LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
School of Energy Systems
Energiatekniikka
BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

ENERGIAJÄRJESTELMIEN MALLINTAMINEN

MODELLING OF ENERGY SYSTEMS

Lappeenrannassa 26.08.2021
Henri Hovinen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto
School of Energy Systems
Energiatekniikka

Henri Hovinen

Energiajärjestelmien mallintaminen

Kandidaatintyö 2021

Tarkastaja: Tutkijatohtori, TkT Päivi Sikiö
Ohjaaja: Tutkijatohtori, TkT Päivi Sikiö

34 sivua, 9 kuvaa, 8 taulukkoa ja 2 liitettä
Hakusanat: kandidaatintyö, energiajärjestelmät, EnergyPLAN, mallintaminen

Tässä kandidaatintyössä perehdytään energiajärjestelmien mallintamiseen ja sen osuuteen tulevaisuuden energiajärjestelmien suunnittelussa ja analysoinnissa. Työssä käydään läpi mallintamista, sen tarvetta, haasteita ja erilaisia mallintamiseen käytettäviä työkaluja. Mallintamisen tarvetta ja mallinnustyökaluja tutkitaan kirjallisuudesta löytyvillä case -tutkimuksilla, jonka jälkeen työssä suoritetaan mallinnusprosessia havainnollistava esimerkkimallinnus EnergyPLAN -työkalulla.

Useaan eri tarpeeseen kehitettyjen mallinnustyökalujen runsauden vuoksi työssä otetaan tarkempaan käsittelyyn kolme suositumpaa mallinnustyökalua ja selvitetään edellä mainittujen kirjallisuuden case -tutkimusten avulla, millaisiin kohteisiin työkaluja on käytetty. Samalla selvitetään työkalujen saatavuus ja teknisiä ominaisuuksia.

Mallinnusprosessia havainnollistetaan mallintamalla Jyväskylän kaupungista kaksi skenaariota: ensimmäisessä skenaariossa kaupungin energiatase mallinnetaan haettujen tietojen perusteella ilman muutoksia, jonka jälkeen skenaario 2:ssa energiajärjestelmään tuodaan uusiutuvaa energiaa. Mallinnuksessa onnistutaan korvaamaan kaikki turve ja kivihiili puupolttoaineilla, jolloin järjestelmän hiilidioksidipäästöt lisätyn tuuli- ja aurinkovoiman vaikutuksesta laskevat noin 73 % ja uusiutuvan energian osuus primäärienergiasta kasvaa 80 %:n.

SISÄLLYS

TIIVISTELMÄ

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLILUETTELO

1 JOHDANTO 5

2 ENERGIAJÄRJESTELMIEN MALLINTAMINEN 7
2.1 Energiajärjestelmien mallintamisen tarve 8

3 ENERGIAJÄRJESTELMIEN MALLINTAMISEN TYÖKALUJA 11
3.1 RETScreen 13
3.2 HOMER 14
3.3 EnergyPLAN 16

4 ESIMERKKIMALLINNUS – JYVÄSKYLÄN KAUPUNKI 18
4.1 Työkalun valinta 18
4.2 Mallinnuskohteen valinta ja kuvaus 19
4.3 Skenaario 1: Kohteen mallintaminen 23
4.3.1 Energiantarve – sähkö ja lämpö 23
4.3.2 Tuotanto ja polttoaineet 25
4.3.3 Kustannukset 27
4.4 Skenaario 2: Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen 27
4.4.1 Sähkön- ja lämmöntuotanto 28
4.5 Tulokset 29

5 LOPPUYHTEENVETO 32

LÄHDELUETTELO 34

LIITTEET

Liite 1. Esimerkkimallinnuksen tulossivut – Skenaario 1
Liite 2. Esimerkkimallinnuksen tulossivut – Skenaario 2

SYMBOLILUETTELO

Roomalaiset

E	sähköntarve	GWh/a

Alaindeksit

lp	lämpöpumput
lämmitys	lämmitys
teollisuus	teollisuus
muu	muu kulutus
tot	kokonais-

Lyhenteet

CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto (Combined Heat and Power)
CO_2	hiilidioksidi
EEX	European Energy Exchange
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
HRES	uusiutuvan energian hybridijärjestelmä (Hybrid Reneweable Energy System)
NREL	National Renewable Energy Laboratory
UL	Underwriters Laboratories Inc.
PP	keskitetty sähköntuotanto (Power Plant)
RES	uusiutuvat energialähteet (Reneweable Energy Sources)
RETScreen	Reneweable Energy Technologies Screen

1 JOHDANTO

Tämän kandidaatintyön tarkoitus on tutustuttaa lukija energiajärjestelmien mallintamiseen. Energiajärjestelmät ovat radikaalissa muutosvaiheessa. Monet kansainväliset sopimukset, esim. Kyoton sopimus ja Pariisin ilmastosopimus, ovat kehottaneet hallintoja valtio- ja paikallistasolla panostamaan energiajärjestelmien tehokkuuteen sekä päästöjen hillitsemiseksi, että kustannustehokkuuden parantamiseksi. Etenkin uusiutuvien energialähteiden käyttöönottoa on haluttu lisätä merkittävästi. Esimerkiksi Suomen Työ- ja Elinkeinoministeriön (2021) mukaan Suomen uusiutuvan energian käyttöä pyritään lisäämään, jotta vuoteen 2030 mennessä uusiutuvien energianlähteiden osuus Suomen energian loppukulutuksesta on yli 50 %. Vuonna 2019 uusiutuvien energialähteiden osuus Suomen energian loppukulutuksesta oli 43 % (Tilastokeskus, 2020).

Uusiutuvat energialähteet sähköntuotannossa ovat vain yksi osa modernisoitua energiajärjestelmää. Jo vuosikymmenten ajan sähkön ja lämmön tuotantoa on pyritty yhdistämään CHP (Combined Heat and Power) -voimalaitoksiin. Lisäksi esimerkiksi Suomessa teollisuuden hukkalämpöjä on hyödynnetty lähialueiden kaukolämmityksessä jo pitkään. Yksittäisten kotitalouksien lämmitysratkaisuissa on otettu käyttöön moderneja lämpöpumppuratkaisuja ja liikenteelle innovoidaan koko ajan uusia polttoaineita esimerkiksi biomassasta ja synteettisesti vedystä.

Edellä mainitut ratkaisut eivät kuitenkaan tehokkaimmillaan toimi yksinään, vaan modernisoidussa energiajärjestelmässä lähes kaikki energiajärjestelmän osat tukevat toisiaan. Tätä tukee esimerkiksi edellä mainittu CHP-laitos. Laitos tuottaa sähköä, jolloin höyryvoimalaitosprosessissa syntyvä lämpö siirretään kaukolämpöön. Esimerkiksi Suomessa jo pelkästään maantieteellisen sijainnin vuoksi lämmöntuotanto on hyvin oleellinen osa energiajärjestelmien suunnittelussa ja päivittämisessä. Suunnittelua hankaloittaa hyvin paljon myös uusiutuvien energialähteiden ajallinen vaihtelu, etenkin tuuli- ja aurinkovoiman tapauksessa. Tämä luo monien uusiutuvien energialähteiden, ja niihin tarvittavien säätövoimien, kanssa erittäin monimutkaisen hajautetun tuotannon energiajärjestelmän, jota on hyvin vaikea suunnitella ja analysoida ilman tarkkaa mallintamista.

Tässä kandidaatintyössä käydään läpi energiajärjestelmän mallintamisen perusteita ja selvitetään, millaisia mallinnustyökaluja mallien luomiseen käytetään. Lopuksi työssä suoritetaan esimerkkimallinnus, jolla havainnollistetaan mallintamisen mahdollisuuksia ja itse prosessia.

2 ENERGIAJÄRJESTELMIEN MALLINTAMINEN

Mallintamisella tarkoitetaan esimerkiksi fysikaalisen tai matemaattisen ilmiön visualisointia, simulointia tai määrittämistä. Mallien tarkoitus voi olla yksinkertaisimmillaan asioiden parempi hahmottaminen esimerkiksi vuokaavion ja nuoliviivojen avulla ja monimutkaisimmillaan suurten järjestelmien aika-askeleen toiminnan simulointia. Malleja käytetään myös ilmiöiden analysointiin ja niihin pohjautuvien järjestelmien kehittämiseen helpon muokattavuuden ansiosta.

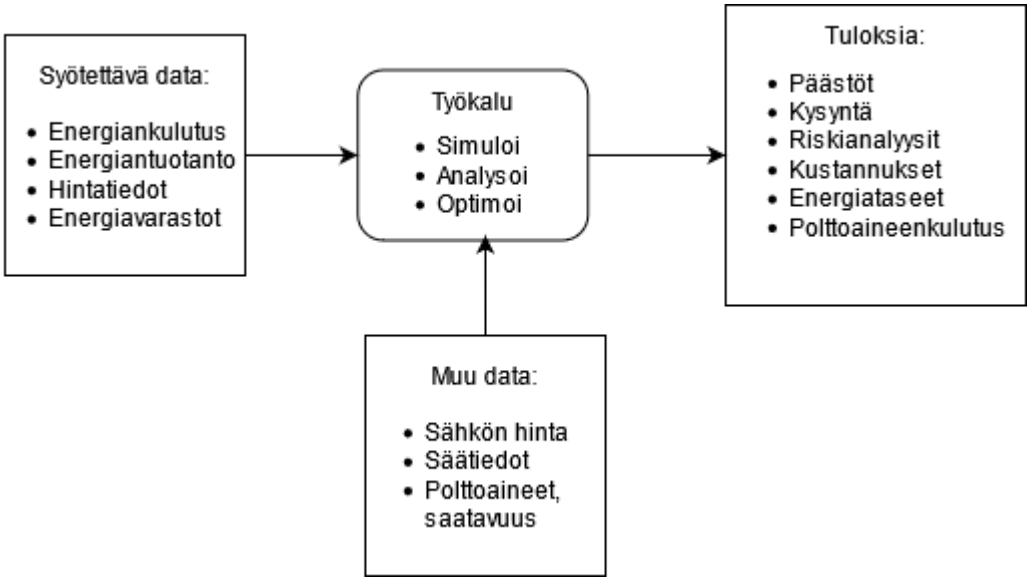
Energiajärjestelmien tapauksessa mallit ovat usein aika-askel-perusteisia, joissa simuloidaan energiajärjestelmää esimerkiksi tunti-, kuukausi-, tai vuositasolla (Connolly et al., 2010a). Tällöin haluttu malli ns. ”toistaa” käynnissä olevan energiajärjestelmän ja kerää tietoa tuloksia varten. Energiaprosessien mallintamiseen verrattuna itse visuaalista mallintamista on melko vähän: yleensä energiajärjestelmien mallinnustyökalut syöttävät ulos tekstitiedostoina ja kuvaajina tuloksiaan, eikä visuaalisesti esimerkiksi animaationa.

Energiajärjestelmien mallit pyrkivät huomioimaan tarkasteltavan alueen energiataseen kaikki osat. Tähän kuuluvat kohteen energiantarve, alueen itse tuottama energia voimalaitoksista ja tuontienergia. Työkalut voivat huomioida myös yksityisesti tuotetun sähkön ja lämmön. Liikenteen energiatarve voidaan myös huomioida mallintaessa, jolloin työkaluilla voidaan mallintaa koko energiajärjestelmän jokaisen osa-alueen päästöt. Joissakin työkaluissa myös sähkön hinta ja siirtokustannukset voidaan huomioida malleissa.

Mallien tarkoitus on simuloida nykyistä energiajärjestelmää, johon valitulla työkalulla voidaan tehdä muutoksia. Näitä muutoksia tehdään esimerkiksi hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi, kustannustehokkuuden parantamiseksi, tai tuontienergian minimoimiseksi (Østergaard, 2009a) (Connolly et al., 2010a).

Työkaluihin siis syötetään sisään dataa, jotta työkalusta saadaan ulos haluttua dataa. Energiajärjestelmien mallinnustyökaluissa nämä tulokset voivat tarkoittaa esimerkiksi eri energialähteiden päästöjä, kustannuksia tai sähköntuotannon kysyntää. Tulokset voidaan myös eritellä energialähteittäin, jotta vertailuja voidaan tehdä korvatessa esimerkiksi hiiltä käyttävä lauhdevoimalaitos tuulivoimalla. On kuitenkin huomioitava, että kaikki

mallinnustyökalut eivät anna samoja tuloksia. Osa keskittyy enemmän energiajärjestelmien taloudellisiin puoliin, kuten investointeihin ja kysyntään, kun taas toiset keskittyvät päästöjen minimointiin ja uusiutuvien energialähteiden ajallisesti vaihtelevan tuotannon kompensointiin (Connolly et al., 2010a). Esimerkiksi Østergaard (2009a) mainitsee tavoiteltaviksi tuloskriteereiksi energian tuonnin ja viennin, varavoiman määrän ja primäärienergian kulutuksen. Kuvaan 1 on havainnollistettu työkalujen funktiota: niihin kirjattavia syötteitä ja tuloksia.



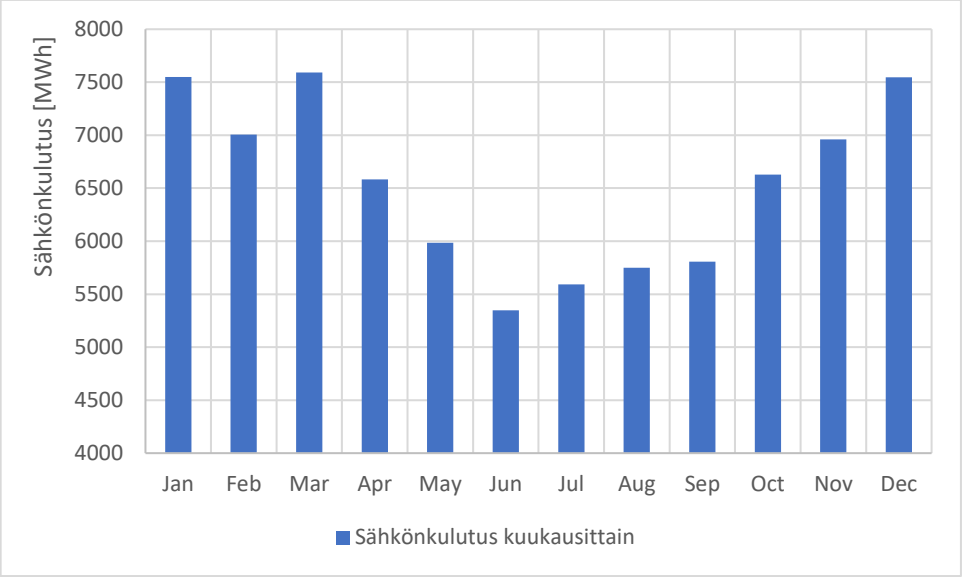
Kuva 1. Esimerkkikaavio energiajärjestelmän mallintamisen työkalun funktiosta ja ulostuloista.

Kuvasta 1 löytyvät hintatiedot voivat sisältää esimerkiksi polttoaineiden, investointien tai hiilidioksidipäästöjen hinnat. Kustannuksia voivat olla esimerkiksi polttoaine-, investointi- ja kiinteät ylläpitokustannukset.

2.1 Energiajärjestelmien mallintamisen tarve

Mallintamisen tärkeimpiä hyötyjä on energiajärjestelmien tarkka analysointi. Kun koko energiajärjestelmää voidaan stimuloida aika-askeleella, esimerkiksi uusiutuvien energialähteiden investointien mahdollisia hyötyjä ja riskejä voidaan arvioida ennen varsinaista investointipäätöstä (Mathiesen, 2011). Lisäksi uusiutuvien energialähteiden aiheuttamalle ajallisesti hyvin vaihtelevalle energiatuotannolle voidaan määrittää optimi määrä varavoimaa ja säätövoimaa mallinnustyökalujen avulla hyvin vaivattomasti.

Analysoinnin tarvetta lisää myös etenkin pohjoismaissa vuodenajoista riippuva energiantarve. Kuvaan 2 on piirretty Suomen sähkönkulutus vuodelta 2020. Kuva havainnollistaa miten suuret vaihtelut Suomen sähkönkulutuksessa tapahtuvat kesän ja talven välillä.



Kuva 2. Suomen sähkönkulutuksen jakauma kuukausittain vuodelta 2020 (NORDPOOL, 2021).

Kuvan 2 kaltaiset energiankulutuksen vaihtelut luovat lisää monimutkaisuutta energiajärjestelmään, etenkin kun niihin pyritään tuomaan uusiutuvien energialähteiden lämmitysratkaisuja. Ilman energiajärjestelmän analysointia mallinnustyökalulla korvausprosessi olisi erittäin hankala toteuttaa. Esimerkiksi Robert Fischerin (et al., 2020) tutkimuksessa selvitettiin, että kaukolämmön sijasta yksittäisten kotitalouksien lämpöpumppuratkaisut pystyisivät merkittäviin (noin 60 %) hiilidioksidipäästöjen vähennyksiin joka talouteen yltävän laajan kaukolämpöverkon sijasta. Tällöin myös lämmityskustannukset eivät kasva merkittävästi. Tutkimuksen kohteena oli Piteån kunta Ruotsissa, jonka energiajärjestelmää analysoitiin mallinnustyökalulla johtopäätöksien tueksi.

Vuodenajallisten vaihteluiden lisäksi energiajärjestelmien suunnittelua hankaloittaa myös valtiotasolla alueelliset erot. Esimerkiksi tuulivoima on erittäin sijainnista riippuvainen energianlähde: Suomessakin suurin osa tuulivoiman kapasiteetista keskittyy länsirannikolle (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2021). Keskitetymmän alueen, kuten kaupungin

energiajärjestelmän mallintamisessa tulee ottaa huomioon alueen omat erityispiirteet. Jos energiasuunnittelun kohteena oleva kaupunki tai lähiö ei sijoitu tuulivoiman kannalta soveltuvalle alueelle, tuulivoimaa on hyvin hankala lisätä energiajärjestelmään.

Lämmitysongelmien ratkaisemiseksi energiajärjestelmien mallinnustyökaluja käytetään myös tilanteissa, joissa esimerkiksi sähkön- ja lämmöntuotanto halutaan yhdistää. Connollyn (et al., 2010b) tutkimuksessa pyrittiin mallintamaan Irlannin energiajärjestelmä niin, että siihen pystyttäisiin lisäämään maksimaalinen kapasiteetti tuulivoimaa. Tutkimuksen mukaan Irlannissa suurin osa sähkön- ja lämmöntuotannosta oli eritelty omiin voimalaitoksiinsa, joiden yhdistäminen oli iso osa järjestelmän modernisointia mallinnuksessa.

3 ENERGIAJÄRJESTELMIEN MALLINTAMISEN TYÖKALUJA

Energiajärjestelmää voidaan mallintaa ja analysoida usealla eri tavalla useasta eri näkökulmasta. Tästä syystä mallintamiseen ei lähtökohtaisesti löydy yhtä ns. ”oikeaa” mallinnustyökalua, vaan eri organisaatiot ovat kehittäneet omia työkalujaan omiin hieman erilaisiin tarpeisiinsa. Työkalujen kehittäjät ovat usein joko valtiotason hallintoja tai virastoja, yliopistoja tai yksityisiä yrityksiä. Connollyn (et al., 2010a) tekemän mallinnustyökalukyselyn mukaan energiajärjestelmän mallinnustyökalut voidaan jakaa seitsemään eri luokkaan:

1. Simulaatiotyökalut pyrkivät aika-askel- simuloinnilla analysoimaan syötettyä energiatarvetta vastaavan tuotannon energiajärjestelmää.
2. Skenaariotyökalut pyrkivät analysoimaan energiajärjestelmiä pitkällä tähtäimellä vuosittaisista tuloksista.
3. Tasetyökalut pyrkivät analysoimaan markkinoiden käytöstä joko koko taloudessa tai tietyssä talouden osa-alueessa.
4. ns. ”top-down” -työkalut pyrkivät tasetyökalujen tavoin analysoimaan markkinoiden käytöstä. Tässä tapauksessa nämä työkalut keskittyvät energian hintoihin, kuten sähkön hintaan, sen siirtokustannuksiin ja polttoainekustannuksiin, ja kysyntään.
5. ns. ”bottom-up” -työkalut pyrkivät selvittämään järjestelmästä tiettyjä energiantuotannon tekniikoita, joita hyödyntämällä työkalut pyrkivät analysoimaan eri investointivaihtoehtoja.
6. Operaation optimointityökalut pyrkivät simulaatiotyökalujen tavoin analysoimaan energiajärjestelmää aika-askelein. Optimointityökalut kuitenkin pyrkivät myös muuttamaan energiajärjestelmää optimaaliseksi.
7. Investointien optimointityökalut pyrkivät operaation optimointityökalujen tavoin optimoimaan energiajärjestelmän osa-aluetta, tässä tapauksessa investointeja. Usein investointien optimointityökalut voidaan ajatella myös skenaariotyökaluina.

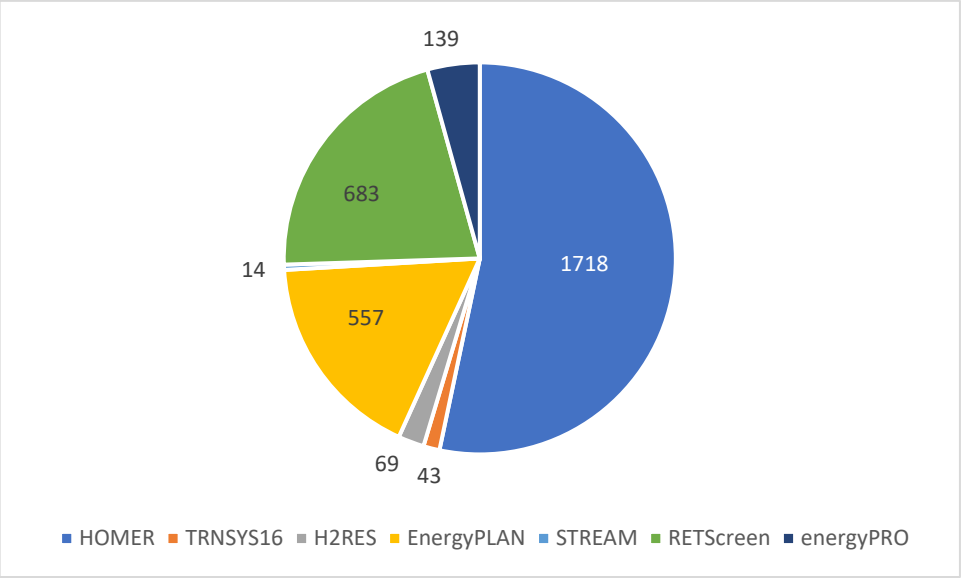
Taulukkoon 1 on koottu erilaisia mallinnustyökaluja luokiteltuina Connollyn (et al., 2010a) luokittelumenetelmän perusteella. On huomioitava, että lähes kaikki taulukoidut esimerkkityökalut eivät ole vain yhden tyyppisiä työkaluja.

Taulukko 1. Eräitä Connollyn (et al., 2010a) luokittelumenetelmällä luokiteltuja mallinnustyökaluja.

	Luokka						
	1	2	3	4	5	6	7
BCHP	X	-	-	-	X	X	-
EnergyPLAN	X	X	-	-	X	X	X
energyPRO	X	X	-	-	-	X	X
ENPEP		X	X	X	-	-	-
H2RES	X	X	-	-	X	X	-
HOMER	X	-	-	-	X	X	X
RETScreen	-	X	-	-	X	-	X
STREAM	X	-	-	-	-	-	-

Näiden seitsemän luokan lisäksi työkaluja voidaan usein jakaa myös sen perusteella, mahdollistavatko ne ns. saaritilan energiajärjestelmälle. Saaritilassa energiajärjestelmä on itsenäinen, ilman riippuvuutta tuontienergiasta tai siirtokapasiteetista (Østergaard, 2009a). Jotkut mallinnustyökalut mahdollistavat koko energiajärjestelmän korvaamisen uusiutuvilla energialähteillä.

Yksittäisten työkalujen suosio voi riippua monesta teknisestä ominaisuudesta, mutta Connollyn (et al., 2010a) tutkimuksen mukaan suosituimpia mallinnustyökaluja yhdistää energiajärjestelmän yksittäisten kohteiden, esim. voimalaitoksen tai muun rakennuskohteen, tarkastelemisen mahdollisuus sekä tuotannollisesta, että taloudellisesta perspektiivistä. Kuvaan 3 on piirretty diagrammi erilaisten työkalujen antamista hakutuloksista ScienceDirect -palvelussa ajalta 2010–2020. Kuvaajaa voi käyttää suuntaa antavana indikaattorina eri työkalujen suosiosta, mutta on huomioitava, että kyseessä on vain yhden tietokannan hakutulokset. Hakusanoina on käytetty työkalun nimeä, esim. EnergyPLAN tai RETScreen, ja HOMER:in tapauksessa myös kehittäjää: NREL ”and” HOMER.



Kuva 3. ScienceDirect- palvelun hakutulosten osumat erilaisille työkaluille piirrettynä diagrammina.

Mallinnustyökalujen runsauden ja erilaisuuden vuoksi tässä kappaleessa otetaan tarkempaan käsittelyyn muutama suositumpi vapaasti ladattavissa oleva mallinnustyökalu ja selvitetään teknisten ominaisuuksien lisäksi, millaisia malleja työkaluilla on luotu ja mihin käyttötarkoituksiin. Lisäksi kappaleessa tuodaan ilmi myös työkalujen saatavuus.

3.1 RETScreen

RETScreen, eli ”Reneweable Energy Technologies Screen” on Kanadan valtion kehittämä yksittäisten kohteiden energiajärjestelmien analysointityökalu, joka julkaistiin 30.04.1998. RETScreen on ollut jatkuvassa kehityksessä julkaisustaan lähtien. Työkalu on skenaariopohjainen, joka ”bottom-up” -tyylillä pyrkii optimoimaan pitkällä tähtäimellä investointeja yksittäisten energiakohteiden tarkastelun avulla. Näitä kohteita ovat esimerkiksi tuotantolaitokset, rakennukset, tai liikenne. Työkalu antaa investointianalyysien lisäksi myös tietoa energiajärjestelmäskenaarion päästöistä. (Government of Canada, 2021).

RETScreen keskittyy yksittäisten kohteiden tarkasteluun: työkalulla voi määritellä tarkasteltavan kohteen ominaisuudet aina sijainnista energiantarpeeseen, jonka jälkeen kohteelle voi alkaa suunnittelemaan energiajärjestelmää eri energiamuodoin. Tähän kuuluvat esimerkiksi sähkö, lämmitys, valaistus ja ilmanvaihto. Kun kohteen energiatase on luotu, työkalulla

voidaan laskea investointikulut, riskianalyysit ja kohteesta lähtevät päästöt. Työkalulla pystyy näin selvittämään esimerkiksi harkinnassa olevan voimalaitoksen taloudellisia riskejä ja investointikustannuksia. Yksittäisiä kohteita voidaan myös koota omaan portfolioon helpotettua hallintaa varten.

RETScreeniä on käytetty paljon energiamalleissa (ks. kuva 3) juuri sen keskitetyn käyttötarkoituksensa takia. Mallinnettuja kohteita ovat olleet esimerkiksi maalämpölaitokset Ecuadorissa (Moya et al., 2018). Mallinnuksessa pyrittiin tuottamaan mahdollisimman tarkka investointianalyysi maalämpölaitoksen rahoittajille ja valtiotason päättäjille päätöksenteon tueksi. RETScreenillä on myös mallinnettu isomman skaalan energiajärjestelmiä, kuten Chongmingin piirikunta Kiinassa (Pan et al., 2017). Tutkimuksessa selvitettiin investointikustannuksia maakaasua käyttäville CHP-laitoksille ja biomassan käyttöönotolle.

RETScreen on tällä hetkellä vapaasti ladattavissa ns. ”kokeilutilassa”, mutta tarkempi käyttö ja tulosten tarkastelu ja raportointi vaatii maksullisen lisenssin. RETScreenin kokeiluversio on ladattavissa Kanadan valtion verkkosivustolta (Government of Canada, 2021).

3.2 HOMER

HOMER, eli ”Hybrid Optimization Model for Electric Renewables” on Yhdysvaltalaisen National Renewable Energy Laboratory:n (NREL) kehittämä energiajärjestelmien simulointityökalu, joka julkaistiin ensimmäisen kerran 14.2.2000. HOMER on tällä hetkellä NREL:istä irtautuneen Underwriters Laboratories Inc. (UL) omistuksessa. HOMER on aika-askel-perusteinen simulaatiotyökalu, joka energiajärjestelmän simuloinnin ja analysoinnin lisäksi pyrkii optimoimaan järjestelmää halutun kriteerin perusteella. Tämä voi olla esimerkiksi energiajärjestelmän hiilidioksidipäästöjen minimointi tai mahdollisimman suuri uusiutuvien energialähteiden osuus kokonaiskulutuksesta. (HOMER Energy, 2021)

Muiden työkalujen tavoin HOMER:iin voidaan määrittää tarkasteltava energiajärjestelmä. Järjestelmään voidaan määrittää tarpeet sähkölle, lämmölle ja vedylle. Energiatarpeiden määrittämisen jälkeen työkaluun syötetään energiaa tuottavat yksiköt: voimalaitokset, tuuli- ja aurinkovoimalat, vesivoimalat yms. generaattoreineen. Energiatuotannon lisäksi HOMER ottaa huomioon myös mahdolliset energiavarastot, jonka jälkeen työkalu simuloi käyttäjän

määrittämällä aika-askeleella energiajärjestelmän. Aika-askel voi olla tunti-, kuukausi- tai vuositaso. Kun energiajärjestelmän simulaatio on tehty, työkalulla voidaan lisätä yksittäisinä komponentteina järjestelmään lisää esimerkiksi tuulivoimaa tai vetykennoja, jolloin HOMER voi pyrkiä optimoimaan energiajärjestelmää haluttujen tuloskriteerien avulla. Simulaatioon kirjataan myös polttoainekustannukset, inflaatioprosentti ja halutun energiajärjestelmäprojektin elinaika vuosissa. Tällöin HOMER voi tarjota tuloksissaan myös investointioptimointia ja kustannusten optimointia.

HOMER:in suosio voi johtua sen kyvystä mallintaa ja analysoida uusiutuvia energiatuotantomuotoja käyttäviä hybridijärjestelmiä (HRES – ”Hybrid Reneweable Energy Systems”), joissa uusiutuvat ja fossiiliset energiatuotantomuodot yhdistetään laajojen energiavarastojen kanssa energiatarpeen kattamiseksi. HRES-järjestelmät pyritään suunnittelemaan siten, että järjestelmän energiantarve saavutetaan riippumatta siitä, onko järjestelmä saaritilassa tai osana suurempaa verkkoa. (Bahramara et al., 2016)

Työkalua on käytetty laaja-alaisesti moneen erilaiseen tutkimukseen, kuten esimerkiksi vedyn käyttöönottoon energian varastoinnissa tavallisen sähköverkon rinnalla (Bennoua et al., 2015). Tutkimuksessa pyrittiin selvittämään ratkaisuja ranskalaiseen energiajärjestelmään ydinvoiman ja ajallisesti vaihtelevien uusiutuvien energiatuotantomuotojen tueksi. Tutkimuksessa todettiin vedyn elektrolyysiprosessin olevan sopivin ratkaisu tilanteeseen ja selvitettiin HOMER:in avulla optimoitu kustannus- ja riskianalyysi potentiaalisen vetyverkon käyttöönotolle.

Teknologisten ratkaisujen selvittämisen lisäksi HOMER:ia on käytetty myös puhtaasti energiajärjestelmien taloudelliseen analyysiin ja tarkasteluun tulevaisuuden energiajärjestelmien kustannusten ennustamiseksi. Esimerkiksi Siddiqui ja Hittinger (2018) pyrkivät selvittämään hajautettujen mikroverkkojen ja tavallisen laajan sähköverkon hintapariteetin ajankohtaa neljässä eli kohteessa: Yhdysvalloissa, Saksassa, Pakistanissa ja Etelä-Afrikassa. Tutkimuksessa pyrittiin mallintamaan HOMER:illa mikroverkot jokaiseen kohteeseen, jotka sisälsivät paikallista uusiutuvaa energiantuotantoa, energiavaraston, ja fossiilisella polttoaineella toimivan generaattorin. HOMER:in avulla voitiin näin selvittää tarkastelukohteiden

erilaisten olosuhteiden perusteella mikroverkkojen pitkäikäisiä kustannuksia ja hintapariteetit jokaiselle mikroverkolle perinteiseen laajaan sähköverkkoon verrattuna.

HOMER vaatii maksullisen lisenssin, mutta työkalua pystyy käyttämään vapaasti rajoitetun 21 päivän kokeilujakson ajan. HOMER on ladattavissa sen kehittäjän omilta verkkosivuilta (HOMER Energy, 2021).

3.3 EnergyPLAN

EnergyPLAN on vuonna 1999 julkaistu jatkuvassa kehityksessä oleva energiajärjestelmien simulointi- ja analysointityökalu. Työkalun ovat kehittäneet kestävän energian suunnitteluun keskittyvä tutkimusryhmä Aalborgin yliopistossa yhteistyössä PlanEnergin ja EMD A/S:n kanssa. Työkalu toimii deterministisesti – yhdet alkuarvot antavat aina vain yhdet tulokset. EnergyPLAN:illa on tarkoitus simuloida useita erilaisia energiaskenaarioita, joita käyttäjä voi vertailla keskenään päätöksenteon tukena. Työkalua on kehittäjienkin toimesta kuvailtu tulevaisuuden energiajärjestelmien mallinnustyökaluna ja keskittyy mallintamaan energiajärjestelmäskenaarioita, jotka sisältävät tällä hetkellä suhteellisen vähäisessä käytössä mutta tulevaisuudessa suuressa käytössä olevia teknologioita, kuten synteettisiä polttoaineita tai biomassan kaasutustekniikoita. Vaikka EnergyPLAN on ensisijaisesti simulointityökalu, se sisältää myös järjestelmän optimointia. Optimoitavia parametrejä järjestelmissä ovat hiilidioksidipäästöjen minimointi ja uusiutuvan energian osuuden maksimointi. (Lund et al., 2021)

EnergyPLAN:in käyttö ei eroa merkittävästi muista simulointityökaluista. Työkaluun syötetään simuloitavan energiajärjestelmän energiatarve, joka käsittää sähkön, lämmön, jäähdytyksen, teollisuuden tarpeet, liikenteen ja kaikkien edellä mainittujen mahdolliset polttoaineet. Tämän jälkeen työkaluun syötetään järjestelmän oma energiantuotanto, jossa eritellään sähkö- ja lämmöntuotanto erilleen. Kulutuksen ja tuotannon lisäämisen jälkeen työkaluun voidaan lisätä mahdolliset energiavarastot, jonka jälkeen voidaan lisätä mahdolliset kustannukset. EnergyPLAN antaa mahdollisuuden ajaa simulaation puhtaasti joko markkinataloudellisesta, tai teknologisesta näkökulmasta. Markkinataloudellisessa simulaatiossa vain muuttuvat kustannukset huomioidaan, jolloin se soveltuu nykyisiin energiajärjestelmiin paremmin. Koska tulevaisuudessa energiajärjestelmät tulevat olemaan riippuvaisempia itse tuotetusta uusiutuvasta energiasta, EnergyPLAN:illa voi simuloida järjestelmän myös

puhtaasti teknologioiden kustannusten ja elinkaarien avulla. Tällaisia energiajärjestelmiä ovat esimerkiksi 100 % uusiutuvalla energialla toimivat järjestelmät.

Korkean uusiutuvan energian osuuden omaavien energiajärjestelmien suunnittelu on yksi EnergyPLAN:in yleisimmistä käyttökohteista (Østergaard, 2015). Esimerkiksi Child (et al., 2019) selvitti tutkimuksessaan useita erilaisia skenaarioita Skotlannin energiajärjestelmälle. Tutkimuksen tavoitteena oli tarjota eri vaihtoehtoja silloin harkinnassa olleelle uudelle ydinvoimalalle. Skenaariot sisälsivät eri määrän uusiutuvaa energiaa. Tutkimuksessa mallinnettiin EnergyPLAN:lla ensin Skotlannin nykyinen skenaario, jonka jälkeen mallinnettiin vuodelle 2030 skenaariot ilman uutta ydinvoimalaa, ja ydinvoimalan kanssa. Tämän jälkeen tutkimuksessa mallinnettiin kaksi uusiutuvan energian skenaariota, toinen 75 %:lle ja toinen 100 %:lle.

Vastaavanlainen tutkimus on tehty myös Suomelle (Child & Breyer, 2016). Tutkimuksessa luotiin jälleen useampi eri uusiutuvan energian osuuden omaava skenaario, joita verrattiin keskenään. Tutkimuksessa luotiin referenssiskenaariot vuosille 2012 ja 2020, jonka jälkeen luotiin skenaarioita vuodelle 2050 eri tapauksille, riippuen ydinvoiman ja biomassan määrästä. Keskeisimpiä huomioita malleissa oli aurinkovoiman mahdollisuus yllättävän pohjoisilla leveysasteilla, ja 100 % uusiutuvan energian skenaarion kilpailukyky ydinvoimaa sisältäviin skenaarioihin verrattuna kustannusnäkökulmasta.

EnergyPLAN on täysin ilmainen ohjelmisto, joka on ladattavissa kehittäjien verkkosivustolta (EnergyPLAN, 2021a). EnergyPLAN:ia voi myös suorittaa MATLAB:in avulla, jos käyttäjä on asentanut ohjelmaan lisätyökalun, jolla käyttäjä pystyy syöttämään dataa EnergyPLAN:iin ja lukemaan sen tuloksia MATLAB-ohjelmasta käsin (Cabrera et al., 2020).

4 ESIMERKKIMALLINNUS – JYVÄSKYLÄN KAUPUNKI

Tämän kappaleen tarkoituksena on mallintaa energiajärjestelmä valitulla työkalulla. Mallinnuksella pyritään havainnollistamaan energiajärjestelmien mallintamista aina työkalun ja mallinnuskohteen valinnasta itse analyysiin ja tuloksiin. Mallinnus toteutetaan seuraavin kriteerein:

1. Mallinnettava kohde on jokin alue, esimerkiksi kaupunki, naapurusto tai maakunta.
2. Mallinnuskohde valitaan saatavilla olevien energiataseiden perusteella.
3. Havainnollistukseen riittää yksinkertaistuksen vuoksi vain sähkön- ja lämmöntuotanto. Mallinnuksesta jätetään pois liikenne ja mahdolliset energiavarastot.

Mallinnuksen tavoitteena on mallintaa valitun kohteen energiajärjestelmä. Kun nykyinen energiajärjestelmä on simuloitu, mallinnetaan järjestelmä uudestaan sijoittamalla esimerkiksi fossiilisella polttoaineella tuotetun energian tilalle uusiutuvaa energiaa. Tällöin näitä kahta skenaariota pystytään vertailemaan keskenään, ja tekemään johtopäätöksiä uusiutuvalla energialla korvaamisen kannattavuudesta. Keskeisimmät verrattavat tulokset ovat CO2 -päästöt, uusiutuvan energian osuus energiajärjestelmästä, polttoaineen kulutus ja kustannukset.

4.1 Työkalun valinta

Koska mallintamisen tarkoituksena on luoda kaksi toisiinsa verrattavaa skenaariota, tarvitaan työkalu, joka mahdollistaa skenaarioiden tarkastelun pidemmälle aikavälille vuosittaisista tuloksista. Jotta nämä skenaariot voidaan mallintaa, työkalun tulee pystyä simuloimaan energiajärjestelmää halutulla aika-askeleella. Simulaation tuloksista voidaan tällöin laatia skenaario järjestelmälle, kun mallia ajetaan tarpeeksi pitkälle.

Mallinnuskriteerien ja edellä mainittujen haluttujen ominaisuuksien perusteella parhaiten soveltuvin työkalu on EnergyPLAN. Ohjelma on myös täysin ilmainen ja helposti saatavilla tätä työtä varten.

4.2 Mallinnuskohteen valinta ja kuvaus

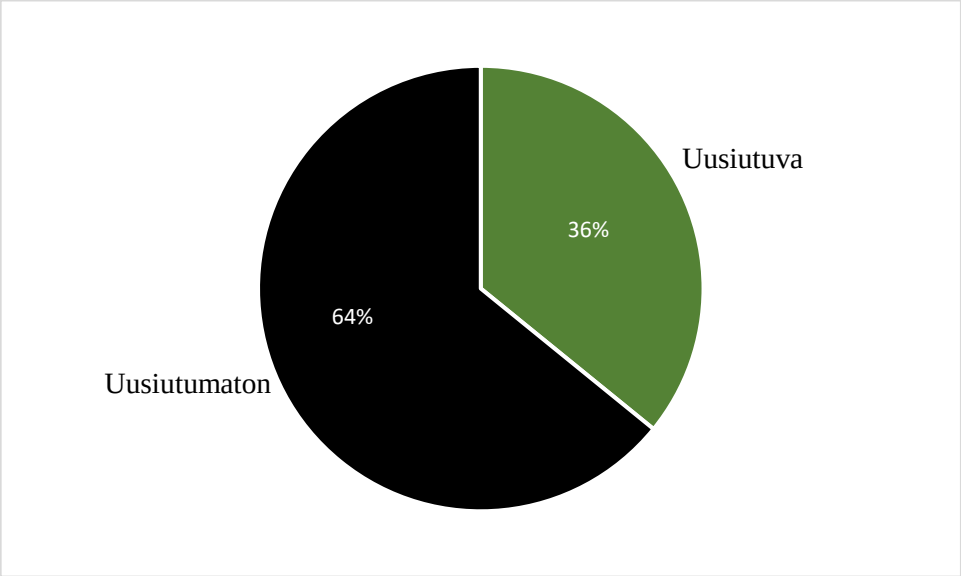
Mallinnuskohdetta valittaessa pyritään aiemmin mainittujen kriteereiden perusteella löytämään kohde, jonka energiataseet ovat helposti saatavilla. Lisäksi kohteen olisi hyvä olla jokin rajattu alue, kuten esimerkiksi kaupunki. Tällöin valittua EnergyPLAN:ia voidaan hyödyntää työkalun ominaisuuksien mukaisesti paremmin.

Edellä mainittujen kriteerien perustella kohteeksi valitaan Jyväskylän kaupunki. Kaupungista on tehty vuonna 2017 BENET Oy:n toimesta energian kuntakatselmus, joka sisältää energiataseet Jyväskylälle (Penttinen & Ojaniemi, 2017). Kuntakatselmuksesta käy myös ilmi, että Jyväskylässä on paljon potentiaalia korvata etenkin lämmityksen puolella öljylämmitystä lämpöpumpuilla. Myös aurinkoenergialla korvaamiselle on potentiaalia. On huomioitava, että raportti sisältää vanhentunutta tietoa: esimerkiksi raportissa kuvailtu Jyväskylän energiatase perustuu silloisiin viimeisimpiin saatavilla oleviin tietoihin vuodelta 2014. Tästä huolimatta raportin tuloksia voidaan käyttää tässä esimerkkimallinnuksessa.

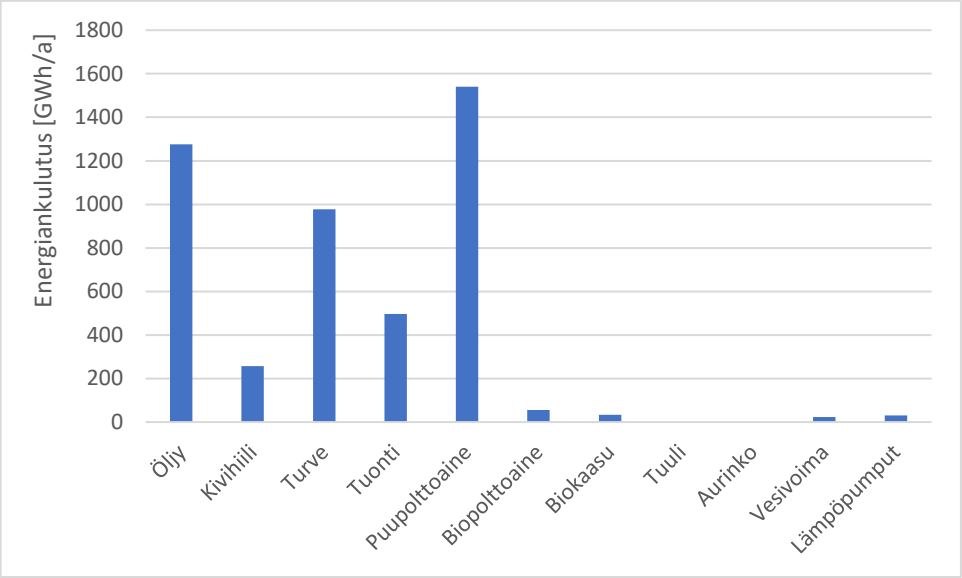
Jyväskylä on Keski-Suomen maakuntakeskus, joka sijoittuu Päijänteen pohjoispuolelle. Pinta-alaa kaupungilla on 1466,35 km^2, josta noin 20 % on vesistöä. Kaupungin väkiluku on vuoden 2020 lopulla mitattuna 143 420 asukasta, ja sen asukastiheys on 122,5 asukasta neliökilometriä kohden. (Jyväskylän Kaupunki, 2021a). Penttisen ja Ojaniemen (2017, 3) raportin mukaan Jyväskylän energiankulutuksesta suurin osa menee rakennusten lämmittämiseen, liikenteeseen ja asumisen ja palveluiden sähkönkulutukseen. Taulukkoon 2 on kirjattu Jyväskylän energiakulutus lähteittäin. Kuvaan 4 on eritelty uusiutuvien ja uusiutumattomien energialähteiden osuudet, ja kuvaan 5 on piirretty havainnollistava diagrammi taulukon 2 arvoista.

Taulukko 2. Jyväskylän kaupungin energiakulutus energialähteittäin vuonna 2014 ilman häviöitä (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 6).

	Energiankulutus	
	[GWh/a]	[%]
Öljy	1276	27,21 %
Kivihiili	257	5,48 %
Turve	978	20,85 %
Tuonti	497	10,60 %
Puupolttoaine	1541	32,86 %
Biopolttoaine	55	1,17 %
Biokaasu	33	0,70 %
Tuulivoima	0	0,00 %
Aurinkovoima	0	0,00 %
Vesivoima	23	0,49 %
Lämpöpumput	30	0,64 %
yht.	4690	



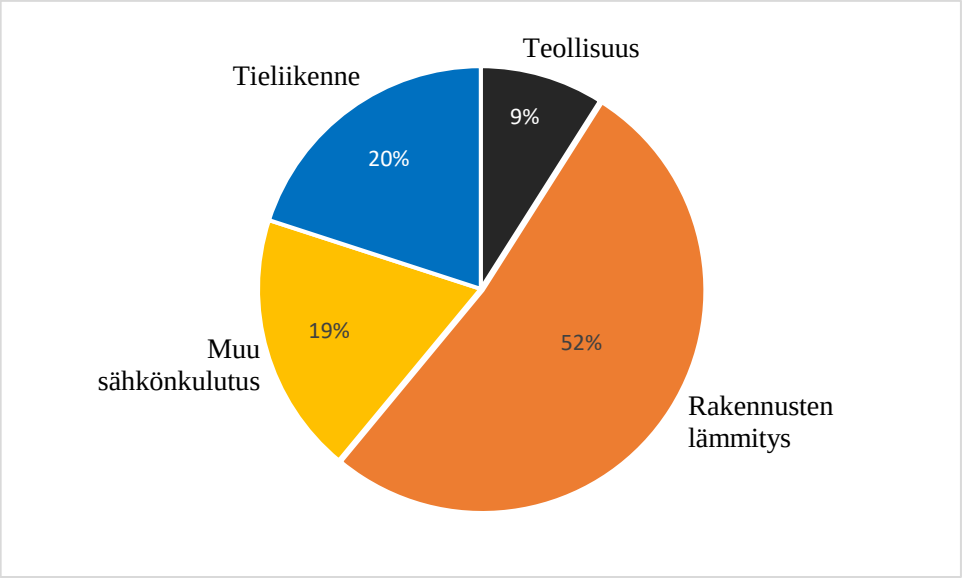
Kuva 4. Jyväskylän kaupungin energiakulutuksen lähteet eritelty uusiutuviin ja uusiutumattomiin (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 6).



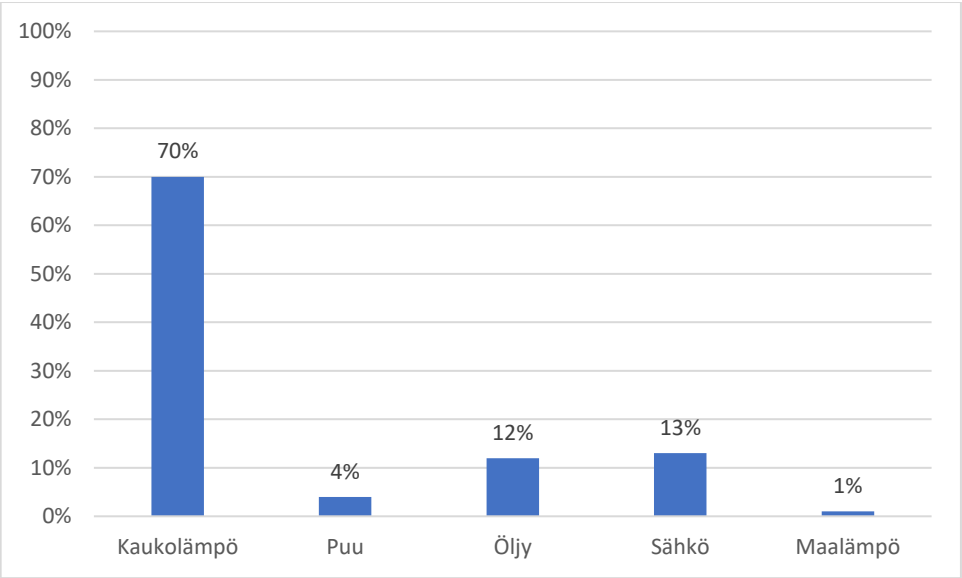
Kuva 5. Diagrammi taulukon 2 energiakulutuksista (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 6).

Taulukosta ja kuvista voidaan huomata, että Jyväskylässä on merkittävästi potentiaalia korvata uusiutumatonta energiaa uusiutuvalla. Suurin osa tästä potentiaalista on Penttisen ja Ojaniemen (2017, 4–5) mukaan lämmityksessä, mutta myös sähköntuotantoa pystyttäisiin korvaamaan uusiutuvien puu- ja biopolttoaineiden avulla. Kuten taulukosta 2 voidaan havainnoida, Jyväskylässä ei vuonna 2014 ollut käytössä merkittäviä määriä tuuli- tai aurinkovoimaa.

Jyväskylän energiakulutuksen kohteet on piirretty kuvaan 6. Kuvasta huomataan, että yli puolet energiankulutuksesta menee rakennusten lämmittämiseen, noin 52 % kokonaiskulutuksesta. Tieliikenteen käyttöön menee 20 %, teollisuudelle 9 % ja muulle sähkönkulutukselle 19 %. Rakennusten lämmittäminen voidaan jakaa vielä lämmitystavoittain kuvaan 7, josta huomataan kaukolämmön olevan suurin lämmöntuotantotapa 70 %:lla. Teollisuuden energiankulutus jakaantuu sähköön ja prosessilämpöön, josta sähkö vie 62 % ja prosessilämpö 38 %. Muu sähkönkulutus jakaantuu tasaisesti asumisen, maatalouden, palveluiden ja rakentamisen välille. (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 15)



Kuva 6. Jyväskylän energiakulutuksen kohteet vuonna 2014 (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 15).



Kuva 7. Rakennusten lämmityksen tuotantotapojen jakauma (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 13–15).

4.3 Skenaario 1: Kohteen mallintaminen

Mallinnuksessa simuloidaan kaksi skenaariota: Skenaario 1 sisältää Jyväskylän energiataseen sellaisenaan kuin se on Penttisen ja Ojaniemen (2017,15) raportissa selvitetty ilman teollisuutta, liikennettä ja tuontisähköä. Skenaario 2 on muunneltu malli skenaario 1:stä, jossa korvataan fossiilisia polttoaineita uusiutuvilla, etenkin puupolttoaineilla esimerkiksi lämmöntuotannossa. Myös uusiutuvaa energiatuotannon teknologiaa otetaan käyttöön, kuten lämpöpumppuja ja aurinko- ja tuulivoimaa. Keskeisin korvattava polttoaine CHP-tuotannossa on turve, joka pyritään korvaamaan uusiutuvilla puupolttoaineilla.

4.3.1 Energiantarve – sähkö ja lämpö

EnergyPLAN jakaa energiatarpeen määrittämisen kuuteen eri välilehteen: sähkö, lämmitys, jäähdytys, teollisuus, liikenne ja vedenkäsittely. Tässä mallinnuksessa teollisuus, liikenne ja vedenkäsittely jätetään huomioimatta.

Koska EnergyPLAN suorittaa mallinnuksen vuosittaisista tuloksista, ohjelmaan on määritettävä erillisiä jakaumatiedostoja. Jakaumatiedostot koostuvat tuntikohtaisista arvoista esimerkiksi sähkönkulutuksessa. Jokaisen tunnin arvot kirjataan omalle rivilleen, vuoden alusta vuoden loppuun saakka. Käyttäjä voi määrittää jakaumatiedostot itse, mutta tähän mallinnukseen käytetään Michael Childin ja Christian Breyerin (2016) tekemiä jakaumatiedostoja Suomelle vuoden 2012 tiedoista. Nämä tiedostot kattavat sähkön ja lämmön tuotannot ja kulutukset, uusiutuvien energialähteiden tuotantojakaumat, ydinvoiman tuotantojakaumat ja kustannusjakaumat. Nämä jakaumatiedostot ovat saatavissa myös EnergyPLAN:in verkkosivustolta (EnergyPLAN, 2021b).

Kun ohjelmaan on syötetty tarvittavat jakaumatiedostot, voidaan aloittaa energiataseen määritys. Ensimmäisenä ohjelmaan kirjataan sähköntarve, josta vähennetään sähkölämmityksen ja lämpöpumppujen sähkönkulutuksen osuudet, jotka kirjataan lämmityksen välilehdelle.

Koska energiajärjestelmän tuontisähkön tuotantotapaa ja hiilidioksidipäästöjä ei voida huomioida mallissa, tuontisähköä ei huomioida sähköntarvetta määrittäessä. Kokonaissähköntarve voidaan siis selvittää vähentämällä Penttisen & Ojaniemen (2017, 15) raportin

energiataseen mukaan teollisuuden sähkön ja muun sähkönkulutuksen yhteenlasketusta sähkönkulutuksesta sähkölämmityksen ja lämpöpumppujen määrän:

$$E_{tot} = (E_{teollisuus} + E_{muu}) - E_{lp} - E_{lämmitys} \quad (1)$$

Taulukkoon 3 on kirjattu yhtälön (1) muuttujien arvot ja niillä laskettu kokonaissähköntarve.

Taulukko 3. Yhtälöön (1) kirjattavat arvot energiataseesta: Teollisuuden sähkönkulutus, muu sähkönkulutus (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 15), lämpöpumppujen osuus lämmöntarpeesta, sähkölämmityksen osuus lämmöntarpeesta, ja yhtälöllä (1) laskettu kokonaissähköntarve.

$E_{teollisuus}$ [GWh/a]	E_{muu} [GWh/a]	E_{lp} [GWh/a]	$E_{lämmitys}$ [GWh/a]	E_{tot} [GWh/a]
260,42	886,73	8,09	315,49	823,57

Lämmitys jakaantuu kahteen osaan: yksittäisten kohteiden lämmitykseen ja kaukolämmitykseen. Yksityislämmityksessä ohjelmaan kirjataan kohteiden yhteenlaskettu lämmöntarve, ja lämpökattiloiden hyötysuhteet. Kattilat jaotellaan polttoaineiden mukaan kivihiileen, öljyyn, maakaasuun ja biomassaan. Kattiloiden lisäksi myös yksittäisen sähkölämmityksen kulutus ja lämpöpumput kirjataan tähän kohtaan. Kaukolämpö jaetaan EnergyPLAN:ssa kolmeen erilliseen ryhmään: ensimmäinen ryhmä sisältää pelkästään lämmöntuotantoon keskittyneet laitokset, toinen ryhmä pienet CHP-laitokset, ja kolmas ryhmä suuret CHP-laitokset.

Koska Penttisen ja Ojaniemen (2017, 15) energiataseessa on huomioitu häviöt jokaisessa kulutuskohteessa, EnergyPLAN:iin voidaan kirjata lämmöntarpeen arvot jokaiselle lämmönkulutuskohteelle noin 0,9 hyötysuhteella. Lisäksi yksinkertaistuksen vuoksi tässä esimerkkimallinnuksessa oletetaan, että kaikki CHP:lla tuotettu lämpö sisältyy kolmanteen kaukolämpöryhmään. Taulukkoon 4 on kirjattu ohjelmaan syötettävät lämmöntarpeen kulutuskohteet: kaukolämpö ja yksityinen puu-, öljy-, sähkö-, ja lämpöpumppulämmitys.

Taulukko 4. EnergyPLAN:iin syötettävät Jyväskylän energiataseen mukaiset lämmöntarpeen kulutuskohteet (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 15).

Kaukolämpö [GWh/a]	Puu [GWh/a]	Öljy [GWh/a]	Sähkö [GWh/a]	Lämpöpumput [GWh/a]
1698,79	97,07	291,22	315,49	24,27

Koska puupolttoaineita ei ole määritelty EnergyPLAN:issä erikseen, tässä mallinnuksessa puupolttoaineisiin liittyvät tiedot sijoitetaan biomassan paikalle.

4.3.2 Tuotanto ja polttoaineet

Tuotanto jaetaan EnergyPLAN:ssa lämmön ja sähkön yhteistuotantoon, keskitettyyn sähköntuotantoon, uusiutuvan energian tuotantomuotoihin, keskitettyyn lämmöntuotantoon ja jätteenpolttoon. Tuotantovälilehteen sisältyy myös polttoaineet ja näiden päästökertoimet. Tässä mallinnuksessa keskitytään vain sähkön ja lämmön yhteistuotantoon, keskitettyyn sähköntuotantoon ja uusiutuvaan sähköntuotantoon. Jätteenpoltto jätetään huomioimatta ja keskitetyssä lämmöntuotannossa tarkastellaan ilmalämpöpumppujen lisäämistä energiajärjestelmään öljynpolton korvaamiseksi.

Sähkön ja lämmön yhteistuotannon sivulla ohjelmaan syötetään CHP-voimalaitosten kapasiteetit ja hyötysuhteet. Vastaavasti keskitetyn sähköntuotannon sivulla kirjataan pelkästään sähköä tuottavien voimalaitosten yhteenlaskettu kapasiteetti hyötysuhteineen. Tällä sivulla järjestelmään voidaan myös kirjata siirtolinjan kapasiteetti, jolla pystytään kontrolloimaan sähkön siirtoa järjestelmän ulkopuolelta kriittisen ylituotannon tapahtuessa. Tässä mallinnuksessa energiajärjestelmää pidetään ”saaritilassa”, koska Penttisen & Ojaniemen (2017) raportissa ei selvennetä tuontisähkön alkuperää ja tuotantotapaa. Näin ollen myös siirtolinjan kapasiteettia ei tarvitse kirjata mallinnukseen.

Jyväskylän voimalaitosten kapasiteetit voidaan selvittää Energiaviraston (2021) voimalaitosrekisteristä, jonka mukaan Vaajakosken vesivoimalaitoksen lisäksi Jyväskylässä toimii kaksi merkittävää lauhdevoimalaitosta: Keljonlahden ja Rauhalahden voimalaitokset. Voimalaitosrekisterin mukaan Keljonlahden yhteistuotannon kapasiteetti on 190 MW, ja sillä voidaan myös tuottaa erillissähköä 215 MW:n kapasiteetilla. Rauhalahden vastapainevoimalaitosta käytetään pelkästään sähkön ja lämmön yhteistuotantoon 80 MW:n kapasiteetilla.

Uusiutuvan sähköntuotannon välilehdellä kirjataan uusiutuviin energialähteisiin perustuvien voimalaitosten kapasiteetit ja säätövoiman osuus. Näiden lisäksi ohjelmaan on syötettävä jälleen uusiutuvien energialähteiden ajallisen vaihtelevuuden vuoksi vuosittainen jakaumatiedosto. Tähän mallinnukseen hyödynnetään edelleen Childin ja Breyerin (2016) tekemiä jakaumatiedostoja. Tämän jälkeen ohjelmaan on kirjattava korjauskerroin, jonka arvo voidaan selvittää kokeilemalla. Kun ohjelman automaattisesti laskema vuosittainen tuotanto täsmää Penttisen ja Ojaniemen (2017, 15) raportin arvojen kanssa, korjauskerrointa voidaan pitää paikkansapitävänä. Edellä mainittu Vaajakosken vesivoimalaitoksen kapasiteetti on Energiaviraston (2021) voimalaitosrekisterin mukaan 3,6 MW. Penttisen & Ojaniemen (2017, 15) energiataseen mukaan se tuottaa noin 23 GWh/a sähköä energiajärjestelmään.

Polttoaineiden jakaumasivulla ohjelmaan syötetään voimalaitosten kattiloiden polttoaineiden suhteelliset osuudet öljylle, hiilelle, maakaasulle ja biomassalle. Kattilat jaetaan käyttökohteittain edellä mainitulla kolmen ryhmän tavalla, joiden lisäksi listassa ovat myös keskitetyn lämmöntuotannon ja sähköntuotannon kattilat. Koska EnergyPLAN:ssa ei ole määritetty turvetta omana polttoaineenaan, se voidaan tässä mallinnuksessa sisällyttää kivihiileen. Tämä huomioidaan kivihiilen päästökerrointa määrittäessä. Hiilen lisäksi Jyväskylässä käytetään polttoaineena myös pieniä määriä biokaasua, joka yhdistetään tässä mallinnuksessa puupolttoaineiden kanssa. Taulukkoon 5 ja 6 on kirjattu Jyväskylän kaukolämmön ja sähköntuotannon polttoaineiden prosentuaaliset osuudet.

Taulukko 5. Polttoaineiden jakautuminen tuotantokohteittain (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 11).

	Turve+Hiili [%]	Puu+Biokaasu [%]	Öljy [%]
Sähkö	46,3	53,3	0,4
Kaukolämpö	49,9	48,7	1,4

On huomioitava, että hiilen osuus sähköntuotannosta oli vain 1,3 % ja kaukolämmöntuotannosta vain 0,6 %. Vastaavasti biokaasun osuudet olivat vain 0,3 % kummassakin tuotantokohteessa.

CO2-välilehdellä voidaan syöttää fossiilisten polttoaineiden päästökertoimet, jotka voidaan selvittää Tilastokeskuksen (2021) polttoaineluokituksesta. Päästökertoimet on kirjattu taulukkoon 6.

Taulukko 6. Polttoaineiden päästökertoimet. (Tilastokeskus, 2021)

Turve [kg/GJ]	Kivihiili [kg/GJ]	Öljy [kg/GJ]	Maakaasu [kg/GJ]	Nestekaasu [kg/GJ]
107,6	93,1	74	55,4	55,8

Hiilen pienehkön prosentuaalisen osuuden ja turpeen suuren osuuden vuoksi EnergyPLAN:iin syötetään hiilen kohdalle turpeen päästökerroin. Muut päästökertoimet voidaan syöttää ohjelmaan sellaisenaan.

4.3.3 Kustannukset

EnergyPLAN:in kustannusvälilehti mahdollistaa lähes kaiken kustannusdatan syötettävän erillisellä kustannustiedostolla. Tässä mallinnuksessa kustannustiedostona käytetään edelleen Childin & Breyerin (2016) Suomen vuoden 2012 kustannustiedoista laadittua tiedostoa.

Euroopan Unionin määrittämä hiilidioksidipäästöjen hinta on viimeisen vuoden aikana noussut merkittävästi. Vuoden 2021 aikana se on noussut hieman alle 20 euroa hiilidioksiditonnia kohden (Ember, 2021) (European Energy Exchange, 2021). Tässä mallinnuksessa hiilidioksidin hinnaksi syötetään viimeisimpänä saatua arvoa European Energy Exchange:n (EEX) sivuilta, joka työn kirjoitushetkellä on 52,95 €/t_{CO2}.

4.4 Skenaario 2: Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen

Tämän skenaarion keskeisimmät tavoitteet ovat turpeen, hiilen ja öljyn korvaaminen. Keskeisin korvaaja on puupolttoaineiden lisääminen, sillä Penttisen & Ojaniemen (2017, 5) raportin mukaan Jyväskylän puupolttoaineiden tekninen potentiaali voi olla jopa 3500 GWh/a. Tämä on mahdollista, jos koko Keski-Suomen puupolttoainevarat huomioidaan. Skenaario 1:ssä puupolttoaineita on käytössä noin 1541 GWh/a.

4.4.1 Sähkön- ja lämmöntuotanto

Sähköntuotannon kannalta uusiutuvan energian lisääminen on mahdollista lähinnä tuuli- ja aurinkovoiman lisäämisellä järjestelmään. Vesivoiman lisääminen Vaajakosken voimalaitoksen lisäksi ei ole mahdollinen muutos. Tuulivoiman lisäämiselle on kuitenkin potentiaalia, joten mallinnuksen skenaario 2:ssa malliin lisätään 45 MW:n edestä tuulivoimaa. Tämä 45 MW:n maksimipotentiaali on työn kirjoitushetkellä kaavoitusvaiheessa Jyväskylään (Jyväskylän kaupunki, 2021b) (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2021).

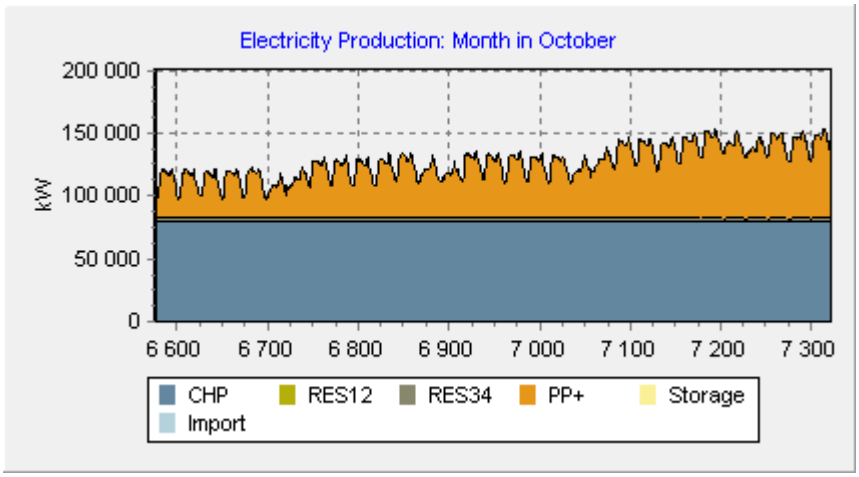
Aurinkosähkön potentiaali ei Penttisen & Ojaniemen (2017, 29) raportin mukaan yllä yhtä korkeisiin lukemiin kuin tuulivoima, mutta sitä voidaan silti lisätä energiajärjestelmään pieniä määriä. Raportin mukaan aurinkosähkön potentiaali Jyväskylässä on noin 104 GWh/a, joka otetaan tässä mallinnuksessa kokonaan hyötykäyttöön.

Puupolttoaineiden lisääminen järjestelmään tapahtuu polttoainejakaumaa muokkaamalla. Koska edellä mainittu 3500 GWh/a riittää hyvin korvaamaan kaiken turpeen ja kivihiilen (Penttinen & Ojaniemi, 2017, 15), tässä mallinnuksessa turpeen ja kivihiilen yhdistelmä tullaan korvaamaan kokonaan. Syötettävän puupolttoaineen määrä olisi tällöin vain noin 1260 GWh/a, joka on käytännössä paljon helpompi toteuttaa kuin ottamalla koko Keski-Suomen puupolttoainevarat vain Jyväskylän hyötykäyttöön.

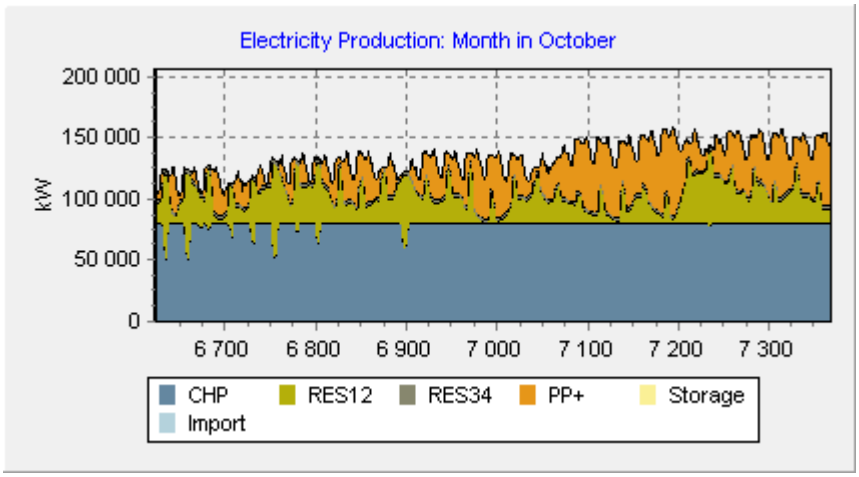
Puupolttoaineiden lisäksi kivihiilen ja öljyn polttoa voidaan vähentää lisäämällä lämpöpumppuja energiajärjestelmään. Tämä lisää sähköntarvetta järjestelmässä, mikä helpottaa skenaariossa lisätyn tuulivoiman aiheuttaman kriittisen ylituotannon kompensoinnissa sähköntarvetta kasvattamalla. Skenaario 2:ssa Jyväskylän energiajärjestelmään lisätään keskitetyn lämmöntuotannon sivulle 5 MW:n kapasiteetin edestä lämpöpumppuja.

4.5 Tulokset

Kun kummankin skenaarion lähtöarvot on syötetty ohjelmaan, valitaan kriittisen ylituotannon ja simulaation strategiat. Ensimmäisessä skenaariossa sähkön kriittistä ylituotantoa kompensoidaan vähentämällä CHP-voimalaitosten kapasiteettia. Skenaario 2:ssa sen sijaan vähennetään uusiutuvaa sähköntuotantoa ylituotannon estämiseksi. Simulaatiot suoritetaan teknologisesta näkökulmasta, jossa pyritään tasaamaan sekä lämmön- että sähköntuotanto CHP:n tarpeellisella vähentämisellä. Kun strategiat on valittu, mallit voidaan suorittaa. Kuvissa 8 ja 9 on EnergyPLAN:in piirtämät sähköntuotantojakaumat lokakuulta kummallekin skenaariolle.



Kuva 8. Skenaario 1:en sähköntuotantojakauma lokakuussa.



Kuva 9. Skenaario 2:en sähköntuotantojakauma lokakuussa.

Kuvaajista voidaan huomata selkeästi uusiutuvan energian osuuden kasvu skenaarioiden välillä. RES12 viittaa aurinko- ja tuulivoimaan ja RES34 viittaa vesivoimaan. PP+ viittaa keskitettyyn sähköntuotantoon. Kuvasta 9 voidaan myös havaita kriittisen ylituotannon kompensointistrategia: kun uusiutuvaa ajallisesti vaihtelevaa energiaa tuotetaan paljon, tätä määrää kompensoidaan vähentämällä CHP-tuotantoa.

Taulukkoon 7 on koottu EnergyPLAN:in tulossivulta poimitut tulokset, joita mallinnuksen alkuvaiheessa haluttiin selvittää: kummankin skenaarion hiilidioksidipäästöt, uusiutuvan energian osuus energiajärjestelmästä ja polttoaineiden kulutus ja kustannukset. Molempien skenaarioiden kokonaiset tulossivut löytyvät tämän työn liitteistä.

Taulukko 7. Mallinnuksen tulokset.

	CO_2 [kt/a]	*RES%* [%]	Polttoaineen kulutus [GWh/a]	Polttoaineen kustannukset [k€/a]
Skenaario 1	292,22	44,9	1539,48	40006
Skenaario 2	80,272	80,9	1574,41	41698

Suurin muutos skenaarioiden välillä tapahtuu hiilidioksidipäästöissä, jotka laskevat noin 73 % uusiutuvaa energiaa lisättäessä. Tämä suuri muutos johtuu turpeen korvaamisesta puupolttoaineilla.

RES% eli uusiutuvan energian osuus primäärienergiasta skenaariossa 1 eroaa Penttisen & Ojaniemen (2017, 15) (ks. Kuva 4) raportista merkittävästi teollisuuden ja etenkin liikenteen erottamisen vuoksi mallinnuksessa. Turpeen ja kivihiilen korvaaminen on aiheuttanut mittavan kasvun uusiutuvan energian osuudessa. Lisäksi energiajärjestelmään tuodut tuuli- ja aurinkovoima kasvattavat osuutta.

Polttoaineiden kulutuksessa tapahtuu pientä nousua skenaarioiden välillä, mikä nostaa polttoainekustannuksia. Tämäkin johtuu puupolttoaineiden lisäämisestä. Skenaario 1:ssä puupolttoaineiden kulutus on 667,62 GWh/a ja skenaario 2:ssa 1019,43 GWh/a. On kuitenkin huomioitava, että polttoaineiden kustannuksissa on käytetty Childin & Breyerin (2016)

vuoden 2012 kustannusdataa muokkaamattomana, mikä vaikuttaa mallinnuksen kustannustuloksiin.

Taulukkoon 8 on koottu mallien keskeisimmät kustannustulokset: vuosittaiset kokonais-, päästö- ja investointikustannukset.

Taulukko 8. Kustannusdata tuloksista: energiajärjestelmän kokonaiskustannukset, hiilidioksidin päästökustannukset ja investointikustannukset.

	Kokonaiskustannukset [k€/a]	CO2 -päästökustannukset [k€/a]	Investointikustannukset [k€/a]
Skenaario 1	106031	15473	37674
Skenaario 2	107996	4250	46952

Vaikka skenaario 2:ssa onnistutaan säästämään päästökustannuksissa, energiajärjestelmä tulisi silti olemaan kalliimpi kuin skenaario 1:ssä. Tästä huolimatta päästöjen suuri pudotus ja uusiutuvan energian kasvu skenaarioiden välillä luo mahdollisen huomionarvoisen energiaskenaarion Jyväskylälle, etenkin nykyisessä maailmantilanteessa.

5 LOPPUYHTEENVETO

Tässä kandidaatintyössä pyrittiin selostamaan energiajärjestelmien mallintamisen perusperiaatteita sekä kirjallisuudesta löytyvien case -tutkimusten kautta että muutamaan mallinnustyökaluun tutustumalla. Työssä pyrittiin myös selvittämään mallinnustyökalujen teknisiä ominaisuuksia ja mahdollisia yhtäläisyyksiä toistensa kanssa. Mallintamista havainnollistettiin suorittamalla yksinkertaistettu esimerkkimallinnus, joka aloitetiin mallinnustyökalun valinnasta ja haluttujen tuloskriteereiden määrittämisestä. Mallinnuksessa pyrittiin tuomaan ilmi työkalun käytön lisäksi tiedonhaun osuus mallintamisesta.

Energiajärjestelmien mallintaminen on oleellinen osa modernia energiasuunnittelua. Järjestelmien monimutkaistuessa ja ajallisesti vaihtelevien uusiutuvien energiamuotojen, kuten tuuli- ja aurinkovoima, kapasiteettien kasvaessa järjestelmää on kannattavaa mallintaa sopivaa työkalua hyödyntäen energiatehokkuuden ja helpon analysoinnin takaamiseksi. Energiajärjestelmien mallintamisen avulla energiajärjestelmään voidaan tehdä suuriakin muutoksia helposti, ja samalla seurata mahdollisia seurauksia. Tämä on lähes välttämätöntä järjestelmissä, joissa energiatarpeella on suuria vaihteluita sekä alueellisesti, että ajallisesti. Mallintaminen voi mahdollistaa myös tarkemman markkina-analyysin tekemisen energiajärjestelmälle oikealla työkalulla.

Energiajärjestelmien mallinnustyökaluja löytyy runsaasti. Työkalut ovat lähes aina itsenäisesti kehitettyjä, jolloin työkaluja on kehitetty omiin hieman erilaisiin tarpeisiin toisiin kehittäjiin verrattuna. Työkaluja voidaan kuitenkin luokitella yleisten teknisten ominaisuuksien, esimerkiksi aika-askelsimulaation, skenaariopohjan tai operaation optimoinnin mukaan. Suosituimmat työkalut usein keskittyvät yksittäisten tuotantotekniikoiden avulla analysoimaan järjestelmää sekä tuotannollisesti, että markkinataloudellisesti. Myös uusiutuvaa energiaa käyttävien hybridijärjestelmien mallinnus on yleinen ominaisuus suosituimmissa työkaluissa. Näitä työkaluja ovat esimerkiksi HOMER ja esimerkkimallinnuksessa hyödynnetty EnergyPLAN.

Esimerkkimallinnuksessa pyrittiin mallintamaan kaksi energiaskenaariota Jyväskylän kaupungille: skenaario 1:ssä energiatase mallinnettiin sellaisenaan kuin se kirjallisuudessa annettiin ja skenaario 2:ssa energiajärjestelmään tuotiin paljon uusiutuvaa energiaa

puupolttoaineiden, tuuli- ja aurinkovoiman ja lämpöpumppujen muodossa. Esimerkkimallinnusta ei kuitenkaan pidä missään tapauksessa käyttää referenssinä Jyväskylän todelliselle energiajärjestelmälle. Yksinkertaistuksen vuoksi malleista jätettiin pois mm. liikenne, mikä sisälsi viidesosan kaupungin energiantarpeesta. Liikenteen huomiointi olisi vaikuttanut kaikkiin haluttuihin tuloskriteereihin, etenkin polttoaineisiin, hiilidioksidipäästöihin ja kokonaiskustannuksiin. Myös teollisuudella olisi ollut vaikutusta edellä mainittuihin tuloksiin, vaikkakin vähemmän teollisuuden pienemmän energiatarveosuuden vuoksi. Mallinnuksessa käytettiin myös vanhaa ja uutta tietoa sekaisin: voimalaitosten kapasiteetit tarkistettiin nykyisestä vuoden 2021 voimalaitosrekisteristä, päästökertoimet vuoden 2021 polttoaineluokituksesta ja hiilidioksidipäästöjen hinta vuodelta 2021. Vastaavasti itse energiatase oli kuitenkin vuodelta 2014. Lisäksi työssä käytetty koko Suomen skenaarioon laadittu kustannusdata oli laadittu vuoden 2012 tietojen perusteella.
Yksinkertaistuksista huolimatta esimerkkimallinnus suoritettiin alusta loppuun onnistuneesti. Skenaarioiden luonti oli onnistunut ja molemmista malleista saatiin järkeviä haluttuja tuloksia ulos. Turpeen ja kivihiilen korvaaminen onnistui, minkä vaikutus on selkeästi havaittavissa tuloksissa. Myös muun uusiutuvan energian lisääminen on selkeästi havaittavissa päästöjen alenemisen ja uusiutuvan energian osuuden kasvun myötä.

Uusiutuva energia tulee olemaan suuri tekijä tulevaisuuden energiajärjestelmissä. Tuotannon hajaantuessa valtiotasolla ja keskitetyllä aluetasolla energiajärjestelmien monimutkaisuus tulee vain kasvamaan uusien teknologioiden ja innovaatioiden saapuessa. Tällainen moniosainen järjestelmä vaatii tarkkaa analysointia, jotta oikeita päätöksiä ja valintoja pystytään tekemään, oli kyse sitten vetyverkon käyttöönotosta tai vanhojen erillisten sähköntuotanto- ja lämmöntuotantolaitosten yhdistäminen biopolttoaineilla toimivaksi CHP-laitokseksi. Molemmat esimerkit voidaan analysoida mallintamalla, jolloin kummankin parhaat ja huonot puolet voidaan tuoda esiin vertailua varten. Energiajärjestelmien mallintaminen on oleellinen osa energiajärjestelmien nykyistä murrosta, jolla kansainvälisten sopimusten asettamiin tavoitteisiin tullaan pääsemään.

LÄHDELUETTELO

Bahramara, S., Moghaddam, M.P. & Haghifam, M.R. 2016. "Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review", *Renewable & sustainable energy reviews,* vol. 62, pp. 609–620.

Bennoua, S., Le Duigou, A., Quéméré, M.-. & Dautremont, S. 2015. "Role of hydrogen in resolving electricity grid issues", *International Journal of Hydrogen Energy,* vol. 40, issue 23, pp. 7231–7245.

Cabrera, P., Lund, H., Thellufsen, J.Z. & Sorknæs, P. 2020. "The MATLAB Toolbox for EnergyPLAN: A tool to extend energy planning studies", *Science of computer programming,* vol. 191, pp. 102405.

Child, M. & Breyer, C. 2016, "Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050", *Renewable & sustainable energy reviews,* vol. 66, pp. 517–536.

Child, M., Ilonen, R., Vavilov, M., Kolehmainen, M. & Breyer, C. 2019, "Scenarios for sustainable energy in Scotland", *Wind energy (Chichester, England),* vol. 22, issue. 5, pp. 666–684.

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M. 2010a. "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems", *Applied Energy,* vol. 87, issue 4, pp. 1059–1082.

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M. 2010b. "Modelling the existing Irish energy-system to identify future energy costs and the maximum wind penetration feasible", *Energy (Oxford),* vol. 35, no. 5, pp. 2164–2173.

EEX. 2021. ”Spot Market”. [Verkkosivusto] [Viitattu 06.07.2021]. Saatavissa: https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market#%7B%22snippetpicker%22%3A%22EEX%20EUA%20Spot%22%7D

EMBER. 2021. ”Daily Carbon Prices” [Verkkoaineisto] [Viitattu 06.07.2021]. Saatavissa: https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/

Energiavirasto. 2021. ”Toimitusvarmuus – Voimalaitosrekisteri” [Verkkoaineisto] [Päivitetty viimeksi 04.05.2021] [Viitattu 01.07.2021]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus

EnergyPLAN. Department of Development and Planning, Aalborg University. 2021a. ”Getting started”. [Verkkosivusto] [Viitattu 16.05.2021]. Saatavissa: https://www.energyplan.eu/getstarted/

EnergyPLAN. Department of Development and Planning, Aalborg University. 2021b. ”Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050”. [Verkkosivusto] [Viitattu 16.06.2021]. Saatavissa: https://www.energyplan.eu/vision-and-initial-feasibility-analysis-of-a-recarbonised-finnish-energy-system-for-2050/

Fischer, R., Elfgren, E., Toffolo, A. 2020. "Towards Optimal Sustainable Energy Systems in Nordic Municipalities", *Energies (Basel)*, vol. 13, issue. 2, pp. 290.

Government of Canada. 2021. ”RETSCreen”. [Verkkosivu] [Viitattu 22.04.2021]. Saatavissa: https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465

HOMER Energy. 2021. ”Homer Pro”. [Verkkosivu] [Viitattu 15.05.2021]. Saatavissa: https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html

Jyväskylän Kaupunki. 2021. ”Tilastotietoa Jyväskylästä”. [Verkkosivusto] [Viitattu 01.06.2021]. Saatavissa: https://www.jyvaskyla.fi/jyvaskyla/tilastot

Jyväskylän Kaupunki. 2021. ”Salolan tuulivoimapuisto”. [Verkkosivusto] [Viitattu 07.07.2021]. Saatavissa: https://www.jyvaskyla.fi/kaavoitus/yleiskaavoitus/vireilla-olevat-yleiskaavat/salolan-tuulivoimapuisto

Lund, H., Thellufsen, J.Z., Østergaard, P.A., Sorknæs, P., Skov, I.R. & Mathiesen, B.V. 2021. "EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems", *Smart Energy*, vol. 1, pp. 100007.

Mathiesen, B.V., Lund, H., Karlsson, K. 2011. "100 % Renewable energy systems, climate mitigation and economic growth", *Applied Energy*, vol. 88, issue. 2, pp. 488–501.

Moya, D., Paredes, J. & Kaparaju, P. 2018. "Technical, financial, economic and environmental pre-feasibility study of geothermal power plants by RETScreen – Ecuador's case study", *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 92, pp. 628–637.

NORDPOOL. 2021. Market Data – Power System Data – Consumption – FI - Monthly. [Verkkotilasto]. [Viitattu 11.08.2021]. Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/FI/Hourly1/?view=table

Pan, Y., Liu, L., Zhu, T., Zhang, T. & Zhang, J. 2017. "Feasibility analysis on distributed energy system of Chongming County based on RETScreen software", *Energy (Oxford)*, vol. 130, pp. 298–306.

Penttinen, L., Ojaniemi, A. 2017. ”UUSIUTUVAN ENERGIAN KUNTAKATSELMUS – JYVÄSKYLÄN KAUPUNKI”. BENET Oy. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 29.05.2021]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/energiakatselmustoiminta/tem_n_tukemat_energiakatselmukset/uusiutuvan_energian_kuntakatselmus

Siddiqui, J. & Hittinger, E. 2018. "Forecasting price parity for stand-alone hybrid solar microgrids: an international comparison", *Energy Systems*, vol. 9, issue. 4, pp. 953–979.

Suomen Tuulivoimayhdistys. 2021. ” Tuulivoimakartta”. [Verkkosivu] [Viitattu 10.04.2021]. Saatavissa: https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/kartta

Suomen Työ- ja elinkeinoministeriö. 2021. ”Uusiutuva energia Suomessa.” [Verkkojulkaisu]. [Viitattu 10.03.2021]. Saatavissa: https://tem.fi/uusiutuva-energia

Suomen virallinen tilasto (SVT). 2020. ”Energian hankinta ja kulutus”. ISSN=1799-795X [Verkkojulkaisu] [Viitattu 10.03.2021]. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehk/2019/ehk_2019_2020-12-21_tie_001_fi.html

Tilastokeskus. 2021. ”Polttoaineluokitus 2021”. [Verkkojulkaisu] [Viitattu 29.06.2021]. Saatavissa: https://www.stat.fi/tup/khkinv/khkaasut_polttoaineluokitus.html

Østergaard, P.A. 2009. "Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration", *Energy (Oxford)*, vol. 34, issue. 9, pp. 1236–1245.

Østergaard, P.A. 2015, "Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations", *Applied Energy*, vol. 154, pp. 921–933.

Esimerkkimallinnuksen tulossivut – Skenaario 1

Input Jyväskylä - Skenaario 1.txt

The EnergyPLAN model 15.0

Electricity demand (GWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	827,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	323,58	Transportation	0,00
Electric cooling	0,00	Total	1151,15

District heating (GWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	1698,79	1698,79
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	1698,79	1698,79

Wind	0	kW	0,00	GWh/year	0,0 Grid
Wind	0	kW	0	GWh/year	0,0 stabili-
Wave Power	0	kW	0	GWh/year	0,0 sation
River Hydro	3600	kW	23	GWh/year	0,0 share
Hydro Power	0	kW	0	GWh/year	
Geothermal/Nuclear	0	kW	0	GWh/year	

	Capacities kW-e	Capacities kJ/s	Efficiencies elec.	Efficiencies Ther	Efficiencies COP
Group 2:					
CHP	0	0	1,00	1,00	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	80000	80000	1,00	1,00	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	190000		1,00		

Heatstorage:	gr.2:	0 MWh	gr.3:	0 MWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (GWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 3	
CEEP regulation	300000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	kW
Minimum PP	0	kW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	0	kW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	227	EUR/MWh
Gas Storage	0	MWh
Syngas capacity	0	kW
Biogas max to grid	0	kW

Fuel Price level: Basic

	Capacities kW-e	Storage MWh	Efficiencies elec.	Efficiencies Ther.
Hydro Pump:	0	0	0,80	
Hydro Turbine:	0		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(GWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Household	0,00	291,22	0,00	97,07
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output

	District Heating										Electricity																			Exchange	
	Demand	Production									Consumption						Production							Balance						Payment	
	Distr. heating kW	Solar kW	Waste+ CSHP kW	DHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Balance kW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. kW	HP kW	Electrolyser kW	EH kW	Hydro Pump kW	Turbine kW	RES kW	Hydro kW	Geothermal kW	Waste+ CSHP kW	CHP kW	PP MW	Stab-Load %	Imp kW	Exp kW	CEEP kW	EEP kW	Imp 1000 EUR	Exp
January	353218	0	0	0	80000	0	0	0	0	273218	112	0	1560	0	60821	0	0	2395	0	0	0	80000	92	100	0	0	0	0	0	0
February	300281	0	0	0	80000	0	0	0	0	220281	116	0	1474	0	57488	0	0	2478	0	0	0	80000	93	100	0	0	0	0	0	0
March	338929	0	0	0	80000	0	0	0	0	258929	101	0	1270	0	49528	0	0	2281	0	0	0	80000	69	100	0	0	0	0	0	0
April	228727	0	0	0	80000	0	0	0	0	148727	93	0	949	0	37003	0	0	2120	0	0	0	80000	49	100	0	0	0	0	0	0
May	113928	0	0	0	79365	0	0	0	0	34563	83	0	622	0	24255	0	0	3118	0	0	0	79365	25	100	0	0	0	0	0	0
June	69271	0	0	0	68088	0	0	0	0	1183	78	0	455	0	17733	0	0	2859	0	0	0	68088	25	100	0	0	0	0	0	0
July	56338	0	0	0	56338	0	0	0	0	0	78	0	369	0	14397	0	0	2773	0	0	0	56338	33	100	0	0	0	0	0	0
August	71007	0	0	0	69650	0	0	0	0	1358	81	0	383	0	14918	0	0	2556	0	0	0	69650	25	100	0	0	0	0	0	0
September	116542	0	0	0	79547	0	0	0	0	36996	85	0	539	0	21021	0	0	2381	0	0	0	79547	24	100	0	0	0	0	0	0
October	185060	0	0	0	80000	0	0	0	0	105060	93	0	838	0	32679	0	0	2975	0	0	0	80000	44	100	0	0	0	0	0	0
November	224232	0	0	0	80000	0	0	0	0	144232	99	0	1182	0	46112	0	0	2898	0	0	0	80000	64	100	0	0	0	0	0	0
December	265764	0	0	0	80000	0	0	0	0	185764	113	0	1429	0	55731	0	0	2569	0	0	0	80000	88	100	0	0	0	0	0	0
Average	193396	0	0	0	76052	0	0	0	0	117344	94	0	921	0	35916	0	0	2618	0	0	0	76052	52	100	0	0	0	0	Average price	
Maximum	594467	0	0	0	80000	0	0	0	0	514467	143	0	1638	0	63872	0	0	3600	0	0	0	80000	116	100	0	0	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	39952	0	0	0	39952	0	0	0	0	0	54	0	332	0	12936	0	0	1007	0	0	0	39952	0	100	0	0	0	0	-	-
GWh/year	1698,79	0,00	0,00	0,00	668,04	0,00	0,00	0,00	0,0	1030,75	828	0,00	8,09	0,00	315,49	0,00	0,00	23,00	0,00	0,00	0,00	668,04	460		0,00	0,00	0,00	0,00	1000 EUR	0

FUEL BALANCE (GWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioConversion	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	Industry household	Industry Various	Industry Total	Imp/Exp Corrected Imp/Exp	Imp/Exp Corrected Net	CO2 emission (kt): Total	CO2 emission (kt): Net
Coal	-	-	333,35	-	-	213,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	546,36	0,00	546,36	211,64	211,64
Oil	-	-	9,35	-	-	1,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	291,22	-	302,44	0,00	302,44	80,57	80,57
N.Gas	-	-	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,03	0,00	0,03	0,01	0,01
Biomass	-	-	325,34	-	-	245,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,07	-	667,61	0,00	667,61	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,00	-	-	-	-	23,00	0,00	23,00	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	668,04	-	-	460,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,00	-	-	388,29	-	1539,44	0,00	1539,44	292,21	292,21

06-elokuu-2021 [02.07]

Output specifications Jyväskylä - Skenaario 1.txt The EnergyPLAN model 15.0

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	DHP kW	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Stor-age kW	Ba-lance kW	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Stor-age kW	Ba-lance kW	RES1 Wind kW	RES2 Wind kW	RES3 Wave kW	RES 4-7 kW	Total kW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353218	0	0	80000	0	0	0	0	0	273218	0	0	0	2395	2395
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300281	0	0	80000	0	0	0	0	0	220281	0	0	0	2478	2478
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	338929	0	0	80000	0	0	0	0	0	258929	0	0	0	2281	2281
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228727	0	0	80000	0	0	0	0	0	148727	0	0	0	2120	2120
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113928	0	0	79365	0	0	0	0	0	34563	0	0	0	3118	3118
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69271	0	0	68088	0	0	0	0	0	1183	0	0	0	2859	2859
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56338	0	0	56338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2773	2773
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71007	0	0	69650	0	0	0	0	0	1358	0	0	0	2556	2556
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116542	0	0	79547	0	0	0	0	0	36996	0	0	0	2381	2381
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	185060	0	0	80000	0	0	0	0	0	105060	0	0	0	2975	2975
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224232	0	0	80000	0	0	0	0	0	144232	0	0	0	2898	2898
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265764	0	0	80000	0	0	0	0	0	185764	0	0	0	2569	2569
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	193396	0	0	76052	0	0	0	0	0	117344	0	0	0	2618	2618
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	594467	0	0	80000	0	0	0	0	0	514467	0	0	0	3600	3600
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39952	0	0	39952	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1007	1007
Total for the whole year GWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1698,79	0,00	0,00	668,04	0,00	0,00	0,00	0,00		1030,75	0,00	0,00	0,00	23,00	23,00

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 GWh/year

ANNUAL COSTS (1000 EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =		40005
Uranium =	0	
Coal =	6097	
FuelOil =	491	
Gasoil/Diesel=	17907	
Petrol/JP =	0	
Gas handling =	0	
Biomass =	15510	
Food income =	0	
Waste =	0	
Total Ngas Exchange costs =		1
Marginal operation costs =		3017
Total Electricity exchange =		0
Import =	0	
Export =	0	
Bottleneck =	0	
Fixed imp/ex=	0	
Total CO2 emission costs =		15473
Total variable costs =		58495
Fixed operation costs =		9860
Annual Investment costs =		37674
TOTAL ANNUAL COSTS =		106029

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers kW	CHP2 CHP3 kW	PP CAES kW	Indi-vidual kW	Trans port kW	Indu. Var. kW	Demand Sum kW	Bio-gas kW	Syn-gas kW	CO2Hy gas kW	SynHy gas kW	SynHy gas kW	Stor-age kW	Sum kW	Im-port kW	Ex-port kW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	41	0	0	0	41	0	0	0	0	0	0	41	41	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	3	3	0
Maximum	0	0	1521	0	0	0	1521	0	0	0	0	0	0	1521	1521	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year GWh/year	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,00

RES Share: 44,9 Percent of Primary Energy 51,6 Percent of Electricity 593,5 GWh electricity from RES

06-elokuu-2021 [02.07]

Esimerkkimallinnuksen tulossivut – Skenaario 2

Input Jyväskylä – Skenaario 2.txt

The EnergyPLAN model 15.0

Electricity demand (GWh/year):		Flexible demand	0,00
Fixed demand	827,57	Fixed imp/exp.	0,00
Electric heating + HP	323,58	Transportation	0,00
Electric cooling	0,00	Total	1151,15

District heating (GWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum
District heating demand	0,00	0,00	1698,79	1698,79
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	1698,79	1698,79

Wind	45000	kW	126,66	GWh/year	0,0(Grid
Photo Voltaic	100000	kW	104	GWh/year	0,0(stabili-
Wave Power	0	kW	0	GWh/year	0,0(sation
River Hydro	3600	kW	23	GWh/year	0,0(share
Hydro Power	0	kW	0	GWh/year	
Geothermal/Nuclear	0	kW	0	GWh/year	

	Capacities		Efficiencies		
Group 2:	kW-e	kJ/s	elec.	Ther	COP
CHP	0	0	1,00	1,00	
Heat Pump	0	0			3,00
Boiler		0		0,90	
Group 3:					
CHP	80000	80000	1,00	1,00	
Heat Pump	5000	15000			3,00
Boiler		0		0,90	
Condensing	190000		1,00		

Heatstorage:	gr.2:	0 MWh	gr.3:	0 MWh
Fixed Boiler:	gr.2:	0,0 Per cent	gr.3:	0,0 Per cent

Electricity prod. from	CSHP	Waste (GWh/year)
Gr.1:	0,00	0,00
Gr.2:	0,00	0,00
Gr.3:	0,00	0,00

Regulation Strategy:	Technical regulation no. 3	
CEEP regulation	100000000	
Minimum Stabilisation share	0,00	
Stabilisation share of CHP	0,00	
Minimum CHP gr 3 load	0	kW
Minimum PP	0	kW
Heat Pump maximum share	0,50	
Maximum import/export	0	kW

Distr. Name :	Hour_nordpool.txt	
Addition factor	0,00	EUR/MWh
Multiplication factor	2,00	
Dependency factor	0,00	EUR/MWh pr. MW
Average Market Price	227	EUR/MWh
Gas Storage	0	MWh
Syngas capacity	0	kW
Biogas max to grid	0	kW

Fuel Price level: Basic

	Capacities	Storage	Efficiencies	
	kW-e	MWh	elec.	Ther.
Hydro Pump:	0	0	0,80	
Hydro Turbine:	0		0,90	
Electrol. Gr.2:	0	0	0,80	0,10
Electrol. Gr.3:	0	0	0,80	0,10
Electrol. trans.:	0	0	0,80	
Ely. MicroCHP:	0	0	0,80	
CAES fuel ratio:	0,000			

(GWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Household	0,00	291,22	0,00	97,07
Industry	0,00	0,00	0,00	0,00
Various	0,00	0,00	0,00	0,00

Output

	District Heating										Electricity																		Exchange	
	Demand	Production									Consumption						Production							Balance					Payment	
	Distr. heating	Solar	Waste+ CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Balance	Elec. demand	Flex.& Transp.	HP	Elec-trolyser	EH	Hydro Pump	Tur-bine	RES	Hy-dro	Geo-thermal	Waste+ CSHP	CHP	PP	Stab-Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp
	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	MW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	MW	%	kW	kW	kW	kW	1000 EUR	
January	353218	0	0	0	80000	15000	0	0	0	258218	112	0	6560	0	60821	0	0	25183	0	0	0	80000	74	100	0	0	0	0	0	0
February	300281	0	0	0	80000	15000	0	0	0	205281	116	0	6474	0	57488	0	0	29752	0	0	0	80000	71	100	0	0	0	0	0	0
March	338929	0	0	0	79514	15000	0	0	0	244415	101	0	6270	0	49528	0	0	32021	0	0	0	79514	45	100	0	0	0	0	0	0
April	228727	0	0	0	77816	15000	0	0	0	135911	93	0	5949	0	37003	0	0	34125	0	0	0	77816	24	100	0	0	0	0	0	0
May	113928	0	0	0	68048	13056	0	0	0	32824	83	0	4974	0	24255	0	0	35396	0	0	0	68048	8	100	0	0	0	0	0	0
June	69271	0	0	0	61232	5636	0	0	0	2403	78	0	2333	0	17733	0	0	30163	0	0	0	61232	6	100	0	0	0	0	0	0
July	56338	0	0	0	52786	2817	0	0	0	734	78	0	1308	0	14397	0	0	28669	0	0	0	52786	12	100	0	0	0	0	0	0
August	71007	0	0	0	61876	5529	0	0	0	3603	81	0	2225	0	14918	0	0	30898	0	0	0	61876	6	100	0	0	0	0	0	0
September	116542	0	0	0	70852	11469	0	0	0	34221	85	0	4362	0	21021	0	0	33501	0	0	0	70852	6	100	0	0	0	0	0	0
October	185060	0	0	0	78859	14985	0	0	0	91216	93	0	5833	0	32679	0	0	28358	0	0	0	78859	24	100	0	0	0	0	0	0
November	224232	0	0	0	80000	15000	0	0	0	129232	99	0	6182	0	46112	0	0	22842	0	0	0	80000	49	100	0	0	0	0	0	0
December	265764	0	0	0	80000	15000	0	0	0	170764	113	0	6429	0	55731	0	0	15841	0	0	0	80000	80	100	0	0	0	0	0	0
Average	193396	0	0	0	72543	11943	0	0	0	108910	94	0	4902	0	35916	0	0	28877	0	0	0	72543	34	100	0	0	0	0	Average price	
Maximum	594467	0	0	0	80000	15000	0	0	0	499467	143	0	6638	0	63872	0	0	98709	0	0	0	80000	110	100	0	0	0	0	(EUR/MWh)	
Minimum	39952	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54	0	332	0	12936	0	0	2615	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	217	208
GWh/year	1698,79	0,00	0,00	0,00	637,21	104,91	0,00	0,00	0,00	956,67	828	0,00	43,06	0,00	315,49	0,00	0,00	253,66	0,00	0,00	0,00	637,21	295		0,00	0,00	0,00	0,00	1000 EUR	0

FUEL BALANCE (GWh/year):

	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	Waste	CAES Elc.ly.	BioCon-version	Electro-Fuel	Wind	PV and CSP	Wind off Wave	Wind off Hydro	Solar.Th.	Transp.	household	Industry Various	Total	Imp/Exp Imp/Exp	Imp/Exp Corrected Net	CO2 emission (kt): Total	CO2 emission (kt): Net
Coal	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oil	-	-	8,92	-	-	1,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	291,22	-	301,32	0,00	301,32	80,27	80,27
N.Gas	-	-	0,00	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biomass	-	-	628,29	-	-	294,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97,07	-	1019,43	0,00	1019,43	0,00	0,00
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	126,66	104,00	-	23,00	-	-	-	-	253,66	0,00	253,66	0,00	0,00
H2 etc.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Biofuel	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	-	-	637,21	-	-	295,25	-	-	-	-	-	-	126,66	104,00	-	23,00	-	-	388,29	-	1574,41	0,00	1574,41	80,27	80,27

06-elokuu-2021 [01.47]

Output specifications Jyväskylä – Skenaario 2.txt The EnergyPLAN model 15.0

District Heating Production

	Gr.1				Gr.2										Gr.3										RES specification				
	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	DHP kW	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Storage kW	Balance kW	District heating kW	Solar kW	CSHP kW	CHP kW	HP kW	ELT kW	Boiler kW	EH kW	Storage kW	Balance kW	RES1 Wind kW	RES2 Photo kW	RES3 Wave kW	RES 4-7 kW	Total kW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	353218	0	0	80000	15000	0	0	0	0	258218	21443	1345	0	2395	25183
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300281	0	0	80000	15000	0	0	0	0	205281	20947	6327	0	2478	29752
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	338929	0	0	79514	15000	0	0	0	0	244415	14291	15448	0	2281	32021
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	228727	0	0	77816	15000	0	0	0	0	135911	12578	19426	0	2120	34125
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113928	0	0	68048	13056	0	0	0	0	32824	12788	19490	0	3118	35396
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69271	0	0	61232	5636	0	0	0	0	2403	7900	19403	0	2859	30163
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	56338	0	0	52786	2817	0	0	0	0	734	5546	20351	0	2773	28669
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	71007	0	0	61876	5529	0	0	0	0	3603	11932	16409	0	2556	30898
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116542	0	0	70852	11469	0	0	0	0	34221	16675	14445	0	2381	33501
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	185060	0	0	78859	14985	0	0	0	0	91216	18481	6901	0	2975	28358
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224232	0	0	80000	15000	0	0	0	0	129232	18157	1787	0	2898	22842
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	265764	0	0	80000	15000	0	0	0	0	170764	12632	640	0	2569	15841
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	193396	0	0	72543	11943	0	0	0	0	108910	14419	11840	0	2618	28877
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	594467	0	0	80000	15000	0	0	0	0	499467	44470	72554	0	3600	98709
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39952	0	0	0	0	0	0	0	0	0	219	0	0	1007	2615
Total for the whole year GWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	1698,79	0,00	0,00	637,21	104,91	0,00	0,00	0,00		956,67	126,66	104,00	0,00	23,00	253,66

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 GWh/year

ANNUAL COSTS (1000 EUR)

Total Fuel ex Ngas exchange =	41698
Uranium =	0
Coal =	0
FuelOil =	442
Gasoil/Diesel=	17907
Petrol/JP =	0
Gas handling =	0
Biomass =	23349
Food income =	0
Waste =	0
Total Ngas Exchange costs =	0
Marginal operation costs =	2508
Total Electricity exchange =	0
Import =	0
Export =	0
Bottleneck =	0
Fixed imp/ex=	0
Total CO2 emission costs =	4250
Total variable costs =	48457
Fixed operation costs =	13887
Annual Investment costs =	52190
TOTAL ANNUAL COSTS =	114534

NATURAL GAS EXCHANGE

	DHP & Boilers kW	CHP2 CHP3 kW	PP CAES kW	Individual kW	Transport kW	Indu. Var. kW	Demand Sum kW	Biogas kW	Syngas kW	CO2Hygas kW	SynHygas kW	SynHygas kW	Storage kW	Sum kW	Import kW	Export kW
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maximum	0	0	41	0	0	0	41	0	0	0	0	0	0	41	41	0
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total for the whole year GWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

RES Share: 80,9 Percent of Primary Energy 99,1 Percent of Electricity 1176,0 GWh electricity from RES

06-elokuu-2021 [01.47]