



SUOMEN
ILMASTOPANEELI
The Finnish Climate
Change Panel

SÄHKÖISTÄMISEN VAIKUTUKSIA JA MAHDOLLISUUKSIA
SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄSSÄ -
SKENAARIOTARKASTELUJA

Peter Lund

Suomen ilmastopaneeli
Raportti 1/2022

© Suomen ilmastopaneeli



Julkaistu [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/) -lisenssillä.

Suomen ilmastopaneelin raportti 1/2022

Sähköistämisen vaikutuksia ja mahdollisuuksia Suomen energiajärjestelmässä – skenaariotarkasteluja

Tekijä:
Peter Lund

ISSN: 2737-0666

ISBN: 978-952-7457-10-8

DOI: <https://doi.org/10.31885/9789527457108>


Viittausohje:

Peter Lund. 2022. Sähköistämisen vaikutuksia ja mahdollisuuksia Suomen energiajärjestelmässä – skenaariotarkasteluja. Suomen ilmastopaneelin raportti 1/2022.

Suomen ilmastopaneeli edistää tieteen ja politiikan välistä vuoropuhelua ilmastokysymyksissä. Se antaa suosituksia hallituksen ilmastopoliittiseen päätöksentekoon ja vahvistaa monitieteellistä otetta ilmastotieteissä. Ilmastopaneelin selvitykset ja kannanotot tehdään tieteellisin perustein.

info@ilmastopaneeli.fi

www.ilmastopaneeli.fi

 @Ilmastopaneeli1

SISÄLLYS

ALKUSANAT	1
TIIVISTELMÄ	2
SUMMARY	4
SAMMANDRAG	6
1. JOHDANTO.....	8
2. SÄHKÖISTÄMISEN KANSAINVÄLINEN TILANNE JA VAIKUTUKSET SUOMEEN.....	9
3. SÄHKÖISTÄMISEN VAIKUTUKSISTA SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄÄN.....	12
3.1. Sähköistämisen lähtökohdat	12
3.2. Energiajärjestelmän muutoksia	12
3.3. Vaikutukset sähkötehoon	14
3.4. Sähköntuotannon muutokset	18
4. ENERGIAJÄRJESTELMÄN MALLINTAMINEN.....	21
4.1. Skenaariomallinnus DEFEND-ohjelmalla	21
4.2. Lähtöarvot ja oletukset	22
4.3. Skenaarioiden reunaehdot.....	22
5. ENERGIAJÄRJESTELMÄ VUONNA 2050	25
5.1. Sähkön kulutusskenaariot	25
5.2. Skenaariot sähköntuotannosta.....	26
5.3. Herkkyystarkasteluja	28
5.4. Kansallisen sähköjärjestelmän dynamiikka.....	35
6. SÄHKÖISTÄMISEN VAIKUTUKSET PAIKALLISELLA TASOLLA – TAPAUS HELSINKI.....	37
6.1. Lähtötiedot ja oletukset	38
6.1.1. Energian kokonaiskulutus	39
6.1.2. Sähköntuotanto	40
6.1.3. Havaintoja ja pohdintaa.....	42
7. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET	44
LÄHTEET	47
Liite A: Tekniset käsitteet	50
Liite B: Suomen energiajärjestelmän optimointimalli DEFEND (englanninkielinen kuvaus)	51
Liite C: Tase- ja tehokuvaaja sähköistämisen vaikutuksista Helsingissä	53
Kylmän ja leudon vuoden tasetiedot ja energiajärjestelmien dynamiikka.....	53
Voimaloiden käyttökatkosten vaikutuksia pakkaskaudella	60

ALKUSANAT

Sähköistämisellä on keskeinen rooli Suomen ja maailman kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisessä. Fossiilittomiin energialähteisiin perustuva sähköistäminen vähentää välittömästi energian tuotannon ja käytön päästöjä. Sähköistäminen auttaa myös teollisten prosessien ja liikenteen päästöjen vähentämistä. Sähköistämällä voidaan tehostaa energian käyttöä laajemminkin. Se jouduttaa sektorikytkentää, jossa energian tuotanto ja kulutus liittyvät verkostomaisesti ja entistä tiiviimmin yhteen energiankantajien, kuten vedyn ja sähkön, sekä datan kautta. Sähköön perustuvat uudet ratkaisut, kuten power-to-X, sähkön varastointi ja vedyn käytön laajeneminen energian kantajana ovat uusien liiketoimintamahdollisuuksien innovatiivinen perusta.

Suomen ilmastopaneeli on analysoinut sähköistämisen roolia kasvihuonekaasupäästöjen vähentäjänä useista eri näkökulmista: sähköistämisen vaatimuksia sähköverkon toiminnan, toimintavarmuuden ja kytkettyvyyden kannalta, teollisuuden sähköistämistä sekä sähköistämiseen liittyviä sosiaalisen oikeudenmukaisuuden ja energiaturvallisuuden haasteita.

Tämä raportti tarkastelee sähköistämisen vaikutuksia Suomen energiajärjestelmään. Tutkimusongelmana on, millaisia haasteita ja pullonkauloja eri sektoreilla voimakkaasti lisääntyvä sähkönkäyttö asettaa energiajärjestelmän toimivuudelle, sähköverkon kestävyydelle sekä kytkennöille muihin energialähteisiin ja -varastoihin. Tutkimus toteutettiin mallintamalla erilaisia sähkön käytön kasvun skenaarioita ottamatta erikseen kantaa siihen, mistä energialähteistä sähköä tulisi Suomessa tuottaa. Raportti on ennen muuta sähköjärjestelmän simuloitu stressitesti, jossa etsittiin sähkön kustannustehokkaan ja järkevän käytön kriittisiä tekijöitä.

Tässä raportissa esitetyt laskelmat ovat toimineet taustana Ilmastopaneelin kesäkuussa 2021 julkaisemalle muistiolle ”Sähköllä merkittävä rooli Suomen kasvihuonekaasupäästöjen leikkaamisessa”. Yhdessä lokakuussa 2021 julkaistun ”Sähköistyvän yhteiskunnan ja energiamurroksen vaikutukset sosiaaliseen oikeudenmukaisuuteen”-raportin sekä joulukuussa 2021 julkaistun ”Katsaus Suomen teollisuuden sähköistämisen teknologisiin ratkaisuihin” -raportin kanssa nämä julkaisut muodostavat laajan kokonaisuuden, johon Suomen energia- ja ilmastopolitiikassa tulisi kiinnittää aiempaa enemmän huomiota. Venäjän hyökkäys Ukrainaan osoittaa, että Euroopan ja Suomen tarve irtaantua fossiilisesta energiasta uusien tehokkaiden sähköä hyödyntävien ratkaisujen avulla on vielä ajankohtaisempi ja kiireellisempi tehtävä kuin tutkimusta aloitettaessa osattiin ennustaa, vaikka energiaturvallisuus nähtiin tärkeänä tekijänä. Mahdollisten uusien haavoittuvuuksien ja pullonkaulojen syntymisen riskit on huomioitava aiempaa tarkemmin. Tämän raportin viesti on erittäin ajankohtainen. Sähköistämistä tulee edistää Suomessa jopa suunniteltua nopeammin. Energiaturvallisuuteen liittyä nykyoloissa monia uusia seikkoja, joiden osalta tarvitaan uusia analyyseja sekä kansallisella että koko EU:n tasolla. Ilmastopaneeli on mukana tässä pohdinnassa.

Helsingissä 16.3.2022

Markku Ollikainen
Suomen ilmastopaneelin puheenjohtaja

TIIVISTELMÄ

Sähköistämällä on keskeinen rooli Suomen päästövähennystavoitteiden saavuttamisessa. Sähköistämällä tarkoitetaan sähkön käytön lisäämistä ja käyttösovellusten laajentamista eri sektoreilla. Kun sähköä tuotetaan päästöttömistä energialähteistä, sähköistäminen avaa uusia mahdollisuuksia merkittäviin päästövähennyksiin monilla perinteisesti fossiilienergiaa hyödyntäneillä toimialoilla. Tässä raportissa tarkastellaan energiajärjestelmän sähköistämisen vaikutuksia energiajärjestelmän rakenteeseen ja toimivuuteen. Raportissa selvitetään, miten sähköistämiseen liittyvät sähkön tuotannon ja kulutuksen muutokset vaikuttavat toisiinsa, ja mitä muita systeemiä vaikutuksia sähköistämällä voisi olla energiajärjestelmässä. Raportissa käsitellään myös tapoja mallintaa energiajärjestelmää vastaamaan tulevaisuuden haasteisiin. Tarkastelu on ulotettu vuoteen 2050.

Raportissa luodaan kirjallisuuteen perustuva katsaus sähköistämisen kansainväliseen tilanteeseen ja arvioidaan globaalin sähköistämiskehityksen vaikutuksia Suomeen. Päähuomio on kuitenkin Suomen energiajärjestelmän analyysissä. Raportissa esitellään tulokset Suomen energiajärjestelmän sähköistämisen kattavasta analyysistä, joka on tehty Aalto-yliopiston DEFEND-simulointi-optimointimallilla. Skenaarioissa mallinnettiin sekä sähkön kulutusta että tuotantoa Suomessa vuonna 2050. Lisäksi tehtiin herkkyyshanalyysi, jonka avulla tarkasteltiin, miten muutokset eri sähköntuotantomuotojen osuuksissa vaikuttavat energiajärjestelmään. Lopuksi toteutettiin vielä paikallisen tason energiajärjestelmän analyysi, jossa esimerkkitapauksena käytettiin Helsinkiä.

Energiajärjestelmän analyysin lähtökohtana on kustannustehokkaimman ratkaisun etsiminen annetuilla reunaehdoilla. Mallinnukselle asetetut reunaehdot sisälsivät muun muassa vaatimuksen sähkön loppukulutuksen ja tuotannon tasapainoilusta sekä rajat energiajärjestelmän hiilidioksidipäästöille. Herkkyyshanalyysissä haluttiin ymmärtää eri sähköntuotantomuotojen osuuksien vaihtelujen vaikutuksia energiajärjestelmään. Raportin herkkyyshanalyysit ja oletukset eivät kuitenkaan ole kannanottoja eri sähköntuotantomuotojen roolista tulevaisuuden energiajärjestelmässä.

Skenaariotarkastelu osoitti, että nykykehityksellä sähkön tarve voi nousta noin 50 prosenttia nykyisestä, ja vahvemmassa sähköistämällä sähkön tarve voi jopa yli kaksinkertaistua vuoteen 2050 mennessä. Energiajärjestelmän sähköistäminen mahdollistaa fossiilisten ja prosessiperäisten päästöjen leikkaamisen 90–95 prosenttia vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä Ilmastopaneelin suositusten mukaisesti, mutta vaatii lisää sähkön tuotantoa. Energiankäytön tehostamisella voi kuitenkin olla merkittäviä vaikutuksia kokonaissähköntarpeeseen.

Analyysin keskeinen havainto on, että sähköistetty energiajärjestelmä tarvitsee nykyistä enemmän joustoratkaisuja, sillä niin energian tuotannossa kuin kysynnässä on odotettavissa huomattavasti nykyistä enemmän ajallista vaihtelua. Esimerkiksi sähkön kulutuksen huipputeho voi kasvaa huomattavasti erityisesti lämmityskaudella. Myös vuorokauden sisällä tapahtuvat muutokset voivat olla suuria vaikkapa sähköisen liikenteen tarpeista johtuen. Huippu- ja reservitehoon tulee siten kiinnittää erityistä huomiota.

Merkittävä havainto on myös, että polttoaineita tarvitaan myös sähköistetyssä järjestelmässä tasapainottamaan energian kysyntää ja tuotantoa sekä takaamaan energiajärjestelmän toimintavarmuutta. Tarvitaan pikaisesti lisäselvityksiä siitä, missä määrin biopohjaisia ratkaisuja voidaan ilmastokestävästi hyödyntää polttoaineeksi, ja missä määrin tarvitaan sähköpolttoaineita. Polttoaineiden tarvetta voidaan vähentää energian käyttöä tehostamalla.

Paikallistason tarkastelu osoitti, että paikallisesti lämmitys on merkittävin osa loppuenergian kokonaiskulutusta. Tästä syystä erilaiset käyttökätkökset tai sähkön saatavuusongelmat pakkaskaudella ovat

keskeisiä toimintavarmuushaasteita kaupunkien energihuollon sähköistämässä. Sähköistämisen suunnittelussa tulee käyttää tarpeeksi monipuolisia lähtötietoja, esimerkiksi erilaisia säävuosia, jotta myös erilaiset ääritilanteet tulevat otetuksi huomioon.

Johtopäätöksenä todetaan, että sähköistäminen käsittää joukon uudenlaisia vaikutuksia energiajärjestelmään, joita tulee tarkastella sekä kansallisella että paikallisella tasolla. Nykyiset energiajärjestelmämallit eivät välttämättä täysimääräisesti huomioi näiden eri skaalojen ja vaikutusten dynaamisuutta. Seuraavan sukupolven mallien kehittäminen olisikin kiireellinen kansallinen tehtävä.

SUMMARY

Electrification plays a key role in Finland's efforts to achieve its goals in cutting emissions. Electrification means the increase in the use of electricity and expanding its applications for use in different sectors. When electricity is generated using emission-free sources of energy, electrification will open new opportunities for significant reductions in emissions in many sectors that traditionally use fossil fuels. In this report we will examine the effects of the electrification of the energy system on the structure and function of the energy system. The report examines how the changes related to electricity generation and consumption affect each other, and what other systemic effects electrification could have on the energy system. The report also deals with ways of modelling the energy system to correspond to future challenges. The examination extends to the year 2050.

The report puts forward a literature-based survey on the international situation involving electrification and evaluates the effects of the electrification development on Finland. However, the focus of attention is on the analysis of Finland's energy system. The report puts forward the results of a comprehensive analysis of Finland's energy system which was produced as part of Aalto University's DEFEND simulation/optimisation model. The scenarios modelled both the consumption and production of energy in Finland in 2050. In addition, a sensitivity analysis was conducted, examining how proportional changes in the different ways that electricity is produced have on the energy system. Finally, an energy system analysis was implemented at the local level in which Helsinki was used as an example.

The starting point of the energy system analysis was to seek a more cost-effective solution with the constraints given. The conditions set for the modelling included a requirement for an equilibrium between the end use and production of electricity and limits on carbon dioxide emissions of the energy system. In the sensitivity analysis the aim was to understand the effects of variation in the proportions of different forms of electricity production on the energy system. However, the sensitivity analyses and assumptions in the report are not statements of opinion on the roles that different forms of electricity production will have in the energy system of the future.

An examination of scenarios showed that if present trends continue, the need for electricity could grow by about 50 percent from the present level, and with stronger electrification, the need for electricity could more than double by 2050. The electrification of the energy system will make it possible to reduce fossil, and process-based emissions by 90–95 percent from the 1990 level by 2050 in accordance with the recommendations of the Finnish Climate Change Panel, but this would require more electricity production. However, more efficient use of energy can significantly affect the overall need for electricity.

A key observation in the analysis is that an electrified energy system will need solutions that bring more flexibility than before, since much greater temporal variation in energy production as well as demand are to be expected. For example, peak levels for electricity consumption can grow significantly, especially in the heating period. Changes taking place within a 24-hour period can also be great, owing to the needs of electrically powered transport. Consequently, special attention needs to be paid to peak and reserve output.

Another significant observation is that fuels will also be needed in an electrified system to balance out energy demand and production, and to secure the operational reliability of the energy system. Further studies are urgently needed on the degree to which bio-based solutions can be utilised as fuel in a climate friendly manner, and to what degree electrofuels will be needed. The need for fuel can be reduced through more efficient use of energy.

An examination at the local level showed that locally, heating is the most significant part of total consumption of final energy. For this reason, different types of blackouts or problems with the availability of electricity are key challenges to operational reliability in the electrification of the energy supply in cities. In planning electrification, it is necessary to use sufficiently versatile input, for example, various weather years, to make sure that extreme situations of various kinds are considered.

The conclusion is drawn that electrification comprises a number of new kinds of effects on the energy system which should be examined both at the national and local levels. The present energy system models do not necessarily fully consider the dynamic character of the various scales and impacts. The development of next generation models would be an urgent national task.

SAMMANDRAG

Elektrifieringen spelar en central roll för att uppnå våra mål att minska emissionerna. Genom elektrifieringen förväntas elanvändningen att ökas och utvidgas till tillämpningar inom olika sektorer. Då el produceras från utsläppsfritt kan elektrifieringen leda till betydande utsläppsminskningar inom flera branscher som traditionellt har utnyttjat fossila bränslen. I denna rapport analyseras effekter från elektrifieringen inom hela energisystemet. Rapporten utreder hurdana förändringar i elproduktionen och elförbrukningen kunde förväntas men även andra viktiga systemiska följder har betraktats. Analyserna baserar sig på modellering och simuleringar av hela energisystemet med ett tidsperspektiv upp till år 2050.

Rapporten ger en översikt av det internationella läget i fråga om elektrifiering. Översikten baserar sig på litteratur och utvärderar effekterna av utvecklingen av den globala elektrifieringen på Finland. Huvudfokus ligger dock på analysen av Finlands energisystem. I rapporten presenteras resultaten av en heltäckande analys av elektrifieringen av Finlands energisystem, som har gjorts med Aalto-universitetets DEFEND-simuleringsmodell. I scenarierna modellerades både elförbrukningen och produktionen i Finland 2050. Dessutom gjordes en känslighetsanalys med hjälp av vilken man granskade hur förändringarna i de olika elproduktionsformernas andelar påverkar energisystemet. Slutligen genomfördes ännu en analys av energisystemet på lokal nivå, där Helsingfors användes som exempel.

Utgångspunkten för analysen av energisystemet är att hitta den mest kostnadseffektiva lösningen med givna ramvillkor. Ramvillkoren för modelleringen innehöll bland annat ett krav på en balans mellan den slutliga elförbrukningen och produktionen samt gränser för koldioxidutsläppen i energisystemet. I känslighetsanalysen ville man förstå hur variationer i de olika elproduktionsformernas andelar påverkar energisystemet. Rapportens känslighetsanalyser och antaganden är dock inte ställningstaganden till olika elproduktionsformers roll i framtidens energisystem.

Scenariogranskningen visade att elbehovet med den nuvarande utvecklingen kan öka med cirka 50 procent jämfört med nuläget och med en starkare elektrifiering kan elbehovet till och med mer än dubblas före 2050. Elektrifieringen av energisystemet möjliggör en minskning av fossila och processbaserade utsläpp med 90–95 procent från 1990 års nivå fram till 2050 i enlighet med klimatpanelens rekommendationer, men kräver mer elproduktion. En effektivare energianvändning kan dock ha betydande konsekvenser för det totala elbehovet.

En central observation i analysen är att det elektrifierade energisystemet behöver fler flexibla lösningar än i nuläget, eftersom såväl energiproduktionen som efterfrågan förväntas variera betydligt mer tidsmässigt. Till exempel kan elförbrukningens toppeffekt öka betydligt särskilt under uppvärmnings-säsongen. Även förändringar inom ett dygn kan vara stora till exempel på grund av eltrafikens behov. Man bör således fästa särskild uppmärksamhet vid topp- och reserveffekterna.

En betydande observation är också att bränslen behövs även i ett elektrifierat system för att balansera efterfrågan och produktionen av energi samt garantera energisystemets funktionssäkerhet. Det behövs snabbt ytterligare utredningar om i vilken mån biobaserade lösningar kan utnyttjas som bränsle på ett klimathållbart sätt och i vilken mån elbränslen behövs. Behovet av bränslen kan minskas genom att effektivisera energianvändningen.

En granskning på lokal nivå visade att lokal uppvärmning utgör den största delen av den totala förbrukningen av slutenergi. Därför är olika driftavbrott eller problem med tillgången på el under köldperioden centrala utmaningar för funktionssäkerheten i elektrifieringen av energiförsörjningen i

städerna. Vid planeringen av elektrifieringen ska man använda tillräckligt mångsidiga utgångsuppgifter, till exempel olika väderleksår, så att även olika extrema situationer beaktas.

Slutsatserna av rapporten framför en hel del effekter som elektrifieringen medför i energisystemet på både nationell och lokal nivå. Befintliga energisystemmodeller beaktar inte sällan dynamiken från en sådan bred skala. Därför borde modeller som används t.ex. för utformningen av energipolitiken snarast uppdateras.

1. JOHDANTO

Sähköistämällä tarkoitetaan sähkön käytön lisäämistä ja käyttösovellusten laajentamista eri sektoreilla. Useiden kansallisten^{1,2,3,4} ja kansainvälisten^{5,6,7} arvioiden mukaan energiajärjestelmien sähköistäminen voi merkittävästi vähentää kasvihuonekaasupäästöjä. Kun sähköä tuotetaan päästöttömistä energialähteistä, sähköistäminen avaa uusia mahdollisuuksia merkittäviin päästövähennyksiin monilla perinteisesti fossiilienergiaa hyödyntäneillä toimialoilla. Sähkön osuus loppuenergiasta nousisi näiden arvioiden mukaan huomattavasti tulevaisuudessa, mikä edellyttäisi sähkön tuotannon lisäämistä. Kokonaisnäkemys sähköistämisen hyödyistä ja haitoista sekä suorista ja epäsuorista vaikutuksista on vielä puutteellinen. Ilmastopaneeli on suositellut, että Suomi vähentää fossiilisia ja prosessiperäisiä kasvihuonekaasupäästöjä vähintään 90 prosenttia, pyrkien 95 prosenttiin vuoteen 2050 mennessä⁸. Tämä edellyttää merkittäviä muutoksia niin energian tuotannossa kuin käytössä.

Ilmastopaneelin sähköistymishankkeessa on laadittu laajempi kokonaiskatsaus sähköistämisen hyödyistä ja haitoista sekä suorista ja epäsuorista vaikutuksista yhteiskuntaan. Näiden kysymysten selvittäminen on tärkeää sähköistämiseen pohjautuvan energiamurroksen ymmärtämisessä ja sen edellytysten luomisessa. Ilmastopaneelin sähköistymishankkeessa julkaistiin joulukuussa 2021 raportti ”Katsaus Suomen teollisuuden sähköistämisen teknologisiin ratkaisuihin”ⁱ sekä lokakuussa 2021 raportti ”Sähköistyvän yhteiskunnan ja energiamurroksen vaikutukset sosiaaliseen oikeudenmukaisuuteen”ⁱⁱ. Kesäkuussa 2021 Ilmastopaneeli julkaisi muistion ”Sähköllä merkittävä rooli Suomen kasvihuonekaasupäästöjen leikkaamisessa”ⁱⁱⁱ, jossa esiteltiin alustavia skenaarioita Suomen energiajärjestelmän sähköistämisestä.

Käsillä olevassa raportissa esitetään yksityiskohtaisempia tuloksia Suomen energiajärjestelmän skenaariomallinnuksesta päästöjen vähentämiseksi sähköistämisen avulla. Tarkoituksena on arvioida, miten sähköistämisen avulla voidaan merkittävästi pudottaa energiantuotannon päästöjä Suomessa. Samalla pyritään paikantamaan energiajärjestelmään syntyviä mahdollisia pullonkauloja, erityisesti järjestelmän toimivuuteen ja varmuuteen liittyen. Skenaariot ovat suuntaa antavia erilaisten systeemitilanteiden ja muutosten ymmärtämiseksi, eivätkä siten kannanottoja eri energialähteiden roolista tai osuuksista tulevaisuuden energiajärjestelmässä. Tarkastelut ulottuvat vuoteen 2050, jolloin päästöjen tulisi olla hyvin alhaiset ja energiajärjestelmän muutokset nykytilanteeseen verrattuna suuret.

Raportissa luodaan kokonaiskuva sähköistämisen merkityksestä Suomessa energiajärjestelmämallinnuksen ja skenaarioiden kautta. Raportin pääsisältö on seuraavissa asioissa:

- sähköistämisen kansainvälinen konteksti ja vaikutukset Suomeen;
- erilaisten sähköistämispolkujen vaikutukset Suomen energiajärjestelmään;
- sähköistämisen vaikutukset paikallistason energiajärjestelmän toimivuuteen;
- erityiskysymykset kuten huipputehon tarve ja energiajärjestelmän toimintavarmuus.

Liitteessä A on yhteenveto raportin kannalta keskeisistä teknisistä käsitteistä.

ⁱ Jegoroff, M., Arasto, A. & Tsupari, E. 2021. Katsaus Suomen teollisuuden sähköistämisen teknologisiin ratkaisuihin. Suomen ilmastopaneelin raportti 4/2021.

ⁱⁱ Lipsanen, A., Kivimaa, P. & Leino, M. 2021. Sähköistyvän yhteiskunnan ja energiamurroksen vaikutukset sosiaaliseen oikeudenmukaisuuteen. Suomen ilmastopaneelin raportti 3/2021.

ⁱⁱⁱ Lund, P., Kivimaa, P., Arasto, A., Lipsanen, A., Heliste, P., Tsupari, E. 2021. Sähköllä merkittävä rooli Suomen kasvihuonekaasupäästöjen leikkaamisessa. Suomen ilmastopaneelin julkaisu 3/2021.

2. SÄHKÖISTÄMISEN KANSAINVÄLINEN TILANNE JA VAIKUTUKSET SUOMEEN

Uusiutuvien energialähteiden – erityisesti aurinko- ja tuulienergian – kustannusten putoaminen ja markkinoiden nopea kasvu ovat keskeisesti vaikuttaneet siihen, että kiinnostus sähköistämiseen ilmastopoliittikan keinona on kasvanut. Pariisin ilmastopöytäkirja ja päästöoikeuksien hinnan nousu Euroopassa vauhdittavat uusiutuvien ja puhtaiden energialähteiden markkinoita. Kansainvälinen energiajärjestö IEA arvioi vuonna 2020, että uudet uusiutuvat energialähteet voisivat tuottaa yli puolet maailman sähköstä vuonna 2040⁵. Viimeisimmässä katsauksessaan IEA arvioi, että tuuli- ja aurinkosähkö yhdessä vastaisivat 70 prosentista maailman sähköstä vuonna 2050, ja uusiutuvat energialähteet yhdessä peräti 90 prosenttia⁹. Eurooppalaisissa skenaarioissa ennustetaan samansuuntaista kehitystä uusiutuvien energialähteiden osalta EU:ssa^{10,11}. Tuulienergian halpeneminen on johtanut sen nopeaan kasvuun myös Suomessa, ja se onkin nyt edullisin sähköntuotantomuoto. Hiilidioksidivapaata sähköä voidaan tuottaa uusiutuvien energialähteiden lisäksi ydinvoimalla sekä hiilidioksidin talteenoton ja varastoinnin teknologioita hyödyntämällä (CCS, carbon capture and storage).

Sähköistäminen ja sektorikytkentä lisäävät energiajärjestelmien joustavuutta, mikä on tärkeää sään mukaan vaihtelevien uusiutuvien energialähteiden käytölle. Sektorikytkennällä tarkoitetaan energian tuotanto- ja kulutussektorien tiiviimpää, verkostomaista ja monen suuntaista kytkemistä yhteen energiankantajien, kuten vedyn ja sähkön, sekä datan kautta.

Uusiutuvan sähkön, erityisesti sen ylijäämätuotannon, hyödyntäminen sektorikytkennän kautta mahdollistaa päästöjen vähentämisen myös muilla kuin energiasektorilla, esimerkiksi liikenteessä ja teollisuudessa. Sektorikytkentä tuo myös tarvittavaa joustovaraa vaihtelevalle uusiutuvan sähkön tuotannolle. Tästä on itse asiassa syntyneessä itseään ruokkiva positiivinen kierre – mitä enemmän joustavuutta energiajärjestelmässä on, sitä enemmän myös uusiutuvaa energiaa voidaan rakentaa. Sähkön loppukäyttöteknologiat ovat kehittyneet huomattavasti. Tämä koskee esimerkiksi lämmityksessä lämpöpumppuja ja liikenteessä sähköajoneuvoja. Nämä mahdollistavat tehokkaita tapoja vähentää polttoon perustuvaa tuotantoa. Positiivinen kehitys näyttäisi jatkuvan: meritulivoima kasvaa, aurinkosähkö edelleen halpenee ja esimerkiksi sähköajoneuvojen käytettyjen akkujen uusiokäyttö niin kutsuttuina ”toisen elämän” akkuina voi avata merkittäviä mahdollisuuksia akkuvarastoille^{12,13}.

Sähkön tuotanto ja käyttö kytkeytyvät vahvasti toisiinsa sähköistämässä, ja molemmat saavat toisistaan synergiaetuja. Sähköistämässä on kuitenkin lopulta kyse sähkön käytön lisäämisestä energian loppukäytössä korvamaan muita loppuenergian muotoja, erityisesti fossiilisia polttoaineita.

Sähkön osuus globaalista energiankulutuksesta oli 19 prosenttia vuonna 2018. Sähkön kysyntä on kasvanut nopeammin kuin primäärienergian tarve jo pitemmän aikaa, mikä korostaa sähkön merkitystä yhteiskuntien kehittämisessä. IEA⁵ arvioi, että sähkö voisi vastata 39–51 prosenttia globaalisti kaikesta loppuenergiasta vuonna 2040 – eräissä skenaarioissa jopa 65 prosenttia, johtuen pääosin kehittyvien maiden kasvavasta sähkön tarpeesta. IEA arvioi myös, että puolet autokannasta olisi sähköajoneuvoja vuonna 2040. Merkittävä osa tarvittavasta sähköstä tulisi uusiutuvista energialähteistä.

Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen Joint Research Centerin (JRC) EU-alueen skenaarioissa sähkön osuuden oletetaan perusskenaariossa kasvavan nykytilanteen mukaisesta 20 prosentista 40 prosenttiin vuoteen 2050 mennessä – vahvemmissa sähköistämisen skenaarioissa sähkön osuus on jopa 50 prosenttia⁷. Rakennusten loppuenergian kulutuksesta 59–71 prosenttia arvioidaan tulevan sähköstä – tällä hetkellä osuus on 31 prosenttia. Sähkön kokonaiskäytön

ennustetaan kaksin-kolminkertaistuvan EU-alueella vuoteen 2050 mennessä. Sähkön tuotannosta pääosan arvioidaan perustuvan uusiutuviin energialähteisiin.

Kiinan kasvihuonekaasupäästöt muodostavat lähes kolmanneksen koko maailman päästöistä. Kiinassakin sähköistäminen nähdään tärkeänä keinona leikata päästöjä, mutta samalla myös tapana kasvattaa tuottavuutta. Sähkön osuus loppuenergiasta on Kiinassa noin 20 prosenttia ja vuonna 2050 sen arvioidaan olevan 40–50 prosenttia. Sama arvio pätee myös teollisuudessa. Sähkön osuus rakennusten energiasta voisi nousta jopa yli 60 prosenttiin.⁷

Pohjoismaissa sähkön merkitys on perinteisesti ollut tärkeä muun muassa suuresta vesivoiman määrästä (yli puolet sähköstä) ja energiaintensiivisestä teollisuudesta johtuen. Yli 90 prosenttia pohjoismaisesta sähköstä on jo nyt päästötöntä, ja arvioidaan, että sähkö voisi olla lähes nollapäästöistä jo tämän vuosikymmenen loppuun mennessä, mikä osaltaan vauhdittaa sähköistämistä läpi sektorien¹⁴. Tuulivoiman määrä Pohjoismaissa kasvaisi näissä skenaarioissa huomattavasti, nykyisestä jopa yli viisinkertaiseksi vuoteen 2050 mennessä.

Ruotsissa laadittiin vuonna 2019 arvio sähköistämisen vaikutuksista sähkönkulutukseen¹⁵. Arvion mukaan sähkönkulutus kasvaa noin kolmanneksella vuoteen 2045 mennessä, erityisesti liikenteen ja teollisuuden sähköistämisen myötä, sekä esimerkiksi palvelinkestusten lisääntymisen seurauksena. Yhtä skenaariota lukuun ottamatta kaikki sähkö Ruotsissa olisi uusiutuvaa vuonna 2045, ja tästä yli puolet olisi tuulivoimaa. Sähkön hinnan arvioitiin jonkin verran nousevan esimerkiksi energijärjestelmän tarvitsemien systeemipalvelujen kuten tuotannon ja kysynnän tasapainottamisen kautta. Keväällä 2021 tehdyssä päivityksessä sähköistämistä vahvistettiin osana ilmastopolitiikkaa, jolloin päädyttiin peräti 71–121 prosentin lisäykseen sähkön tarpeessa vuonna 2040¹⁶. Sähkön käyttö teollisuudessa kolminkertaistuisi, kun käytön arvioitiin lisääntyvän erityisesti raudan, teräksen ja metallien valmistuksessa (51–57 prosenttia kaikesta sähköstä) sekä liikenteessä, jossa nähtäisiin 7–9-kertainen lisäys (9 prosenttia sähköstä). Ruotsilla on kunnianhimoisia tavoitteita esimerkiksi terästeollisuuden dekarbonisoinnissa elektrolyysivedyn kautta, mikä vaatisi suuria määriä puhdasta sähköä. Metsäteollisuuden sähkön käytön arvioitiin sen sijaan pysyvän nykyisellä tasolla. Vaikka kyseessä onkin vain arvio, olisi näin suurella sähkönkulutuksen kasvulla vaikutuksia pohjoismaisiin sähkömarkkinoihin ja heijastusvaikutuksia myös Suomeen. Esimerkiksi sähkön tuonti Ruotsista voi ehtyä, mistä Ruotsin kantaverkkoyhtiö on äskettäin varoittanut¹⁷. Kasvava sähkön kysyntä Ruotsissa voi vaikuttaa tuontisähkön saatavuuteen ja sähkön hintaan Suomessa. Jos pohjoismaiset sähkömarkkinat lisäksi integroituvat tiiviimmin manner-Eurooppaan, jossa sähköistäminen myös etenee, voi sähkön kuluttajahinta Suomessa nousta tuntuvasti tulevaisuudessa¹⁸.

Sähköistämisen aste vaikuttaa edellä mainittujen vaikutusten voimakkuuteen. Lisäksi sähköistäminen lisää sähkönkulutuksen sääriippuvuutta. Muun muassa lämmityksen sähköistyessä sähkön kulutuksen tehohiiput voivat erityisesti talvella nousta moninkertaisiksi nykyisestä. Tämä voi lisätä sähkön hintaa huippukautena ja hinnan vaihteluherkkyttä. Reservien, joustojen ja huippulaitosten tarve kasvaisi.

Sähköistämisen globaalit kehityssuunnat voivat vaikuttaa sähkön hintaan Suomessa. Usein oletetaan, että sähkön hinta pysyy vakaana tai jopa laskee tulevaisuudessa, mutta kysynnän kasvaessa ja sähkömarkkinoiden integroitua voi tapahtua myös päinvastaista kehitystä, kuten yllä on kuvattu. Halvan sähkön tuotantoa saattaa teknologiamuutosten kautta syntyä muualle kuin Suomeen. Tämä voi vaikuttaa sähköistyvän energiaintensiivisen teollisuuden kilpailukykyyn ja uusien sähköintensiivisten teollisten investointien sijoittumiseen Suomen ulkopuolelle, ellei Suomessa ole riittävästi muita kilpailuetuja. Esimerkiksi Persianlahden olosuhteissa suurten aurinkosähkövoimaloiden sähkön-

tuotannon hinnassa on jo päästy peräti alle yhden sentin per kWh^{IV}. Tähän verrattuna uusien tuulivoimaloiden tuotantohinta Suomessa on kolmin-nelinkertainen ja uusien ydinvoimaloiden nelinviisinkertainen⁶. Pohjanmerelle sijoittuvien vedyntuotantoon optimoitujen merituulivoimapuistojen vedyn tuotantohinnan arvioidaan olevan noin 40 euroa megawattitunnilta^V. Jos synteettisistä sähköpoltoaineista, esimerkiksi vihreästä vedystä, metanolista tai metaanista, muodostuu merkittävä globaali markkina, Suomen kilpailuetuna tuskin voi jatkossa olla halpa sähkö. Sen sijaan Suomen valttina voisivat pikemminkin olla teknologiaan ja osaamiseen pohjautuvat tuotteet ja palvelut, joiden kehittäminen edellyttäisi nykyistä pitkäjänteisempää tutkimus- ja innovaatiopolitiikkaa.

^{IV} <https://www.pv-magazine.com/2021/04/08/saudi-arabias-second-pv-tender-draws-world-record-low-bid-of-0104-kwh/>

^V Jan Willem Langeraar. Keynote speech at EERA JP Wind and SET Wind Annual Event 2021.

3. SÄHKÖISTÄMISEN VAIKUTUKSISTA SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄÄN

3.1. Sähköistämisen lähtökohdat

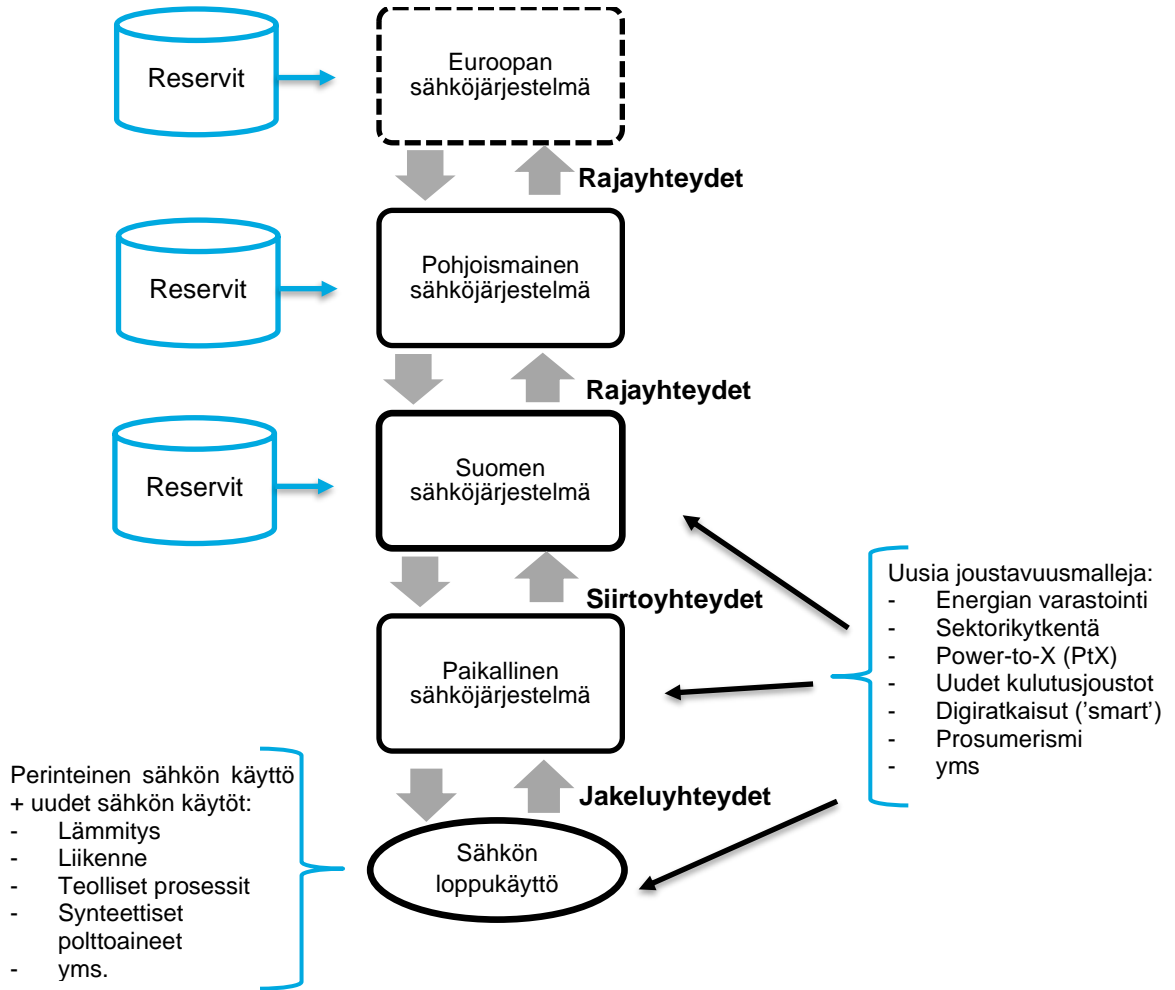
Energialähteet, kuten biomassa, ydinpolttoaine tai tuulivoima, pitää muuntaa loppuenergiaksi eli joko sähköksi, lämmöksi tai polttoainelasteiksi ennen kulutusta. Pohjoisissa maissa noin puolet tarvittavasta loppuenergiasta on lämpöä, ja sähkön osuus on 20–30 prosenttia. Sektoreittain katsottuna teollisuus kuluttaa Suomessa 45 prosenttia energiasta, rakennusten lämmitys 26 prosenttia, liikenne 17 prosenttia ja muut 12 prosenttia.

Sähköistämällä tarkoitetaan sähkön käytön lisäämistä ja käyttösovellusten laajentamista perinteisen sähkön käytön lisäksi eri sektoreilla. Sähköistämässä energialähteet, kuten tuulivoima muunnetaan sähköksi ja hyödynnetään käyttövoimana esimerkiksi liikenteessä (kuten sähköautoissa) tai lämmityksessä (kuten lämpöpumpuissa). Sähköstä voidaan myös tuottaa esimerkiksi sähköpolttoaineita (kuten vetyä tai synteettistä metaania) korvaamaan fossiilisia polttoaineita. Kun sähköä tuotetaan päästöttömistä energialähteistä esimerkiksi uusiutuvalla energialla, voi sähköistäminen avata uusia mahdollisuuksia suurille päästoleikkauksille monilla perinteisesti fossiilienergiaa hyödyntäneillä sektoreilla. Samalla voidaan saavuttaa parannuksia myös energiatehokkuudessa ja sähköjärjestelmän joustavuudessa.

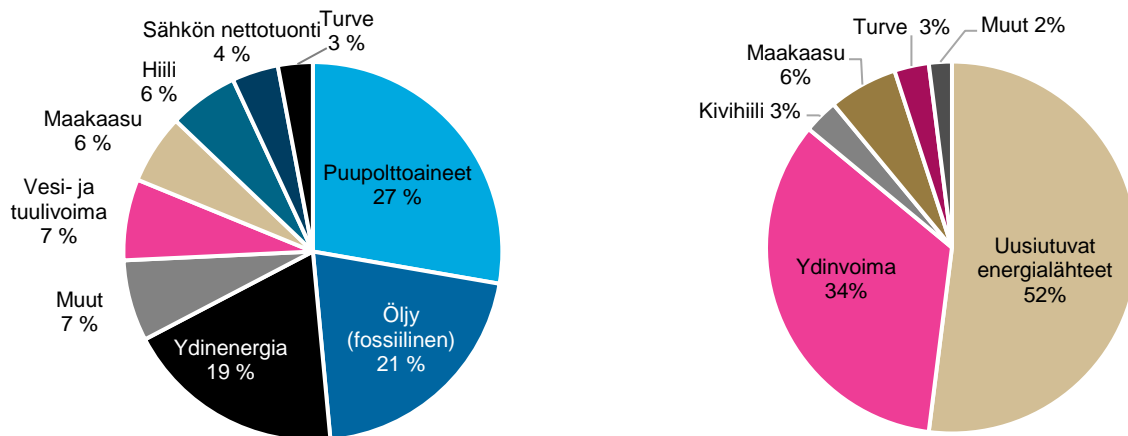
3.2. Energiajärjestelmän muutoksia

Energia- ja sähköjärjestelmä muodostaa monimutkaisen kokonaisuuden (kuva 1). Sähköjärjestelmää voi kuvata verkkomaisena alustana, joka linkittyy sähköverkkojen kautta paikalliselta tasolta ylikansallisiin energiajärjestelmiin. Sähköjärjestelmän pitää olla joka hetki tasapainossa, toisin sanoen kulutuksen tulee olla yhtä suurta kuin tuotanto ja varastointi yhteenlaskettuna. Tasapainon varmistamiseksi järjestelmässä on runsaasti erilaista reservitehoa, muun muassa nopea ja hidas reservi, kulutuksen joustot sekä rajasiirtoyhteydet¹⁹.

Se osa energiajärjestelmää, joka ei pohjautu sähkön käyttöön, käyttää yleisesti polttoaineita. Tällaisia ovat toistaiseksi liikenne- ja lämmityssektorit. Energian kulutuksen ja tuotannon hetkellinen tasapaino ei polttoainetta käyttävillä sektoreilla ole kriittinen tekijä, koska polttoaine toimii energianvarastona. Polttoaineena Suomessa käytetään sekä fossiilisia polttoaineita että biopolttoaineita (kuva 2). Lähes 90 prosenttia Suomessa käytetystä energiasta perustuu tällä hetkellä tavalla tai toisella polttoaineisiin. Sähkön tuotannossa polttoaineiden osuus on runsas 50 prosenttia; toinen puoli on polttoaineettomia uusiutuvia energialähteitä, vesi-, tuuli- ja aurinkovoimaa, sekä sähkön nettotuontia pohjoismaisilta energiamarkkinoilta sekä Virosta ja Venäjältä (yhteensä 18 prosenttia sähkönkulutuksesta). Sähköistämässä korvataan käytännössä fossiilisia polttoaineita sähköllä tai sähköperäisillä polttoaineilla. Se, miten bioenergian hiilijalanjälki määritellään tulevaisuudessa, saattaa vaikuttaa puuperäisen biomassan käyttöön energiatuotannossa²⁰. Sähköistäminen voisi korvata myös biomassan osuutta energiatuotannossa.



Kuva 1. Periaatekuva sähköjärjestelmästä.



Kuva 2. Energian (vas.) ja sähkön (oik.) tuotanto Suomessa 2020.^{VI}

^{VI} Lähde: Tilastokeskus.

Jos sähkön tuotanto kasvaa merkittävästi sähköistämisen myötä, sähköjärjestelmän tasapainottamiseksi tarvitaan lisää joustavuutta. Nykyiset reservit tai kulutusjoustop, joista vastaa järjestelmävastaava (Fingrid Oy), eivät välttämättä riitä. Sähköinfrastruktuurin vahvistaminen Suomessa niin siirto- ja jakeluverkkojen kuin huippu- ja reservitehon osalta on todennäköisesti tarpeen. Myös rajayhteyksiä esimerkiksi Suomen ja Pohjoismaiden sekä Pohjoismaiden ja manner-Euroopan välillä tullaan vahvistamaan jo olemassa olevien suunnitelmien mukaisesti^{VII}. Lisäksi on käytettävissä joukko uusia ratkaisuja, jotka tyypillisesti sijoittuvat lähelle paikallista energian loppukäyttöä ja jakeluverkkojen yhteyteen. Tällaisia ovat esimerkiksi pienimuotoiset energiavarastot tai akkuvoimat, sektorikytkennät esimerkiksi lämmityksen ja sähköisen liikenteen välillä, uudet kulutusjoustop (esimerkiksi rakennusten lämpötilan ja kylmälaitteiden säädöt), sähköpolttoaineet, kuluttaja-tuottajamallit, digitalisaatio ja älyverkot²¹.

Sektorikytkennän avulla esimerkiksi tuulivoiman tuotanto voidaan kytkeä vedyn, lämmön ja sähkön kautta lämmitykseen, liikenteeseen ja teollisuuteen, jotka puolestaan voivat olla edelleen toisiinsa kytkettyjä esimerkiksi lämmityksen tuotannon ja kulutuksen osalta. Päästöttömien energiankantajien käyttö mahdollistaa kulutussektorien päästöjen tippumisen. Eri sektorien yhteen kytkeminen lisää energiajärjestelmän joustavuutta, mutta tuo myös uusia tarpeita esimerkiksi infrastruktuurille.

P2X (power-to-X, tai PtX, jossa X= väli- tai lopputuote) tarkoittaa sähköenergian muuntamista muiksi energiankantajiksi tai tuotteiksi. Tehtäessä sähköstä polttoainetta muuntaminen tapahtuu usein hajottamalla elektrolyysillä vettä hapeksi ja vedyksi. Tämä mahdollistaa päästöttömän sähkön hyödyntämisen raaka-aineena myös prosesseissa tai sektoreilla, joissa suora sähkön käyttö on teknologisesti vaikeaa tai mahdotonta. Esimerkkejä P2X:stä polttoaineiden tuotannossa ovat muun muassa P2F (power-to-fuel), jossa sähköä muunnetaan elektrolyysissä ensin vedyksi. Aikaansaatu vety muunnetaan yhdessä hiilidioksidin kanssa katalyyttisesti ilmastoneutraaliksi hiilivedyksi esimerkiksi liikennesektorin käyttöön. P2G (power-to-gas) tarkoittaa vastaavasti sähkön muuntamista synteettiseksi kaasuksi, useimmiten metaaniksi, jolla voidaan korvata fossiilista metaania. Tällä tavalla tuotettuja polttoaineita kutsutaan myös sähköpolttoaineiksi (englanniksi e-fuel). Sähköpolttoaineilla voidaan korvata fossiilisten energialähteiden energialoppukäytön kannalta suoraan hyödynnettävässä muodossa (drop-in).

3.3. Vaikutukset sähkötehoon

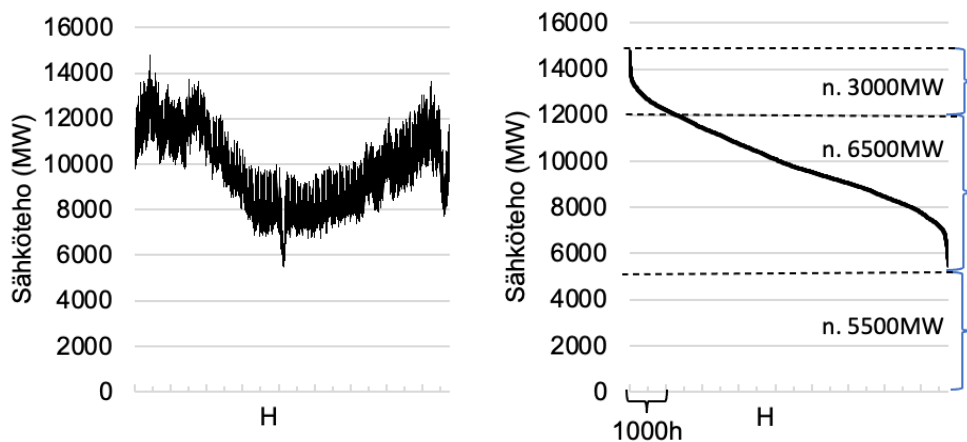
Energiaskenaarioissa energiajärjestelmän energiatase esitetään yleensä vuositasolla^{3,2,1}. Laskennassa kiinnitetään usein vähemmän huomiota energiajärjestelmän dynamiikkaan, mikä polttoainepohjaisessa energiajärjestelmässä voi ollakin riittävän hyvä lähtökohta, sillä polttoaine toimii energian varastona keskiarvoistaen nopeitakin vaihteluja. Sen sijaan vahvasti sähköistetyssä energiajärjestelmässä sisäistä joustoa on vähemmän ja myös sähkön siirtämiseen liittyy erilaisia infrastruktuurirajoituksia. Pakkaskaudella sähkötehon riittävydessä Suomessa on perinteisesti ollut haasteita, vaikka sähkön osuus energian loppukulutuksesta ei ole vielä korkea. Tästä syystä sähkötehoon ja huipputehon tarpeeseen on syytä kiinnittää erityistä huomioita energiatarkasteluissa ja -skenaarioissa. Perinteisten energiajärjestelmämallien rinnalle saatetaan tarvita tarkempia energiajärjestelmien simulointimalleja, joissa järjestelmän dynamiikka, eri osien vuorovaikutukset ja ohjaus on mallinnettu yksityiskohtaisemmin.

Sähköteho ja energia kytkeytyvät toisiinsa fysikaalisesti ajan kautta: sähköenergia (kilowattitunti) = sähköteho (kilowatti) x aika (tunti).

^{VII} www.fingrid.fi

Sähköjärjestelmän tehtävänä on tuottaa tehoa jatkuvasti kulutuksen mukaisesti, ja kun teho lasketaan ajan yli, saadaan energiaa. Energia 'hukkaa' tiedon tehosta ja siten keskiarvostaa tiedon tehosta.

Kuvassa 3 alla on esitetty tyypillinen sähkön kulutuksen tehoprofiili tunneittain yhdelle vuodelle Suomessa. Tehon vaihtelu kesän ja talven välillä on lähes kolminkertainen, kuvassa näkyy myös päivän ja yön vaihtelu sekä viikonloppuvaihtelu. Kuvassa 3 oikeanpuoleisessa kuvaajassa esimerkki pysyvyysskäyrästä näyttää tehon tarpeen ajallisen keston. Pohjalla oleva perusteho (noin 5500 megawattia) on jatkuvaa 24/7, mutta sen sijaan huipputehon tarve (noin 3000 megawattia) on ajallisesti lyhyttä, noin kuukauden verran vuodessa. Näiden välissä on vaihtelevaa keskitehoa. Kulutuksen eri tasoille löytyy erityyppistä tuotantokapasiteettia, esimerkiksi ydinvoimala on tyypillinen perusvoimalaitos ja kaasumootori/turbiini on huippuvoimala ja näiden välissä toimivat muun muassa sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset eli CHP-laitokset. Vesivoima palvelee laajaa tehoaluetta Pohjoismaissa, mutta vastaa erityisesti huippukulutukseen. Investoinniltaan perusvoimala on kallis (korkea CAPEX), mutta polttoaine on halpaa (matala OPEX), kun sen sijaan huippuvoimalassa tilanne on päinvastainen. Voimalan kannattavuuden kannalta perusvoimalaa kannattaa ajaa nimellisteholla 24/7, mutta huippuvoimalaa vain lyhyen ajan. Sähköistäminen voi vaikuttaa nykyiseen sähkönkulutusprofiiliin ja siten muuttaa perus- ja huipputehon suhdetta, millä voi olla vaikutusta voimalaitosten kannattavuuteen. Tilannetta monimutkaistaa sähköjärjestelmän kytkeytyminen pohjoismaiseen sähkömarkkinaan (Nordpool), joka määrittää sähkön tuntihinnan energiatuotantomuotojen rajakustannusten mukaan eli marginaalikustannuksiltaan halvin tuotantomuoto tulee ensin. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla eri sähköntuotantomuotojen ajojärjestys on siten rajakustannusten mukaan aurinko- ja tuulivoima → vesivoima → ydinvoima → sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset → fossiiliset huippuvoimalat.



Kuva 3. Esimerkki sähkön kulutuksesta Suomessa. Vasemmalla sähkön tuntikulutuksen aikasarja yhden vuoden ajanjaksolla (x-akseli). Oikealla kulutuksen pysyvyysskäyrä. Oikea kuvaaja kertoo tuntien määrän (x-akseli), joka ylittää määrätyn sähkötehon (y-akseli). Perustehon tarve on tässä esimerkissä noin 1/3 kulutuksen huipputehosta.

Tasaisen jatkuvan sähkötehon tarpeen kasvu johtaa suurempaan sähköenergian tarpeeseen, kun taas huipputehon tarpeen kasvu vaikuttaa yleensä vain vähän sähköenergian tarpeeseen, sillä huipputehoa tarvitaan lyhyen aikaa.

Pitkälle menevässä sähköistämässä sähkö- ja muu energiajärjestelmä integroituvat vahvemmin toisiinsa, jolloin sähkö korvaa muita energian loppukäyttömuotoja, kuten lämpöä ja polttoaineita. Tämän seurauksena sekä sähköenergian että sähkötehon tarve kasvavat. Erityisesti lämmön tuotannon

sähköistäminen lisää sähkön kulutuksen sääriippuvuutta ja kasvattaa talvipakkasella huipputehon tarvetta. Karkeasti ottaen lämmityksen huipputehon tarve talvella on yli kolminkertainen verrattuna sähkökulutuksen huipputehon tarpeeseen ilman lämmitystä. Lämpöpumppujen käyttö pienentää lämmityksen tarvitseman sähkön huipputehoa merkittävästi jopa lähes samalle tasolle kuin sähkökulutuksen ilman lämmitystä, kunhan lämmönlähteen lämpötila on riittävä pakkaskaudella. Esimerkiksi maalämpö, syvät porareiat ja rakennusten poistoilman käyttö ovat usein parempia lämmönlähteitä kuin pelkkä ulkoilma. Koska lämpöpumpun lämpökerroin riippuu lämpötilasta, korkeampi lämmönlähteen lämpötila antaa aina korkeamman lämpökertoimen. Siten tavanomaiset ilmalämpöpumput käyttävät sähköä lähes sähkökattilan tavoin huippupakkasilla eli niiden sähkön kulutus on huomattavasti korkeampi kuin lauhassa säässä. Huipputehon tarve tulisi ottaa tarkasti huomioon paikallistason ratkaisuisissa, kun kaukolämmössä siirrytään fossiilisista polttoaineista lämpöpumppuihin. Taajamissa syvälämpökaivojen käyttö olisi tässä suhteessa kiinnostava vaihtoehto. Kun porataan esimerkiksi 2 kilometriä syvä lämpökaivo, vastaa sen teho kolmenkymmenen 300 metriä syvän porareian tehoa, jolloin syvälämpökaivo voisi soveltua myös taajamien käyttöön suuremmissa mittakaavassa²³. Suuret pelkkää ulkoilmaa lämmönlähteenä käyttävät lämpöpumppuvoimalat ovat ongelmallisempia talvella niin huipputehon kuin paikallisen sähköverkon kapasiteetin kannalta. Lämpöpumput ovat testattua tekniikkaa, ja Suomessa on käytössä yli 1 200 000 lämpöpumppua, joista vajaat 200 000 on maalämpöpumppuja^{viii}. Lämpöpumppujen potentiaali lämmityksen sähköistämässä on suuri.

Liikenteen päästöjen puolittaminen vuoteen 2030 mennessä hallituksen periaatepäätöksen mukaisesti edellyttää sähkökäyttöisten autojen yli kymmenkertaistamista alle kymmenessä vuodessa. Liikenteen sähköistäminen luo siten myös uutta tehotarvetta, erityisesti siirryttäessä pikalataukseen, jossa lataustehot voivat nousta nykyisestä 1,3–3,6 kilowatista (niin sanottu type 1 -liitäntä) ja 7,6–22 kilowatista (type 2 -liitäntä) jopa muutamaan sataan kilowattiin lataukselta²⁴. Paikallisverkkojen ja muuntajien kapasiteetti voi olla riittämätön hoitamaan suuren sähköautokannan (pika)lataustarpeita. Hallituksen kaavailun mukaisesti liikenteessä olisi vuonna 2030 noin 700 000 sähkökäyttöistä henkilöautoa ja noin 45 000 sähkökäyttöistä pakettiautoa. Sekä henkilö- että pakettiautoista vähintään puolet olisi täyssähköautoja. Huipputehon tarpeen kannalta keskeinen kysymys on, millä teholla ja ajoituksella tällaista sähköautokantaa ladataan. Nykyisellä latausinfraalla teoreettinen latausteho olisi välillä 1 000–16 000 megawattia. Tulevaisuuden 100 kilowatin pikalatauksella teoreettinen latausteho voisi olla peräti 74 500 megawattia, jos koko autokanta ladattaisiin saman aikaisesti. Vertailun vuoksi tämänhetkinen sähkönkulutuksen huipputeho Suomessa on runsas 15 000 megawattia. Suhteutettuna Helsinkiin, missä autotiheys on suuri, voisi hetkellinen huipputeho kasvaa jopa 500 megawattia satunnaisella latausstrategialla. Kulutuksen huipputeho on Helsingissä nyt runsas 800 megawattia. Jos sähköautojen latauksesta johtuva huipputehon kasvu pyrittäisiin rajoittamaan esimerkiksi 10 prosenttiin nykyisestä sähkön kulutuksen huipputehosta, merkitsisi se, että 22 kilowatin latausteholla (type 2-liitäntä) noin 10 prosenttia autokannasta voitaisiin ladata samanaikaisesti, mutta 100 kilowatin teholla vain kaksi prosenttia. Suomessa on myös syytä muistaa, että keskimääräinen lataustarve voi nousta jopa 50 prosenttia talvella kovimmilla pakkasilla autojen tarvitseman lämmityksen ja akkujen kapasiteetin putoamisen vuoksi. Suuren autokannan V2G-ratkaisu (vehicle-to-grid, ajoneuvosta verkkoon), jossa sähköauton akkua voidaan purkaa sähköverkkoon, voisi lisätä sähköjärjestelmän joustavuutta. Vuoden 2030 tavoiteltava sähköautokanta vastaa noin 30 gigawattitunnin sähkönvarastointikapasiteettia, olettaen 40 kilowattitunnin akkua per auto. Jos 20 prosenttia tästä sähköautokannasta voisi asettaa puolet auton akun kapasiteetista sähköverkon tukemiseen V2G:n avulla, vastaisi se sähkön huipputehon aikana 1 000 megawatin tehoa kolmen tunnin aikana. Tämä

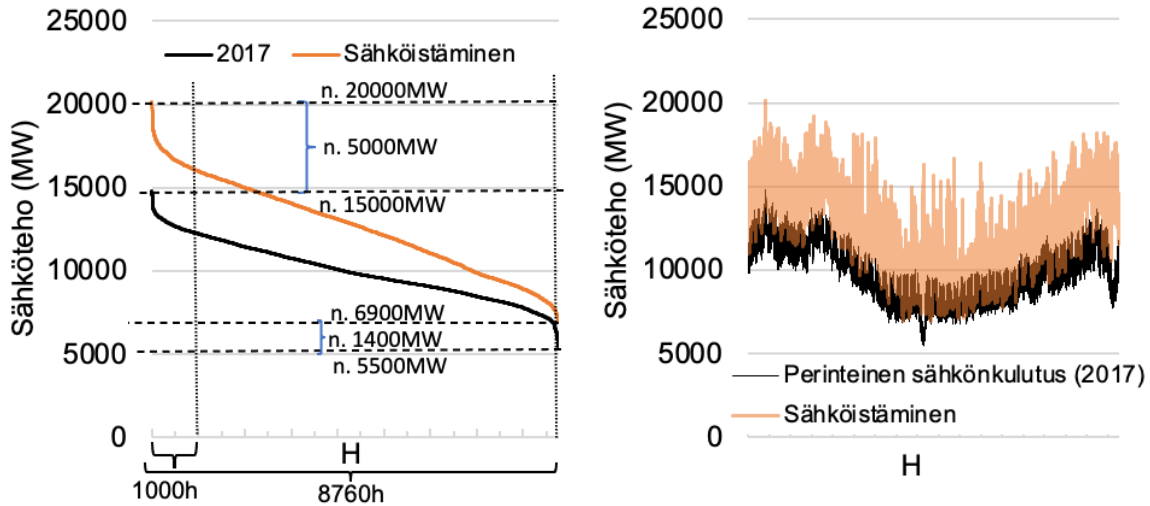
^{viii} www.sulpu.fi

vastaisi yli kolmannelta Suomen sähköntuontikapasiteetista Ruotsista. Sen lisäksi, että nyt pyritään voimakkaasti kasvattamaan sähköautojen ja latauspisteiden määrää, tulisi myös ajoissa laatia sähköautojen kansallinen latausstrategia – erityisesti tiheän autokannan alueilla, kuten kaupungeissa, ja toteuttaa tarvittavat toimet lataustehojen pitämiseksi kohtuullisina energiajärjestelmän kannalta. Tämä voisi käsittää muun muassa älylatausta, väliakkuvarastojen käyttöä ja sähköautojen verkkokytentämahdollisuuden. Kaikissa näissä digitaaliset ratkaisut ja data ovat keskeisessä asemassa, jotta suuren autokannan lataus saataisiin onnistumaan parhaimmalla mahdollisella tavalla.

Teollisuuden sähkönkulutus on prosessien luonteesta johtuen käytännössä tasaista²⁵. Polttoaineperusteisia prosesseja sähköistettäessä huipputehon tarve kasvaa tarvittavan keskitehon verran. Lämmön tuotannon polttoaineita korvattaessa lämpöpumpuilla pätee huippusähkön tarpeelle sama periaate kuin rakennetussa ympäristössä, eli lämmönlähde on ratkaiseva huipputehon kannalta. Kun sähköä käytetään synteettisten polttoaineiden valmistukseen elektrolyysin ja synteetin kautta voi tasaisen sähkötehon tarve nousta huomattavasti kyseisten prosessiketjujen alhaisesta hyötysuhteesta johtuen. Esimerkiksi metanolin valmistaminen sähkön avulla tarvitsee jopa kuudesta seitsemään kertaa enemmän energiaa kuin sen valmistaminen fossiilisista polttoaineista²⁵.

Miten paljon sähkönkulutuksen tehon tarve voisi muuttua, jos edellä mainittuja uusia kulutuskohteita, eli lämmitystä, liikennettä ja teollisuutta, tarkastellaan kokonaisuutena energiajärjestelmässä? Kuvan 4 esimerkissä tarkastellaan yhtä mahdollista vastausta. Tuotantomuotojen muutokset vaikuttavat myös kulutusprofiiliin; esimerkiksi jos ylijäämänsähköä on käytettävissä, voidaan sitä varastoida tai ohjata sähköautojen lataukseen tai varastoida lämpönä myöhempää lämmitystä varten. Seuraavassa DEFEND-optimointiohjelmalla lasketussa esimerkissä lähdetään liikkeelle nykytilannetta vastaavasta energian loppukäytöstä samalla kun koko energiajärjestelmän päästöt leikataan tasolle 4 Mt CO₂-ekv. Päästöjen leikkaus toteutetaan sähköistämällä erityisesti liikennettä ja lämmitystä, niin että liikenteestä 50 prosenttia olisi sähköistetty¹⁰ ja lämmityksestä 70 prosenttia. Tuotantoprofiilia muutetaan maltillisesti nykyisestä, mutta sähkön tuotannon määrää kasvatetaan. Lisäksi kestävä biopolttoaineen määrää, mukaan lukien biokaasua, lisätään hieman. Sähköiset ajoneuvot ladataan älykkäästi ja hyödynnetään myös ajoneuvosta verkkoon –ratkaisuja (vehicle-to-grid, V2G); lämmityksessä lämpöpumput korvaavat polttoainepohjaista lämmön tuotantoa käyttäen hyväksi ei-ulkoilmalämmönlähteitä, jolloin keskimääräinen lämpökerroin on 3. Kuvassa 4 on esimerkkilaskelma sähkönkulutuksen muutoksesta tässä tapauksessa: sähköenergian kulutus nousee 27 prosenttia vuoden 2017 tasosta, tehohuippu kasvaa 37 prosenttia 5 000 megawattiin ja perustehotaso kasvaa 26 prosenttia 1 400 megawatilla. Jos energian kulutus kasvaisi tai biopolttoaineiden tuotanto vähenisi, pitäisi sähköistämistä lisätä ja kulutuksen huippu voisi kasvaa jopa yli 10 000 megawattia nykyisestä. Eräissä tarkastelluissa korkean kulutuksen skenaarioissa, joissa sähköpolttoaineiden tuotantoa kasvatettiin huomattavasti erityisesti teollisuudessa, esiintyi jopa 15 000 megawattia korkeampi tehohuippu, joka sähköjärjestelmän toimivuuden kannalta olisi hyvin haasteellinen. Pienemmätkin huipputehon lisäykset saattavat kuitenkin edellyttää nykyistä huomattavasti vahvempia kulutuksen joustoja tai muita kulutuksen hallintatapoja, esimerkiksi energian käytön tehostamista ja sähkövarastoja. Kuvasta 4 (oikealla) näkyy myös tehonvaihtelujen (megawattia/tunti) huomattava kasvu, joka asettaa tuotantopuolelle uusia vaatimuksia.

Esimerkin osoittamasta tehonvaihtelujen huomattavasta kasvusta johtuen kannattaisi sähköistämisen yhteydessä myös kiinnittää enemmän huomiota energiankulutukseen ja sen tehostamiseen sekä erityisesti huipputehon tarpeeseen.



Kuva 4. Esimerkki sähkön kulutuksesta Suomessa, kun energiaperäiset päästöt leikataan tasolle 4 Mt CO₂/v. Oikealla sähkön tuntikulutuksen aikasarja yhden vuoden ajanjaksolla. Vasemmalla sähkön kulutuksen pysyvyysskäyrä. Kuvaaja kertoo tuntien määrän (x-akseli), joka ylittää määrätyn sähkötehon (y-akseli).

3.4. Sähköntuotannon muutokset

Sähköistäminen kasvattaa sähkön kulutusta, minkä vuoksi myös sähkön tuotantoa pitää kasvattaa. Luvussa 5 esitettävissä skenaarioissa sähkön kulutuksen kasvu on huomattava, jopa kaksinkertainen vuoteen 2050 mennessä. Myös kulutuksen jakautuma muuttuu selvästi nykyisestä tilanteesta, samoin tehovaihtelun suuruus. Tämän vuoksi esimerkiksi tuotantokapasiteettien kasvattaminen pelkästään sähköenergian määrän suhteen ei vastaa parhaimmalla mahdollisella tavalla sähköistämisen tarpeisiin, vaan voi johtaa jopa sähköjärjestelmän häiriöherkkyyden kasvuun, kun esimerkiksi huipputehon kulutus kasvaa. Tästä syystä sähkön tuotanto pitää optimoida ja sovittaa uuteen kulutustilanteeseen.

Sähköistämisen mukanaan tuoma muutos on vaiheittainen uusien investointien ajallisen vaiheistuksen vuoksi, mistä syystä uusien ja nykyisten tuotantoratkaisujen integrointi tulee olemaan tärkeää (kuva 5)²⁶. Tähän tarvitaan esimerkiksi kuvan 1 mukaisia joustavuusmalleja ja sähköinfrastruktuurin vahvistamista, mutta myös uusia liiketoimintamalleja ja lainsäädäntöä tai markkinamekanismeja, joilla luodaan edellytyksiä tarvittaville investoinneille joustavuuden kasvattamiseksi.



Kuva 5. Uuden ja vanhan tuotannon integrointi.

Puhtaasti tekniseltä kannalta katsottuna erilaisilla sähkön tuotantomuodoilla ja joustavuuksilla on erilaiset vasteajat kulutuksen muutoksille. Vesivoima, kaasumoottorit ja -turbiinit ovat nopeita vasteeltaan ja sopivat tämän vuoksi hyvin säätö- ja huippuvoimaksi. Perusvoimalaitosten, kuten ydinvoimalan, käynnistys- ja vasteajat ovat sitä vastoin pitkät, eivätkä ne sovellu nopeasti muuttuvan

kulutuksen seuraamiseen, vaan tasaisemman pohjatehon tuottamiseen^{21,27,28} Edellä kuvatuilla tuotantomuodoilla on kuitenkin tukenaan energian varasto (polttoaine, uraani, vesi), ja niiden teho on säädettävissä, toki eri vasteilla tuotantomuodosta riippuen. Sen sijaan sään mukaan vaihtelevissa uusiutuvissa energialähteissä, kuten tuuli- ja aurinkovoimassa, ei sellaisenaan ole sisäistä energiavarastoa. Tästä johtuen niihin liittyy tuotannon vaihtelua ja tuotannon tehoon epävarmuutta, mikä aiheuttaa haasteita sähkön kulutuksen ja tuotannon yhteensovittamisessa. Erilaiset integrointi- ja joustavuusratkaisut ovatkin sään mukaan vaihteleville uusiutuville tuotantomuodoille erittäin tärkeitä, koska niillä voidaan myös parantaa säädettävyyttä.²⁹ Lisäksi näissä tuotantomuodoissa ei ole omaa inertiaa ('hitautta'), kuten pyörivissä perinteisissä generaattoreissa. Tällä on merkitystä sähköverkon vakauteen. Sään mukaan vaihtelevat uusiutuvat energialähteet saattavat tarvita tuekseen tehoelektronikkaa ja digitalisaatiota hyödyntäviä virtuaalisia synteettisiä generaattoreita ja pieniä akkuvarastoja.³⁰

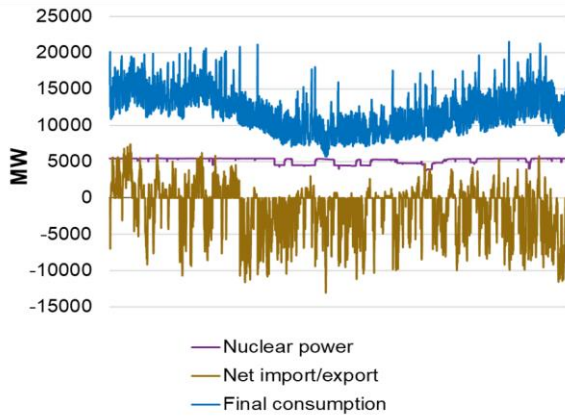
Eri sähkön tuotantomuodoilla on myös erilaiset tuotantokustannukset. Päästöoikeuksien hinnan noustessa fossiilisia polttoaineita hyödyntävät voimalaitokset muuttuvat kannattomiksi ja poistuvat sähkömarkkinoilta. Vaihtelevien uusiutuvien energialähteiden eli aurinko- ja tuulivoiman rajakustannus on käytännössä lähes nolla, ja ne tulevat sähkömarkkinoiden ajojärjestyksessä ennen polttoainepohjaista tuotantoa. Siten on odotettavissa, että säätö- ja huipputehon suhteellinen tarve kasvaa sähköistämässä vielä enemmän kuin pelkästään kulutuksen vaihtelut antaisivat ymmärtää. Perusvoimalan tasainen sähköteho leikkaa talven tuotannon huipputehon tarvetta korkeintaan nimellistehonsa verran, eikä se tuota säätö- tai varavoimaa vaihtelevalle kulutukselle, tai aurinkovoimalle ja tuulivoimalle. Jos vaihtelevan uusiutuvan sähkön tuotanto kasvaa korkeaksi, syö se lisäksi perusvoiman kannattavuutta ja taloudellisesti katsottuna tuuli- ja perusvoima itse asiassa korvaavat toisiaan, ellei sähköä voida esimerkiksi viedä pohjoismaisille sähkömarkkinoille tai tuottaa sähköpolttoaineita⁴. Kuvassa 6 on esimerkkisimuloinnilla havainnollistettu tilanne, jossa sähköenergiasta 40 prosenttia tuotettaisiin tuulivoimalla. Sähkön kulutuksen laskiessa kesällä ylijäämänsähkön määrä kasvaa merkittävästi, mistä seuraa sähkön vientiä. Ylijäämänsähkö puolestaan heikentää perusvoiman kannattavuutta (kuva 6 vasemmalla). Kuvassa 6 oikeanpuoleisessa kuvaajassa järjestelmään on liitetty mukaan myös synteettisten sähköpolttoaineiden tuotantoa, jolloin sähkön tuotannon ylijäämä voidaan käyttää itse. Kun sähköpolttoaineiden tuotannon sähkötarve lisätään mukaan, kulutuksen vaihtelu kasvaa. Tässä on myös hyvä huomata sähköpolttoaineiden kausiluonteinen tuotanto, mikä heikentää sen taloudellisuutta.

Sähköistämässä säätösähkön ja varavoiman merkitys tulee huomattavasti kasvamaan sekä kulutuksen että tuotannon rakenteen muuttuessa. Sähköjärjestelmässä on tälläkin hetkellä erilaisia reservejä, joustoja ja rajasiirtoyhteyksiä, joita voidaan käyttää tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa. Sähköistämässä tapahtuva muutos on kuitenkin niin suuri, etteivät olemassa olevat ratkaisut välttämättä riitä, vaan tarvitaan uutta säätö- ja varavoimaa ja niihin verrattavissa olevia uusia teknologisia ratkaisuja. Tähän sopisivat esimerkiksi laajalla polttoainevalikoimalla (mukaan lukien päästöttömillä polttoaineilla) toimivat moottorivoimalat, jotka voisivat myös tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon pakkaskaudella, sekä erilaiset jousto- ja tehostamisratkaisut ja akkuvoimalat^{31,32}.

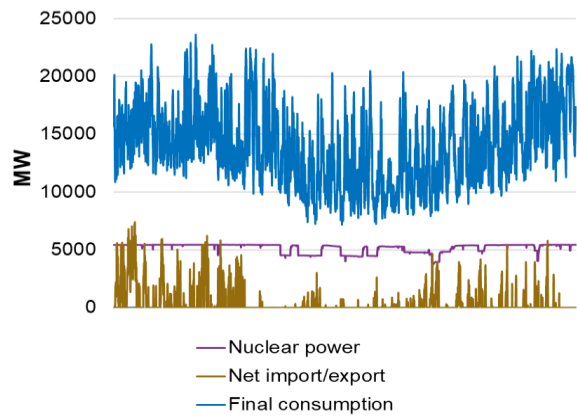
Teknologiset ratkaisut kasvavien tehovaihtelujen hallitsemiseksi ovat siis olemassa, mutta niiden laajempaan käyttöönottoon tarvittaisiin myös taloudellisia kannustimia. Tehon tarpeen vaihtelujen kasvaessa on odotettavissa, että sähkön hintapiikkien todennäköisyys kasvaa. Hintapiikit ovat sosiaalisesti hankalasti hyväksyttäviä. Suomessa loppusyksystä 2021 esiintyneet hyvin korkeat sähkön hintapiikit ovat merkki sähkötehokapasiteetin riittämättömyydestä huippukulutuksen aikana jo nyt, vaikka sähköistämisen aste ei ole korkea. Sähkön hinnan vaihteluherkkyttä pitäisikin rajoittaa tehokkain joustavuusmekanismein, muttei kokonaan poistaa, koska lyhyen aikavälin hintasignaalit ovat tärkeitä markkinoille³³. Sähkömarkkinat kaipaavat tässä suhteessa uudistamista. Vaihtoehtona voisi

olla esimerkiksi huippu- ja reservitehon kapasiteetin markkinan edelleen kehittäminen. Voitaisiin selvittää esimerkiksi huippukulutuksen tehomaksujen käyttöönottoa. Näillä keinoin voitaisiin lisätä tehon tarjontaa tai kulutuksen joustoja huippukulutuksen aikana.

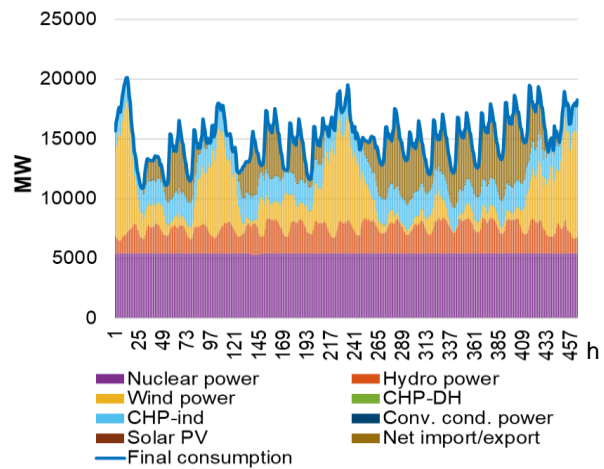
Tapaus (a) Sähköjärjestelmän tasapainotus sähkön tuonnilla/viennillä. Aikaväli on yksi vuosi.



Tapaus (b) Tasapainotus PtG-tuotannolla (sähköpolttoaineet) ja sähkön tuonnilla. PtG on mukana sähkön loppukulutuksessa.



Kuvaaja (c) Tarkempi kuvaus energian tuotannosta tapauksesta (b). Aikaväli on vajaat kolme viikkoa tammikuun alusta.



Kuva 6. Esimerkki tuulivoiman ja perusvoiman vuorovaikutuksesta. Sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen, kun 40 prosenttia sähköenergiasta on vaihtelevaa tuulivoimaa ja 40 prosenttia perusvoimaa /ydinvoimaa.

Selityksiä kuviin: CHP-DH = yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto kaukolämmityksessä, CHP-ind = teollisuuden yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto, Conv. cond. power = perinteinen lauhdevoima, Final consumption = loppukulutus, hydro power = vesivoima, net import/export = nettotuonti ja -vientä, nuclear power = ydinvoima, solar PV = aurinkovoima, wind power = tuulivoima.

4. ENERGIAJÄRJESTELMÄN MALLINTAMINEN

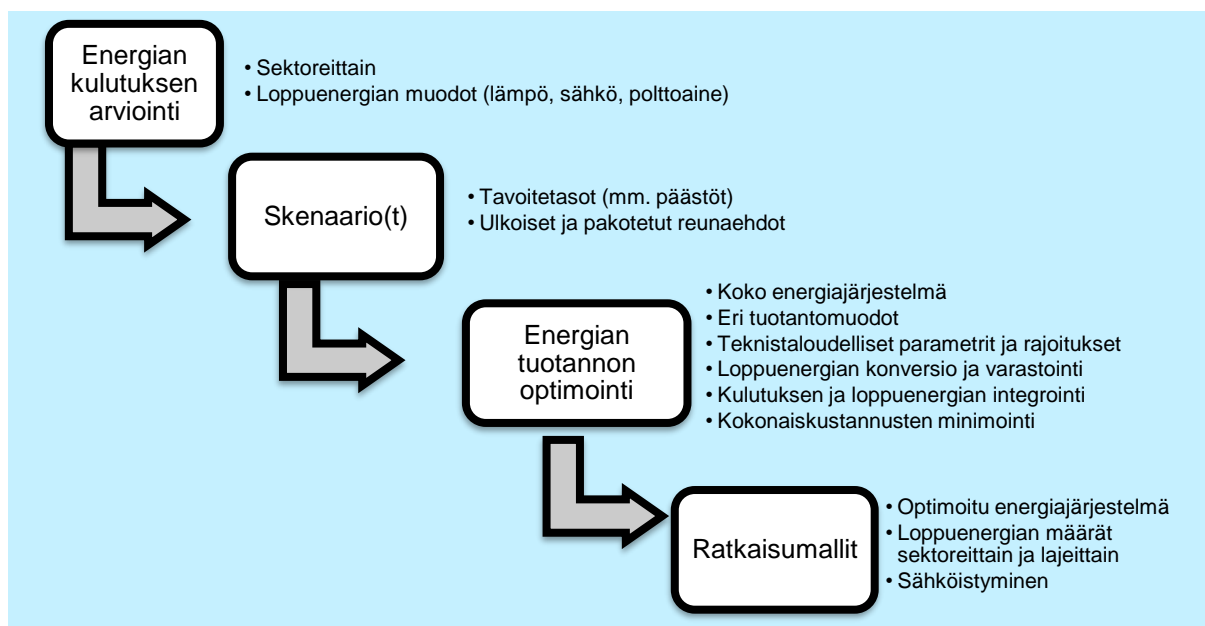
4.1. Skenaariomallinnus DEFEND-ohjelmalla

Aalto-yliopiston energiajärjestelmien DEFEND-simulointi-/optimointimallilla tehtiin kattava skenaario- ja energiajärjestelmäanalyysi Suomen energiajärjestelmän sähköistämisestä. Kuvassa 7 on esitetty mallinnuksen vaiheet. Skenaarioiden perustana on arvio energian kulutuksesta tulevaisuudessa VTT:n Low Carbon Finland 2050 -raportin mukaisesti ²².

Energiajärjestelmän optimointi on keskeinen osa tehtyä skenaariotyötä. Energiajärjestelmän optimoinnissa lähtökohtana on etsiä kustannustehokkain ratkaisu annetuilla reunaehdoilla, joita esitellään luvussa 4.3. Optimointiongelma on määritelty vuosikustannusten minimointina:

Minimoi energiajärjestelmän vuosikustannukset = Investointikustannukset + Käyttö ja ylläpito + Polttoainekustannus + Sähkön nettotuonnin kustannus + Päästökustannukset

DEFEND-ohjelma käsittää koko energiasektorin ja kaikki polttoaineet. Ohjelma simuloi koko energiajärjestelmän toimintaa yhden tunnin aika-askeleella kokonaisen vuoden ylitse, jotta energiajärjestelmän dynamiikka kuvautuisi mahdollisimman realistisena. Mallissa on mukana keskeiset joustavuusteknologiat. Malli on kehitetty Aalto-yliopistossa ja kuvattu seikkaperäisesti viitteissä ^{4,34}. Liitteessä B on mallin kuvaus englanniksi.



Kuva 7. Mallinnuksen eri vaiheet.

4.2. Lähtöarvot ja oletukset

Energiajärjestelmämallinnuksessa käytetyt teknistaloudelliset lähtöarvot pohjautuvat kansainvälisiin lähteisiin ^{35,36,37,64}, joita on täydennetty joillakin erityistiedoilla muun muassa polttoaineiden osalta. ^{38,39} Näitä lähtöarvoja on myös käytetty hiljattain väitöskirja- ja diplomityössä Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmän päästötarkasteluissa. ^{4,34,40} Lisäksi erikseen mainituissa tapauksissa käytettiin eräitä hypoteettisia arvoja, joilla tarkoituksellisesti pakotettiin energiajärjestelmä ääritilanteisiin erilaisten toiminnallisten pullonkaulojen paikantamiseksi. Näissä tapauksissa lähtöarvot on erikseen mainittu.

Taulukossa 1 on esitetty viimeisin kansainvälinen arvio eräiden päästöttömien sähköntuotantomuotojen sähköntuotannon kustannuksista. IEA:n mukaan uusiutuvat energialähteet olisivat vuonna 2050 halvimmat tuotantomuodot EU:ssa.

Taulukko 1. Yhteenveto keskeisten päästöttömien sähköntuotantomenetelmien kustannuksista EU:ssa viimeisimmässä IEA-raportissa.⁶

	Pääomakustannus*) (€/kW)		Muuttuvat kustannukset**) (€/MWh)		Tasoitettu tuotetun sähkön hinta LCOE ***) (€/kWh) 2050
	2020	2050	2020	2050	
Ydinvoima	5874	4005	31,2	31,2	38
Aurinkosähkö	748	330	8,9	8,9	25
Maatuulivoima	1335	1165	13,4	13,4	31
Merituulivoima	3097	1477	13,4	8,9	23

*) valuuttamuunnos kerroin 1\$=0,89 €; **) polttoaine, CO₂, ylläpito/huolto kustannukset, yms.

***) LCOE= Levelized Cost of Electricity = tasoitettu tuotetun sähkön hinta, joka on laskettu NREL LCOE-laskimella <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html> viitteen ⁶ lähtötiedoilla. Ydinvoiman LCOE eroaa IEA-raportin⁶ arvioista, joissa ydinvoima oli arvioitu huomattavasti kalliimmaksi.

4.3. Skenaarioiden reunaehdot

Mallinnuksen avulla luotujen skenaarioiden tuli vuosikustannusten minimoimisen ohella täyttää erilaisia reunaehtoja, mukaan lukien seuraavat:

1. Loppuenergian kulutuksen ja tuotannon pitää olla tasapainossa;
2. Energiamuotojen käyttö ei voi ylittää niiden saatavuutta;
3. Energiajärjestelmän rajoitukset on huomioitu, esimerkiksi rajasiirtokapasiteetti, energialähteiden saatavuus yms.;
4. Ympäristörajoitukset, esimerkiksi energiajärjestelmän päästöt eivät saa ylittää annettua raja-arvoa;
5. Poliittikatavoitteet ja –toimet, esimerkiksi päästötavoitteet, päästöoikeuksien hinta, rajoitukset energialähteiden tulevalle käytölle kuten kivihillelle ja öljylle.

Sähköistämisskenaarioiden lähtökohdaksi on otettu Suomen hiilineutraalustavoitteen saavuttaminen vuonna 2035 ja päästöjen vähentäminen sen jälkeen niin, että vuonna 2050 saavutetaan vähintään 90 prosentin päästövähennys. Vuoden 2035 hiilineutraalustavoitteen saavuttamisen jälkeen tarvittavat toimenpiteet vaativat suurempia rakenteellisia muutoksia kuin tähän mennessä. Tämän työn

skenaarioissa tarkastellaan päästötilannetta vuonna 2050. Ilmastopaneeli suosittelee Suomen tavoitteeksi pyrkimistä lähes nollapäästöihin vuonna 2050 seuraavasti ⁸.

”Suomi vähentää fossiilisia ja prosessiperäisiä päästöjä vuoden 1990 tasoon nähden seuraavasti: vähintään 90 prosenttia, mutta pyrkien tasoon 95 prosenttia vuoteen 2050 mennessä. Tällöin päästöjä jää jäljelle korkeintaan 7 Mt, mutta pyrkien rajoittamaan päästöjen määrän korkeintaan tasolle 3,5 Mt CO₂-ekv. Erityisesti 95 prosentin vähennystavoite edellyttää, että energiajärjestelmässä, mukaan lukien liikenne, hyödynnetään täysimääräisesti kaikki päästöjen vähentämismahdollisuudet.”

Skenaariomallinnuksessa energiajärjestelmän päästörajaksi asetettiin skenaariosta riippuen 0,5–4 Mt CO₂-ekv/v vuonna 2050. Nämä päästörajat mahdollistavat fossiilisten ja prosessiperäisten päästöjen vähentämisen Ilmastopaneelin suositusten mukaisesti.

Ilmastopaneelin suosittamaan tavoitteeseen pääseminen edellyttää lähtökohtaisesti, että kaikki kivihiihen, turpeen ja öljyn käyttö lopetetaan 2050 mennessä kokonaan. Suomen energia- ja ilmastopolitiikassa onkin jo tehty joitakin tarvittavia linjauksia tämän saavuttamiseksi, mukaan lukien kivihiihlestä luopuminen, turpeen käytön vähentäminen, öljyn lämmityskäytöstä luopuminen sekä liikenteen päästöjen puolittaminen vuoteen 2030 mennessä. Maakaasua, jonka päästöt ovat alhaisimmat fossiilisista polttoaineista, voidaan käyttää vuonna 2050 vielä jonkin verran, erityisesti teollisuuden, yhdyskuntien ja polttoainetuotannon tarpeeseen. Näiden reunaehtojen lisäksi perusskenaarioissa pidetään tavanomaisen puuperäisen bioenergian määrä nykytasolla. Puuperäisestä bioenergiasta pääosa tulee metsäteollisuudesta.

Koska energiamuutoksessa yli puolet nykyisistä polttoaineista katoaa, jouduttiin energiajärjestelmän toimivuuden takaamiseksi lisäämään perusskenaarioon uutta kestäväää polttoainetta. Jos polttoaineen lisäys olisi bioenergiaa, tarvittaisiin ilmastoneutraalia biomassaa ja biokaasua yhteensä noin 25 000 terajoulea lisää (noin 6 prosenttia nykyistä enemmän). Bioenergian kasvattaminen voi olla haasteellista nykytasosta, joten tarvitaan lisäselvityksiä todellisesta käytettävissä olevasta kestävästä bioenergian määrästä. Vaihtoehtona bioenergian kasvattamiselle olisi sähköpolttoaineiden lisääminen, joka vastaavasti nostaisi sähkön tuotannon tarpeen määrää. Kolmas mahdollisuus voisi olla bioenergian ja sähköpolttoaineiden yhdistelmä.

Hiilidioksidin talteenottoa ja varastointia (CCS) ei ole tässä työssä otettu mukaan tarkasteluihin. Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi on Suomessa haastava vaihtoehto, koska hiilidioksidin varastointi Suomessa on hankalaa ja edellyttäisi sen kuljettamista esimerkiksi Atlantin rannikolle. Sen sijaan CO₂:n hyödyntäminen teollisista prosesseista (CCU) sähköpolttoaineiden tuottamisessa on kiinnostava vaihtoehto. Esimerkiksi suurissa yksittäisissä bioenergian käyttökohteissa tällaiset ratkaisut voisivat lisätä bioenergian ilmastohyötyjä⁴¹.

Fossiilisten polttoaineiden poistuman korvaaminen sähköistämällä vaatii sähkön tuotantoa. Sähkön tuotanto on jo nyt lähes 90-prosenttisesti päästötöntä Suomessa ja Pohjoismaissa arvioidaan sähkön olevan kokonaan päästötöntä vuoteen 2030 mennessä¹⁴. Suomen energiapoliittisten linjausten perusteella päävaihtoehdot sähköntuotannon muodoille Suomessa ovat ydinvoima ja uusiutuvat energialähteet. Tehdyssä tarkastelussa ydinvoiman määrälle asetettiin perusskenaariossa tasot, jotka heijastavat jo tehtyjä poliittisia päätöksiä, sillä ydinvoimalalupien määrästä päättää Suomen eduskunta. Perusskenaariossa vuonna 2050 ydinvoimaa on Olkiluoto 3 EPR3 ja Fennovoima AP1200 -reaktoreiden tuotantoa vastaava määrä. Mallinnuksessa kokeiltiin myös tapausta, jossa edellisten lisäksi energiajärjestelmässä olisi Olkiluoto 1 ja Olkiluoto 2 -reaktoreiden verran ydinvoimaa. Mallinnus osoitti, että energiajärjestelmän optimoinnissa suuri määrä ydinvoimaa ja tuulivoimaa korvaavat toisiaan eli optimipisteessä toisen lisääminen vähentää suurin piirtein vastaavalla määrällä toista.

Herkkyystarkasteluissa luvussa 5.3. on käsitelty myös edellisistä poikkeavia energiantuotantoyhdistelmiä.

Tuulivoiman kohdalla ei ole suoria poliittisia rajoituksia, mutta sen käyttöä rajoittaa muun muassa sijoituspaikkojen ja infrastruktuurin saatavuus, lupaprosessit sekä yleinen hyväksyttävyyys. Tämä huomioiden skenaariomallinnuksessa asetettiin myös tuulivoimalle raja-arvot.

Sähkön siirtoyhteyksissä pohjoismaisiin naapurimaihin oletetaan pieni lisäys jo tehtyjen suunnitelmien vuoksi, jolloin siirtokapasiteettia pohjoismaihin olisi perustapauksessa 3 500 megawattia vuonna 2050. Baltian yhteys on lisäksi 1 000 megawattia, mutta sen oletetaan pääosin olevan vain sähkön vientiin. Pohjoismainen sähkömarkkina kytketään mallinnuksessa energijärjestelmän optimointiin siirtoyhteyksien lisäksi pörssisähkön hintaennusteella vuodelle 2050, joka saatiin Balmorel-energiamallista¹⁴. Balmorel-energiamalli kuvaa Pohjoismaista tulevaisuuden sähkömarkkinaa, jossa on paljon tuuli- ja vesivoimaa.

Energian käytön tehostamisella on myös merkitystä tuotantopuolen ratkaisumalleihin ja tarvittavan sähkön määrään. Historiallisesti Suomen energian kulutus tehostuu useisiin EU-maihin kuten Ruotsiin verrattuna, heikommin eikä se ole ollut energiapolitiikan keskiössä^{IX}. Vuosien 2000–2019 aikana Suomen energian tehostumisaste oli vain 13,8 prosenttia, kun se esimerkiksi Ruotsissa oli 22,5 prosenttia ja Saksassa 21,2 prosenttia. Nämä luvut viittaavat siihen, että Suomessakin olisi varaa vielä kiristää energian käytön tehostamista. Perusskenaariossa käytettiin VTT:n Low Carbon Finland 2050 -raportin skenaarioita loppuenergian osalta. Energian loppukäyttö tehostuisi vuoteen 2050 mennessä noin 15 prosenttia nykytilanteeseen verrattuna. Sähköistäminen voi sekä tehostaa että lisätä energian käyttöä.

^{IX} Odyssee-tietokanta <https://www.odyssee-mure.eu>

5. ENERGIAJÄRJESTELMÄ VUONNA 2050

Skenaarioissa mallinnettiin sekä sähkön kulutusta että tuotantoa vuonna 2050 Suomessa. Skenaarioille annettuja reunaehtoja esiteltiin luvussa 4.3. Lisäksi tehtiin herkkyyksianalyysyjä, joiden avulla tarkasteltiin miten muutokset tuotantomuotojen osuuksissa vaikuttavat energijärjestelmään.

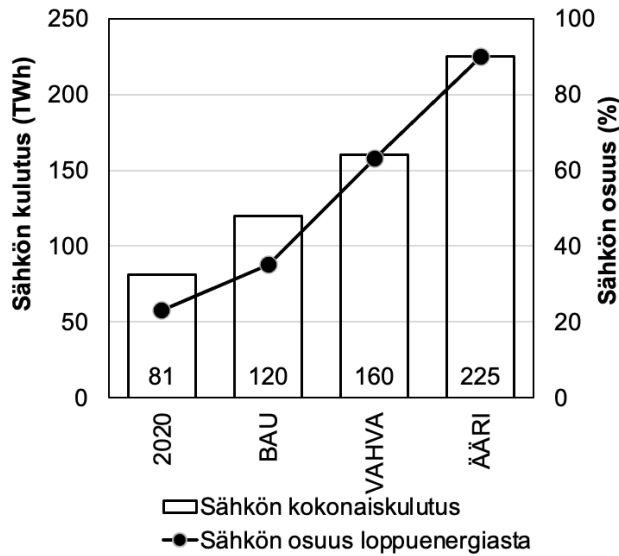
5.1. Sähkön kulutusskenaariot

Sähkön kulutusta haarukoitiin kolmella sähköistämiskenaariolla, joissa sähköistämisen astetta lisättiin asteittain⁴⁰. Skenaarioissa energijärjestelmän päästöille asetettiin lisäksi eri päästörajat sen mukaan kuinka paljon päästöjä saisi jäädä jäljelle vuonna 2050.

- (1) Perusskenaario (Business-as-usual, BAU) kuvastaa nykykehitystä vuoteen 2050 (päästöraja noin 4–4,5 Mt CO₂-ekv.)
- (2) VAHVA-skenaariossa polttoaineita korvataan voimakkaammin sähköllä esimerkiksi teollisuudessa maakaasun käyttöä vähentämällä ja sähköpolttoaineita lisäämällä. (päästöraja noin 1,5–2 Mt CO₂-ekv.)
- (3) ÄÄRI-skenaariossa etsittiin karkeaa ylärajaa sähkön käytölle sähköistämällä koko energijärjestelmä, pois lukien metsäteollisuuden bioenergia. Sähköpolttoaineiden merkitys korostuu. (päästöraja noin 0,5 Mt CO₂-ekv.)

Keskimääräinen sähkön kulutus laskettiin DEFEND-ohjelmalla erilaisilla parametrijärjestelmillä (kuva 8). Perusskenaariossa kulutus asettuu keskimäärin tasolle 120 terawattituntia vuonna 2050, mikä vastaa hyvin aiempien tutkimusten arvioita¹². Tämä tarkoittaa 48 prosentin kasvua sähkön kulutuksessa verrattuna vuoteen 2020. VAHVA-skenaariossa sähkön käyttö kasvaa keskimäärin tasolle 160 terawattituntia eli se lähes kaksinkertaistuu nykyisestä. Sähkön osuus loppuenergiasta on tässä skenaariossa 63 prosenttia. Tulos vastaa hyvin Sitran sähköistymishankkeen tuloksia.³ Hypoteettisessa ÄÄRI-tapauksessa sähköistäminen vietiin teoreettisesti mahdollisimman pitkälle korvaamalla kaikki polttoaine, pois lukien metsäteollisuuden bioenergia, sähköllä tai sähköön pohjautuvilla synteettisillä polttoaineilla. ÄÄRI-skenaariossa päädyttiin keskimäärin 225 terawattitunnin sähkön kulutukseen eli nykyiseen verrattuna kolminkertaiseen sähkön kulutuksen tasoon. Sähkön osuus loppuenergiasta on tässä skenaariossa peräti 90 prosenttia. Hyvin korkeita sähköntarpeen arvioita on aiemmin tullut esille kokonaan uusiutuvaan pohjautuvissa energijärjestelmä-tarkasteluissa⁴².

P2G-prosessin (power-to-gas) hyötysuhteeksi oletettiin 55 prosenttia sähköstä polttoaineeseen (synteettinen metaani) eli prosessi olisi varsin tehoton energiavarastona esimerkiksi akkuvarastojen hyötysuhteeseen verrattuna, jossa hyötysuhde on noin 80–90 prosenttia. Tästä syystä skenaarioajoissa P2G:tä ei käytetty varastona, vaan suoraan polttoaineena. P2G:n etuna akkuvarastoon verrattuna on kuitenkin sen skaalautuminen suuren mittakaavan käyttöön. P2G:stä syntyvää lämpöä ei tässä yhteydessä käytetty hyödyksi. Pelkkä vedyn tuotannon (P2G-prosessin ensimmäinen vaihe) hyötysuhde on lähellä 70–80 prosenttia, jolloin vedyn suora käyttö olisi energiamielessä paljon tehokkaampaa kuin synteettisen metaanin valmistus, ja sitä voitaisiin käyttää suurissa teollisuuskohteissa kuten raudan pelkistyksessä ja petrokemian prosesseissa. Vedyn käyttö polttoaineena on kuitenkin huomattavasti hankalampaa kuin synteettisen metaanin.

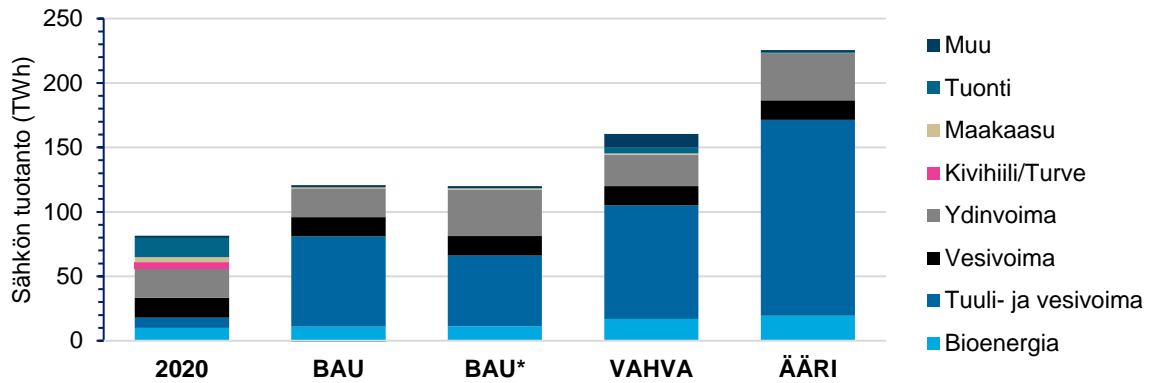


Kuva 8. Arvioita sähkönkulutuksesta ja sen osuudesta kokonaisenergiankulutuksesta eri sähköistämistapauksissa vuonna 2050.

5.2. Skenaariot sähköntuotannosta

Sähköistäminen näyttäisi Suomen kohdalla mahdollistavan hyvin alhaiset energijärjestelmän CO₂-päästöt. Sähköistäminen muuttaa myös sähkön tuotannon rakennetta. Edellä kuvattuja kulutusskenaarioita vastaava sähkön tuotantorakenne optimointiin DEFEND-ohjelmalla hakemalla pienintä vuosikustannusta vastaava ratkaisu annetuilla reunaehdoilla ja lähtötiedoilla⁴⁰. Kustannuksiin sisällytettiin eri sähköntuotantomuotojen kustannuksien lisäksi myös järjestelmäkustannukset (muun muassa P2X, V2G, lämpöpumput, kattilat, lämmönvarastointi, jne.) pois lukien sähköverkkoinvestoinnit, joita mallilla ei pystytä arvioimaan, ja jotka ovat enemmän kulutukseen liittyviä. Seuraavassa esitettävät tulokset ovat suuntaa antavia sähköistämisen tuotantovaikutuksista, eikä niitä tule tulkita energiapolitiittisina kannanottoina. Muun muassa lähtötiedot, reunaehdot ja markkinoiden kehittyminen vaikuttavat tuloksiin.

Perusskenaariossa (kuva 9) tuulivoimasta tuli merkittävin sähköntuotantomuoto (yli 50 prosenttia sähköstä) vuonna 2050, sen vuosikustannusten ollessa muita sähköntuotantomuotoja edullisemmat. Tämä on varsin hyvin linjassa muiden pohjoismaiden¹⁴ ja EU:n^{10,11} kehitystä koskevien arvioiden kanssa. Tuulivoiman määrä kasvaisi huomattavasti nykyisestä, mikä edellyttäisi todennäköisesti laajaa merituulivoiman käyttöä. Ydinvoiman määrä annettiin lähtötietona muun muassa aiemmin tehtyihin energiapäätöksiin perustuen (alle 30 prosenttia), mutta myös sen vuoksi, että ydinvoiman korkeampi vuosikustannus tuulivoimaan nähden tiputtaisi sen osuutta puhtaasti kustannuspohjaisessa järjestelmäoptimoinnissa. Jos ydinvoiman kustannukset laskisivat tai energiapolitiittisissä päätöksissä päädyttäisiin nostamaan ydinvoiman määrää, nousisi sen osuus perusskenaarioissa vastaavasti korvaten lähinnä tuulivoimaa. Pienydinvoima oli tarkastelujen ulkopuolella, koska teknologiasta ei ole vielä saatavilla riittävän luotettavia teknistaloudellisia lähtöarvoja.



Kuva 9. Arvioita sähkön tuotannosta energialähteittäin skenaarioissa vuonna 2050. Ydinvoiman määrä perusskenaariossa (BAU) vastaa Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1 -ydinvoimaloita, BAU*- ja ÄÄRI-skenaariot sisältävät näiden lisäksi nykyisten Olkiluoto 1 ja Olkiluoto 2 -laitosten verran lisää ydinvoimaa. Pääosa sähkön lisäyksestä tulee tuulivoimasta. Vesivoima pysyy nykytasolla.

Sähkön tuotannon skenaariotulokset seuraavat varsin hyvin aiempia tutkimuksia³ teknologia-muutoksista, kun pyritään suuriin päästöleikkauksiin. Sähkö korvaa fossiilisia polttoaineita kaikilla sektoreilla, erityisesti lämmityksessä ja liikenteessä. Liikenteen päästöjä ei saada alas ilman voimakasta sähköistämistä, koska biopolttoainevarat ovat rajalliset, ja niiden tuotantoprosessissa on häviöitä. Skenaarioissa oletetaan, että 50 prosenttia liikenteestä¹⁰ on sähköistetty ja 50 prosenttia käyttövoimasta on bio- tai sähköpolttoaineita vuonna 2050. Lämmityksessä sähkön käyttö kasvoi lämpöpumppujen kautta tuottamalla lämpöä ulkoilmasta (pakkaskaudella ilmalämpöpumpun lämpökerroin on matala), rakennusten poistoilmasta tai kallioperän syvälämpökaivoista.

Metsäteollisuuden bioenergian määrä pidettiin skenaarioissa pääosin ennallaan. Koska skenaarioissa luovuttiin lähes kaikesta fossiilisesta energiasta, edellytti energijärjestelmän toimivuus joko hieman lisää biomassaa tai sähköpolttoaineita, joilla taataan energiasektorien toimivuus. Bioenergialla tuotettavan sähkön osuus sähköntuotannosta on skenaarioissa alle 10 prosenttia, mikä tulee lähinnä metsäteollisuuden sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitosten kautta.

Skenaariosimuloinneissa sähköpolttoaineet, kuten synteettinen maakaasu, paransivat energijärjestelmän toimintaa ja vähensivät biopohjaisten polttoaineiden tarvetta, kun lähestytään nollapäästöjä. Näyttää siltä, että energijärjestelmän toimivuuden ja toimintavarmuuden takaamiseksi polttoaineita tai niiden ominaisuuksia tarvitaan edelleen myös vuonna 2050. Sähköllä tuotettu polttoaine on vielä toistaiseksi kallista ja tarvitsee suuria määriä sähköä. Metsäteollisuuden tähteisiin ja sivuvirtoihin perustuvat ratkaisut (esimerkiksi ligniinin talteenotto) ja biokaasu voisivat siten olla kiinnostavia polttoainevaihtoehtoja tässä yhteydessä, joita kannattaisi selvittää tarkemmin.

Hiilineutraaliustavoite vuonna 2035⁸ sallii vielä jonkin verran fossiilisia polttoaineita energijärjestelmässä, jotka auttavat tasapainottamaan energian kysyntää ja tuotantoa eri sektoreilla. Vuonna 2035 kuitenkin puolet öljystä, kaikki hiili ja käytännössä kaikki turve poistuvat energijärjestelmästä. Tätä kautta bioenergian rooli tasapainottavana polttoaineena saattaa kasvaa. Pääosa bioenergiasta tuotetaan Suomessa metsäteollisuuden harvennushakkuiden, tähteiden ja jätelienten kautta. Energijärjestelmän toimivuuden kannalta bioenergiaa saatetaan joutua käyttämään monipuolisemmin tulevaisuudessa, esimerkiksi hyödyntämään nykyistä tehokkaammin bioenergiaa luonnollisena uusiutuvan energian kausivarastona eli vähentämään polttoa kesällä ja varastoimaan talveksi. Biomassan varastoitavuutta voidaan parantaa esimerkiksi kuivaamalla biomassaa kesäajan edullista

sähköä hyödyntäen, jolloin samasta biomassaresurssista saadaan myös enemmän energiaa kuin sitä tarvitaan.

Bioenergiaan liittyy epävarmuutta, kuten metsäteollisuuden volyyymi, ainespuun saatavuus ja kestävyys, minkä vuoksi energiajärjestelmän polttoainekysymystä pitäisi tarkastella kriittisemmin, kun sähköistämisen edetään. Biomassan käytössä tulee kuitenkin painottaa ilmaston kannalta kestäviä ratkaisuja, jottei samalla tulla heikentäneeksi esimerkiksi metsien hiilinielua⁸. Biomassaa kohdellaan päästöttömänä energian tuotannossa, mutta sen päästöt näkyvät maankäyttösektorilla metsään varastoituneen hiilen vähenemisenä ja maankäyttösektorin nettonielun laskuna. Tehty tarkastelu ei ota huomioon LULUCF-sektorilla tapahtuvia muutoksia nieluissa ja päästöissä. Lisää tutkimusta tarvitaankin hahmottamaan bioenergian kestävä tason tarkastelua sähköistyvässä yhteiskunnassa, erityisesti sähköpolttoaineiden mahdollisuudet tulevaisuudessa huomioiden.

Liikenteen öljyn käytön lopettaminen aiheuttaa suuren polttoainevajeen, joka korvataan pääosin sähköllä ja biopolttoaineilla. Vahvassa sähköistämisen (VAHVA- ja ÄÄRI-skenaariot) myös synteettiset sähköpolttoaineet tulevat mukaan kuvaan. Biopolttoaineen kasvu liikenteessä nykytilanteeseen verrattuna on suuri. Sähköön verrattuna biopolttoaineita tarvitaan energiamielessä noin neljä kertaa enemmän per kuljettu kilometri polttomoottorien heikosta hyötysuhteesta⁴³ ja biopolttoaineiden valmistuksen energiahäviöistä johtuen. Tarvittava biopolttoaine siirtyy pois esimerkiksi lämmityksestä sekä sähkön ja lämmön yhteistuotannosta, joissa bioenergian käytön tehokkuus on liikenteeseen verrattuna korkea - jopa 90 prosenttia. Siirtymä on mahdollista, kun lämmityksen polttoaineita korvataan sähköllä ja lämpöpumpuilla. Samalla se johtaa myös perinteisen sähkön ja lämmön yhteistuotannon eriytymiseen, joka näkyy vähäisenä yhdyskuntien sähkön ja lämmön yhteistuotannon käyttönä skenaarioissa.

Sähköpolttoaineisiin liittyvät teknologiset ratkaisut ovat olemassa ja esimerkiksi tarvittava elektrolyysiteknologia on kaupallista, mutta sen laajempi käyttö edellyttää vielä kustannusten laskua. Suomessa on suunnitteilla joukko suuremman mittakaavan demonstraatiohankkeita muun muassa Vantaalla, Lahdessa, Porvoossa, Mikkelissä, Harjavallassa, Tampereella ja Vaasassa, jotka toteutuessaan voisivat jouduttaa sähköpolttoaineiden yleistymistä Suomessa, sähköpolttoaineet ovat myös osa laajempaa vetytalouskehitystä, ja osa yllä olevista demonstraatiohankkeista liittyykin vedyn käyttöön muun muassa teollisuudessa.

5.3. Herkkyystarkasteluja

DEFEND-mallilla tehtiin myös herkkyystarkasteluja, joissa analysoitiin sähköistämisen peruskkenaariolla (BAU), miten erilaiset muutokset tuotantomuotojen osuuksissa vaikuttavat energiajärjestelmään. Tarkastelun tavoitteena oli analysoida erilaisten sähköntuotantomallien järjestelmävaikutuksia. Tarkastelussa päästörajaksi asetettiin 4 Mt CO₂ vuonna 2050, joka käytännössä merkitsee, että fossiilisista polttoaineista jäisi vain maakaasua jäljelle noin kolme neljäsosaa nykytasosta. Käytössä olivat erilaiset joustavuustekniikat ja sähkön rajasiirtoyhteys oli 1000 megawattia nykyistä korkeampi. Simuloinnissa käytettiin siirtokapasiteettina 4600 megawattia ulos suomalaisesta energiajärjestelmästä ja 3 600 megawattia sisään energiajärjestelmään.

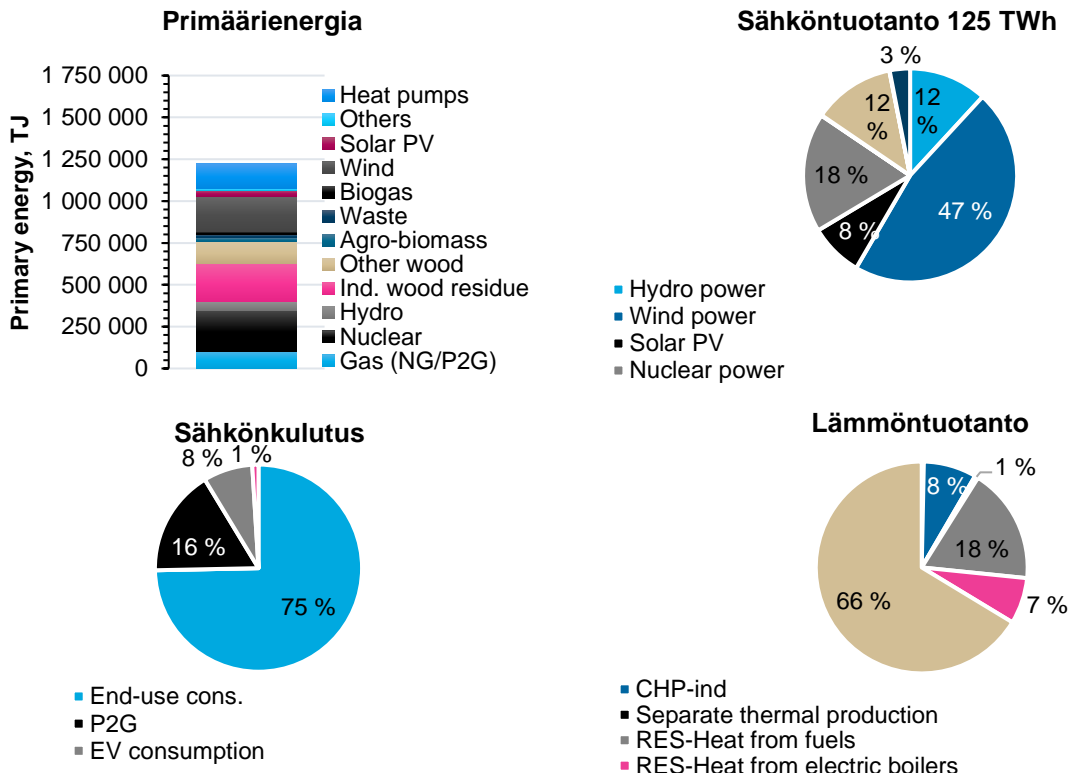
Herkkyystarkastelussa tarkasteltiin lähinnä ydinvoiman ja uusiutuvien energialähteiden (tuuli, aurinko, bioenergia) määrän vaikutuksia muiden energiantuotantomuotojen osuuksiin. Mallinnusajot tehtiin siten, että joidenkin energialähteiden osuus annettiin lähtöarvona ilman optimointia ja näillä arvoilla optimoitiin muut tuotantomuodot ja energiajärjestelmä siten, että annettu päästöraja 4 Mt CO₂ alitettiin. Optimoinnissa haettiin alhaisin vuosikustannus koko energiajärjestelmälle mukaan lukien suorat järjestelmäinvestoinnit, mutta pois lukien mahdolliset sähköverkkoinvestoinnit ja reservit.

Herkkyyksianalyysiin valitut tapaukset olivat seuraavat:

- (a) Ydinvoimaa nykyinen määrä ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän;
- (b) Ydinvoimaa OL3-reaktorin verran ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän;
- (c) Ydinvoimaa ei käytössä ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän;
- (d) Ydinvoimaa ei käytössä ja bioenergiaa nykyistä 2 prosenttia vähemmän;
- (e) Ydinvoimaa noin kaksi kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän;
- (f) Ydinvoimaa noin kolme kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän;
- (g) Tuuli- ja aurinkoenergiaa nykyinen määrä ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän;
- (h) Tuuli- ja aurinkoenergiaa nykyinen määrä ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän.

Kuvassa 10 seuraavilla sivuilla on esitetty yhteenveto tapauksista (a)-(h), joissa on siis vaihdeltu uusiutuvien ja ydinvoiman osuutta siten, että asetettu 4 Mt CO₂ päästöraja alittuu ja energiajärjestelmä toimii. Bioenergian määrän lisäämiseen nykyisestä kestävästi ilmasto- ja luonnon monimuotoisuus-kysymykset huomioiden tulee olemaan haastavaa ja tarkan volyymin määrittäminen edellyttäisi tarkempia lisäselvityksiä. Siksi tässä käytetyt bioenergian määrät ovat tarkoitettu vain energiajärjestelmään kohdistuvan vaikutuksen selvittämiseksi eivätkä ole kannanottoja bioenergian kestävästä määrästä. Bioenergian käytön rajoitukset näkyisivät energiajärjestelmässä muun muassa sähköpolttoaineiden kasvuna. Kaikki energiasektorit ovat mukana analysissä.

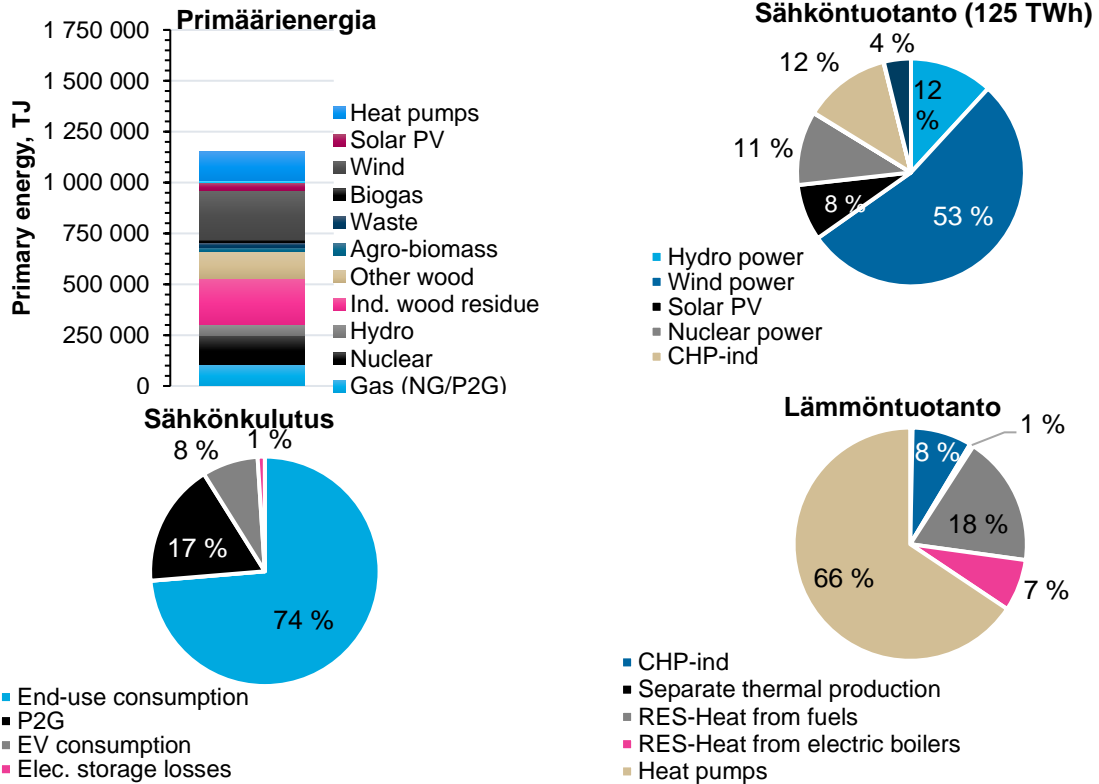
(a) Ydinvoimaa nykyinen määrä ja bioenergiaa 6 prosenttia nykyistä enemmän



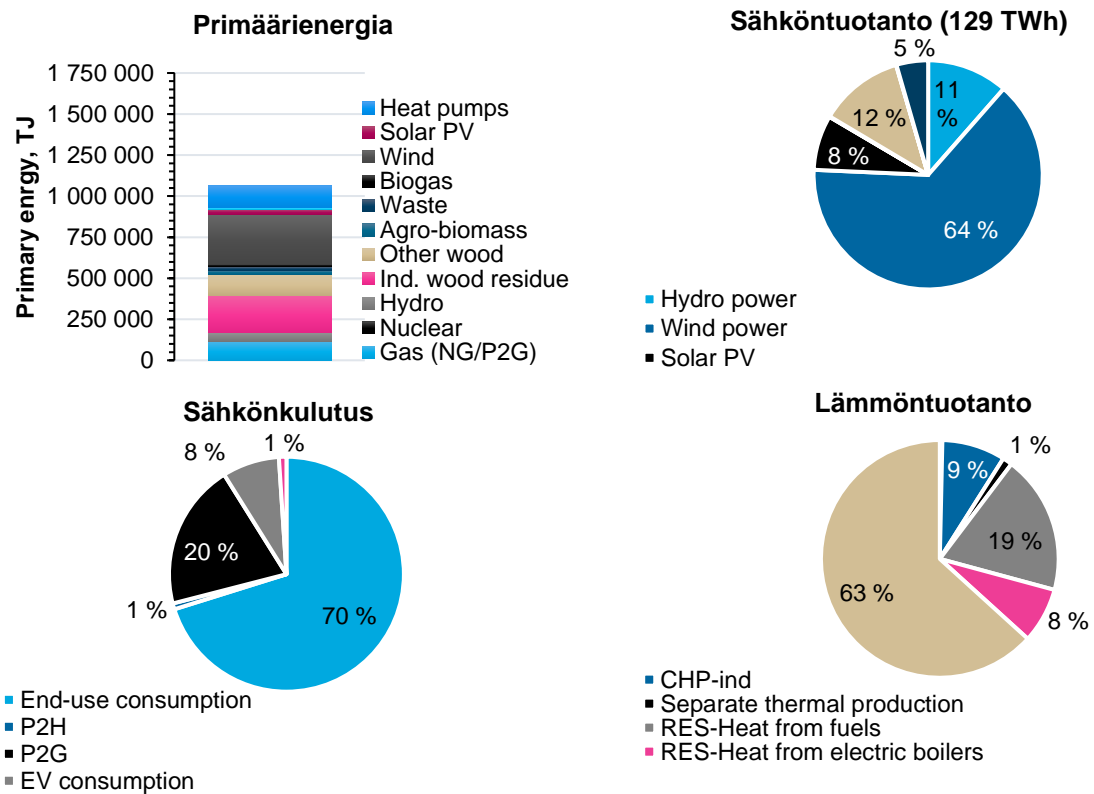
Kuva 10a-h. Esimerkkejä energiajärjestelmän muutoksista erilaisilla energiatuotannon yhdistelmillä. Päästöt ovat 4 Mt CO₂ kaikissa tapauksissa. (Kuva jatkuu alla).

Selityksiä kuviin: agro-biomass = muu biomassa, biogas = biokaasu, CHP-ind = teollisuuden yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto, electricity storage losses = sähkön varastoinnin häviöt, End-use consumption = energian loppukäyttö, EV consumption = sähköautot, GAS NG = maakaasu, heat from electric boilers = lämmön tuotanto uusiutuvasta sähköstä sähkökattiloilla, heat pumps = lämpöpumput, hydro power = vesivoima, ind. wood residue = teollisuuden puujäte, nuclear power = ydinvoima, other wood = muu puupohjainen energia, P2G = power-to-gas-konversio, P2H = power-to-heat -konversio, RES-Heat from electric boilers = lämmön tuotanto uusiutuvasta sähköstä sähkökattiloilla, RES-Heat from fuels = lämmön tuotanto uusiutuvilla polttoaineilla, Separate thermal production = lämmön erillistuotanto, solar PV = aurinkovoima, waste = (biopohjainen) jäte, wind power = tuulivoima.

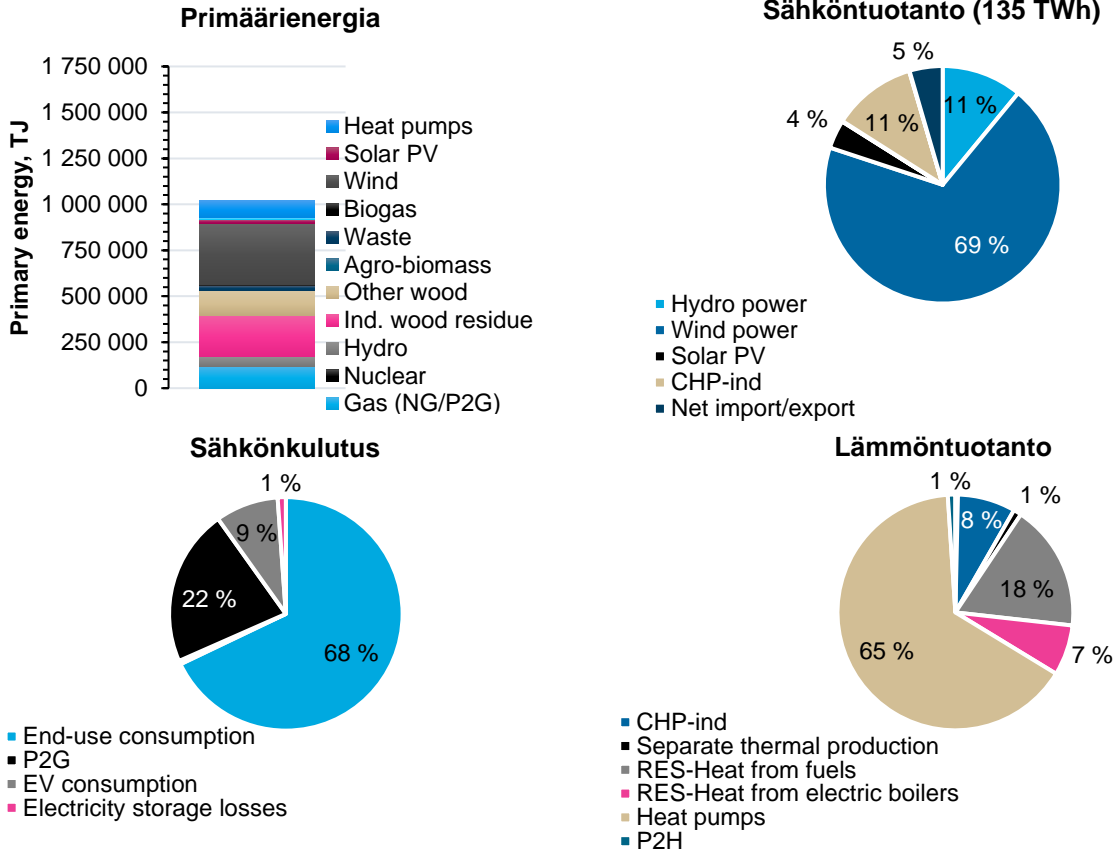
(b) Ydinvoimaa OL3-reaktorin verran ja bioenergiaa 6 prosenttia nykyistä enemmän



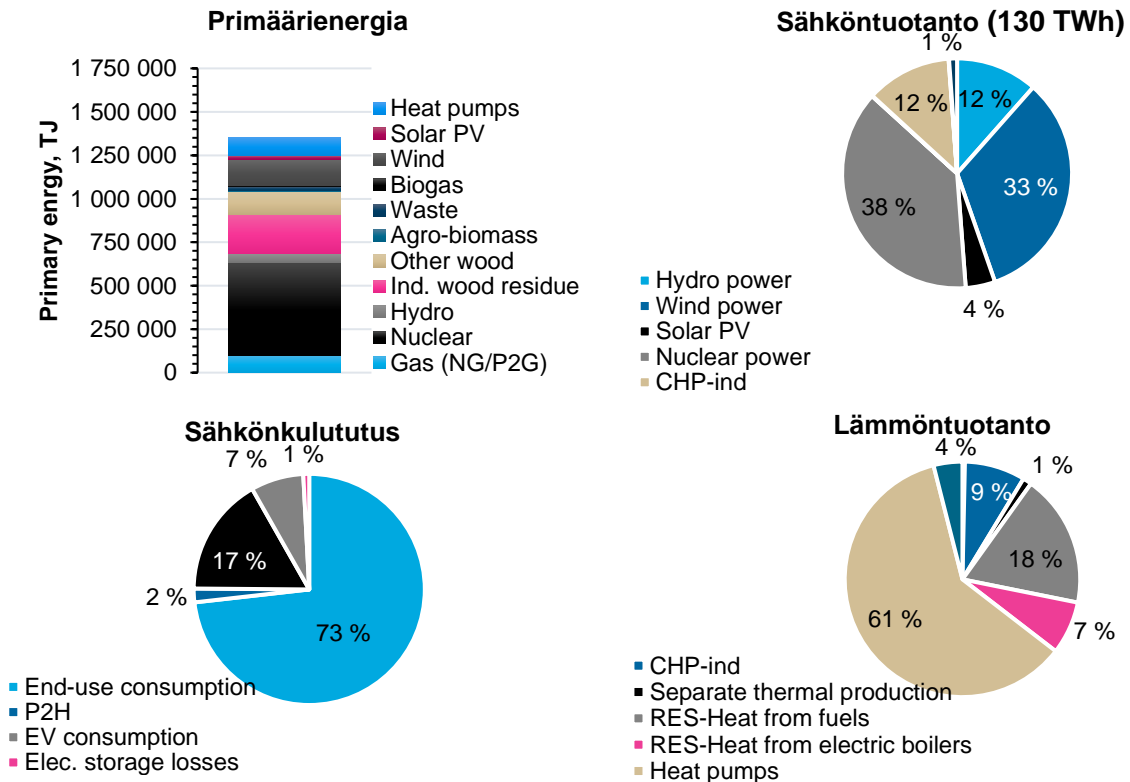
(c) Ydinvoimaa ei käytössä ja bioenergiaa 6 prosenttia nykyistä enemmän



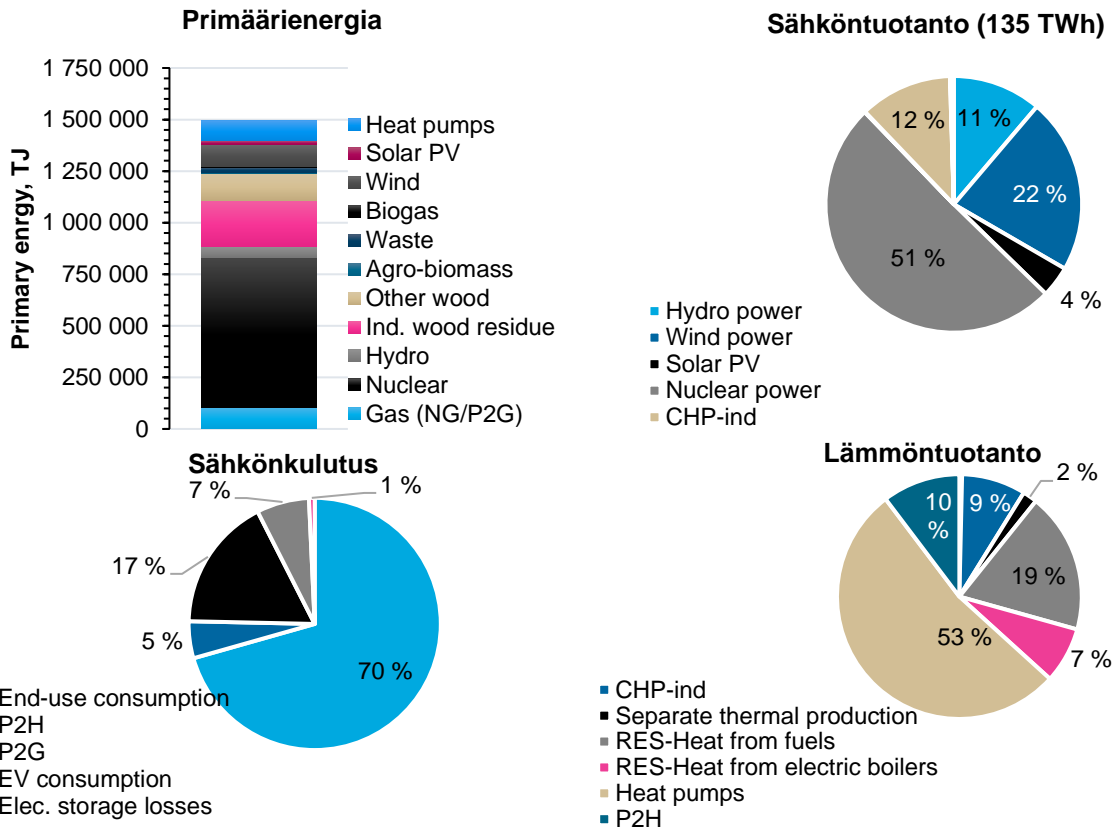
(d) Ydinvoimaa ei käytössä ja bioenergiaa 2 prosenttia nykyistä vähemmän



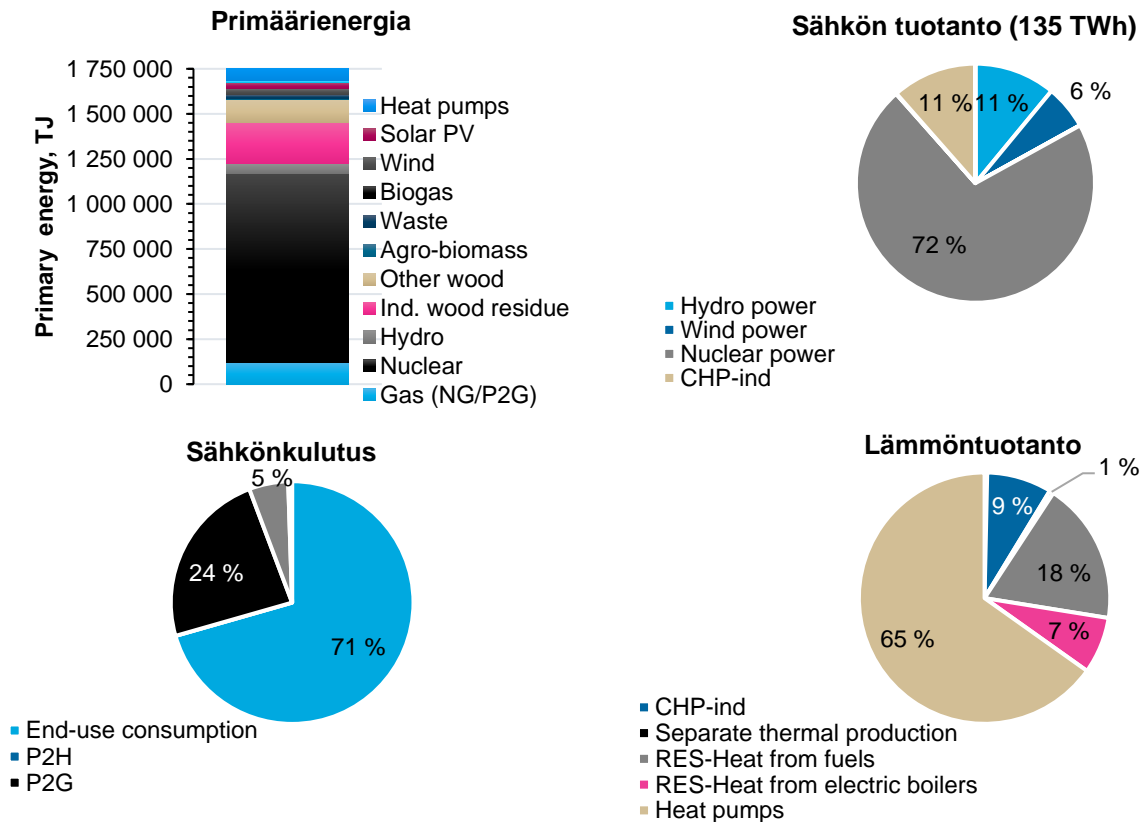
(e) Ydinvoimaa noin kaksi kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän



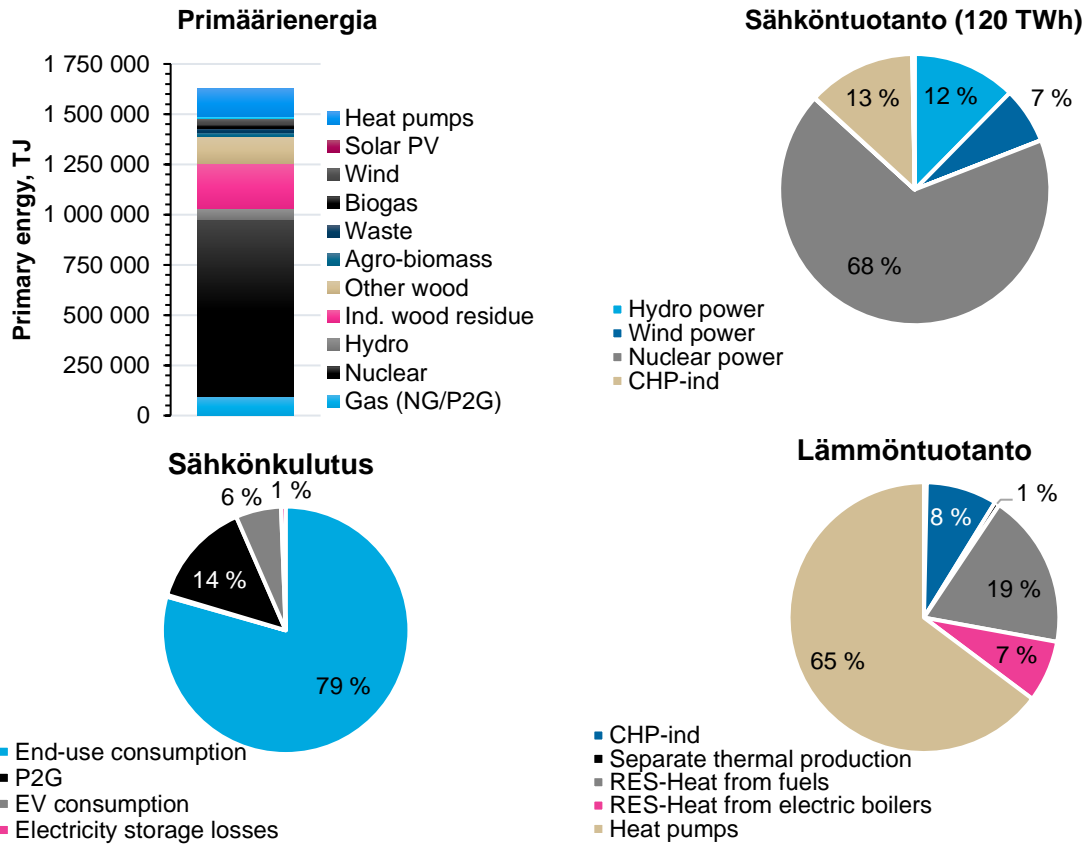
(f) Ydinvoimaa noin kolme kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän



(g) Tuuli- ja aurinkoenergiaa nykyinen määrä ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän



(h) Tuuli- ja aurinkoenergiaa nykyinen määrä ja bioenergiaa 6 prosenttia nykyistä enemmän



Kokeilumielessä tutkittiin karkeasti lisäksi, miten energian käytön kasvu vaikuttaa tuloksiin. Lähtökohdaksi otettiin tapaus (b) (ydinvoimaa OL3-reaktorin verran ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän) ja loppuenergian kulutukselle käytettiin korkean loppukulutuksen tapauksista, jossa loppukulutus nousi 28 prosenttia skenaariossa käytettyyn matalampaan kulutukseen verrattuna. Tässä korkean loppukulutuksen tapauksessa loppuenergian kulutus olisi noin 10 prosenttia nykyistä korkeampi vuonna 2050. Liikenteen polttoaineiden loppukulutus on korkean loppukulutuksen tapauksessa 50 prosenttia korkeampi kuin tapauksessa (b). Kulutuksen kasvu heijastuisi sähkön tuotannon puolella merkittävänä sähköpolttoaineiden kasvuna (+163 prosenttia) polttoaineen tarpeen tyydyttämiseksi, tuulivoimaa tarvittaisiin 53 prosenttia enemmän ja sähkön kokonaistuotanto kasvaisi 37 prosenttia. Tämä esimerkkilaskelma tuo hyvin esille energian loppukäytön vaikutukset tuotantopuolella ja kuvaa energian käytön tehostamisen myönteisiä vaikutuksia koko energian tuotantoketjussa.

Herkkyyksianalysissä tehtiin lisäksi kiinnostava vertailu, jolla haluttiin selvittää edellä käytetyn matalan ja korkean energian loppukulutuksen vaikutuksia, kun päästöt leikattiin tasolle 0,5 Mt CO₂. Tässä tapauksessa jäljelle jäävät päästöt tulevat pienestä määrästä jätteiden energiakäyttöä, eikä mukana ole enää lainkaan fossiilisia polttoaineita. Sähköpolttoaineiden tarve kasvaa sekä matalan että korkean energian loppukulutuksen tapauksissa, koska kaikki fossiilinen polttoaine on ajettu alas, mutta energiajärjestelmässä on edelleen polttoaineen tarvetta. Korkean kulutuksen kohdalla sähköpolttoaineen tuotantoon kuluu 87 terawattituntia ja matalamman kulutuksen tapauksessa 35 terawattituntia. Sähkön tarve olisi paljon pienempi, jos sähköpolttoaineena käytetyn synteettisen metaanin sijaan voitaisiin

käyttää pelkkää vetyä, joka tosin on paljon hankalampi polttoaine kuin metaani. Sähkön kokonaistuotanto on korkean loppukulutuksen tapauksessa 224 terawattituntia, ja matalamman loppukulutuksen tapauksessa 141 terawattituntia. Tämä karkea vertailu osoittaa, että sähköistämässä kannattaisi kiinnittää huomiota sähkön kulutuksen tehostamiseen nollapäästöihin pyrittäessä, koska mitä korkeammalla tasolla energiakulutus on, sitä enemmän kulutetaan sähköä, ja sitä enemmän tarvitaan edelleen myös polttoaineita. Sähköpolttoaineiden tuotantoprosessit eivät kuitenkaan ole ideaalisia ja niiden energiahäviöt ovat vielä merkittävät, jolloin sähkön tuotannon tarve kasvaa merkittävästi.

Herkkyysanalyysin ja kuvan 10 perusteella voidaan tehdä seuraavia järjestelmätason havaintoja:

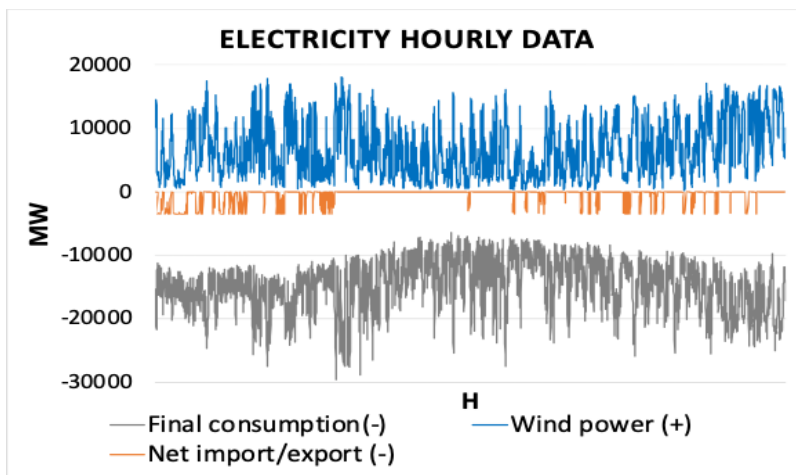
- Ydinvoima ja tuulivoima ovat keskeiset sähköntuotantomuodot sähköistämässä, muiden tuotantomuotojen osuus on tapauksesta riippuen 20–30 prosenttia;
- Sähköistäminen on teoriassa mahdollista toteuttaa ilman tuuli- ja aurinkovoimaa tai ilman ydinvoimaa pelkästään jommalla kummalla;
- Tuulivoiman tai/ja ydinvoiman lisääminen kasvattaa päästöttömien polttoaineiden tarvetta (esim. sähköpolttoaineet). Suurilla tuuli- tai ydinvoimaosuuksilla sähköpolttoaineiden suhde tuotettuun tuuli- tai ydinsähkön määrään on samaa suuruusluokkaa (n 3:1) (esim. d, f ja g). Bioenergian kasvattaminen vähentää sähköpolttoaineiden ja sähkön tarvetta, sen vähentäminen vaikuttaa päinvastaisesti, mutta bioenergian kestävä käytön tason määrittäminen edellyttäisi vielä lisäselvityksiä;
- Riippuen sähkön hinnasta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla, sähköpolttoaineiden tuottaminen voi vähentää mahdollisen ylijäämänsähkön vientiä, vaikka sähköpolttoaineita käytettäisiin vain hetkellisen polttoainetarpeen tyydyttämiseen ilman pitempää varastointia;
- Sähkön tuonti putoaa selvästi nykytasosta ollen 0–10 terawattituntia tapauksesta riippuen; sähkön vientiä on hyvin vähän.
- Tarvetta leikata sähköntuotannon huippuja muuntamalla sähköä lämmöksi P2H-ratkaisuilla (power-to-heat) esiintyi tapauksissa, joissa ydinvoimaa oli merkittävästi ja tuulivoimaa oli myös runsaasti (e ja f);
- Lämpöpumppujen osuus lämmityksestä on merkittävä, keskimäärin kaksi kolmasosaa kaikesta lämmöstä;
- Lämmityksen sähköistäminen vähentää yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotantoa (CHP) nykytasosta, tosin sanoen eriyttää sähkön ja lämmön tuotantoa, mutta kaukolämmön merkitys voi edelleen säilyä huomattavana, jos lämpöpumppuja kytketään kaukolämmön piiriin;
- Kun bioenergiaa vähennetään, alkavat sähköpolttoaineet näkyä myös liikenteen polttoaineissa;
- Erikoistapauksessa, jossa energian kokonaiskulutus nousisikin, kasvaisi sähköpolttoaineiden merkitys ja tarvittaisiin lisää tuuli- ja/tai ydinvoimaa tapauksesta riippuen; tapauksessa (b), jos energian kokonaiskulutus kasvaisi 10 prosenttia nykyisestä, sisältäen teollisuuden kasvun 25 prosenttia nykytasosta, tarvittaisiin yli 50 prosenttia lisää tuulivoimaa ja P2G kasvaisi yli 160 prosenttia, sähkön kokonaiskulutuksen ollessa lähes 200 terawattituntia. Tämä esimerkki korostaa energian käytön tehostamisen merkityksestä sähköistämisen yhteydessä. Energian käytön tehostamisella on myös muita myönteisiä vaikutuksia, muun muassa ilman laatuun.

5.4. Kansallisen sähköjärjestelmän dynamiikka

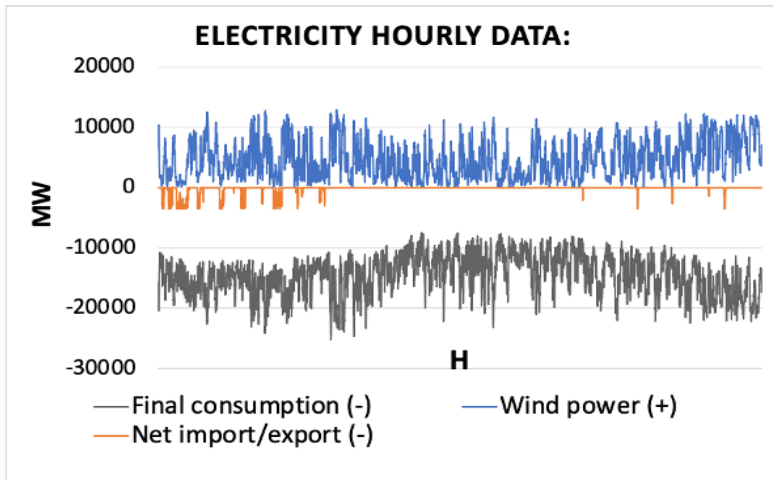
Energiajärjestelmän dynamiikkaa tarkasteltiin toteuttamalla skenaariosimuloinnit 1-tunnin aika-askeleella kaikilla sektoreilla yhden kokonaisen kalenterivuoden yli. Tätä kautta saatiin esille dynaamisia ilmiöitä energiajärjestelmästä ja energiasektoreista, kun sähkön osuus loppuenergiasta kasvoi. Vahvasti sähköön nojaavassa energiajärjestelmässä syntyi ajoittain pullonkauloja tuotannon ja kysynnän välillä, jolloin energiajärjestelmä ei välttämättä toimisi kuten pitäisi, esimerkiksi jos sähkön rajasiirtokapasiteetti tai polttoaineperusta ei ole riittävä – toisin sanoen lyhyitä sähkön saannin rajoituksia saattaisi esiintyä. Näitä voitaisiin poistaa esimerkiksi lisäämällä sähkön kulutusjoustoja, joita on paljon pohjoismaissa⁴⁴, tai lisäämällä ilmaston kannalta kestäviä polttoaineita. Kuvassa 11 on esitetty muun muassa sähköntuonnin aikajakautumia muutamassa herkkyytarkastelun tapauksessa. Kuten kuvasta 11 nähdään, sekä tuuli- että ydinvoimapainotteissa sähköntuotannossa sähkön tuonnin painopiste on talvikaudella.

Kulutushuiput talvikaudella muistuttavat myös sähköjärjestelmän haavoittuvaisuuden merkityksestä, johon pitää kiinnittää enemmän huomiota. Kyberturvallisuus, erilaiset ääritilanteet (esimerkiksi sää) ja järjestelmäkriittiset kohdat vaativat sähköön pohjautuvassa järjestelmässä enemmän huomiota ja uusia lähestymistapoja⁴⁵. Järjestelmän toimintavarmuus ja resilienssi on siten kriittinen tekijä sähköistämässä, erityisesti lämmityksessä, jossa sähkökatkokset huippukulutuksen aikana voivat vaarantaa terveyttä, jolloin pohdittavaksi tulee myös varajärjestelmien tarve. Suuri sähköisen liikenteen osuus edellyttää jatkuvaa ja merkittävää latauskapasiteettiä päivätasolla, mikä on myös otettava huomioon tässä yhteydessä.

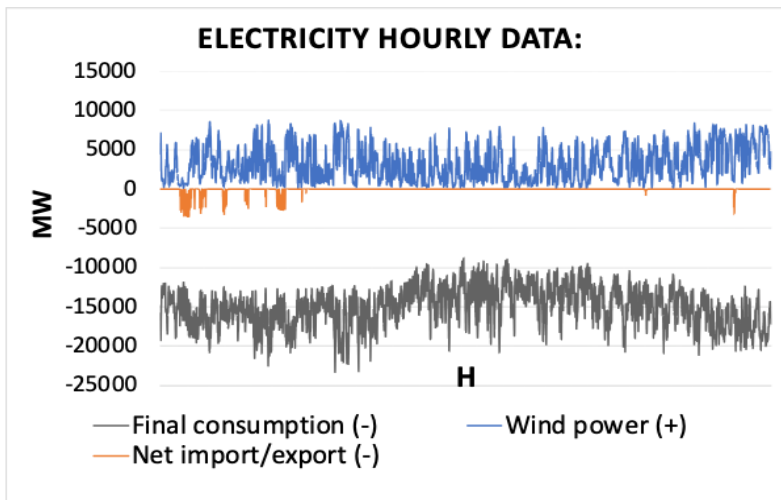
(a) Ydinvoimaa nykyinen määrä ja bioenergiaa nykyistä 6 prosenttia enemmän



(e) Ydinvoimaa noin kaksi kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän



(f) Ydinvoimaa noin kolme kertaa nykyistä enemmän ja bioenergiaa 2 prosenttia vähemmän



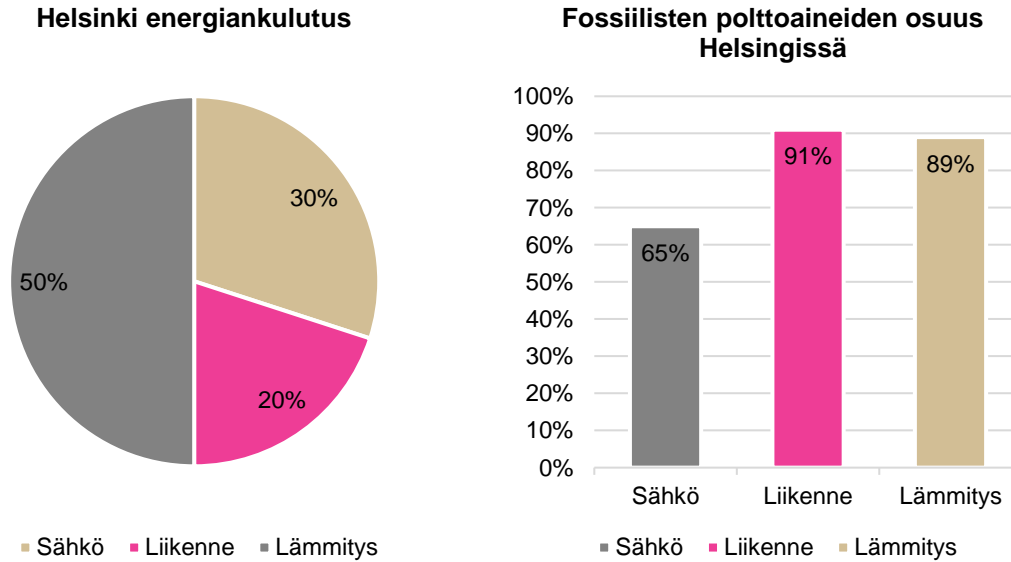
Kuva 11. Sähkön kulutuksen (sisältää myös sähköisen liikenteen), tuulivoiman ja sähkön tuonnin aikasarjat yhden vuoden yli erilaisilla tuuli- ja ydinvoiman määrillä. Tapaukset a, e ja f kuvan 10 mukaiset. Final consumption = loppukulutus, Wind power = tuulivoima, Net import/export = nettotuonti/-vienti.

Sähköinfrastruktuuria (siirto- ja jakeluverkosto) pitäisi skenaarioissa hahmotelluilla sähköistämisen tasoilla varmasti vahvistaa. Skenaariomallinnuksessa ei ole mahdollista tarkastella yksityiskohtaisesti sähköinfrastruktuuria. Kyse on kaikkiaan suurista miljarditason investoinneista, jotka pitää saada liikkeelle. Sähkömarkkinoiden nykyiset mekanismit ja epävarmuudet eivät välttämättä kannusta riittävästi investointeihin. Samaan aikaan esimerkiksi Venäjältä tuotava halpa fossiililla tuotettu sähkö saattaa lisätä investoijien kokemaa riskiä. Samoin sähköverkko-operaattorien tuotot pitää sovittaa yhteen tarvittaviin verkkoinvestointeihin. Laajamittainen sähköntuotanto merkitsee suuria infrastruktuureja ihmisten lähellä. Paikallisväestön hyväksyntä investointien toteutukselle ja hankesuunnitteluun mukaan ottaminen on keskeistä huomioida. Myös mahdollisten haittojen kompensointia tulisi pohtia paremmin politiikkakeinoja kehitettäessä.

6. SÄHKÖISTÄMISEN VAIKUTUKSET PAIKALLISELLA TASOLLA – TAPAUS HELSINKI

Kansallisen tason energiajärjestelmä- ja skenaariomallit tarkastelevat makrotason kysymyksiä. Ne keskiarvoistavat tuloksia eivätkä yleensä huomioi paikallistason erityispiirteitä. Yksityiskohtaisemman kuvan muodostamiseksi tehtiin erillisanalyysejä sähköistämisen vaikutuksista paikallistasolla. Tarkka tekninen simulointi sähköistämisestä kaupunkitasolla tehtiin toisella mallilla, jota on aiemmin käytetty integrointianalyyseissä^{46,47}. Malli sopii erityisesti energiajärjestelmän transienttikäyttäytymisen tarkasteluihin, muun muassa järjestelmän toimivuuden ja riittävyyden analysointiin sekä erilaisten ajostrategioiden vaikutusten arviointiin. Mallissa on mukana suuri määrä joustavuusteknologioita ja -mekanismeja. Lämmitystarpeen laskennassa on käytetty apuna viitteen⁴⁶ mallia niissä tapauksissa, joissa mitattua tietoa ei ole saatavilla. Muun muassa Helsingistä on saatavissa viime vuosien tuntikohtaiset kaukolämpötehon aikasarjat, mutta sähköstä ei näitä ole, minkä vuoksi sähkön kulutukselle käytettiin emuloitua aikasarjaa⁴⁸.

Tarkastelut tehtiin kaupunkitasolla käyttäen Helsinkiä esimerkkinä. Helsingistä on tehty aiemmin runsaasti energiajärjestelmä analyysejä^{49,50,51,52,53} Helsingin energiatuotanto on edelleen hyvin riippuvainen fossiilisista polttoaineista (kuva 12) ja sillä on edessä merkittävä energiajärjestelmän uudistus vuoteen 2035 mennessä. Energian kokonaiskulutus Helsingissä on noin 14 terawattituntia vuodessa (kuva 12), josta lämmityksen osuus on puolet. Energiajärjestelmän perustana on lämmön ja sähkön yhteistuotanto (CHP) ja kaukolämpö, mikä on tyypillistä suomalaisille kaupungeille. Keskeinen kysymys on, miten sähköistäminen vaikuttaisi paikallisen energiajärjestelmän rakenteeseen ja päästöihin. Myös eräät erityiskysymykset, kuten sähkön tehohuipun muutokset pakkaskaudella ovat tärkeitä.



Kuva 12. Helsingin energian kulutus (noin 14 terawattituntia/vuosi) ja fossiilisten polttoaineiden osuus.

6.1. Lähtötiedot ja oletukset

Energiajärjestelmän mallinnuksen aikahorisontti asetettiin vuoteen 2030, jolloin Helsingin kaupunki-strategian mukaisesti kaupungin pitäisi olla hiilineutraali. Energian tarpeen osalta oletetaan seuraavaa:

- Sähkö: sähkön tarve kasvaa 700–1 200 gigawattitunnilla; 100 000 sähköautoa, rakennusten jäähdytystä kesällä;
- Lämmitys: uudisrakentamisen energiatehokkuus paranee, mutta asuntotuotanto kasvaa, jolloin lämmön kokonaistarve pysyy perustapauksessa samana. Lämmön tuotannon perusvaihtoehdoksi tulee sähkö (lämpöpumput + lämmityskattila).

Sähköntuotantoratkaisuiksi valittiin perusvoimatyypisen tasaisen sähkön tuotannon ja uusiutuviin energialähteisiin pohjautuvan vaihtelevan sähkön tuotannon vaihtoehdot, jotta sähköistämisen erilaiset dynaamiset vaikutukset tulisivat esille. Järjestelmät eivät siten ole välttämättä optimaalisia.

Sähköntuotantovaihtoehdot koostettiin seuraavasti:

- **Sähköntuotantovaihtoehto 1:** Uusiutuvan energian lisäämiseen perustuva vaihtoehto. Merituulivoimaa rakennetaan 1 200 megawattia (Harmaja/Isosaari tuulisuustiedot, napakorkeus 150 metriä) ja aurinkosähköä 400 MW_p, mikä tuottaisi vuoden 2020 sääolosuhteilla 88 prosenttia kaikesta sähköistämisen sähköntarpeesta. Loput tarvittavasta energiasta katetaan yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotannolla sekä sähkön tuonnilla ja viennillä; 60 prosenttia Vuosaaren kaasu-CHP-laitosta vastaava kapasiteettia yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotantoa (730 megawattia) on käytössä, mikä lisää sähköntuotantojärjestelmän joustavuutta;
- **Sähköntuotantovaihtoehto 2:** Tasaisen perusvoiman lisäämiseen perustuva vaihtoehto. Tasaista (24/7) sähköä tuottava perusvoimala (830 megawattia), jonka vuosituotanto vastaa vuosikulutusta 2020;
- Seuraavat joustavuusratkaisut ovat käytössä sekä vaihtoehto 1:ssä että 2:ssa:
 - Sähkövarastot 0,5 gigawattituntia
 - Lämpövarastot 50 gigawattituntia
 - Nykyinen sähkönsiirtokapasiteetti
 - Sähköautojen älykäs lataus, 10 prosenttia sähköautoista myös V2G-liitännällä
 - P2H (power-to-heat) käytössä: uusiutuvaa sähkön tuotannon tehoa leikataan muuntamalla sähköä lämmöksi, jos sähkön tuotanto ylittää sähkön kulutuksen
- Lämpöpumppukapasiteettia on asennettu 70 prosenttia lämmön huippukulutuksesta vähennettynä CHP:n lämmöntuotantokapasiteetilla, loput lämmön tarpeesta tuotetaan sähkökattiloilla. Vaihtoehdossa 1 on 836 megawattia (lauhdeteho) lämpöpumppuja. Vaihtoehdossa 2 on 1 215 megawattia (lauhdeteho) lämpöpumppukapasiteettia, koska siinä ei ole käytössä CHP:n lämpötehoa kuten vaihtoehdossa 1.

Energiajärjestelmäsimuoinnissa tarkasteltiin seuraavien muuttujien vaikutuksia erityisesti Helsingin sähkönkulutukseen, ja -tuotantoon sekä sähköntuontiin ja -vientiin:

- Sähköntuotantoratkaisut: sähköntuotantovaihtoehto 1/sähköntuotantovaihtoehto 2;
- Sään vaikutukset: leuto vuosi (vuosi 2020, keskilämpötila 8,7 °C)/kylmä vuosi (1987, keskilämpötila 3,4 °C);

- Energiajärjestelmän joustavuuden vaikutukset: joustavuusratkaisut käytössä/pois käytöstä;
- Rakennusten energiatehokkuustoimenpiteiden vaikutukset: ei uusia toimenpiteitä/rakennusten lämpötilouden parannukset (U-arvo keskimäärin -30 prosenttia, sisälämpötilan parempi säätö, 1,5 °C alempi);
- Sähköntuotantolaitosten katkosten vaikutukset huipputehon tarpeen aikana.

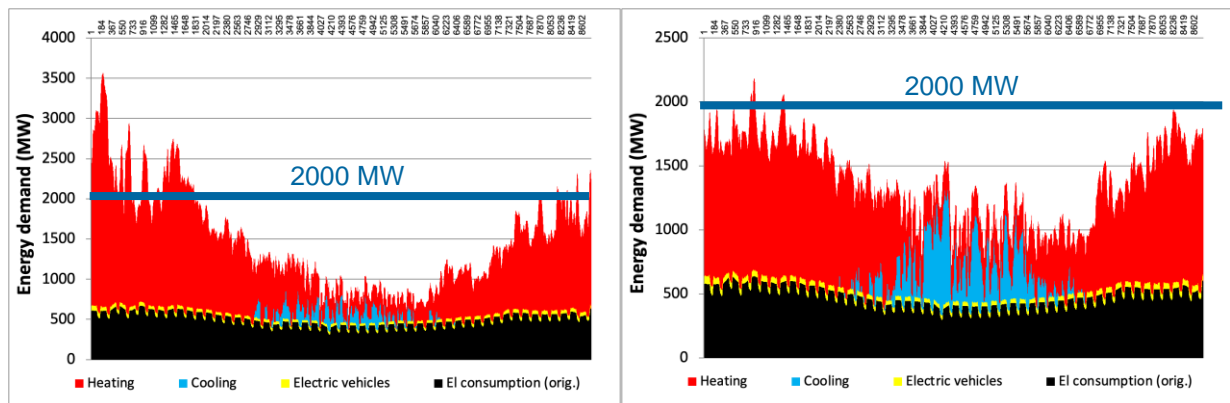
Uusiutuvan energian lisäämiseen perustuvassa sähköntuotantovaihtoehdossa 1 Helsingin energiantuotannon päästöt putoavat 80 prosenttia kylmänä talvena ja 89 prosenttia leutona talvena. Ostosähkölle on käytetty päästötasoa 103 g CO₂/kilowattitunti ja CHP:lle 198 g CO₂/kilowattitunti. Pohjoismainen sähkö on todennäköisesti täysin päästötöntä vuonna 2035, ja jos käytetty kaasu olisi biokaasua tai/ja synteettistä kaasua, olisi päästövähennys 100 prosenttia.

Tasaiseen perusvoiman lisäämiseen perustuvassa vaihtoehdossa energiantuotannon päästöt olisivat nolla, jos sekä perusvoima että ostosähkö ovat päästöttömät.

Uusiutuvan sähkön LCOE-hinnaksi ilman systeemikustannuksia oletetaan 35 euroa/megawattitunti (merituulivoima 2 000 euroa/kW, aurinkosähkö 800 euroa/kWp, reaalikorko 5 prosenttia). Jos sähköistäminen hoidettaisiin ilman omaa sähkön tuotantoa ostosähköllä pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta ja sähkökattiloilla, tulisi energian hinnaksi 77 euroa/megawattitunti.

6.1.1. ENERGIAN KOKONAISKULUTUS

Helsingin mallinnetut energiankulutuksen aikasarjat esitetään kuvassa 13. Sähköistämisenä on kyse kuvassa 13 olevan kokonaisenergiakulutuksen (kaikki värialueet yhteensä) tyydyttämisestä puhtaalla sähköllä fossiilisten polttoaineiden sijaan noin vuonna 2030. Ero nykyiseen sähkönkulutukseen (musta alue) on merkittävä sekä kokonaismäärältään että sähkön kulutuksen ajallisessa vaihtelussa. Sähköistetyssä Helsingissä energiankulutuksen kokonaismäärä sekä päivä- ja vuosikohtainen vaihtelu kasvavat huomattavasti. Kuvassa esitetään lämpötilaltaan kylmän vuoden 1987 sekä leudon vuoden 2020 kokonaisenergian-kulutuksen päiväkohtaiset keskiarvot. Energiankulutuksen ero kylmän vuoden 1987 ja leudon vuoden 2020 välillä on yli 50 prosenttia. Sähköistämisanalyseissä ja skenaarioissa onkin syytä ottaa tarkemmin huomioon sään vaihtelut sen sijaan, että käytettäisiin keskimääräistä säätä tai tiettyä vuotta pohjana.



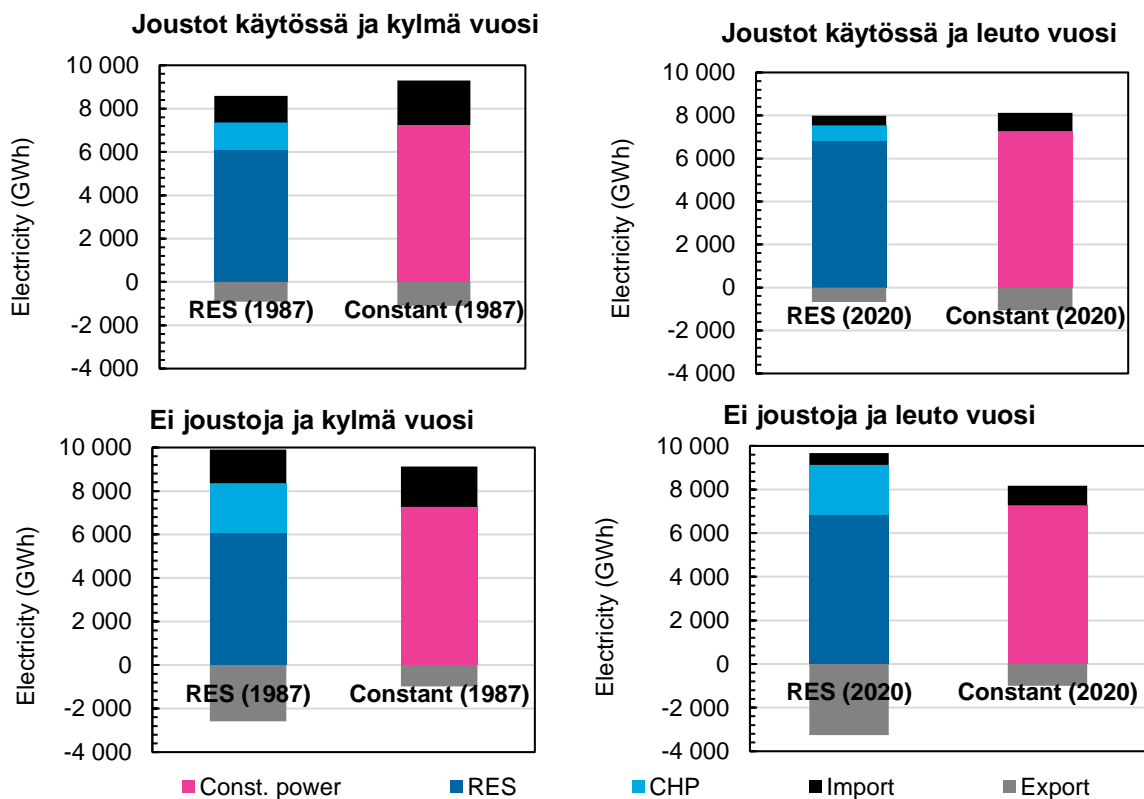
Kuva 13. Helsingin energiankulutusprofiili*). Vasemmalla kylmä vuosi (1987), oikealla leuto vuosi (2020). Musta osa vastaa nykyistä sähkön kulutusta. Heating = lämmitys, cooling = viilennys, electric vehicles = sähköautot, El consumption (orig.) = nykyinen sähkönkulutus.

*) kuvan käyrät ovat päiväkeskiarvoja tuntikohtaisista tiedoista kuvan luettavuuden parantamiseksi. Lämmön/sähkön tarve vuodessa on 7 658 GWh (gigawattituntia)/4 943 GWh ja 6 354 GWh/5 070 GWh. Nykyinen sähköntarve on tässä 4 372 GWh/v. Huomaa y-akselien eri asteikko.

6.1.2. SÄHKÖNTUOTANTO

Kuvassa 14 on esitetty sähköntuotantovaihtoehtojen 1 (RES) & 2 (Constant) vuositasese, kun pyritään tyydyttämään sähköllä kuvan 13 mukainen kulutus. Analyysi on tehty sekä leudolle että kylmälle vuodelle sekä joustavuusratkaisujen kanssa että ilman joustavuusratkaisuja.

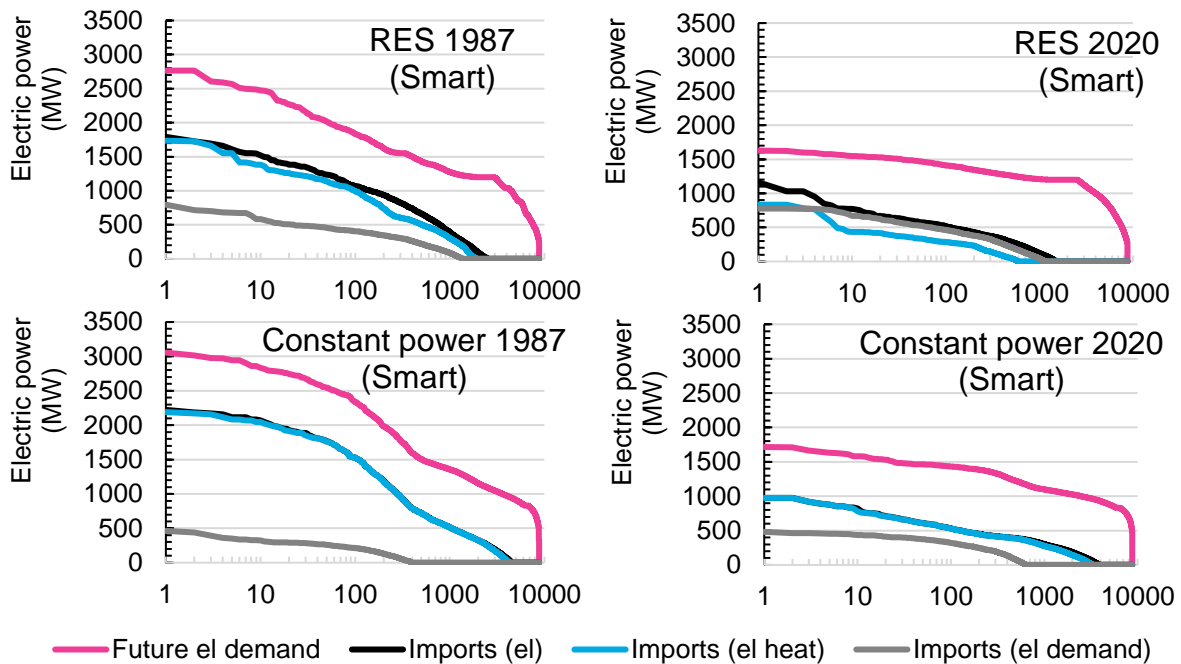
Joustavuusratkaisut parantavat selvästi uusiutuvaan tuotantoon perustuvan ratkaisun (vaihtoehto 1) hallittavuutta, kun sitä mitataan sähkön ylituotannolla (vientinä) ja alijäämällä (tuonti). Tasaisen perusvoiman (vaihtoehto 2) kohdalla joustavuuden vaikutus on pienempi. Vaihtoehdossa 1 yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotanto tuo myös lisää joustavuutta ja pienentää sähkön tuontia. Energiantuotantojärjestelmän mitoitus oli tarkoituksella tehty leudomman sään perusteella, jolloin nähtäisiin sähkön tuonnin kasvu kylmässä säässä. Tästä huolimatta havaittiin edelleen myös vientiä hetkellisestä ylituotannosta johtuen. Liitteestä C löytyvät tarkemmat tasetiedot.



Kuva 14. Sähköntuotantorakenne eri vaihtoehdoilla kylmänä (1987) ja leutona (2020) vuotena. RES = vaihtoehto 1 (uusiutuvaan pohjautuva sähköntuotanto + CHP), Const = vaihtoehto 2 (tasainen perusvoima). Ylempissä kuvaajissa joustavuusratkaisut käytössä, alemmissä kuvaajissa joustavuusratkaisut pois käytöstä. Selitykset kuvaan: Const. power = tasainen perusvoima, RES = uusiutuvat sähköntuotantolähteet (tuuli ja aurinko), CHP = yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto, Import = sähkön tuonti, Export = sähkön vienti.

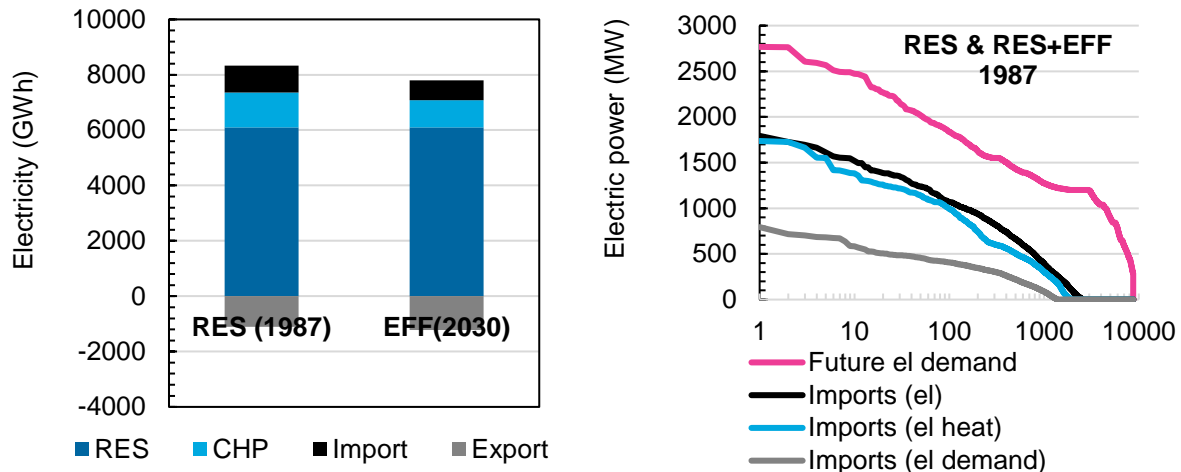
Kuvan 15 tehokäyristä nähdään, että merkittävä osa sähkön tuonnista syntyy lämmön tarpeesta ja pääosa sähkön tuonnin huipputehosta (pakkasella) on lämpöperäistä. Ostosähkön huipputehon tarve (>500 megawattia) kylmänä vuotena on noin kuukausi (lämmön ostosähkön tarve >500 megawattia vaihtoehdossa 1 noin 500 tuntia, vaihtoehdossa 2 noin 1 000 tuntia), mutta leutona vuotena tuntimäärät (>500 megawattia) jäävät huomattavasti alemmaksi, vaihtoehdossa 2 selvästi alemmas kuin vaihtoehto 1:ssä.

Sähkön tuotantovaihtoehto 1:n (RES) eli uusiutuvan energian sekä CHP:n yhdistelmän tarvitseman sähkön tuonnin tehokuippu kylmänä talvena Helsingissä on hieman pienempi kuin tasaisen perusvoiman (Constant power) vaatima tehokuippu. Leutona talvena tilanne on päinvastoin. Huipputehon tarpeen suuri säänmukainen vaihtelu on huomioitava sähköistämisen käytännön ratkaisuisa. Joustava tuotantoratkaisu, joka toimisi myös reservitehona, kuten yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotanto, on tässä suhteessa hyvä ratkaisu. CHP:n sähkönsyöttö voidaan tarvittaessa yhdistää sähköiseen lämmöntuotantoon (lämpöpumput, sähkökattilat), jos lämmöstä tulee pulaa. Kuvan 15 lämmitykseen tarvittavan sähkön (vaalean sininen viiva) voisi myös korvata polttoainekattilalla.



Kuva 15. Kuvaan 14 liittyvät tehon pysyvyyssäyrät. (Smart = joustavuusratkaisut käytössä). Huomaa logaritminen x-aika-akseli. Ylemmät kuvaajat kuvaavat sähkön tuotantovaihtoehtoa 1, alemmat kuvaajat sähkön tuotantovaihtoehtoa 2. Vasemmanpuoleisissa kuvaajissa kylmä sää (vuosi 1987) ja oikeanpuoleisissa kuvaajissa leuto sää (vuosi 2020). Selitys kuviin: Future el demand = sähkön tarve tulevaisuudessa, Imports (el) = sähkön tuonti kokonaisuudessaan, Imports (el heat) = sähkön tuonti lämmön tuotantoon, Imports (el demand) = sähkön tuonti perinteiseen sähkön loppukäyttöön.

Koska kaupunkien energiantarvetta hallitsee rakennettu ympäristö, arvioitiin myös rakennusten energiatehokkuuden vaikutusta sähkön tarpeeseen ja tuotantoon. Perustapaukseksi otettiin sähkön tuotantovaihtoehto 1 ja sääprofiiliksi kylmä vuosi 1987. Rakennusten U-arvoa parannettiin keskimäärin 30 prosenttia ja sisälämpötilan hallittavuutta parannettiin, mikä mahdollisti 1,5 °C alemman lämpötilan. Kuvassa 16 on esitetty tehokkuustoimien vaikutukset. Lämmöntarve putoaa vuodessa 29 prosenttia ja ostosähkön 25 prosenttia; koko sähkön tarve putoaa 6 prosenttia. Huipputehon muutokset ovat merkittävät: Sähkönkulutuksen huipputeho putoaa 27 prosenttia ja lämmitysostosähkön 32 prosenttia. Vaikutukset ovat sähköistämisen kannalta merkittävät.



Kuva 16. Rakennusten energiankäytön tehostamisen (EFF 2030) vaikutukset sähkön tuotantoon (vas.) ja sähkötehoon (oik.) vuoden 1987 tapaisena kylmänä vuotena. Tapaus RES + joustavuusratkaisut. Selitys kuviin: Future el demand = sähkön tarve tulevaisuudessa, Imports (el) = sähkön tuonti kokonaisuudessaan, Imports (el heat) = sähkön tuonti lämmön tuotantoon, Imports (el demand) = sähkön tuonti perinteiseen sähkön loppukäyttöön.

Lopuksi analysoitiin vielä sähkön tuotannossa tapahtuvan hypoteettisen käyttöhäiriön vaikutuksia. Häiriö sijoitettiin vuoden 1987 kovimpaan pakkaskauteen siten, että etsittiin pisin yhtenäinen ajanjakso, jossa ulkolämpötila alitti -20 °C (228 tuntia) ja -10 °C (408 tuntia) ja suljettiin koko uusiutuva tuotanto ja perusvoimat tuotanto pois. Liitteessä C on tarkempi kuvaus tuloksista. Koska perusvoiman huippu-pakkaskauden lämmitys hoidetaan joka tapauksessa lähes kokonaan sähkön tuonnilla, ei katkoksesta ollut vaikutusta lämmitykseen. Tuulivoiman kohdalla nähtiin noin 20 prosenttia korkeampi tehokuippu lämmityksen tuontisähkössä, joka voi myös merkitä sitä, että tuulivoimalla olikin pieni tehokomponentti myös huipputehossa.

6.1.3. HAVAINTOJA JA POHDINTAA

Tehtyjen esimerkkilaskelmien perusteella voidaan tehdä muun muassa seuraavia havaintoja energajärjestelmän sähköistämisestä:

- Kansallisen tason energajärjestelmään verrattuna paikallisissa kaupunkien energijärjestelmissä sähkönkulutuksen kausivaihtelu on usein suurempaa, mikä johtuu muun muassa tasaisen teollisen peruskuorman puuttumisesta. Lisäksi lämmöntuotannon sähköistäminen aiheuttaa merkittävän kulutushuipun lämmityskaudella. Tämä painottaa entisestään talviajan huippu- ja reservitehon tarvetta. Huippusähkö tulee usein pohjoismaisesta vesivoimasta, mutta Helsingin tapauksessa sähköistäminen voi nostaa huipputehoa jopa nelinkertaiseksi nykyisestä. Huipun tasaaminen voisi olla järkevää, esimerkiksi varastoinnin ja erilaisten joustojen kautta.
- Koska tehotasot pakkasella ovat korkeat, vaikka energiaa ei tarvittaisi paljon, saattaisivat esimerkiksi polttoaineella toimivat lämmityskattilat olla järkeviä kaukolämmityksessä kuten nykyisin, mutta ilmastokestäville polttoaineille. Mikäli vedyn käyttö yleistyy, voisivat vedyllä toimivat höyrykehittimet tulla kyseeseen. Sähköpolttoaineeseen perustuvien ratkaisujen kehittäminen olisi hyödyllistä myös tässä yhteydessä.
- Sähköistämisen perustaminen paikallistasolla joko vaihtelevaan uusiutuvaan energiaan tai tasaiseen perusvoimaan tarvitsee tuekseen lisäkomponentin, jolla tuotanto ja kulutus saadaan

sovitettua yhteen. Sähkön vienti tai tuonti eli liitäntä sähkömarkkinaan on yksi keino. CHP-laitosten käyttö uusiutuvien energiajärjestelmien kanssa tuo lisäjoustoa sekä lämmön että sähkön joustojen osalta. Polttoaineen ilmastovaikutuksiin pitää tässä tapauksessa kiinnittää huomiota ja asettaa etusijalle ilmaston kannalta kestävä vaihtoehto. Erilaiset joustoratkaisut edistävät uusiutuvien laajempaa käyttöä paikallistasolla. Tasaisen perusvoiman kohdalla joustomekanismien merkitys oli vähäisempi.

- Paikallistasolla lämmön kulutus muodostaa suurimman osan energian kokonaiskulutuksesta. Tästä johtuen erilaiset käyttökatkokset tai sähkön saatavuusongelmat pakkaskaudella ovat keskeisiä haasteita kaupunkien sähköistämässä. Tasaista perusvoimaa käytettäessä käyttökatkos perusvoimassa ei lisännyt pakkasella lämmitystehon tarvetta tasaiseen käyntiin verrattuna, koska perusvoima ei muutenkaan tuottaisi lämmitystä varten huipputehoa, ja tähän tarvittava sähkö on tuonnin varassa. Tuulivoiman kohdalla havaittiin katkoksen lisäävän hieman (noin 20 prosenttia) lämpösähkön tuontia, mikä tässä tapauksessa indikoi, että tuulivoimalla olisi pieni tehokomponentti huippupakkasella (vuoden 1987 säätiedoilla).
- Energian käytön tehostamisen järjestelmävaikutukset sähköistämässä ovat hyvin myönteiset. Tehostaminen tiputtaa merkittävästi huipputehon tarvetta ja laskee lämmön kulutusta vähentäen tuotannon tarvetta.
- Paikallistason energiajärjestelmässä havaittiin erilaisia vaikutuksia eri säätyypeillä, jotka vaikuttavat niin kulutukseen kuin uusiutuvaan energian pohjautuvaan tuotantoon, mutta eivät vaikuta tasaiseen perusvoimaan. Tämän vuoksi sähköistämisen suunnittelussa pitäisi käyttää tarpeeksi monipuolisia lähtötietoja, esimerkiksi erilaisia säävuosia, jotta myös erilaiset ääritilanteet tulevat otetuksi huomioon. Tämä voi parantaa järjestelmien resilienssiä ja toimintavarmuutta.

7. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

1. Sähköllä on tärkeä rooli pyrittäessä kohti nollapäästöjä

- Sähköistämisen päästövähennykset perustuvat nolla- ja vähäpäästöisen sähköntuotannon lisäämiseen. Sähkön tuotannon arvioidaan muuttuvan päästöttömäksi Pohjoismaissa ja Suomessa 2030-luvun alkuun mennessä eli nopeammin kuin muilla sektoreilla. Päästötöntä sähköä käyttämällä muut toimialat voivat hyötyä sähköntuotannon nopeasti alenevista päästöistä. Sähkö auttaa saavuttamaan päästövähennykset, mutta sitä tarvitaan paljon lisää. Nykykehityksellä sähkön tarve voi nousta noin 50 prosenttia nykyisestä, mutta vahvemman sähköistämiskehityksen myötä sähkön tarve voi jopa yli kaksinkertaistua vuoteen 2050 mennessä. Sähköistämisen avulla energiaan liittyviä päästöjä voitaisiin leikata 90–95 prosenttia vuoteen 2050 mennessä.
- Polttoaineita tarvitaan tulevaisuudessa myös vahvan sähköistämisen skenaarioissa sähkön tuotantomuodosta riippumatta tasapainottamaan energian kysyntää ja tuotantoa eri sektoreilla ja takaamaan näin energiajärjestelmän toimintavarmuutta. Polttoaineiden tarvetta voidaan vähentää energian käyttöä tehostamalla, mutta ilmastokestäviä sähkö- tai biopolttoaineita tullaan silti tarvitsemaan esimerkiksi huippukulutuksen aikana ja lämmitykseen liittyen. Tarvitaan pikaisesti lisäselvityksiä siitä, missä määrin biopohjaisia ratkaisuja voidaan ilmastokestävästi hyödyntää polttoaineeksi, ja missä määrin tarvitaan synteettisiä polttoaineita.
- Parhaimmillaan sähköistäminen tehostaa energiankäyttöä, mutta sähköpolttoaineiden tuotannossa kokonaisenergian tarve voi kasvaa niiden tuottamisen alemmasta hyötysuhteesta johtuen. Sähköpolttoaineiden käyttö kannattaakin ohjata tarkasti niihin polttoon perustuviin prosesseihin tai sovelluksiin, joissa sähköistäminen muilla keinoin on hankalaa.
- Valtion tulee edesauttaa sähköistämiskehitystä aktiivisella politiikalla. Tarvittavan infrastruktuurin varmistamiseksi ja pitkäjänteisen tutkimuksen turvaamiseksi sähköistämisen mahdollisuudet tulee tunnistaa täysimääräisesti Suomen energia- ja ilmastopolitiikassa, kuten energiaveroratkaisuissa onkin jo tehty. Sähkön sektorikytkentää tulisi edistää, kun ylijäämä sähköä on saatavilla tai sähkön kulutus on alhainen. Lisäksi on tärkeää huolehtia politiikkajohdonmukaisuudesta. Jos sähköä on saatavissa markkinoilla edullisesti, tulisi lämmitykseen ohjata ensisijaisesti sähköä, eikä suosia polttoainepohjaista lämmöntuotantoa tukimekanismein.
- Energian käytön tehokkuuteen energian loppukulutuksessa tulee kiinnittää erityistä huomiota, koska se määrittää myös sähkön tuotannon ja polttoaineiden tarpeen. Tehostaminen luo myös enemmän vaihtoehtoja tuotantopuolelle. Kun energian tarve on alempi, voi pienempien energiantuotantomuotojen, kuten aurinkoenergian, biokaasun ja syvälämmön, suhteellinen merkitys olla suurempi kuin jos kulutus on korkea.
- Sähköistäminen luo kunnille uusia mahdollisuuksia vähentää päästöjään esimerkiksi lämmityksessä ja liikenteessä, jotka muodostavat suuren osan kuntien päästöistä. Sähköistämällä voidaan myös poistaa paineita lisätä bioenergian käyttöä fossiilisista polttoaineista luovuttaessa, erityisesti kaukolämmössä ja liikenteessä.
- Epäsuorat sähköistämiskäytännöt kuten sähköpolttoaineet tarjoavat mahdollisuuksia myös pitkän aikavälin energian varastoina, joustona ja huoltovarmuustekijänä. Pitkällä aikavälillä vety ja synteettiset polttoaineet voivat olla uusiutuva ja hiilineutraali raaka-aine moniin teollisuuden prosesseihin. Näiden valmistusprosesseissa syntyy myös valtavat määrät (hukka)lämpöä, jonka

hyödyntäminen esimerkiksi kaukolämmössä voisi olla kokonaisuuden kannalta järkevää. Suomessa on suunnitteilla useita merkittäviä demonstraatiohankkeita näillä alueilla.

2. Sähköistämässä on kiinnitettävä kriittistä huomiota energijärjestelmän uudentyypisiin haasteisiin ja pullonkauloihin

- Laajalti sähkөөn energiankantajana perustuvassa järjestelmässä tulee kiinnittää enemmän huomiota sähköjärjestelmien integrointiin, luotettavuuteen ja kestävytyteen erilaisissa ääritilanteissa (esimerkiksi äärisääilmiöt tai kyberturvallisuushat), koska sähköllä on hyvin keskeinen rooli koko yhteiskunnan toiminnassa. Tämä tarkoittaa kasvavaa tarvetta sähkөөn ja energian varastointiratkaisuille, sähkö- tai biopolttoaineet mukaan lukien. Nykyteknologialla ei vielä pystytä kattavasti vastaamaan suurimpiin huoltovarmuus- ja toimitusvarmuuskysymyksiin. Suuriin keskitettyihin perusvoimalaitoksiin perustuvaan sähköistämiseen verrattuna erilaiset hajautetut energiaratkaisut, kuten tuulivoima ja aurinkosähkö, ovat vähemmän haavoittuvia ulkoisille uhille.
- Vahva sähköistäminen muuttaa olennaisesti nykyistä sähkөөnkulutuksen profiilia. Näihin muutoksiin tulee varautua, jotta sähköjärjestelmän luotettavuus ja toimintavarmuus säilyvät korkealla tasolla. Uusien kulutuskohteiden, kuten liikenteen ja lämmityksen, myötä sähkөөnkulutuksen tehon ajallinen tarve muuttuu. Lämmityksessä sähkөөn kulutus muuttuu nykyistä sääriippuvaisemmaksi, ja sähkөөn kulutuksen huipputehon tarve nousee erityisesti kovilla pakkasilla. Liikenteen sähköistäminen luo merkittävästi uutta tehotarvetta, erityisesti siirryttäessä pikalataukseen, jossa lataustehot voivat nousta nykyisestä huomattavasti. Liikenteessä tehotarve voi kohota myös pakkasilla. Teollisuuden sähköistäminen kasvattaa sähkөөn kysyntää, mutta liikenteestä ja lämmityksestä poiketen teollisuuden sähkөөnkulutus on tasaista läpi vuoden.
- Myös sähkөөn tuotannon tapojen muutos vaikuttaa energijärjestelmän tehotarpeisiin. Siirtymä fossiilisista polttoaineista uusiutuviin energianlähteisiin, kuten aurinko- ja tuulivoimaan, muuttaa sähkөөn tuotantoa sään mukaan vaihtelevammaksi. Tähän vaihteluun tarvitaan tueksi erilaisia joustoja, esimerkiksi sektorikytkentää, kulutusjoustoja tai energianvarastointia. Lisäksi on huomattava, että näiden rajakustannus on käytännössä lähes nolla, ja ne tulevat sähkömarkkinoiden ajojärjestyksessä ennen polttoainepohjaista tuotantoa. On odotettavissa, että säätö- ja huipputehon suhteellinen tarve kasvaa sähköistämässä vielä enemmän kuin pelkästään kulutuksen vaihtelut antaisivat ymmärtää.
- Paikallistasolla lämmön kulutus muodostaa merkittävän osan energian kokonaiskulutuksesta. Tästä syystä erilaiset käyttökatkokset tai sähkөөn saatavuusongelmat etenkin pakkaskaudella ovat keskeisiä toimintavarmuushaasteita kaupunkien sähköistämässä. Koska lämmitys on ihmisten terveyden ja hyvinvoinnin kannalta kriittinen tekijä, tarvitaan riittävä määrä tarvittaessa käyttöön otettavaa lämmitysenergiaa vastaamaan sekä pakkaskauden huippuihin että mahdollisiin käyttökatkoksiin tai saatavuusongelmiin. Tämä koskettaa erityisesti keskitettyä lämmöntuotantoa, esimerkiksi kaupunkien kaukolämmitystä. Tämä näyttäisi edellyttävän polttoainepohjaista lämmöntuotantokapasiteettia jatkossakin, jolloin polttoaineiden valinnassa tulee kiinnittää huomiota niiden ilmastokestävyyteen.
- Sähköistämisen kautta energiantuonti tulee vähenemään, mutta tuonnilla ja viennillä on sähköistyneessä energijärjestelmässä myös rooli joustojen mahdollistajana. Sekä tuuli- että ydinvoimapainotteisessa sähköntuotannossa tuonnin painopiste on talvikaudella. Sähkөөn tuonti ei saa johtaa päästöjen kasvuun Suomen rajojen ulkopuolella esimerkiksi Venäjältä tuodun fossiililla energialähteillä tuotetun sähkөөn muodossa. Tämän varmistaminen edellyttää esimerkiksi toimimista EU:n suunnitteleman hiilitullimekanismin puitteissa. Halpa tuontisähkö saattaa myös

hidastaa sähköistämiseen ja päästöttömään energiaan perustuvaan energiajärjestelmään tarvittavia investointeja.

- Euroopan sähkömarkkinoiden ja -järjestelmien vahvempi integrointi vuoteen 2050 mennessä tulee todennäköisesti nostamaan sähkön kuluttajahintaa Suomessa, koska sähkö on manner-Euroopassa kalliimpaa. Tämä tuo myös energiajärjestelmävaikutuksia manner-Euroopasta, esimerkiksi eri sähköntuotantomuotojen kannattavuuteen ja tarvittaviin sähkönsiirtoyhteyksiin, mihin kannattaa varautua. Näillä voi olla merkitystä sähköistämisen nopeuteen ja tasoon Suomessa.

3. Havaintoja mallinnuksen pohjalta

- Sähköistäminen vaikuttaa merkittävästi sähkön kulutuksen aikaprofiileihin, jolla on vaikutusta sähköntuotannon rakenteeseen. Nykyinen energian ja sähkön tuotantorakenne ei välttämättä ole optimaalinen sähkөөn vahvasti pohjautuvalle energiatuotannolle. Esimerkiksi sähkön kulutuksen huipputeho kasvaisi huomattavasti nykyisestä, erityisesti lämmityskaudella, mutta myös vuorokauden sisällä tapahtuvat muutokset voivat olla merkittäviä (esimerkiksi sähköisen liikenteen tarpeet). Huippu- ja reservitehoon tulisi siten kiinnittää erityistä huomiota. Tämä on jo nykyisellä kulutuksella joskus haasteellista.
- Vaihteleva sähköntuotanto näyttäisi alustavasti hyötyvän enemmän 'älykkyydestä' energiajärjestelmässä kuin tasainen sähköntuotanto. Tämä kysymys kaipaa lisäselvitystä.
- Energian loppukäytön tehostaminen tuottaa merkittäviä järjestelmäparannuksia, esimerkiksi pienentää huipputehon tarvetta. Tehostaminen pienentää myös energian ja sähkön kokonais-tarvetta.
- Vuodet ovat hyvin erilaisia ja eri olosuhteista syntyvät vaihtelut ja epävarmuudet pitää ottaa tarkemmin huomioon sähköistämisen strategioissa. Esimerkiksi kylmän ja leudon talven ero sähkön huippukulutuksessa voi olla lähes kaksinkertainen. Tällaiset vaihtelut korostavat polttoaineiden merkitystä jatkossakin.
- Sähköistäminen saattaa lisätä sähkön hinnan vaihteluherkkyyttä ja johtaa sähkön hintapiikkeihin, mikäli sähköteho kapasiteetti on riittämätön vastaamaan huippukulutuksen tarpeisiin. Hinnan vaihteluita ei olisi syytä kokonaan poistaa, mutta niitä voi olla tarpeen hallita uusilla markkina-mekanismeilla. Huippu- ja reservitehon kapasiteetin markkinan edelleen kehittäminen voi tällöin olla harkinnanarvioinen keino. Esimerkiksi huippukulutuksen tehomaksujen käyttöönottoa kannatta selvittää.
- Kansallisten energia- ja ilmastoskenaarioiden laatimiseen käytettävät energiajärjestelmämallit on alun perin suunniteltu tasapainomalleiksi, ja ne kuvaavat paremmin makrotason kysymyksiä. Vaikka niillä voidaan tarkastella sähköistämisen makrotason vaikutuksia, ne eivät ole riittävän tarkkoja paikallistason erityispiirteiden huomioimiseen. Ne eivät myöskään kykene riittävästi huomioimaan nopeita dynaamisia ilmiöitä, joita liittyy enemmän vahvasti sähkөөn pohjautuviin energiajärjestelmiin. Tämän vuoksi on tarpeen kehittää integroituja malleja, joissa yhdistetään sekä makro- että mikrotason kysymyksiä. Ottaen huomioon mallien merkityksen energia- ja ilmastopolitiikan päätöksenteossa, tällaisten seuraavan sukupolven mallien kehittäminen olisi kiireellinen tehtävä, joka voitaisiin organisoida kansallisena hankkeena alan toimijoiden kesken.

LÄHTEET

1. AFRY, 2020. *Finnish Energy - Low carbon roadmap*.
2. Koljonen, T. et al., 2020. *Hiilineutraali Suomi 2035 - Skenaariot ja vaikutusarviot*.
3. Sitra, 2021. *Sähköistämisen rooli Suomen ilmastotavoitteiden saavuttamisessa*. www.sitra.fi.
4. Pilpola, S., 2020. Strategies for decarbonising the energy system in Finland. Aalto University School of Science.
5. International Energy Agency (IEA), 2018. *World Energy Outlook 2018*.
6. International Energy Agency (IEA), 2021. *World Energy Outlook 2021*.
7. Keramidas, K. et al., 2020. *Global Energy and Climate Outlook 2019: Electrification for the low carbon transition*.
8. Suomen ilmastopaneeli, 2021. Ilmastolakiin kirjattavat pitkän aikavälin päästö- ja nielutavoitteet – Ilmastopaneelin analyysi ja suositukset. Suomen ilmastopaneelin raportti 1/2021.
9. International Energy Agency (IEA), 2021. *Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector*.
10. Rodrigues, R. et al, 2022. Narrative-driven alternative roads to achieve mid-century CO2 net neutrality in Europe. *Energy* **239**, 121908.
11. Pietzcker, R. C., Osorio, S. & Rodrigues, R., 2021. Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector. *Appl. Energy* **293**, 116914.
12. Lund, P. D., 2021. Improving the Economics of Battery Storage. *Joule* **4**, 2543–2545 (2020).
13. International Energy Agency. *Renewables 2021 -Analysis and forecast to 2026*. <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>.
14. Lund, P. D. et al. 2019. Pathway analysis of a zero-emission transition in the Nordic-Baltic region. *Energies* **12**, 3337.
15. Johan Bruce et al. 2019. *Färdplan fossilfri el – analysunderlag - En analys av scenarier med en kraftigt ökad elanvändning*. <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/sa-tycker-vi/fardplaner-fossilfritt-sverige/fardplan-el-20190802.pdf>.
16. Gode, J. et al., 2021. *Efterfrågan på fossilfri el - Analys av högnivåscenario*. <https://www.energiforetagen.se/globalassets/dokument/fardplaner/scenario-2045-april-2021/scenarioanalys-efterfragan-fossilfri-el-2045-slutrapport.pdf>.
17. Svenska Kraftnät, 2022. Kortsiktig marknadsanalys 2021. Simulering och analys av kraftsystemet 2022–2026. *SVK 2022/96* 103.
18. Bolwig, S. et al., 2020. Climate-friendly but socially rejected energy-transition pathways: The integration of techno-economic and socio-technical approaches in the Nordic-Baltic region. *Energy Res. Soc. Sci.* **67**, 101559.
19. Lund, P. D., Byrne, J., Haas, R. & Flynn, D., 2019. *Advances in Energy Systems: The Large-scale Renewable Energy Integration Challenge*. (John Wiley & Sons Ltd., 2019). doi:10.1002/9781119508311.
20. Camia A., et al., 2021. *The use of woody biomass for energy production in the EU*. doi:10.2760/831621.
21. Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J. & Salpakari, J., 2015. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **45**, 785–807.
22. Lehtilä, A. et al., 2014. *Low Carbon Finland 2050 -platform. Energiajärjestelmien kehityspolut kohti vähähiilistä yhteiskuntaa*.
23. Bashir, A. A., Lund, A., Pourakbari-Kasmaei, M. & Lehtonen, M., 2021. Optimizing power and heat sector coupling for the implementation of carbon-free communities. *Energies* **14**, 1–20.
24. McKinsey & Company, Knupfer, S. & Sahdev, S., 2018. How Battery Storage Can Help Charge the Electric-Vehicle Market. *McKinsey Co.* 1–8.
25. Jegoroff, M., Arasto, A. & Tsupari, E., 2021. *Katsaus Suomen teollisuuden sähköistämisen teknologisiin ratkaisuihin*. Suomen ilmastopaneelin raportti 4/2021 .
26. International Energy Agency (IEA), 2017. *Getting wind and sun onto the grid*.
27. Inage, S. I., 2015. The role of large-scale energy storage under high shares of renewable energy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* vol. 4 115–132.
28. Bailera, M., Peña, B., Lisbona, P. & Romeo, L. M., 2020. Improved Flexibility and Economics of Combined Cycles by Power to Gas. *Front. Energy Res.* **8**, 1–13.

29. Riesz, J. & Milligan, M., 2015. Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* vol. 4 279–289.
30. Makolo, P., Zamora, R. & Lie, T. T., 2021. The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **147**, 111223.
31. Bett, A. W. et al., 2021. *If not now, then when – making the energy transition happen (Discussion Paper)*. https://doi.org/10.48669/ESYS_2021-2.
32. Lund, P. D. P. D., Lindgren, J., Mikkola, J. & Salpakari, J., 2015. *Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* vol. 45.
33. de Vries, L. & Jimenez, I. S., 2022. Market Signals as Adequacy Indicators for Future Flexible Power Systems (accepted). *Oxford Open Energy*.
34. Pilpola, S., 2016. Finnish energy system modelling: renewable energy integration and future scenarios. (Master's thesis, Aalto University).
35. Pilpola, S. & Lund, P. D., 2020. Analyzing the effects of uncertainties on the modelling of low-carbon energy system pathways. *Energy* **201**.
36. Cozzi, L. et al. 2020. World Energy Outlook 2020. **2050**, 1–461 (2020).
37. Danish Energy Agency, 2018. Technology Data. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.
38. Ikkäheimo, J., 2017. Power-to-gas plants in a future Nordic district heating system. *Energy Procedia* **135**, 172–182.
39. International Energy Agency (IEA), 2010. *Liquid Fuels Production from Coal & Gas. IEA ETSAP - Technology Brief S02 - May 2010* www.etsap.org.
40. Heliste, P., 2021. The Role of Electrification in the Decarbonisation of the Finnish Energy System. (Aalto University).
41. SAPEA, 2021. *A systemic approach to the energy transition in Europe*. www.sapea.info/energy doi:10.26356/energytransition.
42. Child, M., Haukkala, T. & Breyer, C., 2017. The role of solar photovoltaics and energy storage solutions in a 100% renewable energy system for Finland in 2050. *Sustain.* **9**.
43. Holmberg, K. & Erdemir, A. The impact of tribology on energy use and CO2 emission globally and in combustion engine and electric cars. *Tribol. Int.* **135**, 389–396 (2019).
44. Söder, L. et al., 2018. A review of demand side flexibility potential in Northern Europe. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **91**.
45. Jasiūnas, J., Lund, P. D. & Mikkola, 2021. J. Energy system resilience – A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **150**.
46. Lund, P. D. & Arabzadeh, V., 2020. Modelling city-scale transient district heat demand by combining physical and data-driven approach. *Appl. Therm. Eng.* **178**, 115590.
47. Lund, P., 2012. Large-scale urban renewable electricity schemes – Integration and interfacing aspects. *Energy Convers. Manag.* **63**, 162–172.
48. Mikkola, J., 2017. Modeling and optimization of urban energy systems for large-scale integration of variable renewable energy generation. (Aalto University). doi:10.1016/j.solener.2016.05.061.
49. Lund, P. D., Mikkola, J. & Ypyä, J., 2015, Smart energy system design for large clean power schemes in urban areas. *J. Clean. Prod.* **103**, 437–445.
50. Mikkola, J. & Lund, P. D., 2016. Modeling flexibility and optimal use of existing power plants with large-scale variable renewable power schemes. *Energy* **112**, 364–375.
51. Salpakari, J., Mikkola, J. & Lund, P. D., 2016. Improved flexibility with large-scale variable renewable power in cities through optimal demand side management and power-to-heat conversion. *Energy Convers. Manag.* **126**, 649–661.
52. Arabzadeh, V., Pilpola, S. & Lund, P. D., 2019. Coupling Variable Renewable Electricity Production to the Heating Sector through Curtailment and Power-to-heat Strategies for Accelerated Emission Reduction. **5**, 1–10.
53. Pilpola, S. et al., 2019. Analyzing National and Local Pathways to Carbon-Neutrality from Technology, Emissions, and Resilience Perspectives—Case of Finland. *Energies* **12**, 949.
54. Martin, H., Buffat, R., Bucher, D., Hamper, J. & Raubal, M., 2022. Using rooftop photovoltaic generation to cover individual electric vehicle demand—A detailed case study. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **157**, 111969.
55. Helistö, N., Kiviluoma, J., Holttinen, H., Lara, J. D. & Hodge, B. M., 2019. Including operational aspects in the planning of power systems with large amounts of variable generation: A review

- of modeling approaches. *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.* 1–34. doi:10.1002/wene.341.
56. IEA Wind, 2018. *Recommended Practice 16: Wind/PV Integration Studies, Ed. 2.*
57. Deane, J. P., Drayton, G. & Ó Gallachóir, B. P., 2014. The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation. *Appl. Energy* **113**, 152–158.
58. Olauson, J., Ayob, N., Bergkvist, M., Carpman, N. & Castellucci, V., 2016. Net load variability in the Nordic countries with a highly or fully renewable power system. *Nat. Energy* **1**, 1–14.
59. Publications Office of the European Union, 2014. *ETRI 2014 - Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050.* doi:10.2790/057687.
60. Zakeri, B., Syri, S. & Rinne, S., 2015. Higher renewable energy integration into the existing energy system of Finland – Is there any maximum limit? *Energy* **92, Part 3**, 244–259.
61. Kiviluoma, J. & Meibom, P., 2010. Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments. *Energy* **35**, 1244–1255.
62. IEA & Nordic Energy Research, 2019. *Nordic Energy Technology Perspectives 2016.* (2016).
63. Statistics Finland. Energy table service.
64. Finnish Ministry of Employment and the Economy, 2013. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia. Taustaraportti.

Liite A: Tekniset käsitteet

Energialähteet, kuten biomassa tai tuulivoima, pitää muuntaa **loppuenergiaksi** eli joko sähköksi, lämmöksi tai polttoainelosteiksi ennen kulutusta. Pohjoisissa maissa noin puolet tarvittavasta loppuenergiasta on lämpöä, sähkön osuus on 20–30 prosenttia. Sektoreittain katsottuna teollisuus kuluttaa 45 prosenttia energiasta, rakennukset 26 prosenttia, liikenne 17 prosenttia ja muut käytöt 12 prosenttia.

Sähköistämisellä tarkoitetaan sähkön käytön lisäämistä ja käyttösovellusten laajentamista perinteisen sähkön käytön lisäksi eri sektoreilla. Sähköistämässä energialähteet, kuten tuulivoima muunnetaan sähköksi ja hyödynnetään käyttövoimana esimerkiksi liikenteessä (kuten sähköautoissa) tai lämmityksessä (kuten lämpöpumpuissa). Sähköstä voidaan myös tuottaa esimerkiksi sähköpolttoaineita korvaamaan fossiilisia polttoaineita. Kun sähköä tuotetaan päästöttömistä energialähteistä – esimerkiksi uusiutuvalla energialla – voi sähköistäminen avata uusia mahdollisuuksia suurille päästöleikkauksille monilla perinteisesti fossiilienergiaa hyödyntäneillä sektoreilla. Samalla voidaan saavuttaa parannuksia myös energiatehokkuudessa.

Sektorikytkennällä tarkoitetaan energian tuotanto- ja kulutussektorien tiiviimpää, verkostomaista ja monen suuntaista kytkemistä yhteen energiankantajien, kuten vedyn ja sähkön, sekä datan kautta. Esimerkiksi tuulivoiman tuotanto voidaan kytkeä vedyn, lämmön ja sähkön kautta lämmitykseen, liikenteeseen ja teollisuuteen, jotka puolestaan voivat olla edelleen toisiinsa kytkettyjä esimerkiksi lämmityksen tuotannon ja kulutuksen osalta. Päästöttömien energiankantajien käyttö mahdollistaa kulutussektorien päästöjen tippumisen. Eri sektorien yhteen kytkentä lisää energijärjestelmän joustavuutta, mutta tuo myös uusia tarpeita esimerkiksi infrastruktuurille.

P2X (Power-to-X, tai PtX, jossa X = väli- tai lopputuote) tarkoitetaan sähköenergian muuntamista muiksi energiankantajiksi tai tuotteiksi. Usein muuntaminen tapahtuu hajottamalla elektrolyysillä vettä hapeksi ja vedyksi. Tämä mahdollistaa päästöttömän sähkön hyödyntämisen raaka-aineena myös prosesseissa tai sektoreilla, joissa suora sähkön käyttö on teknologisesti vaikeaa tai mahdotonta. Esimerkkejä P2X:stä ovat muun muassa power-to-fuel eli sähkön muuttaminen hiilidioksidin avulla ilmastoneutraaliksi hiilivedyksi esimerkiksi liikennesektorilla tai P2G (power-to-gas, PtG), jossa sähkön energia muutetaan synteettiseksi metaaniksi korvaamaan fossiilista metaania. Tällä tavalla tuotettua polttoainetta kutsutaan myös **sähköpolttoaineeksi** (englanniksi e-fuel). Fossiilisten energialähteiden energia voidaan näin korvata loppukäytön kannalta suoraan hyödynnettävässä muodossa (drop-in).

Liite B: Suomen energiajärjestelmän optimointimalli DEFEND (englanninkielinen kuvaus)

The DEFEND-model used in the techno-economic energy system simulation and optimization model. The model is originally implemented in Excel®, later also in MATLAB®. The model can be classified as simulation-based optimization: the operation of the energy system is simulated based on predefined rules, while the composition of the energy system is optimized. The main purpose of the model is to find cost-optimized, realistic scenarios of the Finnish energy system, in order to study the feasibility of various energy system strategies for decarbonisation. The model has been first presented in^{4,34}.

The model is a national energy system model with a timestep of one hour and with a time horizon of one year. The model includes all aspects of the national energy system, including electricity, heat, and fuel. In addition, the demands of end-use energy sectors, such as industry, transport and residential sectors, are considered. Electricity and heat sectors are modelled with an hourly resolution to consider the dynamics and interactions between the sectors, while the fuel demands of the industrial and transport sectors are considered on an annual scale since fuels have an inherent storage functionality. The hourly scale was selected based on data availability, and also to balance the modelling accuracy: a high temporal resolution is vital when considering variable energy sources such as wind power^{21,55,56}, while sub-hourly (e.g. 5-minute) resolution may change the overall system costs by only 1 per cent⁵⁷.

The model seeks for a cost-optimal solution of the energy system composition while securing the supply-demand balance. The cost optimization problem is defined as

Minimize Total annual cost

$$= \sum_{t=1}^{tech} (\text{Investment cost}_t + \text{O\&M}_t) + \sum_{f=1}^{fuels} \text{Fuel cost}_f + \text{Net cost of power import} \quad (1)$$

+ Emission costs.

The optimization is subject to several conditions:

1. Balance of final energy supply and demand;
2. Availability of renewable energy resources;
3. Energy system constraints, e.g., cross-border transmission capacities;
4. Environmental constraints, e.g., CO₂ emission target.

The variables in the optimization are the amounts of the primary energy sources, including fossil and renewable energy sources, and the levels of different energy conversion technologies, such as combined heat and power (CHP), separate production, and heat pumps (HP). In addition to the more traditional methods of electricity and heat production, the model also considers more advanced conversion methods providing system flexibility. These include 1) power-to-X technologies (P2X), such as power-to-heat and power-to-gas, to couple the power sector to the heat and fuel sectors, 2) biomass-to-liquid (B2L) and gas-to-liquid (G2L) to provide fuel flexibility, and 3) smart charging (SC) and vehicle-to-grid (V2G) to utilise the electric vehicle fleet in power balancing. The hourly distribution of the conventional production, such as CHP and hydropower, is based on historical production data to imitate a realistic hourly distribution, whereas the operation of power-to-X and other advanced conversion methods, as well as power import and export, is based on rules. This kind of simplified production simulation by scaling historical data is here considered representative enough, since the purpose was not to study the operation of individual plants, but the overall feasibility of future energy system scenarios in a realistic manner, and a similar method has been used previously e.g. in⁵⁸. As to the advanced conversion, the operational rules for the flexibility measures aim at balancing any unmet demands or mitigating excess power production. Due to their major economic impact in Finland, forest industry and the associated industrial CHP are considered separately in the model. More details on the

operational aspects of the model can be found in³⁴. The main optimization outputs are the primary energy composition, power and heat production, energy system balances, and annual indicators, while the main inputs are consumption data, historical temporal data, cost assumptions, and system constraints. A schematic of the modelling approach is presented in Figure A.

A more detailed description of the model's input data can be found in the publications, e.g.^{35,53}. In addition to the historical data, the model also employs various estimates of future developments, as most of the studies in the thesis handle the future of the energy system, the target year being most often 2050. These future estimates are based on existing literature: cost estimates are mostly based on^{37,59–61} for technologies and^{62,63} for fuel prices, consumption projections are based on^{22,64}, and the levels of available renewable resources are based on^{22,60,62}. An interest rate of 5 per cent is used for investment costs.

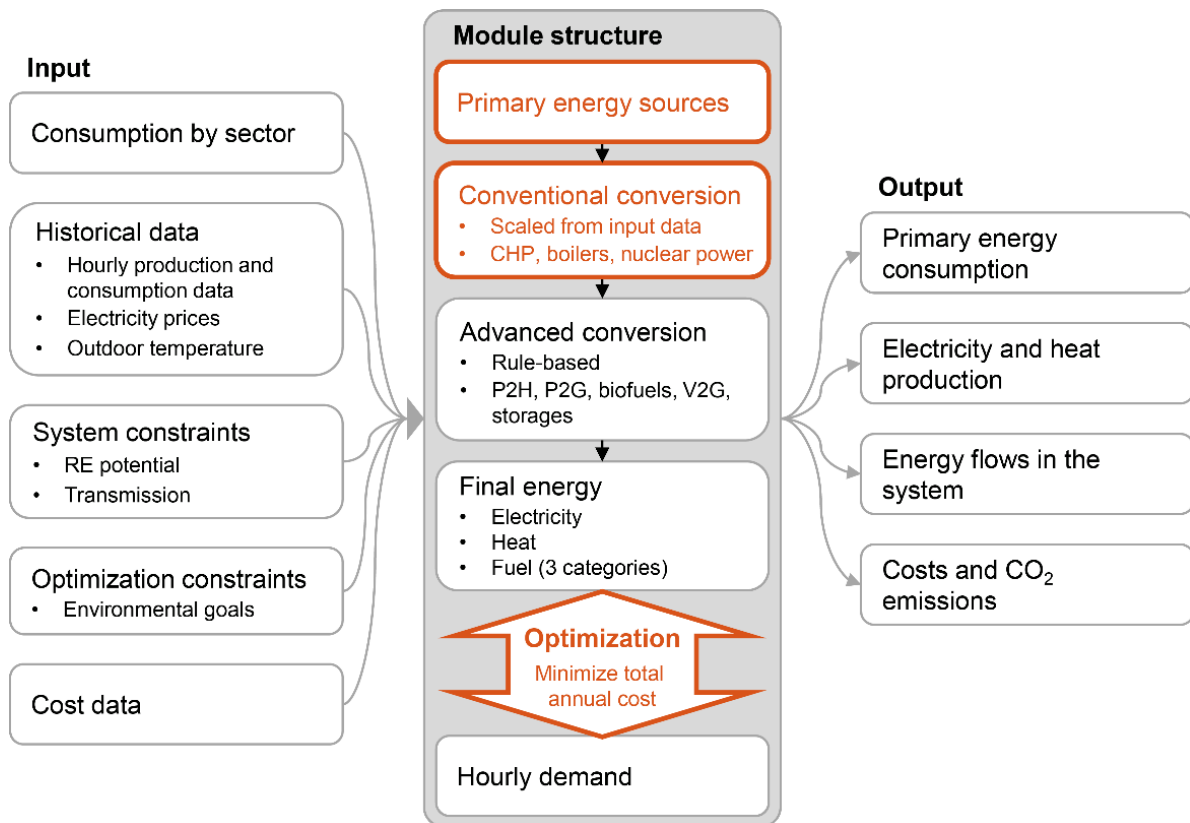
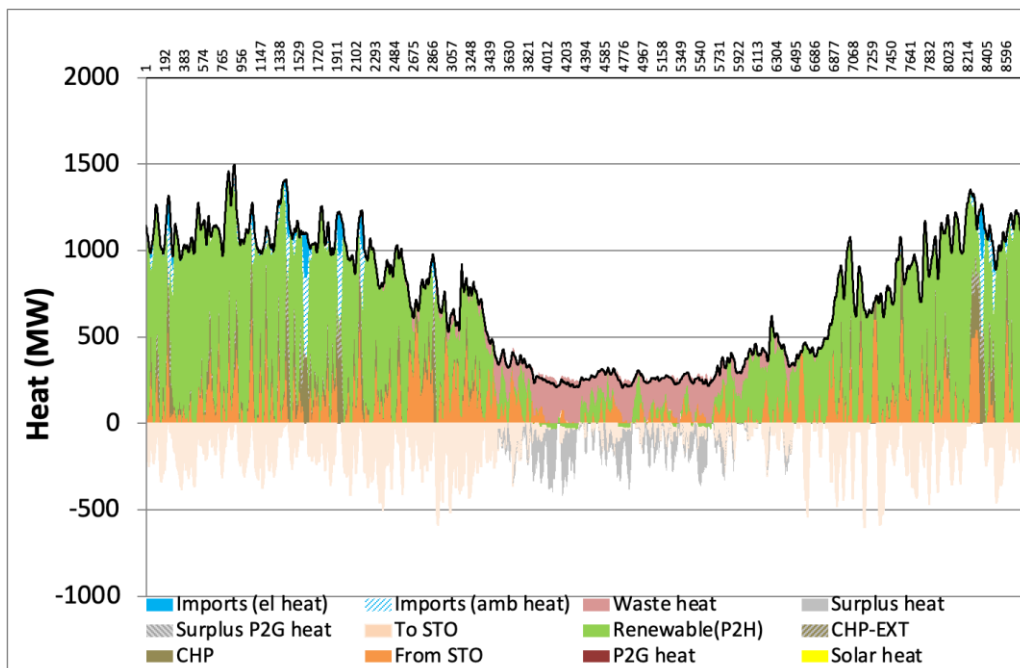
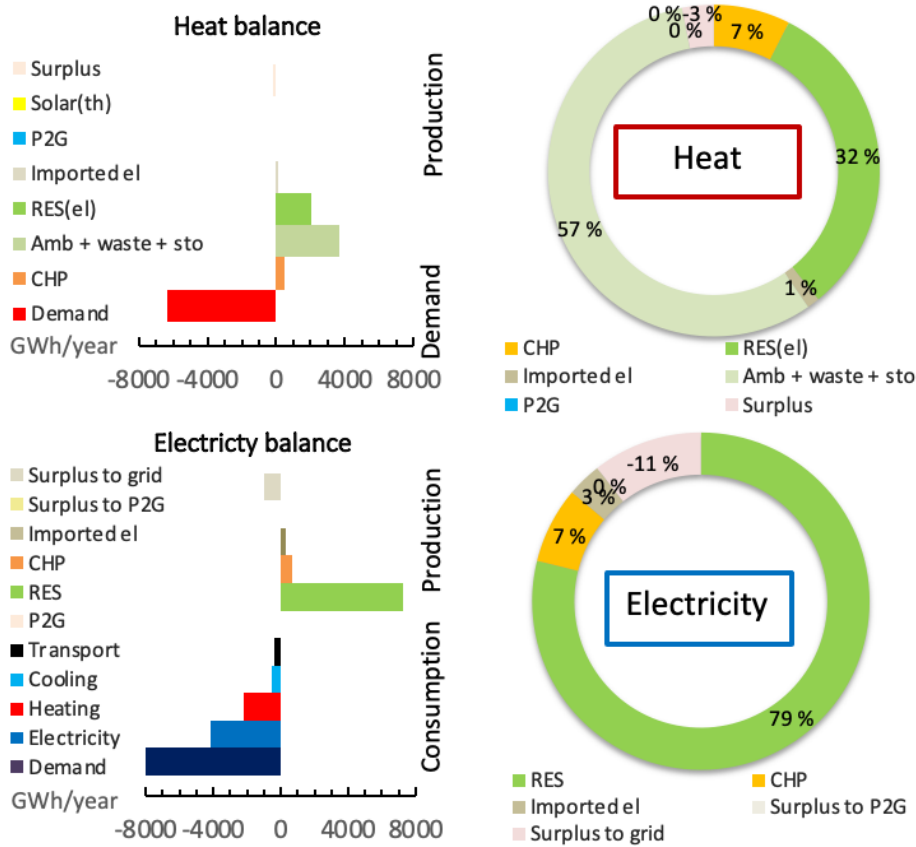
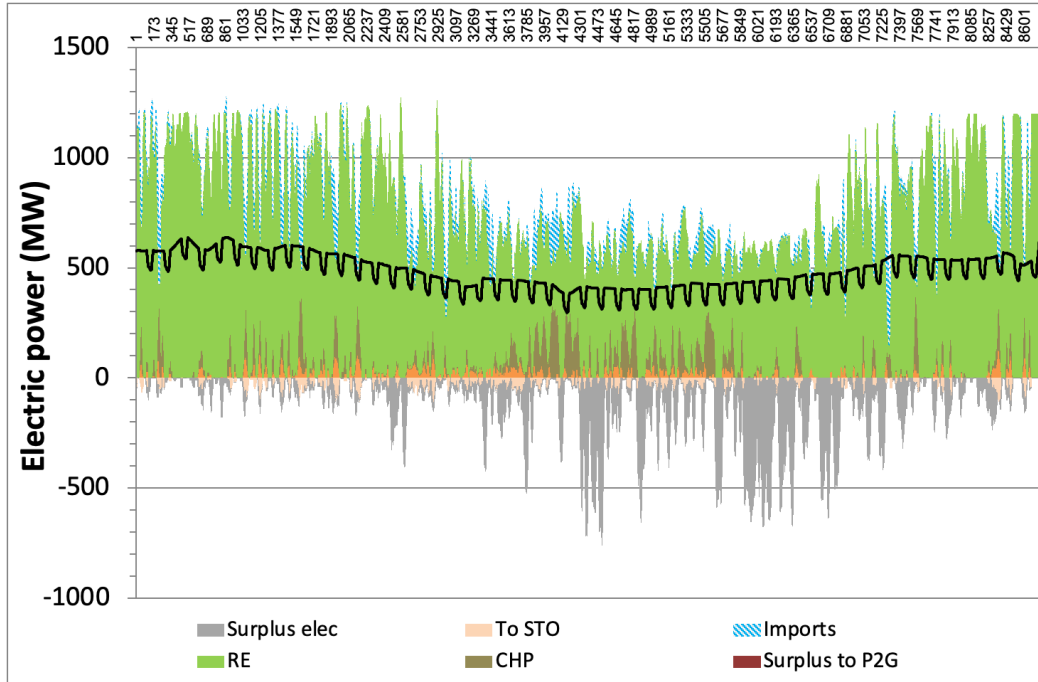


Figure B1. The DEFEND model. / Kuva B1. DEFEND-mallin rakenne.

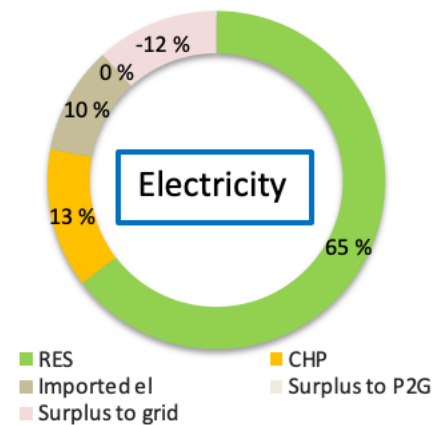
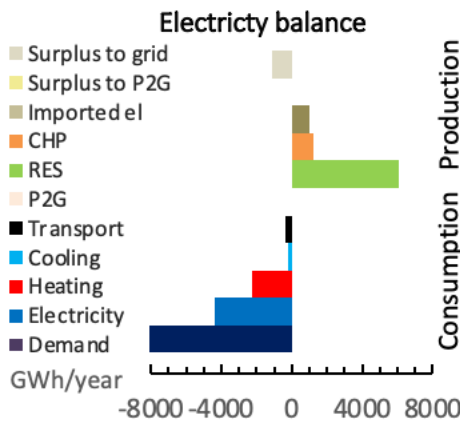
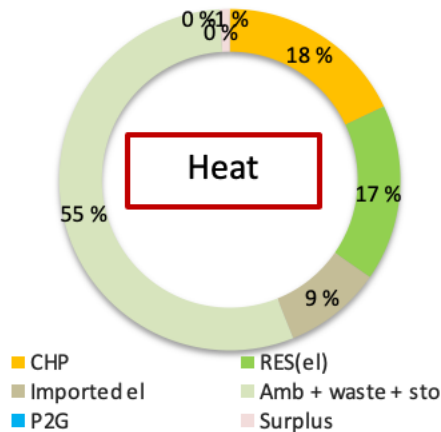
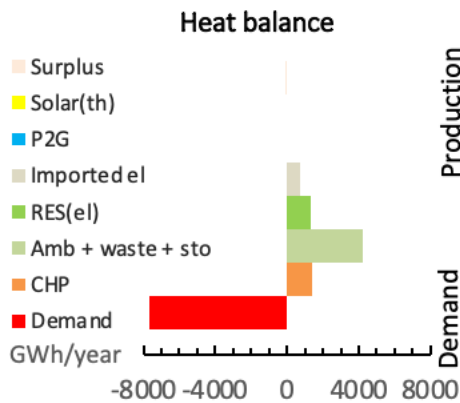
Liite C: Tase- ja tehokvaajia sähköistämisen vaikutuksista Helsingissä

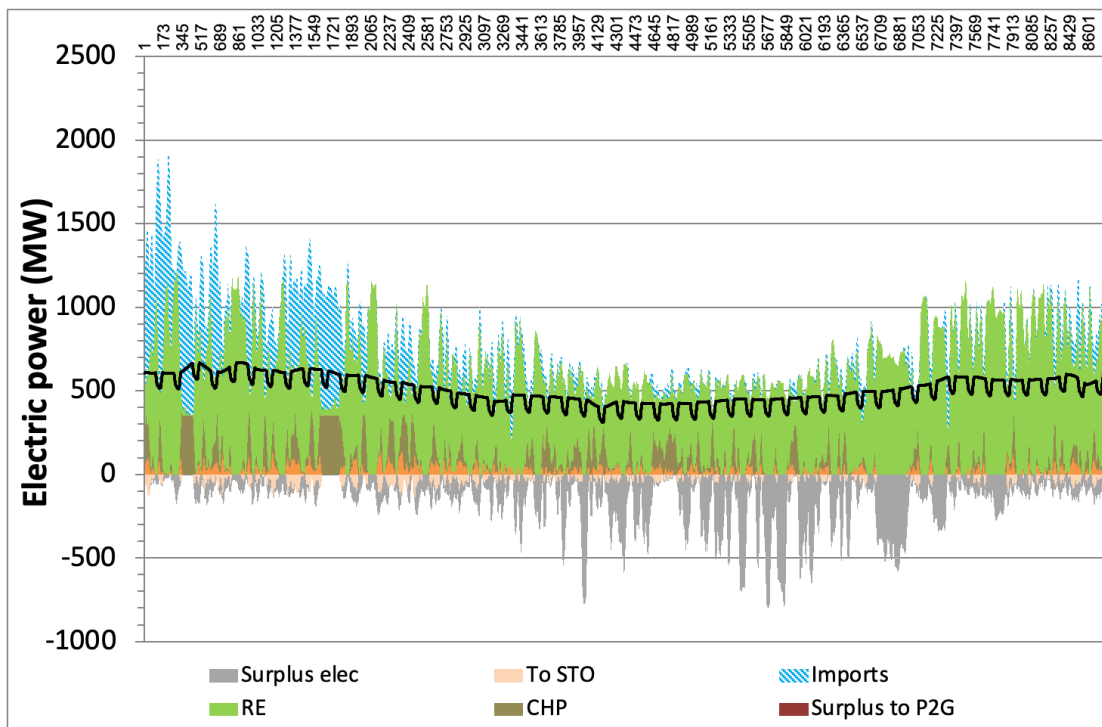
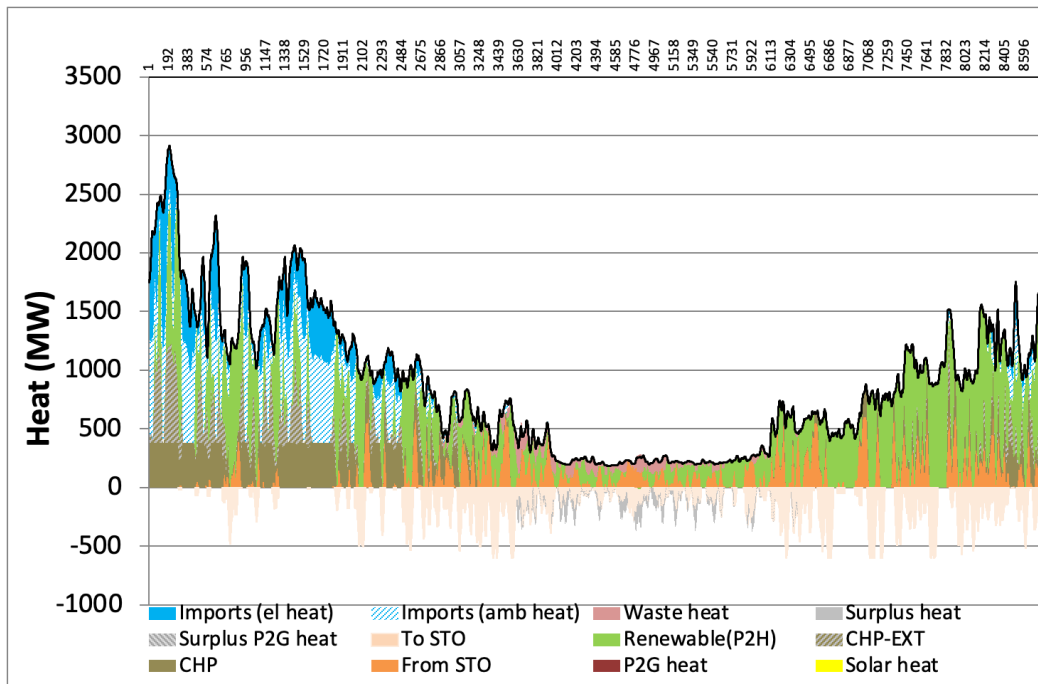
KYLMÄN JA LEUDON VUODEN TASETIEDOT JA ENERGIAJÄRJESTELMIEN DYNAMIIKKA



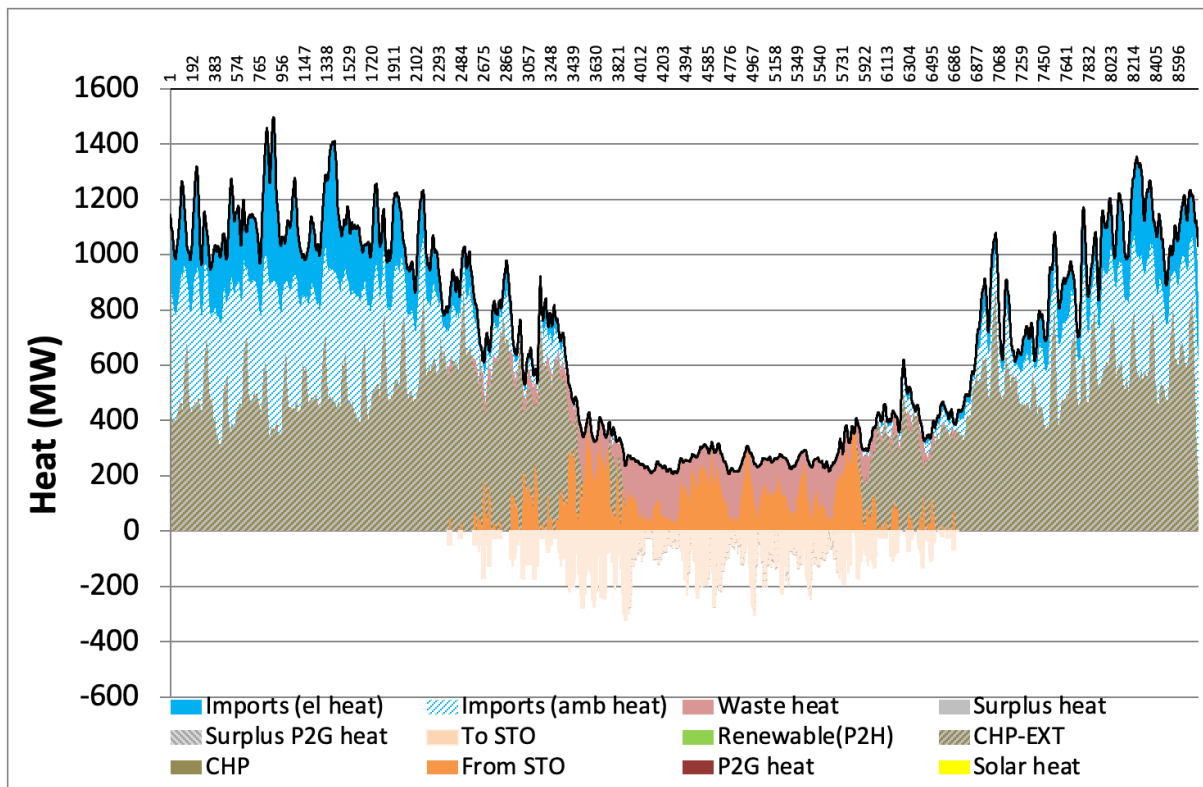
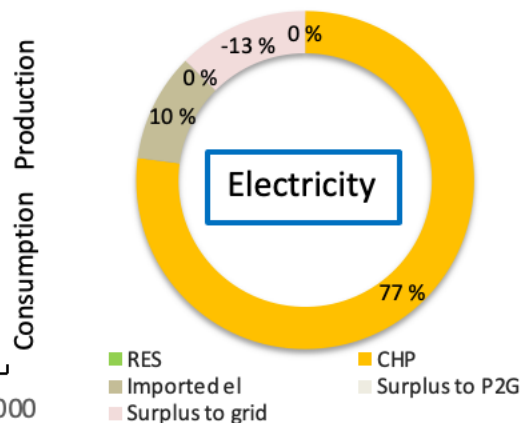
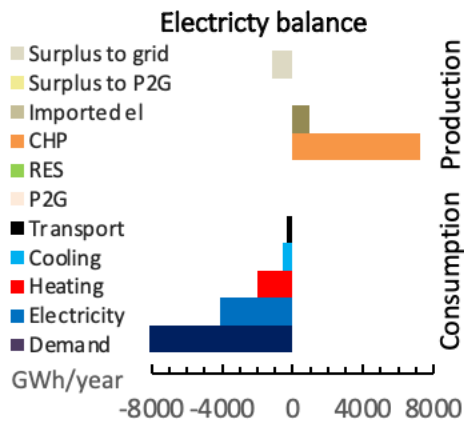
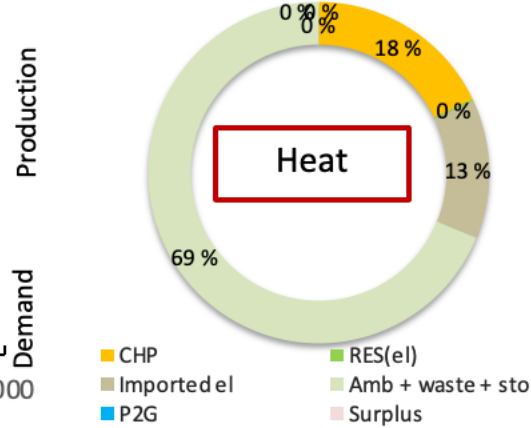
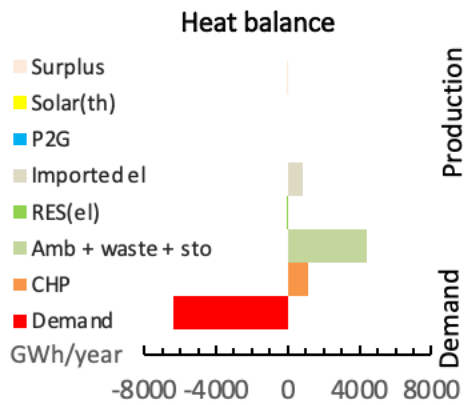


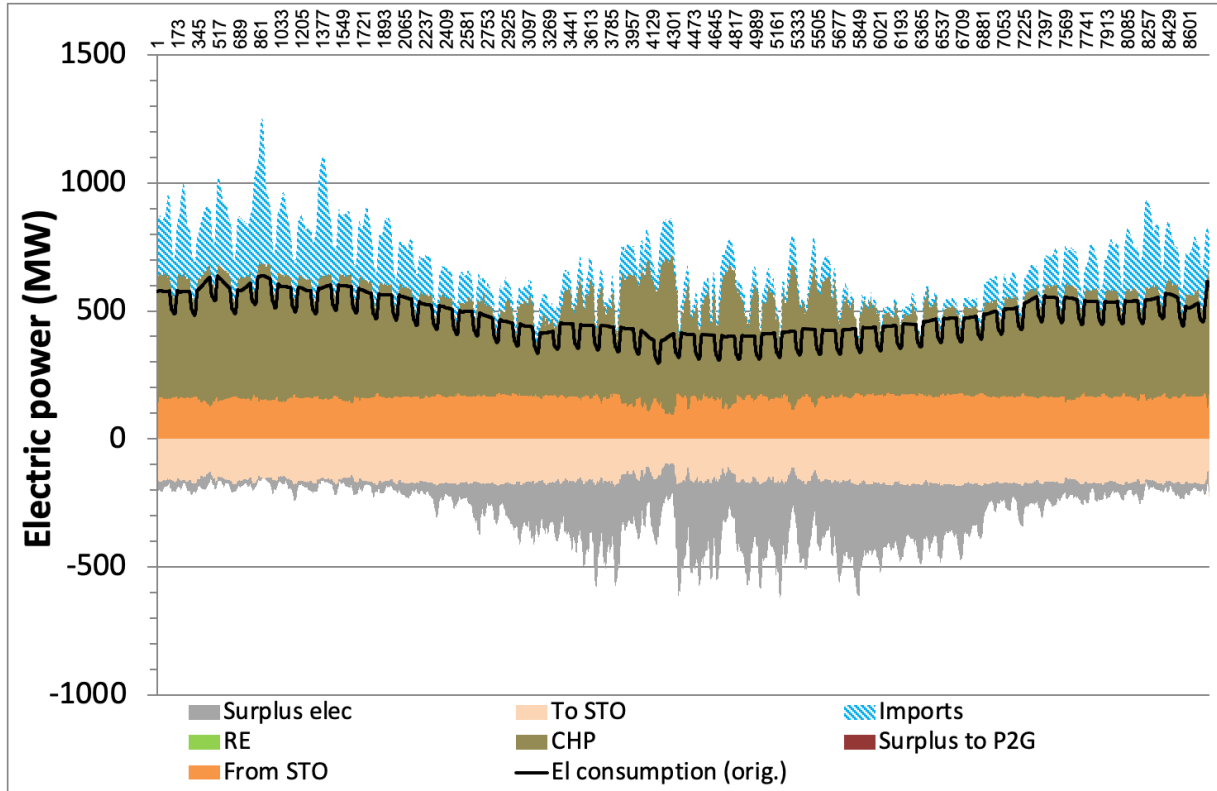
Kuva C1. Helsingin energiajärjestelmän vuositase vaihtoehdossa 1 (leuto vuosi 2020). Simuloinnit on tehty tunnitaisella aika-askeleella (vaaka-akseli), mutta tulokset havainnollistettu tässä 24-h-skaalalla keskiarvoina. [Selitykset kuviin: Amb + waste + sto = lämpöpumpun lämmön lähteet + jätelämpö (jäädäytuksesta) + varastosta, Surplus to grid= verkkoon syötetty ylijäämä sähkö, Surplus to P2G = Power-to-gas-prosessiin syötetty ylijäämä sähkö (ei käytössä), TO STO = energiaa varastoon, FROM STO = energiaa varastosta.]





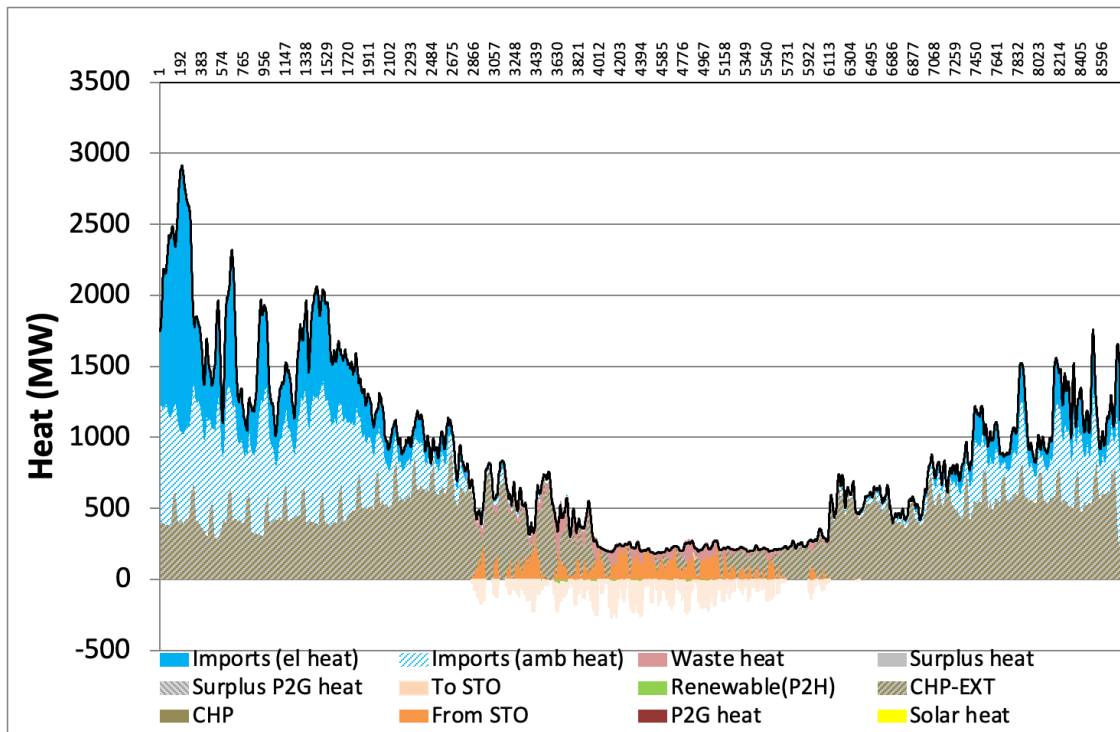
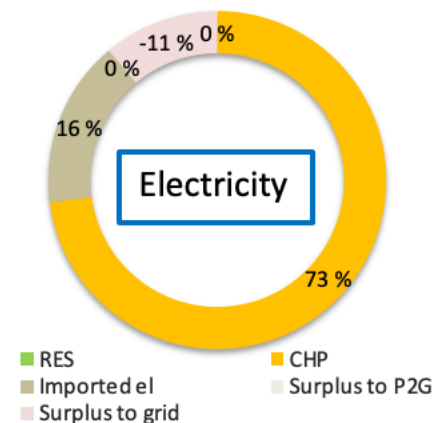
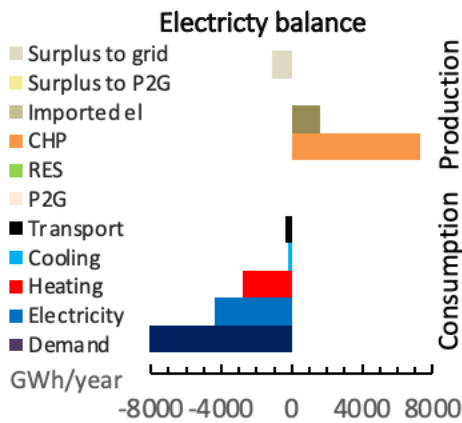
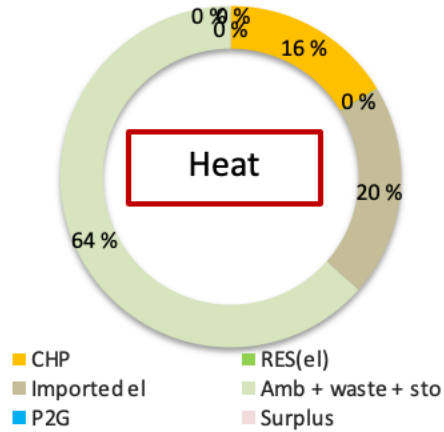
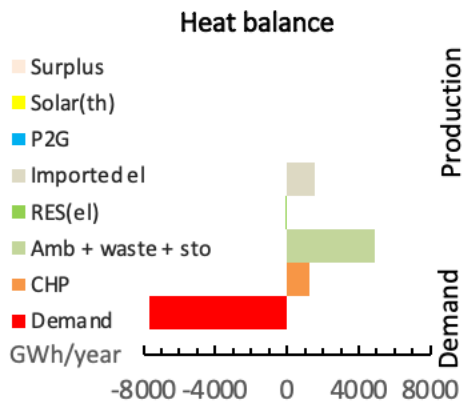
Kuva C2. Helsingin energiajärjestelmän vuosittase vaihtoehdossa 1 (kylmä vuosi 1987).

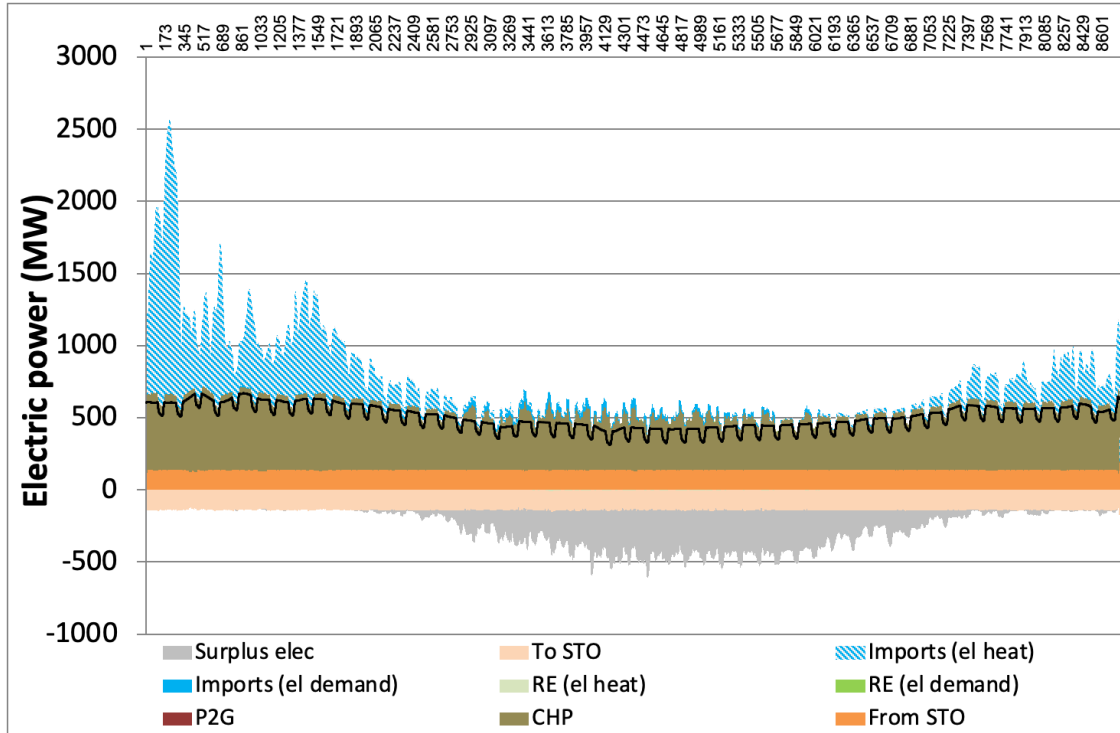




Kuva C3. Helsingin energiajärjestelmän vuositase vaihtoehdossa 2 (leuto vuosi 2020).

Selitykset kuviin: CHP = tässä tapauksessa tasainen perusvoima.

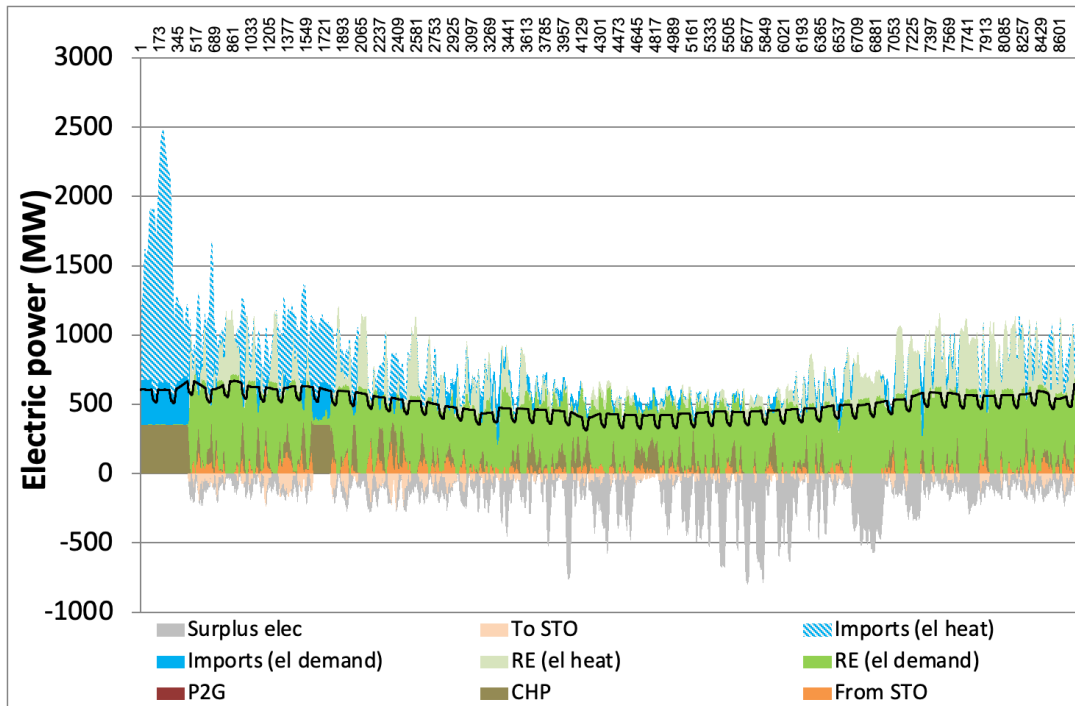
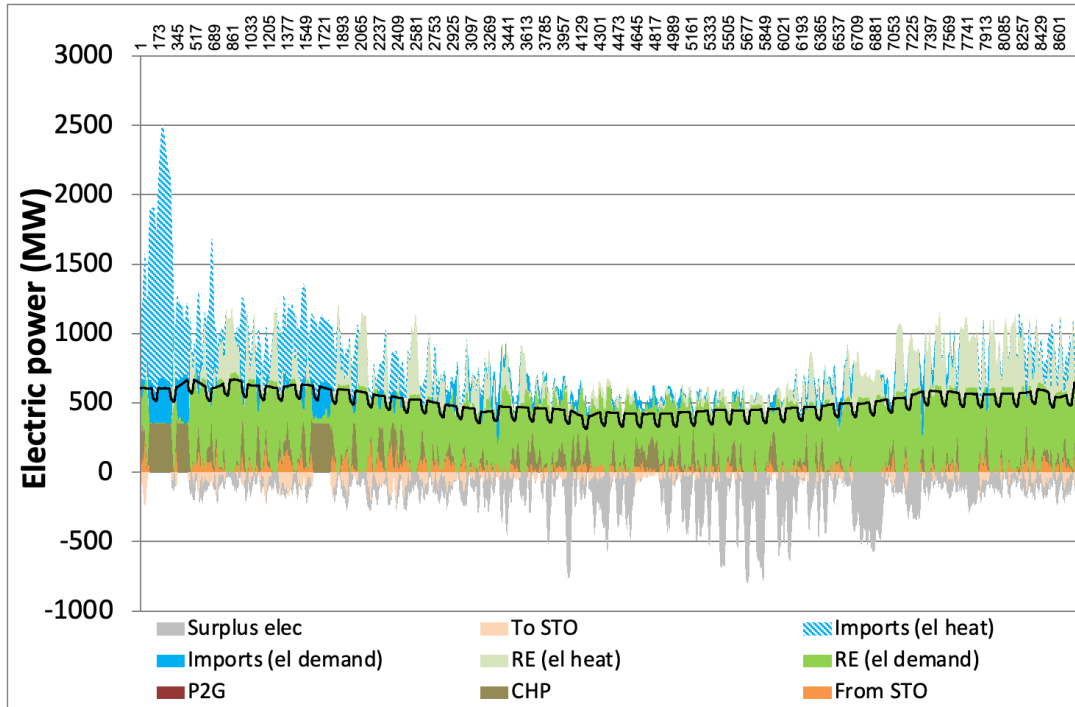




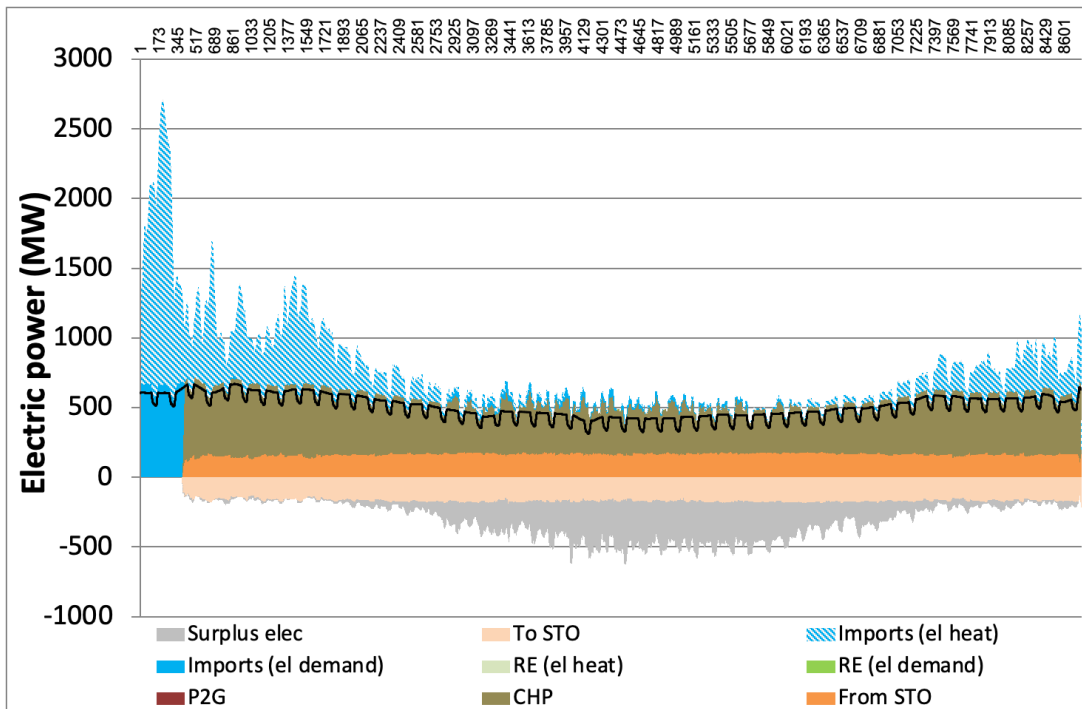
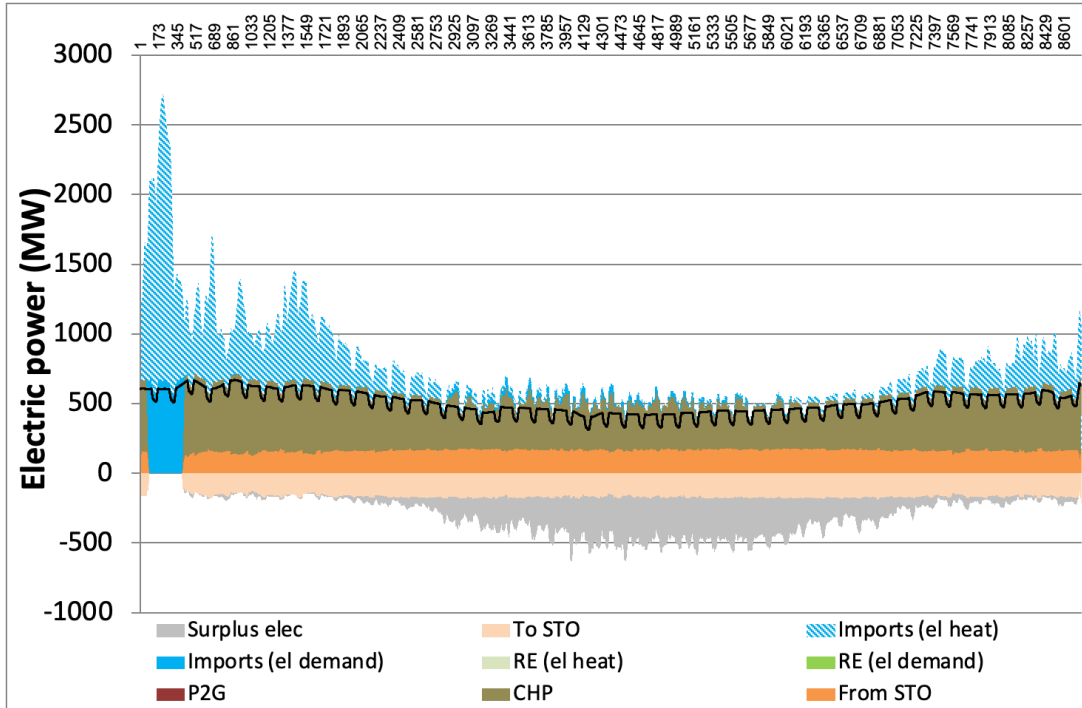
Kuva C4. Helsingin energiajärjestelmän vuositase vaihtoehdossa 2 (kylmä vuosi 1987).

CHP = tässä tapauksessa tasainen perusvoima.

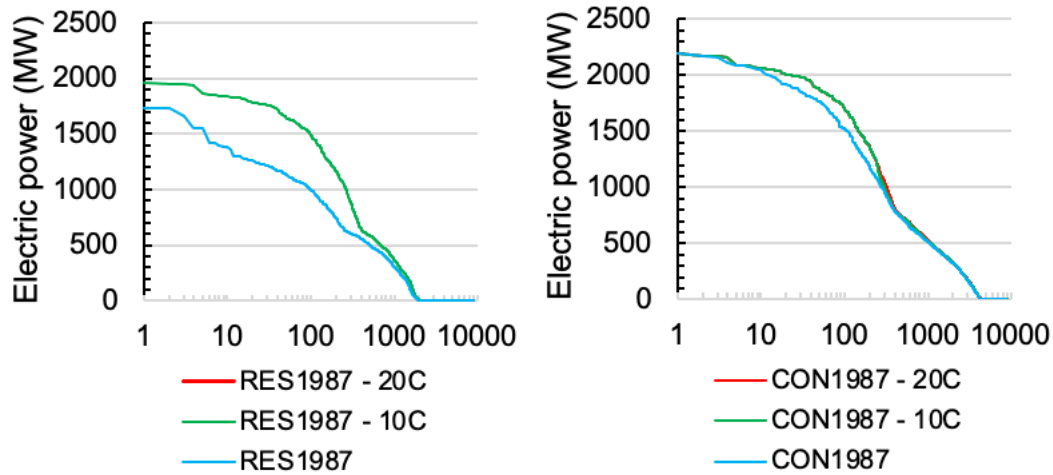
VOIMALOIDEN KÄYTTÖKATKOSTEN VAIKUTUKSIA PAKKASKAUDELLA



Kuva C5. Hypoteettisen sähköntuotantokatkoksen vaikutukset pakkaskaudella sähköntuotantovaihtoehdossa 1. Tässä oletetaan, että tuulivoimalat eivät ole käytettävissä yhtäjaksoisesti 228 tuntia kun ulkolämpötila on alle -20 °C (ylempi kuva) ja 408 tuntia kun ulkolämpötila on alle -10 °C (alempi kuva).



Kuva C6. Hypoteettisen sähköntuotantokatkoksen vaikutukset pakkaskaudella sähköntuotantovaihtoehdossa 2. Tässä oletetaan, että tasainen perusvoima ei ole käytettävissä yhtäjaksoisesti 228 tuntia kun ulkolämpötila on alle -20 °C (ylempi kuva) ja 408 tuntia kun ulkolämpötila on alle -10 °C (alempi kuva). HUOM. tässä tapauksessa CHP= tasainen perusvoima.



Kuva C7. Kuviin C5 ja C6 liittyvät lämmitykseen tarvittavan ostosähkön pysyvyyskäyrät. RES = uusiutuva energia + CHP (vaihtoehto 1), CON = tasainen perusvoima (vaihtoehto 2).