjausta paremmin. Kokonaisuutena kuitenkin SCADA-ohjaus parantaa tilannetta verrattuna perustilanteeseen. Edelleen verkossa tapahtuu ylikompensointia, ja loistehon ottorajat ylittyvät ikkunassa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 35: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi SCADA-ohjatusti

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

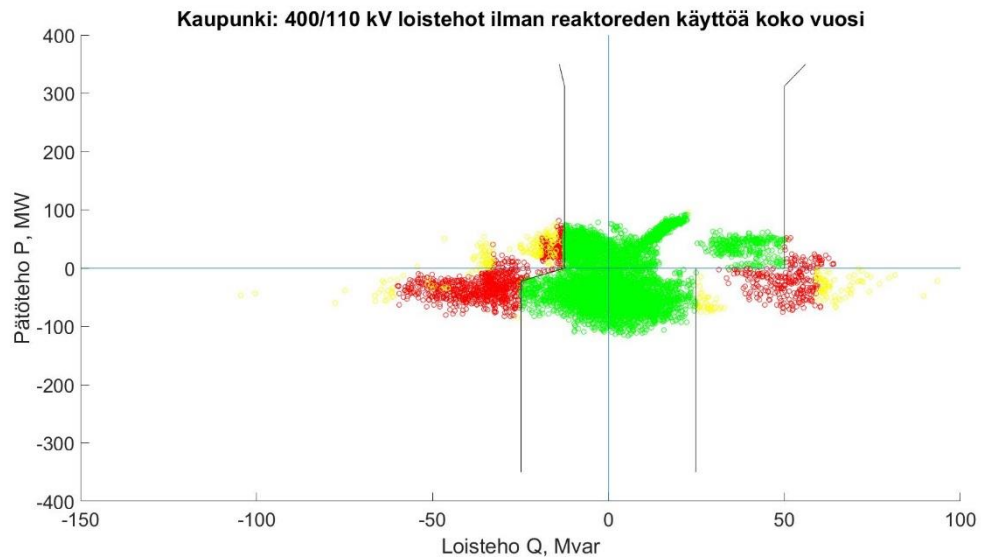
Liittymispisteen reaktoreiden osallistuessa myös kompensointiin, antopuolella tapahtuvat ylitykset jäävät kolmeen tapaukseen. Ottopuolella tapahtuvat ylitykset eivät ole niin merkittäviä kuin yöaikaan tapahtuvassa kompensoinnissa. Varsinkin taloudellisessa mielessä tilanne hyödyttää. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 36: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi SCADA-ohjatusti

Kaupunkiverkko

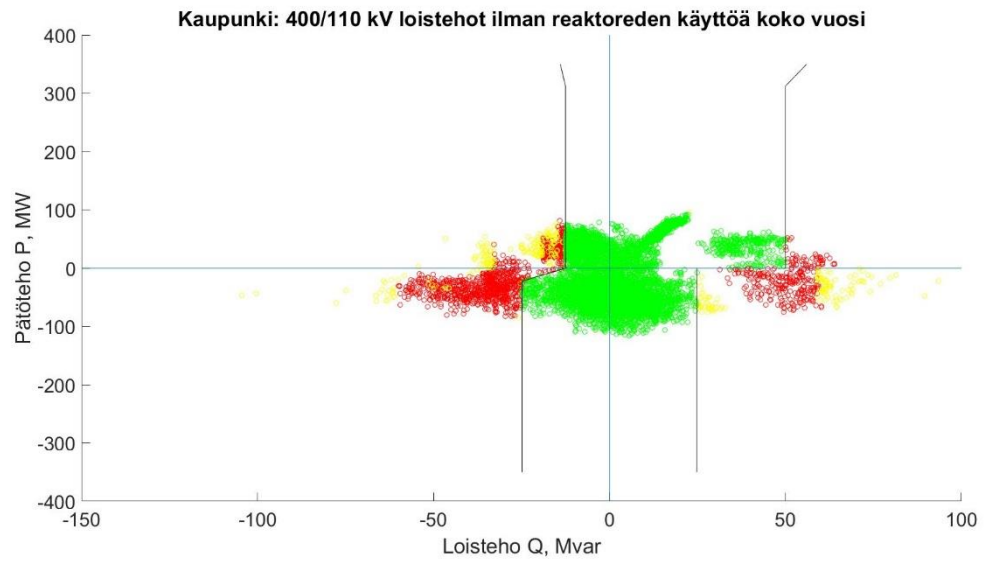
Verrattuna ensimmäiseen variaatioon, SCADA-ohjaus vähentää suurimpien antopuolen ylitysten lukumäärää, mutta keskittää ne lähemmäs rajaa. Otopuolella ylitykset siirtyvät enemmän tilanteiden suuntaan, jossa pätötehoa myös otetaan kantaverkosta. Samalla ylityksien suuruus kasvaa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 37: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi SCADA-ohjatusti

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa tilanne ei juuri muutu edellisestä paitsi kesäkuun ylitysten osalta. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 38: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi SCADA-ohjatusti

5. TALOUDELLISET TULOKSET

Taloudellisissa tuloksissa tarkastellaan tarkemmin eri skenaarioiden aiheuttamia kustannuksia suhteessa eri laitteiden investointi- ja häviökustannuksiin sekä loistehotariffien asettamiin maksuihin. Tuloksia on tarkasteltu jälleen skenaariokohtaisesti. Tilanteissa kaupunkiverkon liittymispisteet ovat netotettu, jolloin ne katsotaan yhdessä ikkunassa. Samoin myös kustannukset lasketaan yhteen.

5.1 Perustilanne

Perustilanteessa loistehoikkunat ylittyvät useasti sekä kaupunki- että maaseutuverkon puolella.

Kaupunkiverkon kaksi 10 MVAR:n reaktoria käynnistyvät automaattisesti, kun liittymispisteellä havaitaan loistehoikkunan ylitys. Reaktorit käynnistyvät vuoden aikana yhteensä 1996 tunniksi, eli niiden suhteellinen käyttöaste on 23%. Reaktoreiden käyttö jakautuu melko tasaisesti koko vuodelle, huomion arvoisena kesäkuukaudet ja alkusyksy sekä tammikuu. Reaktorin ollessa kytkettynä loistehoikkuna ylittyy yhä 2152 tuntina. Osa ylityksistä tapahtuu loisteho oton puolelta, jolloin reaktoria ei käytetä.

Maaseutuverkon säteittäisen verkon liittymispisteeseen on sijoitettuna yksi 10 MVAR:n reaktori. Muuten verkon loistehon kompensointiin osallistuvat tuulivoimalat aina tuottaessaan sähköä. Ne osallistuvat VJV:n määräysten mukaisesti jännittäisäätöön tehokertoimen antamissa rajoissa ($\cos\phi = 0,95$). Liittymispisteen reaktori kytketään vuodessa 5316 tunniksi, eli sen käyttöaste on 61%. Reaktorin kytkemisen jälkeen loistehoikkuna ylittyy enää 67 kertaa. Nämä ylitykset menevät Fingridin loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito –sovellusohjeen mukaisesti lievennysten piiriin, jolloin sähköyhtiölle ei koidu kustannuksia. Reaktoreiden käyttö jakautuu melko tasaisesti koko vuodelle.

5.1.1 Laskelmat

Alla olevassa taulukossa on arvioitu kaupunki- ja maaseutuverkon reaktorien aiheuttamia kustannuksia koko elinkaaren ajalta. Laskelmien pohjalla on käytetty öljyeristeistä 10 MVAR:n reaktoria. Reaktorissa ei ole säätöä. Reaktorien pitoajaksi on arvioitu 40 vuotta ja muut aiheutuvat kustannukset on kerätty eri lähteistä, pääasiassa laitetilajien projektiokemusten pohjalta sekä laitetoimittajien ilmoittamista päätotehohäviöistä. Häviökustannuksiksi on asetettu 4 snt/ kWh, joka voi muuttua pitoajan aikana huomattavasti. Kustannukset on diskontattu nykyarvoon kolmella eri korkokannalla (6%, 8%, 10%). Hui-punkäyttöajat on saatu simulointien tuloksista. Komponenttien kustannukset perustuvat Energiaviraston verkkokomponenttien yksikköhintoihin.

Taulukko 1: 110 kV:n 10 MVAR:n reaktoreiden elinkaarikustannukset perustilanesimuloinnissa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1996	1996	5316
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 6%)	516 460	516 460	615 370
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 8%)	504 130	504 130	582 510
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 10%)	495 650	495 650	560 930

Alla olevassa taulukossa on taas laskettu elinkaaren aikana koituvat hyödyt, periaatteella, että reaktori asennettaisiin nyt ja olisi toiminnassa seuraavat 40 vuotta, eikä kulutus tai tuotanto verkossa muuttuisi mihinkään. Hyöty kertyisi siis säästettyinä loistehomaksuina verkkoyhtiölle.

Taulukko 2: Laskelma perustilanteen loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	42 920	12 570
Tehomaksu -18	85 850	25 150
Tehomaksu -19	128 900	37 760
Energiamaksu	147 500	42 680
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	33 170	0
Tehomaksu -18	66 330	0
Tehomaksu -19	99 590	0
Energiamaksu jälkeen	66 400	0

Työssä tarkasteltiin myös takaisinmaksuaikaa. Tehdyillä laskelmilla kaupunkiverkon reaktoreiden takaisinmaksuaika on noin 13 (6% korko), 14 (8% korko) ja 16 (10% korko) vuotta. Maaseudun puolella takaisinmaksuaika on lyhyempi. 6%:n korkokannalla yhdeksän vuotta, 8%:n korkokannalla 10 vuotta ja 10%:n korkokannalla 11. vuotta.

5.2 Kaapelointiskenaario

Kaapelointiskenaariossa keskityttiin ainoastaan maaseutuverkon kaapelointiin, sillä kaupunkiverkkoon ei ole odotettavissa suurta kaapelointiasteen kasvua. Skenaariossa arvioitiin myös keskijänniteverkkoon asennetun reaktorin kannattavuutta, jos kompensointi olisi tällä toteutettu. 400/ 110 kV liittymispisteen reaktorin käyttöaste oli koko vuoden ajan 95% eli reaktori on kytkettynä verkkoon lähes vuoden jokaisena tuntina. Korkea käyttöaste oli myös keskijänniteverkon reaktorilla, joka saavutti 74% käyttöasteen. Laskelmat on toteutettu samalla periaatteella kuin perustilanteessa.

Taulukko 3: Reaktoreiden elinkaarikustannukset kaapelointiskenaariossa

	Reaktori KJ	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	102000	390000
Perustus (€)	34000	67000
Pitoaika (v)	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	20	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	6488	8286
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	214 096	703 850
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	197 890	652 640
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	186 760	617 440

Seuraavassa taulukossa on kuvattu loistehomaksujen välttämiseksi koituvat hyödyt, kun investoinnit verkkoon tehdään.

Taulukko 4: Laskelma kaapelointiskenaarion loistehomaksuista

	Reaktori KJ	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	1 260	43 351
Tehomaksu -18	2 510	86 701
Tehomaksu -19	3 770	130 180
Energiamaksu	4 938	294 340
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	0	5 590

Tehomaksu -18	0	11 190
Tehomaksu -19	0	16 800
Energiamaksu jälkeen	0	9 220

Taulukoiden lisäksi tarkastelimme investointien kannattavuutta ja takaisinmaksuaikaa. Keskijänniteverkon reaktori osoittautui kannattamattomaksi investoinniksi, jos loistehomaksut siirrettäisiin suoramittaisina jakeluverkkoyhtiölle. Ylitykset olivat suhteessa pieniä ja merkittävät ylitykset lukeutuivat lievennysten piiriin. 400/110 kV:n asemalla ollut reaktori sen sijaan maksoi hyvinkin nopeasti itsensä takaisin. Riippumatta käytetystä korokannasta, takaisinmaksuaika oli noin kaksi vuotta.

5.3 Aurinkotuotanto

Aurinkotuotannon kohdalla käsiteltiin kolmea erilaista variaatiota. Jokaisesta variaatiosta on tehty erilliset laskelmat.

5.3.1 Tehokerroin 1

Maaseutuverkon reaktori oli yhteensä 5372 tuntina käytössä (61%), kaupunkiverkolla 1925 tuntina (22%). Alla olevasta taulukosta näkyy laskelmat reaktoreiden kustannuksista.

Taulukko 5: 110 kV:n 10 MVar:n reaktoreiden elinkaarikustannukset aurinkoskenaariorissa aurinkoenergian tehokertoimen ollessa 1

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätötehohäviö (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1925	1925	5372
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	514 350	514 350	617 040
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	502 450	502 450	583 840
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	494 270	494 270	561 020

Taulukko 6: Laskelma aurinkoskenaarion loistehomaksuista, tehokerroin 1

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	41 160	12 870
Tehomaksu -18	82 330	25 740
Tehomaksu -19	123 620	38 640
Energiamaksu	145 820	44 770
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	32 240	0
Tehomaksu -18	64 490	0
Tehomaksu -19	96 830	0
Energiamaksu jälkeen	64 830	0

Takaisinmaksuajat eivät eroa paljoa perustilanteesta. Kaupunkiverkon takaisinmaksuajat ovat 13 ja 17 vuoden välissä ja maaseudulla 9 ja 10 vuoden välillä, riippuen käytettävästä korkokannasta.

5.3.2 Jännitteensäätö kun päätötehon tuotantoa

Jännitteensäätövariaatioissa reaktorit ovat hieman kovemmalla käyttöasteella kuin tehokerroin 1 tilanteessa. Maaseutuverkon reaktori kytketään verkkoon 5422 kertaa (62%) ja kaupunkiverkolla 2322 kertaa (27%).

Taulukko 7: 110 kV:n 10 MVar:n reaktoreiden elinkaarikustannukset aurinkoskenaariorissa aurinkoenergian jännitteensäädössä, kun päätötehon tuotantoa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen päätötehoahäviö (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	2322	2322	5422
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	526 180	526 180	618 530
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	511 820	511 820	585 020
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	501 960	501 960	561 980

Taulukko 8: Laskelma aurinkoskenaarion jännitteensäätövariaation loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	52 190	15 390
Tehomaksu -18	104 380	30 790
Tehomaksu -19	156 730	46 230
Energiamaksu	175 170	51 410
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	42 570	150
Tehomaksu -18	85 140	300
Tehomaksu -19	127 840	450
Energiamaksu jälkeen	94 180	10

Takaisinmaksuaika maaseudun reaktorilla oli tässä variaatiossa 7 – 8 vuotta ja kaupunkiverkolla 13 – 17 vuotta. Maaseutuverkolla takaisinmaksuaika lyhenee hieman ensimmäiseen variaatioon verrattuna.

5.3.3 Ympärivuotinen jännitteensäätö

Ympärivuotisessa jännitteensäädössä tilanne muuttuu kokonaisuuden kannalta aiemmasta tilanteesta huonompaan suuntaan. Laskelmien perusteella teho- ja energiamaksut kasvavat. Erityisesti kaupunkiverkon energiamaksut kasvavat huomattavasti.

Taulukko 9: 110 kV:n 10 MVAR:n reaktorin elinkaarikustannukset aurinkoskenaariorissa aurinkoenergian jännitteensäädössä, ympärivuotinen

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1802	1802	5888
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	510 680	510 680	632 410
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	499 550	499 550	596 020
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	491 890	491 890	571 010

Kaupunkiverkon energiamaksut pysyvät yllättävän suurina variaatiossa. Tehomaksut pysyvät kuitenkin kohtuuden rajoissa, mikä tarkoittaa ylityksien kasaantuvan lähelle raja-alueita. Alla oleva taulukko havainnollistaa tilannetta.

Taulukko 10: Laskelma aurinkoskenaarion jännitteensäätövariaation loistehomaksuista, ympärivuotinen

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	42 550	17 640
Tehomaksu -18	85 100	35 280
Tehomaksu -19	127 780	52 970
Energiamaksu	275 190	60 820
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	33 630	250
Tehomaksu -18	67 250	500
Tehomaksu -19	100 980	760
Energiamaksu jälkeen	192 560	30

Takaisinmaksuajat variaatiossa ovat maaseutuverkon puolella 6 – 7 vuotta ja kaupunkiverkolla 13 – 16 vuotta korkokannasta riippuen. Loistehomaksujen kannalta kuitenkin edullisin variaatio maaseudun puolella toteutuu, kun aurinkotuotanto on asetettu tehokertoimelle yksi. Sama tilanne on kaupunkiverkon kohdalla.

5.4 Säästöskenario

Säästöskenariossa maaseutuverkon reaktorin kannattavuus laskee. 10% korkokannalla tämä ei välttämättä enää maksa itseään takaisin. Reaktorien käyttöaste on pienempi kuin perustilanteessa.

Taulukko 11: 110 kV:n 10 MVar:n reaktorin elinkaarikustannukset säästöskenaariossa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1346	1346	4845
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 6%)	497 100	497 100	601 340
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 8%)	488 780	488 780	571 390
Kokonaiskustannusten nettoarvo € (korko 10%)	483 060	483 060	550 810

Taulukko 12: Laskelma aurinkoskenaariion jännitteensäätövariaation loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	24 840	9 910
Tehomaksu -18	49 680	19 810
Tehomaksu -19	74 590	29 750
Energiamaksu	134 720	25 810
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	15 930	730
Tehomaksu -18	31 860	1 460
Tehomaksu -19	47 850	2 190
Energiamaksu jälkeen	51 060	370

Takaisinmaksuajat pitenevät säästöskenaariossa. Maaseutuskenaariossa 6% korkokannalla takaisinmaksuaika pitenee 17 vuoteen, 8% korolla 21 vuoteen ja 10% korolla investointi maksaisi itsensä takaisin vasta yli 30 vuoden aikana. Kaupunkiverkolla taas takaisinmaksuaika vaihtelee 13 – 16 vuoden välillä.

5.5 Sähköautoskenaario

Sähköautoskenaariossa loisenergiamaksut ovat pienempiä kuin perustilanteessa, mutta loistehomaksut nousevat maaseudulla noin 9% ja kaupungissa noin 1,5%. Alla olevat taulukot havainnollistavat tilannetta.

Taulukko 13: 110 kV:n 10 MVAR:n reaktorin elinkaarikustannukset sähköautoskenaariossa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	2025	2025	5493
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	517 330	517 330	620 650
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	504 810	504 810	586 690
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	496 210	496 210	563 360

Taulukko 14: Laskelma sähköautoskenaariion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	43 560	13 680
Tehomaksu -18	87 190	27 360
Tehomaksu -19	130 920	41 080
Energiamaksu	145 370	47 840
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	33 740	0
Tehomaksu -18	67 490	0
Tehomaksu -19	101 330	0
Energiamaksu jälkeen	64 920	0

Takaisinmaksuajat vaihtelevat maaseudun 8 – 9 vuoden ja kaupungin 13 – 16 vuoden välillä.

5.6 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautetusta reaktoriskenaariosta toteutettiin kaksi eri variaatiota. Toisessa reaktorit olivat yöaikaan käytössä ja toisessa ns. SCADA-ohjatusti aina loistehojen ylittäessä liittymispisteen antorajan. SCADA-järjestelmän kustannuksia ei ole arvioitu taloudellisissa laskelmissa.

5.6.1 Yöaikainen reaktorikäyttö

Variaatiossa on arvioitu myös maaseutuverkon puolella olleen keskijännitereaktorin vaikutusta verkon loistehoihin. Tämä osoittautuukin pitkälti riittäväksi kompensoinniksi maaseutuverkon puolella, eikä erillistä isoa reaktoria liittymispisteelle ole järkevää investoida yhtäaikaaisesti keskijänniteverkon reaktorin lisäksi. Alla oleva taulukko havainnollistaa tilannetta.

Taulukko 15: 110 kV:n 10 MVar:n reaktorin elinkaarikustannukset hajautetussa reaktoriskenaariossa, yöaikainen käyttö

	Reaktori kau- punki 1	Reaktori kau- punki 2	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390 000	390 000	390 000	102 000
Perustus (€)	67 000	67 000	67 000	34 000
Pitoaika (v)	40	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätö- tehohäviö (kW/h)	49.5	49.5	49.5	20
Huipunkäyttöaika (h)	1898	1898	68	5869
Kokonaiskustannusten net- tonykyarvo € (korko 6%)	513 540	513 540	459 030	206 650
Kokonaiskustannusten net- tonykyarvo € (korko 8%)	501 810	501 810	458 610	191 990
Kokonaiskustannusten net- tonykyarvo € (korko 10%)	493 750	493 750	458 320	181 910

Taulukko 16: Laskelma reaktoriskenaarion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Tehomaksu -17	41 970	420	12 570
Tehomaksu -18	83 950	830	25 150
Tehomaksu -19	126 040	1 250	37 760
Energiamaksu	145 370	40	42 680
Jäännösarvo	0	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:			
Tehomaksu -17	29 380	0	420
Tehomaksu -18	58 760	0	830
Tehomaksu -19	88 220	0	1 250
Energiamaksu jälkeen	50 930	0	40

Takaisinmaksuaika maaseutuverkon keskijännitereaktorille on tässä variaatiossa nopea, ainoastaan 3 vuotta. Tämän lisäksi ei ole järkevää investoida liittymispisteelle omaa isoa reaktorille, sillä se ei maksa itseään takaisin keskijännitereaktorin asennuksen jälkeen. Kaupunkiverkon liittymispisteen reaktori takaisinmaksuajat ovat 14 – 19 vuotta.

5.6.2 SCADA-ohjattu hajautettu kompensointi

Ohjauksen toteuttaminen lisäsi saatavia hyötyjä kaupunkiverkon puolella. Sen sijaan hajautetun kompensoinnin skenaariossa ohjauksen käyttäminen maaseudulla lisäsi maksuja, verrattuna yöaikana käytössä olevien reaktorien variaatiossa.

Taulukko 17: Reaktoreiden elinkaarikustannukset hajautetussa reaktoriskenaariossa, yöaikainen käyttö

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390 000	390 000	390 000	102 000
Perustus (€)	67 000	67 000	67 000	34 000
Pitoaika (v)	40	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5	20
Huipunkäyttöaika (h)	1224	1224	234	5316
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	493 470	493 470	463 970	199 990
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	485 900	485 900	462 520	186 710
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	480 700	480 700	461 530	177 590

Taulukko 18: Laskelma reaktoriskenaarion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Tehomaksu -17	33 000	620	12 570
Tehomaksu -18	66 010	1 230	25 150
Tehomaksu -19	99 110	1 850	37 760
Energiamaksu	85 550	150	42 680
Jäännösarvo	0	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:			
Tehomaksu -17	29 710	110	620
Tehomaksu -18	59 410	220	1 230
Tehomaksu -19	89 210	330	1 850
Energiamaksu jälkeen	72 670	10	150

Takaisinmaksuaika maaseudun keskijänniteverkon reaktorille on edelleen nopea, kolme vuotta riippumatta korkokannasta. Maaseutuverkon ja kaupunkiverkon liittymispisteissä olevat reaktorit eivät näissä skenaarioissa ole kannattavia taloudellisesti.

5.7 Yhteenveto tuloksista

Yhteenvedossa on koostettu kaikkien skenaarioiden loisteho- ja energiamaksut omiin taulukoihin ennen ja jälkeen liittymispisteen reaktoreiden käyttöä. Yhteenvedosta havaitaan helposti verkon kannalta taloudellisesti merkittävät skenaariot, joissa tapahtuu ylityksiä loistehoikkunan suhteen.

Taulukko 19: Yhteenveto skenaarioiden loistehomaksuista, ilman liittymispisteen reaktoreita

Skenaario/ variaatio	Tehomaksut, maaseutu (€)	Energiamak- sut, maaseutu (€)	Tehomaksut, kaupunki (€)	Energiamak- sut, kaupunki (€)	Tehomaksut, maaseutu, KJ (€)	Energiamak- sut, maa- seutu, KJ (€)
Perus	37 760	42 680	128 900	147 500	-	-
Kaapeli	130 180	294 340	-	-	3 770	4 940
Aurinko, cosφ=1	38 640	44 770	123 620	145 820	-	-
Aurinko, jännitteen- säätö P=0	46 230	51 410	156 730	175 170	-	-

Aurinko, jännitteen-säätö, ympäri vrk.	52 970	60 820	127 780	275 190	-	-
Säästö	29 750	25 810	74 590	134 720	-	-
Sähköauto	41 080	47 840	130 920	145 370	-	-
Hajautettu	1250	40	126 040	145 370	37 760	42 680
Hajautettu, SCADA	1 850	150	99 110	85 550	37 760	42 680

Taulukko 20: Yhteenvedo skenaarioiden loistehomaksuista, liittymispisteen reaktoreiden kanssa

Skenaario/ variaatio	Tehomaksut, maaseutu (€)	Energiamak- sut, maaseutu (€)	Tehomaksut, kaupunki (€)	Energiamak- sut, kaupunki (€)	Tehomaksut, maaseutu, KJ (€)	Energiamak- sut, maa- seutu, KJ (€)
Perus	0	0	99 590	66 400	-	-
Kaapeli	16 800	9 220	-	-	0	0
Aurinko, cosφ=1	0	0	96 830	64 830	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö P=0	450	10	127 840	94 180	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö, ympäri vrk.	760	30	100 980	192 560	-	-
Säästö	2 190	370	47 850	51 060	-	-
Sähköauto	0	0	101 330	64 920	-	-
Hajautettu	0	0	88 220	50 930	1 250	40
Hajautettu, SCADA	330	10	89 210	72 670	1 850	150

6. JOHTOPÄÄTÖKSET

Simulointien perusteella keskeisimpänä johtopäätöksenä voidaan todeta, että kantaverkon asettamat loistehotariffit ohjaavat koko järjestelmän kannalta tilannetta teknisesti ja taloudellisesti oikeaan suuntaan. Loistehonanto liiallisessa määrin voi vaarantaa äärimmäisessä tilanteessa kantaverkon käyttövarmuuden ja aiheuttaa ylijänniteongelmia, koska kantaverkon reaktorikapasiteetti on mitoitettu 400 kV:n verkon tyhjäkäyntitilanteisiin. Kantaverkossa reaktorit liitetään 400/110/20 kV muuntajien tertiäärikämeihin, jolloin mahdollisia liityntäpaikkoja ja kapasiteettia on rajallinen määrä. Kantaverkko ei siis kykene ja eikä sen tulekaan kyetä huolehtimaan alempien jännitetasojen loistehon kompensoinnista kaikissa eri siirtotilanteissa, koska kompensointikapasiteetti mitoitetaan 400 kV:n verkon tarpeisiin ja vapaana olevat reaktoreiden liityntäpisteet varataan 400 kV:n verkon laajennustarpeisiin. Kevyen siirtotilanteen aikana siirtoverkossa ja silmukoiduissa kaupunkiverkoissa voidaan kytkeä irti aliluonnollisella tehoalueella toimivia johtoja loistehon annon ja jännitteenousun hillitsemiseksi, mutta tämä on tehtävä järjestelmän käyttövarmuutta vaarantamatta.

Loistehon anto alemmilla jännitetasoilla kantaverkkoon on kuitenkin oleellisesti lisääntynyt viimeisten vuosien kuluessa johtuen aliluonnollisella tehoalueella toimivien johtojen ja kaapeleiden tuottamasta loistehosta. Kaapeleiden rakenteesta johtuen, ne toimivat käytännössä aina aliluonnollisella tehoalueella. Kaapelointi erityisesti keskijänniteverkossa ja kaupunkialueilla 110 kV:n verkossa on keskeinen syy loistehon annon kasvuun. Loistehon syöttäminen ylemmille jännitetasoille varaa myös osan muuntajien kapasiteetista ja aiheuttaa lisähäviöitä.

Toinen merkittävä havaittu muutostekijä on asiakkaiden tehokertoimien muuttuminen lähemmäksi ykköstä eli asiakkaat kuluttavat entistä vähemmän loistehoa ja joissakin tapauksissa jopa syöttävät loistehoa verkkoon päin. Muutoksen taustalla on kulutuslaitteiden teknologian muuttuminen kuten energiasäästö- ja loisteputkivalaisimien korvautuminen LED:llä ja suoravetoisten moottorikäyttöjen korvautuminen taajuusmuuttajakäyttöisillä ratkaisuilla. Tämä korostaa entisestään kaapeloinnin aiheuttamaa loistehonanto-ongelmaa. Perusteet loistehon oton maksuille jakeluverkoissa ovat siten murentumassa kaapeloinnin myötä, mutta loistehon annon ongelmallisuus korostuu entisestään. Teknisesti tarpeettomat kondensaattorit tehotariffiasiakkailta tulisi saada irti verkosta hinnoittelua muuttamalla ja kulutuslaitteiden liityntälaitteiden standardeihin tulisi vaikuttaa siten, että laitteet eivät syöttäisi loistehoa verkkoon päin.

Tulevaisuuden skenaarioiden valossa loistehon anto ylemmille jännitetasoille tulee todennäköisesti entisestään kasvamaan ja sen vaihtelu lisääntymään. Tuulivoiman vaikutus osan 110 kV:n verkon tehonsiirtoihin ja siten loistehon annon vaihteluihin on jo selvästi

nähtävissä. Myös aurinkosähkön osuus on lähtenyt selvään kasvuun ja se tulee korostamaan erityisesti kesäpäivinä loistehonanto-ongelmaa yötilanteiden lisäksi. Jakeluverkkoon sijoittuvat tuotantoyksiköt pienentävät ainakin ajoittain jakeluverkon tehonsiirtoja, jolloin jakeluverkon loistehotase on entistä enemmän ja useammin aliluonnollisella tehoalueella. Energiansäästötoimenpiteet sähkön osalta toimivat samaan tapaan eli pienentävät tehonsiirtoja ja siten lisäävät loistehon antoa. Energiansäästötoimenpiteet energiamuotojen välillä, kuten lämpöpumppujen korvauksessa muuta kuin sähkölämmitystä ja tulevaisuudessa sähköautot, lisäävät tehonsiirtotarvetta ja siten vaikutus loistehon antoon on päinvastainen.

Nykytilanne, jossa loistehoikkunaa sovelletaan liittymispistekohtaisesti, saattaa johtaa epäedulliseen tilanteeseen, jossa ilman netotussopimusta verkon käyttö ei ole teknisesti eikä taloudellisesti järkevää. Äärimmäisenä esimerkkinä voi olla tilanne, jossa samaan kiskoon liittyneet kantaverkon asiakkaat toimivat loistehon suhteen erisuuntaisesti toisen kuluttaessa ja toisen tuottaessa loistehoa. Tällöin ilman netotussopimusta molempien taloudellinen optimitilanne saattaisi olla investointi loistehon kompensointilaitteisiin, vaikka netottamalla näiltä investoinneilta vältyttäisiin. Kansantaloudelliselta kannalta netotussopimusten tulisi olla ensisijainen ratkaisukeino loistehotaseen hoitamiseksi silloin, kun se on kaikkien osapuolien kannalta teknisesti ja taloudellisesti järkevintä. Fingridin ohjeiden mukaisesti kiskossa tapahtuva netotus on osapuolten niin halutessa edelleen mahdollista. Sen sijaan kauempana toisistaan sijaitsevat liittymäpisteet eivät voi netottaa loistehojaan keskenään rajanvedon vaikeuden ja tasapuolisen kohtelun vaatimuksen takia.

Simuloinneissa tuli selkeästi esille tarve koordinoita jännitteensäätöön ja loistehon kompensointiin osallistuvien laitteiden vuorovaikutusta kokonaisuuden kannalta entistä enemmän jännitteensäädön kannalta monimutkaistuvassa sähköjärjestelmässä. Merkittävä epäkohta nykytilanteessa on toisinaan esiintyvä ristiriita loistehon kompensointitarpeiden ja generaattoreiden jännitteensäädön välillä. Näitä kahta asiaa ohjataan erillisillä sopimuksilla ja vaatimuksilla, eikä kaikkia ristiriitaisuuksia siten voida täysin välttää. Esimerkkinä tällaisesta ristiriitaisuudesta on jakeluverkossa sijaitseva generaattori, jolla on jännitteensäätövelvoite. Jos generaattorin jännitteensäädön tavoitearvo on asetettu hyvin ylös, niin todennäköisyys, että generaattori syöttää jakeluverkkoon loistehoa jännitteen ylläpitämiseksi tavoitearvossa samanaikaisesti, kun koko jakeluverkko syöttää loistehoa kantaverkkoon, kasvaa. Voimalan jännitteensäädöllä on toki positiivinen vaikutus jakeluverkon jännitteen laatuun, mutta se saattaa pahentaa tilannetta jakeluverkon loistehonannon kannalta. Tällaisessa tilanteessa olisi tärkeää koordinoita säätäjien toiminta keskenään tai suunnitella generaattoreiden jännitteensäädölle tarkoituksenmukaiset tavoitearvot. Samantapainen koordinoitioingelma voi syntyä myös sähköisesti lähekkäin sijaitsevien loistehon kompensointilaitteen ja generaattorin jännitteensäätäjän välille. Äärimmäisenä tapauksena simuloinneissa havaittiin tilanne, jossa jakeluverkkoon kytkettä-

vän reaktorin kuluttama loisteho tuotettiin lähes kokonaan lähellä sijaitsevalla generaattorilla, jolloin jakeluverkon loistehotaseen kannalta reaktorin kytkemisestä ei juurikaan ollut hyötyä. Tällainen tilanne on toki estettävissä hyvällä suunnittelulla. Jakeluverkon kevyen siirron aikaan esiintyi voimalaitoksilla myös käytännössä tarpeetonta loistehon kulutusta jännitteennousun välttämiseksi, koska jännitteennousutilanne olisi yhtä hyvin voitu hoitaa kuntoon laskemalla hieman jännitetasoa koko jakeluverkossa päämuuntajan käämikytkimellä. Jännitetason lasku tulisi tehdä koko jakeluverkon tilanne huomioiden tilannekohtaisesti, mutta tällä tavalla voidaan merkittävästi vaikuttaa jakeluverkon loistehotaseeseen (loistehomaksuihin), loistehonsiirron aiheuttamiin lisähäviöihin ja myös voimalaitoksen häviöihin alentavasti.

Kantaverkon loistehotariffeissa sovellettavan loistehoikkunan muodoista tehtiin myös muutama havainto. Simuloinneissa loistehoikkunan yläosien (voimakas pätötehon otto) alueen loismaksurajojen loivennuksista ei yksikään skenaario hyötynyt, koska tarkastelut tehtiin pääosin sellaisissa verkonosissa, joissa oli sekä pätötehon kulutusta että tuotantoa. Loistehoikkunan muodosta johtuen loistehomaksuja syntyi yllättävän usein pätötehon annolla ja loistehon kulutuksella. Samansuuntaisia havaintoja on myös todellisista mittauksista sellaisista liittymispisteistä, joissa on paljon tuotantoa. Loistehoikkunoiden kokoa ja muotoa voisi tutkia siitä näkökulmasta, mikä on ylitysten haitallisuus kantaverkolle ja olisiko ikkunan muotoa siten mahdollista muokata sopimaan paremmin tuotantoa sisältäviin jakeluverkkoihin.

Kuten jo aikaisemmin todettiin, niin sovellettavilla loistehotariffeilla on riittävän voimakas ja oikeanlainen ohjausvaikutus, jotta jakeluverkoille on pääsääntöisesti taloudellisesti järkevintä investoida loistehonkompensointilaitteisiin sillä jännitetasolla missä loistehontarvekin on. Taloudellisten laskelmien kustannusarviot ovat konservatiivisia eli käytännössä kompensointilaitteet voivat olla edullisempia kuin laskelmissa käytetyt hinnat ja siten loistehon kompensoinnin kannattavuus voi entisestään parantua. Simuloinneissa tulee kuitenkin esille myös tilanteita, joissa reaktori-investointi loistehonannon välttämiseksi ei ole kannattava, jos loistehoantotunteja on suhteellisen vähän. Simuloinneissa ei ole kuitenkaan optimoitu kompensointilaitteiden kokoa, vaan laskelmissa on käytetty sivistynyttä arvausta laskentatyön vähentämiseksi.