LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
Energia- ja ympäristötekniikan osasto

DIPLOMITYÖ

HYBRIDILÄMMITYKSEN VAIKUTUS SÄHKÖN- JA LÄMMÖNTUOTANTOON

Diplomityön aihe on hyväksytty energia- ja ympäristötekniikan osaston osastoneuvoston kokouksessa 16.8.2006. Työn tarkastajina ovat toimineet professori Lasse Koskelainen ja tekn. lis. Veli-Matti Mäkelä.

Mikkeli 4.12.2006

Tero Lintunen
Peitsarinkuja 3 C 33
50170 Mikkeli

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Tero Lintunen
Työn nimi: Hybridilämmityksen vaikutus sähkön- ja lämmöntuotantoon

Osasto: Energia- ja ympäristötekniikka

Vuosi: 2006 **Paikka:** Mikkeli

Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto

75 sivua, 34 kuvaa, 11 taulukkoa ja 12 liitettä

Tarkastajat: professori Lasse Koskelainen
tekn.lis. Veli-Matti Mäkelä

Hakusanat: kaukolämmitys, hybridilämmitys, energiantuotanto, ympäristövaikutukset, päästöt, tuotantokustannukset
Keywords: district heating, hybrid heating, energy production, environmental impact, pollution, production cost

Tämän tutkimuksen tarkoituksena on selvittää kaukolämmityksen rinnalla käytettävän toisen lämmitysmuodon, tässä tapauksessa sähkölämmityksen, vaikutusta sähkön- ja lämmöntuotantoon. Tämä tutkimus liittyy ”Kehittyvä kaukolämpö -hankkeen pilottiosaan. Hankkeen pilottiosassa tutkitaan hybridilämmityksen kannattavuutta ja vaikutuksia sekä kuluttajan että yhdyskunnan kannalta. Tämä tutkimus jatkaa jo aikaisemmin tehtyä tutkimusta ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset”, jossa tutkittiin kaukolämmityksen taloudellisuutta kuluttajan kannalta elinkaarianalyysin avulla. Tämän tutkimuksen tarkoituksena on määrittää hybridilämmityksen niin taloudelliset kuin ympäristölliset vaikutukset yhdyskunnan kannalta.

Yhdyskunnan osalta vaikutuksia tarkasteltiin referenssikaupungin avulla. Referenssikaupungin alkuarvot perustuvat jo aiemmin tähän pilottiosaan tehtyyn tutkimukseen ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset”. Näitä arvoja hyväksi käyttäen referenssikaupungille perustettiin kaksi energian tuotantorakennemallia ja molemmille malleille kaksi eri skenaariota hybridilämmityksen kasvamisesta. Skenaarioissa otettiin huomioon myös päästökaupan vaikutukset. Molemmat skenaariot osoittivat päästökaupan vaikutukset mukaan luettuna, ettei sähkölämmityksen käyttäminen kaukolämmityksen ohella tuo ainoastaan yhdyskunnalle lisää tuotantokustannuksia, vaan se lisää myös päästöjä.

Tulevaisuuden epävarmuutta analysoitiin herkkyysanalyysin avulla. Tutkimusta varten laadittiin tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hinnoille kaksi skenaariota, joilla laskettiin vuositason tuotantokustannukset. Jokainen skenaario toi huomattavan lisän niin tuotantokustannuksiin kuin päästöihin.

Eri skenaarioilla oli vaikutus kaukolämmön pysyvyyskäyrän muotoon ja näin myös voimalaitoksien käyttötunteihin. Laitoksien huipun käyttötunnit pienenevät ja tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden kasvavat. Tapauksessa, jossa on edullista käyttää peruskuormalaitoksia mahdollisimman paljon vuoden aikana, hybridilämmityksen käyttäminen siirsi tilannetta päinvastaiseen suuntaan. Tämä suunta tarkoittaa sitä, että halpaa peruskuormatuotantoa pitää korvata kalliimmalla ja enemmän päästöjä aiheuttavalla erillistuotannolla.

Tämän tutkimuksen tulokset osoittavat, että mikäli sähkölämmityksen yleistyminen kaukolämmityksen rinnalla lisääntyy, aiheuttaa se yhdyskunnalle huomattavia lisäkustannuksia ja päästöjä. Yksi sähkölämmityksen käyttöä lisäävä tekijä on kuluttajien mielikuva. Kuluttajien mielikuva sähkölämmityksestä on, että se on asennuskustannuksiltaan edullinen ja helppo asentaa. Todellisuudessa sähkölämmityksen käyttäminen tuo odottamattomia lisäkustannuksia kuluttajille energiantuotantolaitoksien omien lisääntyvien tuotantokustannusten kautta. Nämä kustannukset voivat realisoitua esimerkiksi kohonneiden sähkön ja kaukolämmön energiamaksujen tai sähkön siirtomaksujen muodossa. Ainoastaan kuluttajien mielikuvien muuttamisella voidaan päästä yhdyskunnan kannalta taloudellisempaan ja ympäristöystävällisempään energiantuotantomalliin.

ABSTRACT

Author: Tero Lintunen
Subject: The Impact of hybrid heating to the production of heat and power

Department: Energy and Environmental Technology

Year: 2006 **Place:** Mikkeli

Master's thesis, Lappeenranta University of Technology

75 pages, 34 figures, 11 tables and 12 appendices

Supervisors: Professor Lasse Koskelainen
Lic.Tech Veli-Matti Mäkelä

Keywords: district heating, hybrid heating, energy production, environmental impact, pollution, production cost

The purpose of this research was to find out what the impacts are in the production of heat and power when using a parallel heating method next to district heating. The other heating method in this research was electric heating. This research is a part of pilot part of the "Developing District Heating" -project. This research will follow a research "The economical impact of hybrid heating" which was completed earlier to the pilot part of the project. In the first part of this pilot the economical impacts to the consumer were studied by using a life cycle analysis. In this second part of the pilot the research emphasis will be on the economical and the environmental impacts of hybrid heating to the community.

The impacts to the community were studied with a reference town. The initial information of the town based on the research "The economical impact of hybrid heating". Based on this initial information there were made two energy production models. Both of these models were also given two alternative scenarios of the usage of hybrid heating. In these alternative scenarios there were also taken into consideration the impacts of emission trades. Both of the scenarios proved that not only the usage of hybrid heating increases the cost of energy production but it also increases emission levels of the community.

The insecurity of the future were analysed with sensitivity analysis. There were two scenarios prepared for the prices of imported energy as well as domestic fuels. By using these scenarios the annual production cost for the two possible energy production models were calculated. Each and every scenario brought a substantial increase to the production costs.

The different scenarios also had an impact to the shape of the district heating duration curve. When the curves shape changes it also has an impact on the operating hours of the plants. There were it's economical to use base-load power stations as much as possible, the curve changed into direction were it reduced the operating hours of such a plant. This trend means that cheap base-load production has to be replaced with more expensive and polluting separate production units.

The results of this research prove that if the hybrid heating becomes more and more common, it will have substantial impacts to the community, not only in economical but also environmental impacts. One factor that increases the usage of hybrid heating is the consumers' mental impression on hybrid heating. The consumer has an impression that hybrid heating, in this case electric heating, is easy and cheap to install. In real terms the usage of hybrid heating brings unexpected costs to the consumer through the increase in energy production costs. This increase in production costs comes to reality through increased energy costs of district heat and electricity or the transmission costs of electrical energy. Only by changing the consumers' mental impressions on hybrid heating we can make a difference both to the community and the environment. And thus have a more economical and environmentally friendly energy production model.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty kevään ja syksyn 2006 aikana. Haluan tässä lausua kiitokseni johtaja Veli-Matti Mäkelälle saamastani luottamuksesta ja hänen erittäin asiantuntevasta ohjauksesta koko työni aikana.

Lisäksi kiitän professori Lasse Koskelaista, jolta olen saanut monia hyviä neuvoja niin tähän työhön liittyen kuin opintojenikin varrella. Erityiskiitokseni myös molemmille edellä mainituille henkilöille työni tarkastamisesta ja siihen esittämäänne mielenkiintoa kohtaan.

Haluan myös antaa lämpimän kiitokseni avovaimolleni, joka on tukenut minua työn vaikeinakin aikoina. Hän on ollut myös korvaamaton apu työtä oikoluettaessa.

Lisäksi kiitos vanhemmilleni, jotka ovat tukeneet ja opastaneet minua elämäni ja opintojeni varrella.

Mikkeli 4.12.2006
Tero Lintunen

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

1 Johdanto 1

1.1 Työn lähtökohdat 1
1.2 Tavoitteet ja rajaukset 2
1.3 Työn sisältö 3

2 Sähkön- ja lämmöntuotanto 4

2.1 Yleistä 4
2.2 Sähkön erillistuotanto 6
2.2.1 Kaasuturbiinilaitos 6
2.2.2 Lauhdutusvoimalaitos 8
2.3 Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto 10
2.3.1 Vastapainevoimalaitos 10
2.3.2 Kombivoimalaitos 13
2.4 Lämmön erillistuotanto 15
2.4.1 Tulitorvi/tuliputkikattilalaitos 16
2.4.2 Vesiputkikattilalaitos 17
2.5 Kaukolämpöjärjestelmän tuotantorakenne 18

3 Sähkön- ja lämmöntuotannon polttoaineet ja ympäristövaikutukset 19

3.1 Kiinteät polttoaineet 20
3.1.1 Kivihiili 21
3.1.2 Turve 23
3.1.3 Puu 24
3.2 Nestemäiset polttoaineet 25
3.2.1 Öljy 26
3.2.2 Jäteliemi 27
3.3 Kaasumaiset polttoaineet 28
3.3.1 Maakaasu 28
3.4 Polttoaineiden energiakäytöstä syntyvien päästöjen kehitys Suomessa 29

4 Sähkön- ja lämmöntuotannon kustannukset 32

4.1 Kiinteät kustannukset 32
4.2 Muuttuvat kustannukset 33
4.2.1 Polttoainekustannukset 33
4.2.2 Muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset 34
4.2.3 Muut muuttuvat kustannukset 34
4.3 Kokonaiskustannukset 35
4.4 Energiantuotantolaitosten kustannussuorat 35

5 Päästökauppa ja energiapolitiikan ohjauskeinot 38

5.1 Päästökauppa ja päästöoikeudet 38
5.1.1 Päästökaupan vaikutuksista 39
5.2 Energiaverotus 40
5.2.1 Valmistevero 40
5.3 Sähköntuotannon tuet 42
5.4 Syöttötariffit ja vihreät sertifikaatit 43

6 Nord Pool -pohjoismainen sähköpörssi 46

6.1 Sähköpörssin fyysiset markkinat 46
6.1.1 Elspot-markkina 46
6.1.2 Elbas -markkina 47
6.2 Sähköpörssin johdannaismarkkina 48
6.3 Sähköenergian hinnanmuodostus sähköpörssissä 49

7 Hybridilämmityksen vaikutus sähkön- ja lämmöntuotantoon 52

7.1 Tutkimusasetelma ja metodit 52
7.2 Referenssikaupunki 53
7.2.1 Referenssikaupungin rakennuskanta ja lämmönkulutus 53
7.2.2 Hybridirakentaminen referenssikaupungissa 54
7.2.3 Referenssikaupungin tuotantorakenne 55
7.3 Epävarmuuden analysointi herkkyysanalyysillä 65
7.3.1 Herkkyysanalyysilaskenta 65
7.4 Tulokset 68

8 Yhteenveto ja johtopäätökset 72

LÄHDELUETTELO

LIITTEET

KUVAT

Kuva 1. Kaukolämmön hankinta energiamuodoittain (*alustava)....4
Kuva 2. Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus (*alustava) 6
Kuva 3. Kaasuturbiinilaitoksen sankey-diagrammi 7
Kuva 4. Lämmöntalteenottokattilalla varustetun kaasuturbiinilaitoksen periaatekaavio .8
Kuva 5. Lämmöntalteenottokattilalla varustetun kaasuturbiinilaitoksen sankey-diagrammi 8
Kuva 6. Tavallisen lauhdutusvoimalaitoksen periaatekaavio 9
Kuva 7. Tavallisen lauhdutusvoimalaitoksen energiataseen sankey-diagrammi....10
Kuva 8. Vastapainevoimalaitoksen periaatekaavio....12
Kuva 9. Vastapainevoimalaitoksen sankey-diagrammi 12
Kuva 10. Kombivoimalaitoksen periaatekaavio 14
Kuva 11. Kombivoimalaitoksen sankey-diagrammi....14
Kuva 12. Tulitorvi/tuliputkikattilan toimintaperiaate 16
Kuva 13. Vesiputkikattilan periaatekuva 17
Kuva 14. Kaukolämmön ja siihen liittyvän sähkön tuotantoon käytetyt polttoaineet Suomessa vuonna 2005....19
Kuva 15. Höyryvoimalaitosprosessin tyypillisimmät polttoaineet....20
Kuva 16. Ilma- (A) ja polttoainevaiheistus (B) tulipesässä 23
Kuva 17. Energian tuotannon ja kulutuksen hiilidioksidipäästöt....29
Kuva 18. Energian tuotannon ja kulutuksen rikkidioksidipäästöt 30
Kuva 19. Energian tuotannon ja kulutuksen typpidioksidipäästöt....30
Kuva 20. Energian tuotannon ja kulutuksen hiukkaspäästöt 31
Kuva 21. Lämmöntuotannon kustannusosuudet kiinteää polttoainetta ja öljyä käyttävissä laitoksissa 32
Kuva 22. Eri voimalaitostyyppien tuottaman sähkön tuotantokustannus energiayksikköä kohti vuoden 1998 hintatasossa huipunkäyttöajan funktiona. Kaasuturbiinin polttoaineena on kevyt polttoöljy....36
Kuva 23. Kuormituksen pysyvyyskäyrä 37
Kuva 24. Systeemihinnan määräytyminen Elspot-markkinoilla....47
Kuva 25. Tunneittaiset systeemihinnat 26.6.–3.7.2006. Hinnat €\MWh....49
Kuva 26. Sähkön markkinahinnan muodostuminen 50
Kuva 27. Referenssikaupungin lämpö- ja sähköenergioiden tarpeet nykytilassa ja eri skenaarioilla 55
Kuva 28. Lämmön- ja sähköntuotantolaitosten tehorakennekaavio referenssikaupungissa, vaihtoehto 1....57
Kuva 29. Lämmön- ja sähköntuotantolaitosten tehorakennekaavio referenssikaupungissa, vaihtoehto 2....58
Kuva 30. Kaukolämmön pysyvyyskäyrä 59
Kuva 31. Vuositason kokonaiskustannuksiin muodostuvat lisäkustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 1....63
Kuva 32. Vuositason kokonaiskustannuksiin muodostuvat lisäkustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 2....64
Kuva 33. Tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitysskenaariot 65
Kuva 34. Kaukolämmön pysyvyyskäyrät, eri skenaariot huomioituina 70

TAULUKOT

Taulukko 1. Sähkön tuotanto ja ulkomaankauppa 5
Taulukko 2. Kaukolämpöjärjestelmien lukumäärät ja laitoskoot 18
Taulukko 3. Päästön tuoma lisähinta eri polttoaineille eri päästöoikeuksien hinnoilla .. 39
Taulukko 4. Yleisimmin käytettyjen energiatuotteiden verotaulukko 41
Taulukko 5. Referenssikaupungin kiinteistötyypit ja lukumäärät 54
Taulukko 6. Tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hinnat [€/MWh] 60
Taulukko 7. Tuotantovaihtoehtojen tuotantokustannukset eri skenaarioilla [€] 61
Taulukko 8. Päästöt eri tuotantovaihtoehdoilla ja niiden kehitys eri skenaarioilla [t/a] . 62
Taulukko 9. Päästöoikeuksien tuomat lisäkustannukset eri tuotantovaihtoehdoilla ja eri päästöoikeuksien hinnoilla [€] 62
Taulukko 10. Herkkyysanalyysin mukaan lasketut tuotantokustannukset energioiden eri hinnoilla [€] 67
Taulukko 11. Tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden ja päästöoikeuden vaikutus [€/MWh] 69

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Isot kirjaimet

˚C	celsiusaste (1 ˚C = 273 K)
CHP	yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto (combined heat and power)
CH_4	metaani
CO_2	hiilidioksidi
J	joule
K	kelvin
MJ	megajoule (1 MJ = 0,278 kWh)
MJ_{pa}	polttoaineen lämpöarvo, megajoule
MWh	megawattitunti
MWh_{pa}	megawattituntia polttoaine-energiaa
NO_x	typen oksidi
PJ	petajoule
SO_2	rikkidioksidi
SR	höyryreformointi (steam reforming)
TJ	terajoule
TWh	terawattitunti
U^{235}	uraanin isotooppi
V	voltti
W	watti

Pienet kirjaimet

a	vuosi
bar	paine (100 kPa)
e	sähköenergia (electric)
g	gramma
h	tunti
ka	kuiva-aine
kg	kilogramma

km	kilometri
kV	kilovoltti
kWh	kilowattitunti
m^3	kuutiometri
max	maksimi
mg	milligramma
p	paino
pa	polttoaine
r	rakennussuhde
t	lämpötila
th	lämpöenergia (thermal)

Etuliitteet

k	kilo (10^3)
M	mega (10^6)
G	giga (10^9)
T	tera (10^{12})
P	peta (10^{15})

1 Johdanto

Suomessa on pitkäkestoinen kylmä kausi, jonka aikana vaaditaan paljon lämmitysenergiaa. Suomen energian käytöstä noin 20 % käytetään rakennusten lämmittämiseen, josta noin 70 % asuinrakennusten lämmittämiseen. 1970- luvulta tultaessa tälle vuosituhannelle on kaukolämmityksen kulutuksen määrä yli nelinkertaistunut. Samalla samassa suhteessa on talokohtainen, fossiilisiin polttoaineisiin perustuva lämmitys supistunut. Sähkölämmitys kaukolämmityksen rinnalla lisääntyi voimakkaasti 1980–90 - luvuilla ja näyttää vieläkin merkkejä yleistymisestä. Sähkölämmitystä on asennettu sekä saneerattaviin että uusiorakennuskohteisiin kaukolämmityksen rinnalle. Tämä sähkölämmityksen yleistyminen kaukolämmityksen rinnalla toisena lämmitysmuotona vaikuttaa yhdistettyyn sähkön- ja lämmöntuotantoon ja aiheuttaa sen tasapainon siirtymistä.

1.1 Työn lähtökohdat

Tämä Mikkelin ammattikorkeakoulun Yrityspalveluissa tekemäni tutkimus kuuluu Teknologian kehittämiskeskuksen (TEKES) rahoittamaan ”Kehittyvä Kaukolämpö” -hankkeen pilottiosaan. Hanke toteutetaan yhteistyössä muiden suomalaisten tutkimuslaitosten ja Energiateollisuus ry:n kanssa. Tämän tutkimuksen tarkoituksena on selvittää kaukolämmityksen ohella käytettävän rinnakkaisen lämmitysmuodon, tässä tutkimuksessa sähkölämmityksen, vaikutukset yhdistettyyn sähkön- ja lämmöntuotantoon. Kahden tai useamman rinnakkaisen lämmitystavan yhdistelmästä käytetään nimeä *hybridilämmitys*. Tässä tutkimuksessa tutkitaan hybridilämmityksen vaikutuksia referenssikaupungissa, joka on kokoluokaltaan keskisuuri suomalainen kaupunki ja sijaitsee Keski-Suomessa. Referenssikaupungin lähtötiedot ovat peräisin jo aikaisemmin Kehittyvä Kaukolämmitys -hankkeeseen tehdystä tutkimuksesta ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset”.

1.2 Tavoitteet ja rajaukset

Tämän tutkimuksen tavoitteena on saada selville hybridilämmityksen vaikutukset energian tuotantokustannuksiin ja tuotannosta aiheutuviin ympäristöpäästöihin. Tarkasteltavana on kaksi yleistä tuotantorakennetta ja tarkoituksena on vertailla kunkin tuotantorakenteen omia energiantuotannon kustannuksien muutoksia eri tapahtumahetkillä ja eri skenaarioilla.

Kaksi muodostamaamme tuotantorakennevaihtoehtoa referenssikaupungille ovat seuraavanlaiset; ensimmäinen vaihtoehto on maakaasua pääpolttoaineenaan käyttävä tuotantorakennemalli ja toinen vaihtoehto on biopolttoaineita pääpolttoaineenaan käyttävä tuotantorakennemalli. Tässä toisessa vaihtoehdossa puuta ja turvetta käytetään samassa suhteessa toisiinsa nähden. Molemmat vaihtoehdot käyttävät huippu- ja varatuotantopolttoaineenaan raskasta polttoöljyä (POR), joka on tällä hetkellä Suomessa yleisin huippu- ja varatuotannon polttoaine. Raskas polttoöljy tosin ei tuo eri skenaarioilla tapahtuviin tarkasteluihin mitään eroavaisuutta kahden eri tuotantorakennemallin välillä, koska raskaan polttoöljyn kulutus on vakio molemmilla skenaarioilla. Raskaan polttoöljyn kulutus vakioitiin siksi, ettei tuotantovaihtoehtojen vertailtavuus kärsisi.

Referenssikaupungin sähkönkulutus nykytilanteessa rajattiin siihen, mikä oli yhdistetystä sähkön- ja lämmöntuotantolaitoksesta saatava sähkön määrä. Referenssikaupungin muuta sähkönkulutusta ei arvioitu, vaan keskityttiin seuraamaan sähkölämmityksen aiheuttamia vaikutuksia yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon kannalta.

1.3 Työn sisältö

Referenssikaupungin kahden eri tuotantorakennemallin energiantuotannon kustannuksia vertaillaan eri hybridilämmitysskenaarioiden avulla ottaen huomioon polttoainekustannukset, verot, huoltovarmuusmaksut ja päästöoikeudet.

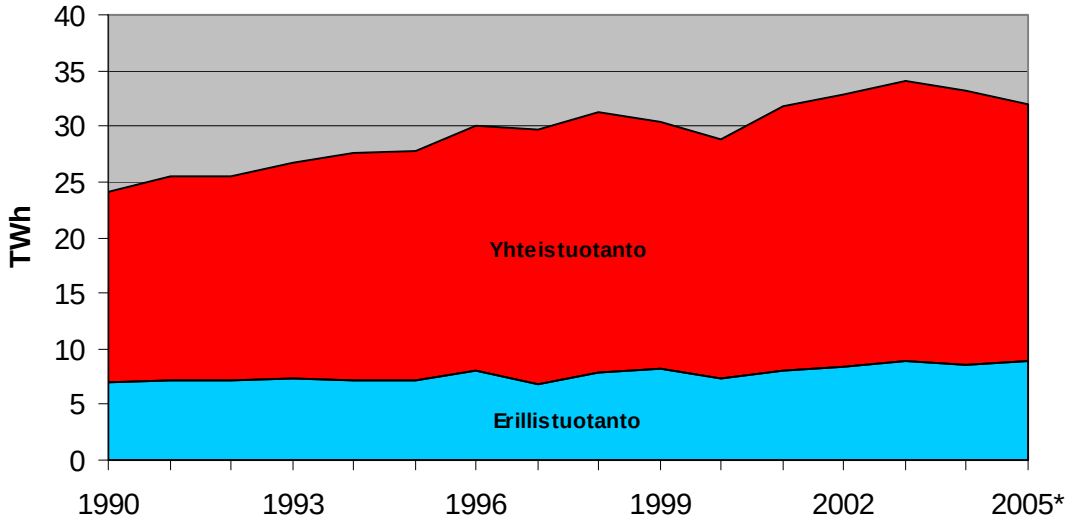
Edellä mainittuja referenssikaupungin lähtötietoja hyväksi käyttäen lasketaan kahdella eri tuotantorakenteella ja kahdella eri hybridilämmitysskenaariolla vaikutukset yhdyskunnalle ja ympäristöön. Lopuksi tulevaisuuden epävarmuutta analysoidaan herkkyysanalyysin avulla. Herkkyysanalyysissä otetaan huomioon tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitykset.

2 Sähkön- ja lämmöntuotanto

Sähkön- ja lämmöntuotannosta puhuttaessa lämmöllä tässä tutkimuksessa tarkoitetaan kaukolämpöä. Tuotettaessa sähköä yhdistetyllä sähkön- ja lämmöntuotannolla saadaan myös lämpöä, joka myydään kuluttajille kaukolämpönä. Kaukolämmöllä on merkittävä rooli yhteiskunnan energiatehokkuuden ja ympäristöystävällisyyden kannalta.

2.1 Yleistä

Suomi on yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon johtava maa. Suomessa kaukolämpöä tuotettiin vuonna 2005 noin 31,2 TWh. Alla olevasta kuvasta voidaan nähdä, että kaukolämmön tuotannosta 74 % tuotettiin yhdistetyllä sähkön- ja lämmöntuotannolla ja 26 % erillistuotannolla. [48]



Kuva 1. Kaukolämmön hankinta energiamuodoittain (*alustava) [43]

Yhdistetyllä sähkön- ja lämmöntuotannolla on keskeinen rooli sekä ympäristöä vahingoittavien päästöjen vähentämisessä, että Kioton ilmastopöytäkirjan asettamien kasvihuonekaasujen vähentämistavoitteiden täyttämisessä. Kaukolämpöä tuotetaan yhä enemmän uusiutuvilla energialähteillä, joilla saavutetaan alhaisemmat hiilidioksidipäästöt (CO_2). [2]

Suomen energiahuollon omavaraisuusaste on alhainen ja riippuvuus tuontienergian saannista on suuri. Suomen energian kokonaiskulutuksesta tuontienergian osuus on 70 %, vaikka uusiutuvien energialähteiden käyttö on lisääntynyt. [68]

Sähkön kokonaiskulutus vuonna 2005 oli noin 84,9 TWh. [6] Tämä vastaa noin 16 MWh:n sähkön ominaiskulutusta asukasta kohden.

$$sähkön\ ominaiskulutus = \frac{sähkön\ kokonaiskulutus}{väestön\ määrä} \qquad (1)$$

Suomen sähkönkulutus on suurta Euroopan tasolla. Suomen suurin sähkönkäyttäjä on teollisuus, jonka osuus kokonaissähkönkulutuksesta vuonna 2005 oli 52 %. Teollisuuden sähkön tarve laski vuodesta 2004 noin 6,2 %. [13] Kuten taulukosta 1 voi nähdä, sähkön kokonaiskulutus vuonna 2005 laski kokonaisuudessaan 2,5 %. Lämpötila- ja kalenterikorjattu vähennys oli 1,9 %. Syynä tähän ovat metsäteollisuuden kuuden viikon mittainen työnseisaus ja poikkeuksellisen lämpimät säät.

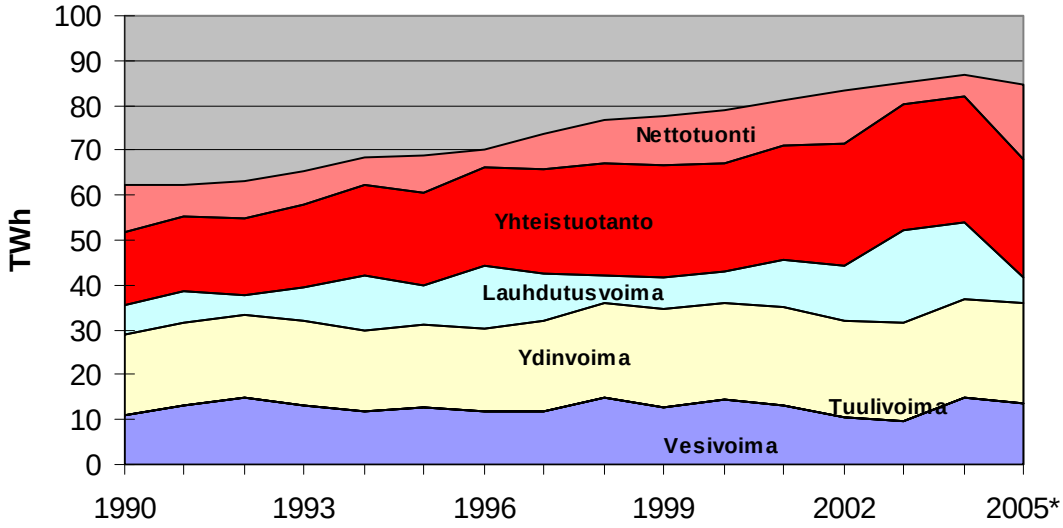
Taulukko 1. Sähkön tuotanto ja ulkomaankauppa [6]

GWh	2004	2005*	Muutos %
KOKONAISTUOTANTO	85 774	70 524	-17,8
Voimalaitosten omakäyttö	3 619	2 662	-26,4
TUOTANTO	82 155	67 862	-17,4
Vesivoima	14 865	13 597	-8,5
Tuulivoima	120	167	39,2
Ydinvoima	21 814	22 334	2,4
Lämpövoima	45 356	31 764	-30,0
Yhteistuotanto - CHP	28 163	26 069	-7,4
kaukolämpö	15 144	14 446	-4,6
teollisuus	13 019	11 623	-10,7
Lauhdutus ym.	17 193	5 695	-66,9
erillinen	17 184	5 680	-66,9
huippukaasut.	9	15	66,7
TUONTI	11 667	17 922	53,6
Venäjältä	11 149	11 312	1,5
Ruotsista	422	6 445	1427,3
Norjasta	96	165	71,9
HANKINTA	93 822	85 784	-8,6
VIENTI	6 797	933	-86,3
Ruotsiin	6 638	802	-87,9
Norjaan	159	131	-17,6
Venäjälle	0	0	
KOKONAISKULUTUS	87 025	84 851	-2,5
Muutos ed. vuodesta %	2,11	-2,5	

* = alustava arvio

2.2 Sähkön erillistuotanto

Valtaosa Suomen sähköntarpeesta tuotetaan erillistuotannolla. Ydin-, vesi- ja lauhdutusvoimien yhteenlaskettu osuus koko sähköntarpeesta on liki 50 %. [6] Kuvasta 2 voidaan havaita sähkön eri hankintamuotojen osuudet.



Kuva 2. Sähkön hankinta ja kokonaiskulutus (*alustava) [43]

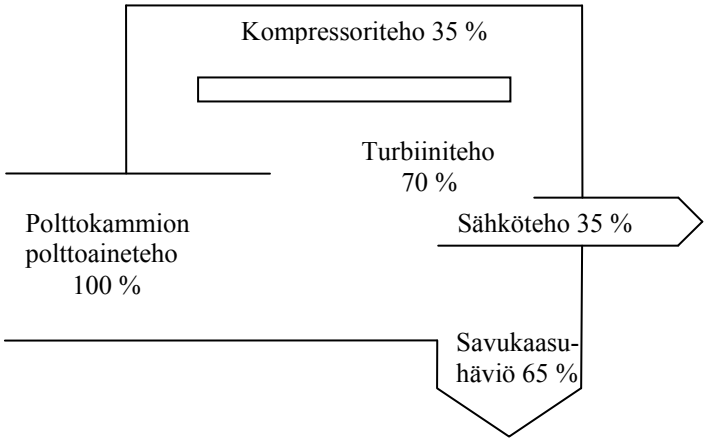
Tässä kappaleessa esitellään muutama tutkimuksen kannalta olennainen erillisen sähköntuotannon laitostyyppi. Vaikka vesi- ja ydinvoimalla tuotetaan suurin osa sähköstä, ei niiden tuotantotapoja käydä läpi tässä tutkimuksessa. Vesi- ja ydinvoimalaitokset ovat peruskuormalaitoksia, jotka käyvät läpi vuoden pysähtyen ainoastaan huoltoseisokkien ajaksi. Tässä tutkimuksessa keskitytään sähkön erillistuotantolaitoksiin, joiden vuosittaisissa käyttöajoissa on enemmän vaihteluita ja jotka ovat olennaisempia yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon kannalta.

2.2.1 Kaasuturbiinilaitos

Kaasuturbiinissa kompressori, turbiini ja generaattori ovat samalla akselilla. Kaasuturbiinilaitos tarvitsee paineilmakompressorin nostamaan ilmanpaineen polttokammiolle riittävän suureksi. Polttokammiossa vallitsee 10–20 baarin ylipaine. Polttokammion jälkeen savukaasut ohjataan turbiinille, jossa savukaasujen lämpötila ja paine pienenee. Savukaasuista saadulla energialla pyöritetään kompressoria ja generaattoria.

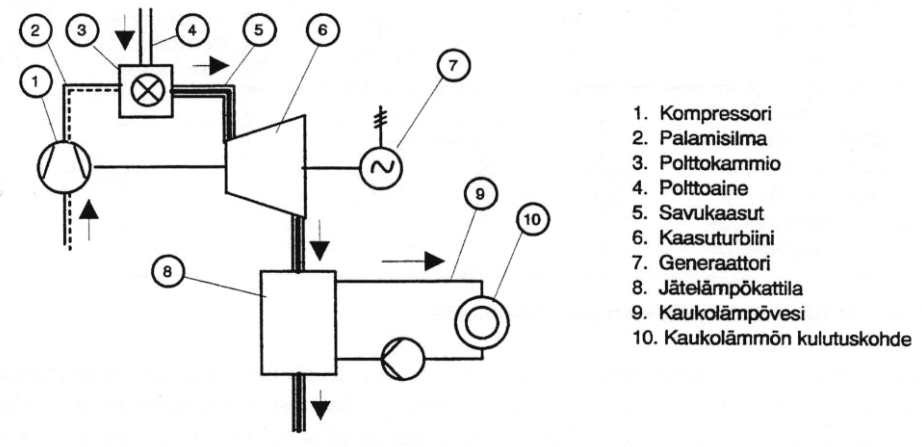
Polttoaineinaan kaasuturbiinilaitos käyttää joko maakaasua tai polttoöljyä. Kaasuturbiinilaitoksia käytetään yksinään lähinnä vara- ja huippuvoimalaitoksina nopean käynnistettävyytensä, huonon sähköntuotannon hyötysuhteen ja korkeiden polttoainekustannustensa takia. [3 s.15]

Kaasuturbiinilaitoksen hyötysuhde jää parhaimmillaankin noin 35 %:iin, kuten seuraavasta kuvasta voi nähdä. Sähköntuotannon hyötysuhde on jopa alhaisempi kuin lauhdutusvoimalaitoksen. Kaasuturbiinilaitoksesta saatavasta tehosta noin puolet menee kompressorin pyörittämiseen. Savukaasujen poistumislämpötila turbiinista on noin 400–550 ˚C, jota ei voida käyttää hyväksi. Tästä johtuen hyvin huomattava osa häviöistä muodostuu savukaasuhäviöistä, jonka osuus on 65 %. [3 s.15–16]



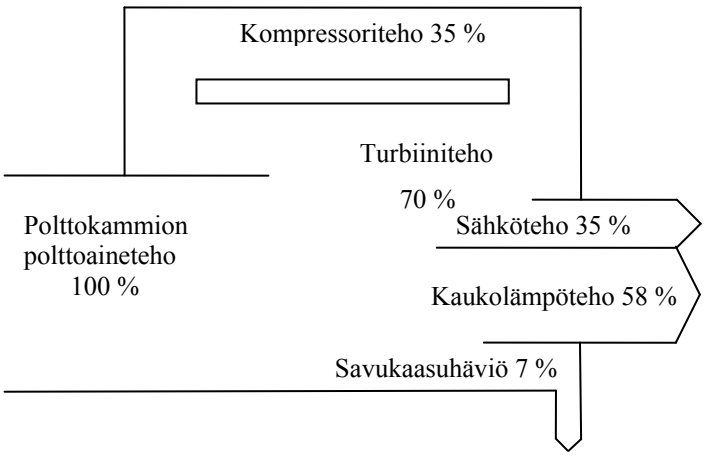
Kuva 3. Kaasuturbiinilaitoksen sankey-diagrammi [3 s.16]

Mikäli tarvetta on lämmöntuotannolle, pystytään kaasuturbiinilaitoksen hyötysuhdetta parantamaan liittämällä turbiinin jälkeen lämmöntalteenottokattila, jonka avulla saadaan turbiinin jälkeen muuten hukkalämmöksi menevät savukaasut hyötykäyttöön. Lämmöntalteenottokattilan avulla savukaasujen lämpöenergia saadaan muutetuksi kaukolämmöksi. Lämmöntalteenottokattilalla varustetun kaasuturbiinilaitoksen periaatekaavio selviää kuvasta 4.



Kuva 4. Lämmöntalteenottokattilalla varustetun kaasuturbiinilaitoksen periaatekaavio [3 s.16]

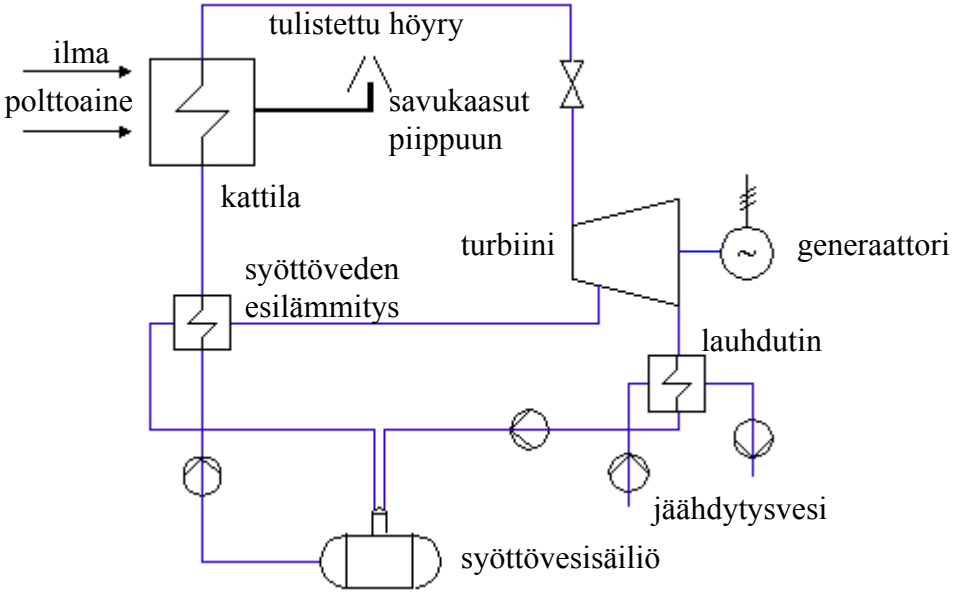
Käytettäessä lämmöntalteenottokattilaa kaasuturbiinilaitoksen perässä, saadaan laitoksen kokonaishyötysuhteeksi yli 90 %. Kuten seuraavasta kuvasta voidaan nähdä, savukaasuhäviöt eivät näin ollen ole enää kuin 7 % ja kaukolämpöteho jopa 58 %.



Kuva 5. Lämmöntalteenottokattilalla varustetun kaasuturbiinilaitoksen sankey-diagrammi [3 s.17]

2.2.2 Lauhdutusvoimalaitos

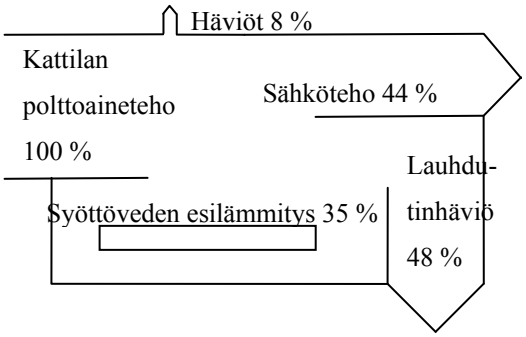
Lauhdutusvoimalaitoksilla tuotetun sähkön osuus on yli puolet Suomen kokonaissähköntuotannosta. Lauhdutusvoimalaitoksiksi luetaan sekä ydinvoimalaitokset että fossiilisia polttoaineita (maakaasu, kivihiili, öljy ja turve) käyttävät lauhdutusvoimalaitokset. Kuva 6 esittää periaatteellisen kytkentäkaavion tavallisesta lauhdutusvoimalaitoksesta.



Kuva 6. Tavallisen lauhdutusvoimalaitoksen periaatekaavio

Lauhdutusvoimalaitosten toimintaperiaate perustuu veden ja vesihöyryn kiertoprosessiin. Kuvasta 6 nähdään kattilan kytkentä lauhdutusvoimalaitosprosessiin. Tässä prosessissa vesi syötetään syöttövesipumpulla kattilaan, jossa se lämmitetään höyrystymislämpötilaan. Tämän jälkeen vesi höyrystyy, jonka jälkeen vesihöyryä lämmitetään lisää eli *tulistetaan*. Tämä tulistettu höyry johdetaan turbiiniin, jossa se paisuu lauhduttimessa vallitsevaan lämpötilaan ja paineeseen. Osa höyryn lämpöenergiasta saadaan muutetuksi turbiinia pyörittäväksi mekaaniseksi energiaksi. Turbiini pyörittää generaattoria, jolla mekaaninen energia saadaan muutettua sähköenergiaksi. Lauhduttimessa vesihöyry lauhdutetaan jäähdytysvedellä alhaisempaan lämpötilaan. Lauhduttimen tehtävä on muuttaa vesihöyry takaisin vedeksi. Vesihöyrystä vapautunut lämpö johdetaan ympäristöön lauhduttimessa kiertävän kiertoaineen avulla. Vedeksi muuttunut kiertoaine ohjataan uudestaan syöttövesisäiliöön, josta se pumpataan syöttövesipumpulla takaisin kattilaan. [3 s.10]

Lauhdutusvoimalaitokset ovat suuria, kokoluokaltaan yli 100 MW peruskuormalaitoksia, joilla on suuret energiahäviöt. Lauhdutusvoimalaitosten hyötysuhde on parhaimmillaankin ainoastaan noin 44 %, koska vain osa polttoaineeseen sitoutuneesta kemiallisesta energiasta saadaan muutetuksi sähköksi. Lauhdutusvoimalaitosten hyötysuhde kasvaa talvella, jolloin jäähdytysveden lämpötila on alempi. Kuvassa 7 on esitetty tavallisen lauhdutusvoimalaitoksen energiatase sankey-diagrammi, josta voidaan havaita suurimman häviön muodostuvan turbiinin jälkeen olevassa lauhdutinosassa. [3 s.11]



Kuva 7. Tavallisen lauhdutusvoimalaitoksen energiataseen sankey-diagrammi [3 s.11]

Hyötysuhdetta voidaan parantaa

- nostamalla tuorehöyryn painetta
- laskemalla lauhdutinpainetta
- käyttämällä välitulistusta
- käyttämällä syöttöveden lämmittämiseen turbiinien väliottohöyryä
- komponenttien (pumppujen, esilämmittimien, jne.) hyötysuhteita parantamalla

2.3 Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto

Suomi on maailman johtava maa yhdistetyssä sähkön ja lämmöntuotannossa. Yhteistuotantolaitoksissa polttoaine pystytään käyttämään lähes kokonaan hyväksi. Kun sähköä ja lämpöä tuotetaan korkealla hyötysuhteella, säästetään polttoainetta, ympäristöä ja tuotantokustannuksia. Kokonaispäästöt vähenevät yhteistuotantolaitoksissa myös puoleen, kun sähköä ja lämpöä tuotetaan samassa prosessissa. [70]

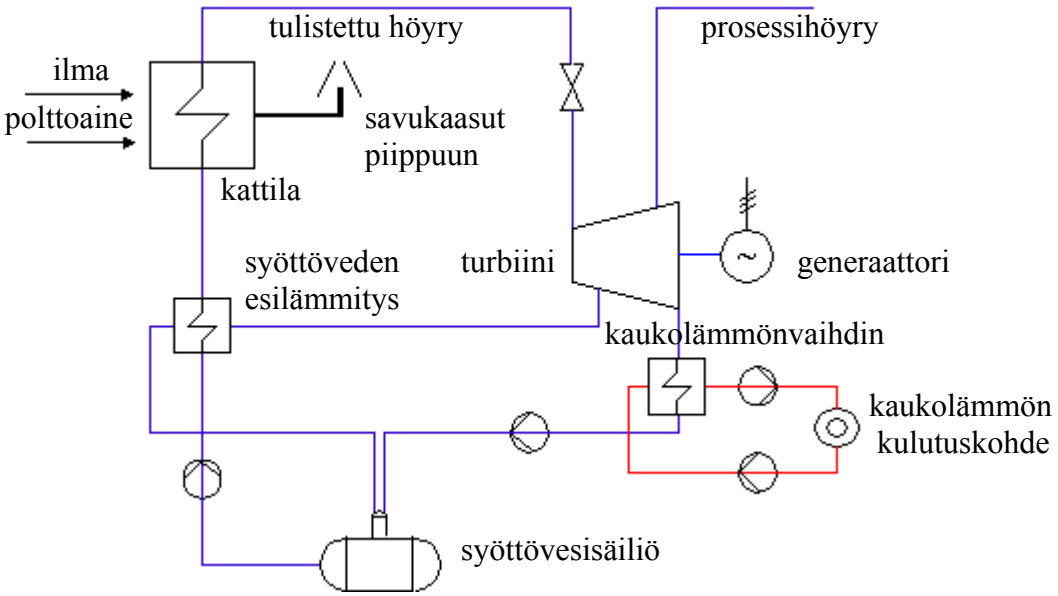
Sähkön ja lämmön yhteistuotannosta saatavan sähkön osuus Suomessa oli noin 31 % vuoden 2005 kokonaissähkönkulutuksesta. Lukuarvona tämä vastaa noin 26,1 TWh, mikä on noin 7 % vähemmän kuin vuonna 2004. [1] Yhdistetyssä sähkön- ja lämmöntuotannossa höyryturbiinin jälkeisen ylipaineisen höyryn sisältämä lämpömäärä hyödynnetään joko kaukolämmityksessä tai prosessiteollisuudessa.

2.3.1 Vastapainevoimalaitos

Vastapainevoimalaitos on sähköä ja lämpöä tuottava laitos. Vastapainevoimalaitoksista voidaan käyttää myös nimitystä *kaukolämpölaitos* tai *lämmitysvoimalaitos*. [12 s.183]

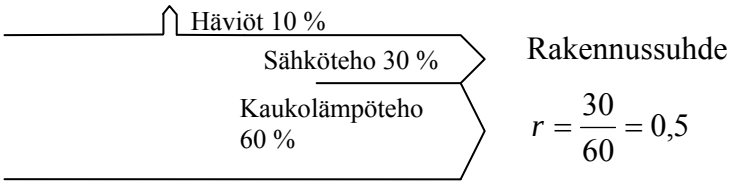
Vastapainevoimalaitokset eroavat lauhdutusvoimalaitoksista käytännössä ainoastaan siinä, että vastapainevoimalaitoksissa turbiinin jälkeisen höyryn lämpöenergia käytetään hyödyksi joko kaukolämpöveden lämmittämisessä tai prosessiteollisuuden tarpeissa. Yhdistetyssä sähkön- ja lämmöntuotannossa pystytään käyttämään paremmin hyödyksi polttoaineesta vapautuva lämpöenergia, koska turbiinista ulos tuleva höyry johdetaan lauhduttimen sijasta hyötykäyttöön. [4 s.73] Tämän turbiinin jälkeisen höyryn lämpöenergian hyödyntäminen nostaa vastapainevoimalaitoksen hyötysuhteen jopa yli 90 %:iin. Turbiinin jälkeinen höyry lauhdutetaan kaukolämmönvaihtimessa, jossa vallitsee tarvittavasta lämpötilasta (t = 120-50 ˚C) riippuva vastapaine. Lauhtuvan höyryn paine on korkeasta lämpötilasta johtuen oltava yli 1 bar. Talvisin kaukolämpöveden lämpötila on maksimissaan 120 ˚C, jolloin vastapainepuolella täytyy olla painetta 2-3 bar riippuen lämmönvaihtimen pinta-alasta. On olemassa myös matalalämpöisempiä verkkoja, joiden lämpötila on alle 100 ˚C. [12 s.183]

Yhteistuotannossa optimoidaan sähkön- ja lämmöntuotantoa tarpeen mukaan. Sähkö on usein päätuote, jonka tuotannon maksimointiin pyritään. Kun kyseessä on lämmöntuotannon optimointi, varmistetaan hetkittäinen lämmitystehohuippu käyttämällä lämpökeskuksia. Sähkön tuotantoa optimoidessa voidaan osa sähköstä hankkia markkinahintaan muilta toimittajilta. [44] Sähkön määrä tuotetun lämpöenergian määrään nähden on noin puolet. Mikäli voimalaitoksessa tuotetaan 100 MW lämpötehoa, saadaan sieltä tyypillisesti noin 50 MW sähkötehoa. Vastapainevoimalaitoksesta saatavan sähkötehon määrää voidaan suurentaa pienentämällä väliottohöyryn massavirtaa. Näin saadaan suurempi höyrynvirtaus turbiinille. Turbiinin matalapaineosa määrää rajoitukset höyrymäärälle, koska sitä ei ole suunniteltu täydelle höyryteholle. Mikäli lämmönkulutus on pientä, voidaan lämpöä varastoida lämpöakkuun. Kuvasta 8 selviää vastapainevoimalaitoksen periaatteellinen kytkentäkaavio. [71 s.48]



Kuva 8. Vastapainevoimalaitoksen periaatekaavio [71 s. 48]

Kuten aikaisemmin mainittiin, lauhdutusvoimalaitoksen hyötysuhde jää parhaimmillaankin 44 prosenttiin. Vastapainevoimalaitoksilla hyötysuhde saadaan jopa noin 90 %:iin.



Kuva 9. Vastapainevoimalaitoksen sankey-diagrammi [3 s.13]

Vastapainevoimalaitosten sähkön- ja lämmöntuotannon tehojen suhde ilmaistaan rakennussuhteella. Rakennussuhde määritellään seuraavasti [11]

$$rakennussuhde = \frac{laitoksen\ nettosähköntuotanto\ [MW]}{laitoksen\ nettolämmöntuotanto\ [MW]} \qquad (2)$$

Rakennussuhde ei ole vakio. Se muuttuu eri laitostyypeillä. Rakennussuhde selvitetään mittausajankohtana, jolloin laitoksen ajo- eli käyttötilanne on mahdollisimman vakio. Rakennussuhteet vaihtelevat suuresti. Polttomoottorilaitoksilla rakennussuhde on niinkin alhainen kuin 0,2–0,3, kun taas kombivoimalaitoksissa päästään korkeaan, jopa yli

yhden rakennussuhteeseen niiden kaasumaisten polttoaineiden käytön vuoksi. Tällöin sähköä saadaan tuotettua lämpöä enemmän. Kombivoimalaitoksessa yhdistetään kaasuturbiinilaitos höyryturbiinilaitosprosessin kanssa.

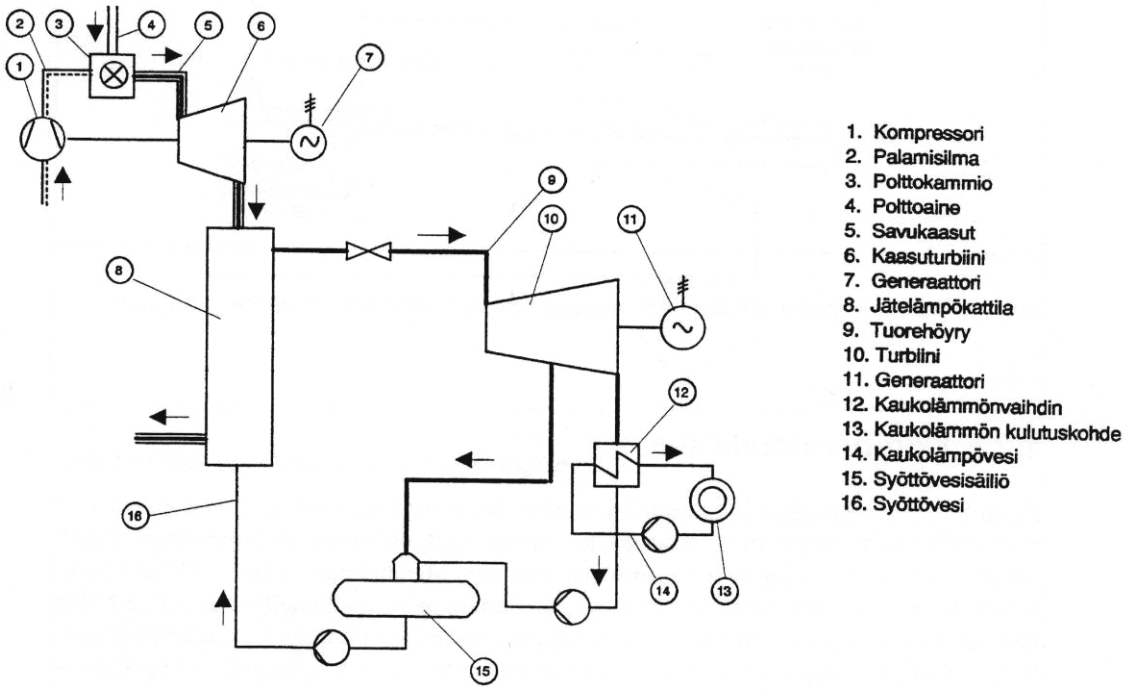
Teollisuuden vastapainevoimalaitos

Teollisuuden vastapainevoimalaitoksen pääasiallinen tehtävä on tuottaa sähköä ja lämpöä teollisuusprosessille. Suurin osa teollisuuden vastapainevoimalaitoksista on metsäteollisuuden käytössä. Laitokselle on ominaista ja olennaista sen rakentaminen ja toiminnallisuus suoraan prosessiin kuuluvana.

Teollisuuden vastapainevoimalaitokset käyttävät pääasiallisena polttoaineenaan prosessista sivutuotteena syntyviä jätteitä, kuten kuorta, puujätettä, masuunikaasua tai mustalipeää. Hyvin harva metsäteollisuuden vastapainevoimalaitos toimii ainoastaan ulkopuolisen polttoaineen varassa. [4] Esimerkkinä teollisuuden prosessissa toimivasta vastapainevoimalaitoksesta on soodakattila, jossa poltetaan mustalipeää.

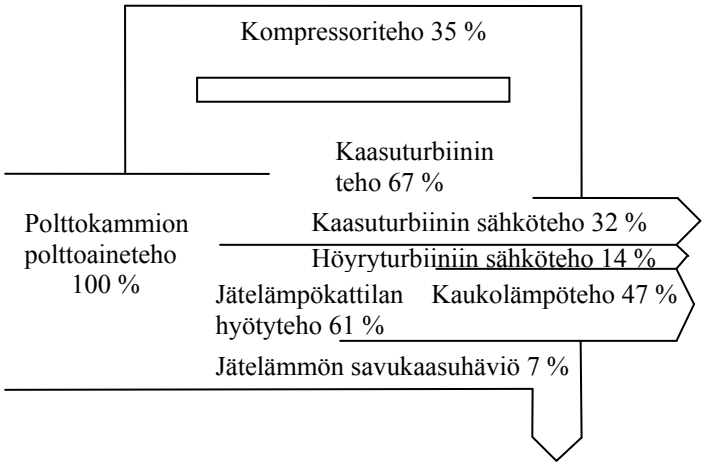
2.3.2 Kombivoimalaitos

Kombivoimalaitoksessa on perinteinen kaasuturbiinilaitos yhdistettynä höyryturbiinivoimalaitoksen kanssa. Kuvassa 10 voidaan nähdä kombivoimalaitoksen periaatekaavio.



Kuva 10. Kombivoimalaitoksen periaatekaavio [3 s.18]

Yllä olevasta kuvasta selviää, kuinka kaasuturbiinin jälkeiset savukaasut ohjataan jätelämpökattilaan. Jätelämpökattilassa syöttövesi höyrystyy tuorehöyryksi kuumien savukaasujen sisältämän lämpöenergian avulla ja ohjataan höyryturbiinille. Turbiini pyörittää generaattoria ja turbiinin jälkeinen höyry lauhdutetaan kaukolämmönvaihtimessa takaisin syöttövedeksi. Kaukolämmönvaihtimessa kaukolämpöverkosta palannut jäähtynyt kaukolämpövesi lämmitetään taas uudestaan kiertoa varten.



Kuva 11. Kombivoimalaitoksen sankey-diagrammi [3 s.18]

Kuva 11 esittää kombivoimalaitoksen sankey-diagrammia, josta saadaan kombivoimalaitoksen kokonaishyötysuhteeksi 93 % laskemalla yhteen höyryturbiinin sähkö- ja kaukolämpöteho ja kaasuturbiinin sähköteho.

Maakaasukombivoimalaitoksen sähköntuoton hyötysuhde on parhaimmillaan noin 40–50 %. Maakaasukombivoimalaitoksen korkea kokonaishyötysuhde on helposti selitettävissä *Carnot* -kiertoprosessin avulla. Carnot -ihanneprosessin hyötysuhde on riippuvainen ainoastaan lämmönviennin ja -poiston aikana vallitsevista lämpötiloista. Yhdistämällä kaasuturbiinivoimalaitosprosessi ja höyryturbiinivoimalaitosprosessi saadaan lämpötilan viennin ja poiston välinen ero mahdollisimman suureksi, jolloin saadaan myös huomattavasti parempi koko voimalaitoksen hyötysuhde. [12 s.185] Maakaasukombivoimalaitoksen lämmönviennin lämpötila voi kohota jopa 1300 celsius asteeseen (1573 K) ja poiston lämpötila kaukolämmönvaihtimen lauhdutuksen ansiosta pudota jopa 65 celsius asteeseen (338 K). Tällöin päästään Carnot -ihanneprosessin avulla seuraavanlaiseen hyötysuhteeseen [12 s.22]

$$\eta = \frac{(T_V - T_P)}{T_V} = \frac{(1573\,K - 338\,K)}{1573\,K} \cdot 100\,\% = 78{,}5\,\% \qquad (3)$$

2.4 Lämmön erillistuotanto

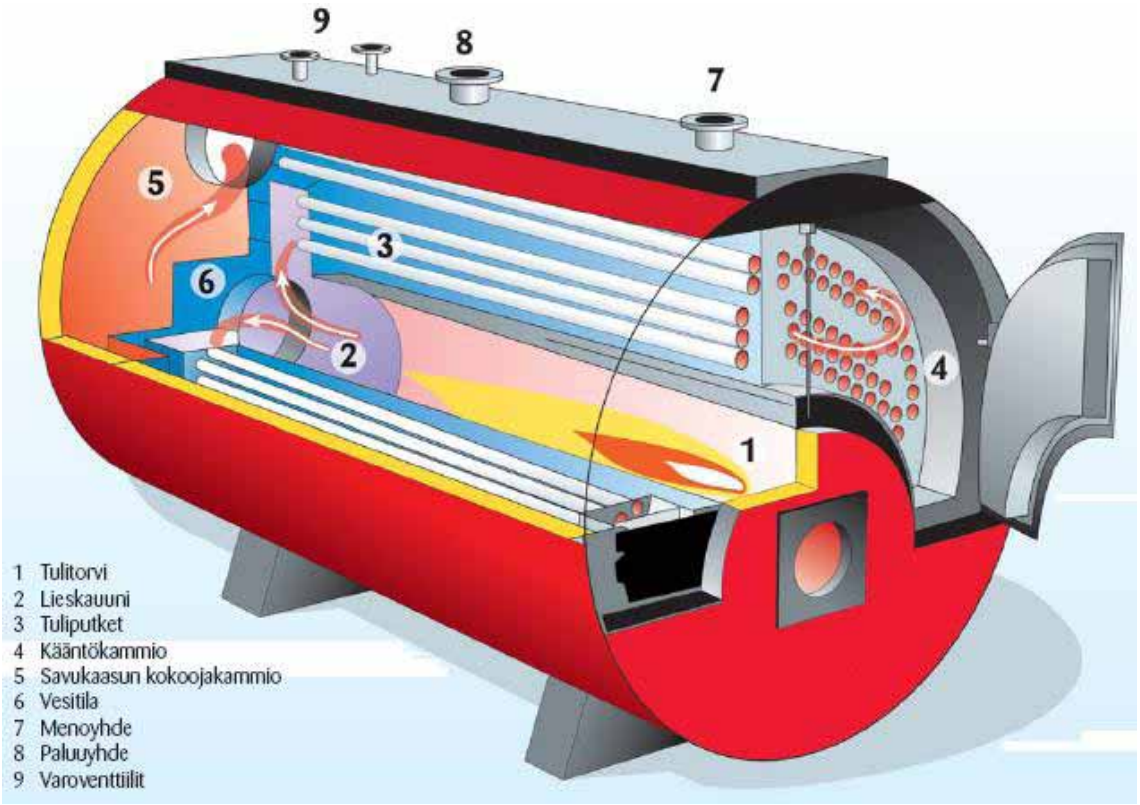
Lämmön erillistuotantolaitoksia ovat kaukolämpöä tuottavat lämpökeskukset, joissa ei ole sähkön tuotantoa. Kuten kuvasta 1 voitiin havaita, lämpökeskuksilla tuotettiin Suomessa 26 % kaukolämmöstä vuonna 2005. [48] Lämpökeskukset voivat olla jatkuvatoimisia peruskuormalaitoksia tai ajoittain päällä olevia huippu- ja varakuormalaitoksia. Lämpökeskusten pääpolttoaineita ovat raskas ja kevyt polttoöljy, maakaasu, puu ja turve. Huippu- ja varakuormalaitosten pääpolttoaineita ovat yleensä maakaasu ja öljy, mikä johtuu kaukokäynnistyksen helppoudesta ja toimintavarmuudesta. [44] Lämpökeskukset ovat myös suhteellisen edullisia rakentaa, niillä on lyhyet käyttöajat ja energiakustannukset eivät ole merkittäviä.

Kiinteitä polttoaineita käyttävissä lämpökeskuksissa hyötysuhteet vaihtelevat tyypillisesti välillä 85–94 %, raskaalla polttoöljyllä 88–93 % ja maakaasulla 94–97 %. [76 s.25–26] Kattilan mitoituksesta, polttoaineesta, polttotekniikasta sekä ajoparametreista

(esimerkiksi kuorma, savukaasun happipitoisuus) riippuen hyötysuhde vastaa kulutussuhteeltaan luokkaa 1,1–1,2. Savukaasuhäviöt muodostavat suurimman häviön prosessissa. Savukaasuhäviön suuruus riippuu savukaasun happipitoisuudesta ja loppulämpötilasta. [45]

2.4.1 Tulitorvi/tuliputkikattilalaitos

Tulitorvi/tuliputkikattiloissa savukaasut virtaavat tuliputkien sisäpuolella ja tulitorvessa. Yhdessä kattilassa on joko yksi tai kaksi tulitorvea. Savukaasut johdetaan kääntökammion kautta halkaisijaltaan pieniin tuliputkiin ja edelleen kattilan etuosaan, josta ne kääntökammion kautta johdetaan toisia putkia myöden kattilan perään ja savupiippuun. Kuvasta 12 voidaan nähdä kuinka tulitorvea ja tuliputkia ympäröi vesitila, jossa vesi lämpenee ja poistuu venttiilien kautta vesiputkistoon. Poltinta säädetään kattilan veden lämpötilan mukaan. Mikäli veden lämpötila alenee, polttimen tehoa lisätään ja mikäli veden lämpötila nousee liikaa, polttimen tehoa pienennetään. Tulitorvi/tuliputkikattilat kuuluvat suurvesikattiloihin, joiden maksimiteho on 15 MW/tulitorvi eli 30 MW/kattila ja paine yleensä alle 20 bar. Kattilatyypissä on tehoon nähden suuri vesimäärä, joten kattila toimii varaajana ja tasaa kuorman vaihteluita. [45 s.22]

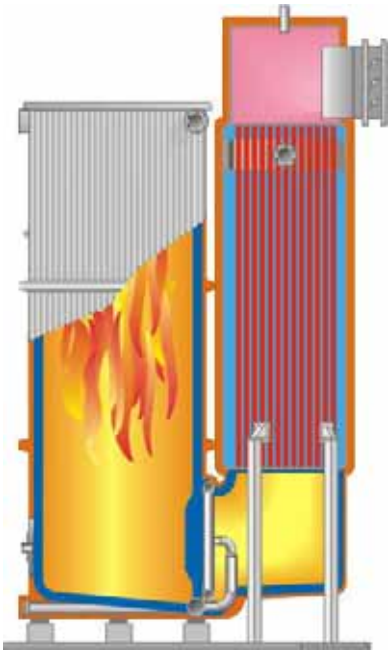


Kuva 12. Tulitorvi/tuliputkikattilan toimintaperiaate [59]

Nykyään yksittäiset öljy- ja maakaasukattilat ovat 12–15 MW:n kattilatehoon asti tulitorvi/tuliputkikattiloita, jotka ovat varustettu yhdellä tulitorvella. Kahdella tulitorvella varustettuja kattiloita voidaan valmistaa aina 25–30 MW:n kattilatehoon asti. Sitä suuremmat kattilat ovat tyypiltään vesiputkikattiloita, koska kattilan rakenteesta johtuen suuri tilantarve ja paksut ainevahvuudet ovat usein esteenä suurempien yksiköiden valmistuksessa. [45 s.22] Tulitorvi/tuliputkikattiloiden hyötysuhde on noin 81–88 %, maakaasua polttoaineena käyttävien, jopa yli 90 %. [61]

2.4.2 Vesiputkikattilalaitos

Toisin kuin tulitorvi/tuliputkikattiloissa, vesiputkikattiloissa vesi virtaa putkien sisällä ja savukaasut vesiputkien ulkopuolella. Vesiputkikattilat voivat olla kuumavesi-, kylläisen höyryn tai tulistetun höyryn kattiloita. Vesitilavuuteen verrattuna, vesiputkikattilan tulipinta on suurempi kuin tulitorvi/tuliputkikattilassa. Vesiputkikattilan putkien pienestä läpimitasta johtuen voidaan vesiputkikattiloita rakentaa myös erittäin korkeille painetasoille ilman, että putkien ainepaksuus tulee suhteettoman suureksi. Kiinteällä polttoaineella toimivat kattilat ovat pääsääntöisesti tyypiltään vesiputkikattiloita. [45 s.22–23]



Kuva 13. Vesiputkikattilan periaatekuva [60]

Kuvan 13 mukainen vesiputkikattila voidaan varustaa nimellistehon perusteella 1-3 polttimella. Kattilan tehoalue on 20–120 MW. [60] Vesiputkikattilalaitosten hyötysuhde on noin 86–90 %. [61]

2.5 Kaukolämpöjärjestelmän tuotantorakenne

Kaukolämpöjärjestelmissä on yleistä, että CHP -laitoksien kanssa samassa verkossa on myös enintään 20 MW:n erillisen lämmöntuotannon laitoksia.

Taulukko 2. Kaukolämpöjärjestelmien lukumäärät ja laitoskoot

	Kpl
Kaukolämpöjärjestelmiä Suomessa, joissa CHP -laitos	58
CHP -laitoksen kanssa samassa järjestelmässä ≤ 20 MW:n erillisen lämmöntuotannon laitoksia	45
CHP -laitoksen kanssa samassa järjestelmässä > 20 MW:n erillisen lämmöntuotannon laitoksia	13

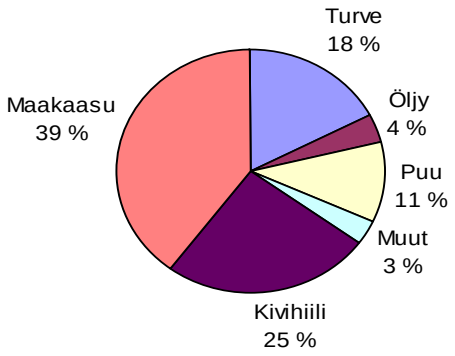
Suomessa on 58 kaukolämpöverkkoa, joissa on CHP -laitos tai laitoksia. Neljässäkymmenessäviidessä näistä kaukolämpöverkosta on myös erillisiä, enintään 20 MW:n laitoksia. Näiden erillisten lämpölaitosten lämpöteho vaihtelee 5-350 % välillä CHP -laitoksen tai laitosten lämpötehosta. Pienemmät prosenttiosuudet kuvaavat kaukolämpöverkkoja, joissa on suuri tai suuria CHP -laitoksia ja vain yksi tai yksittäisiä enintään 20 MW:n laitoksia. Suuremmat prosenttiosuudet taas kuvaavat kaukolämpöverkkoja, joissa on yleensä yksi pieni CHP -laitos. Tämän CHP -laitoksen tuotannon osuus koko kaukolämpöverkon tehosta on yleensä pieni, keskimäärin noin 25 %. [66 s.6-7]

Kaukolämpöverkot, joissa on CHP -tuotantoa, mutta joissa on suurempia kuin 20 MW:n erillisen lämmöntuotantolaitoksia, on siis 13 kappaletta. Nämä ovat tyypillisesti joko suuria kaupunkeja, joiden huippu- ja varalämpökeskukset ovat teholtaan yli 20 MW tai pieniä kaukolämpöverkkoja, joissa lämmöntuotantokapasiteetti on keskitetty vain yhteen tai kahteen lämpökeskukseen, joiden teho on suurempi kuin 20 MW. [66 s.7]

97 % CHP -tuotannon verkoissa olevista erillisistä, enintään 20 MW:n laitoksista on öljy- tai maakaasukäyttöisiä. On olemassa joitain enintään 20 MW:n kiinteän polttoaineen kattiloita CHP -tuotannon verkossa, mutta ne ovat useimmiten samalla tontilla CHP -laitoksen kanssa, eivätkä siten ole erillisiä laitoksia. [66 s.7]

3 Sähkön- ja lämmöntuotannon polttoaineet ja ympäristövaikutukset

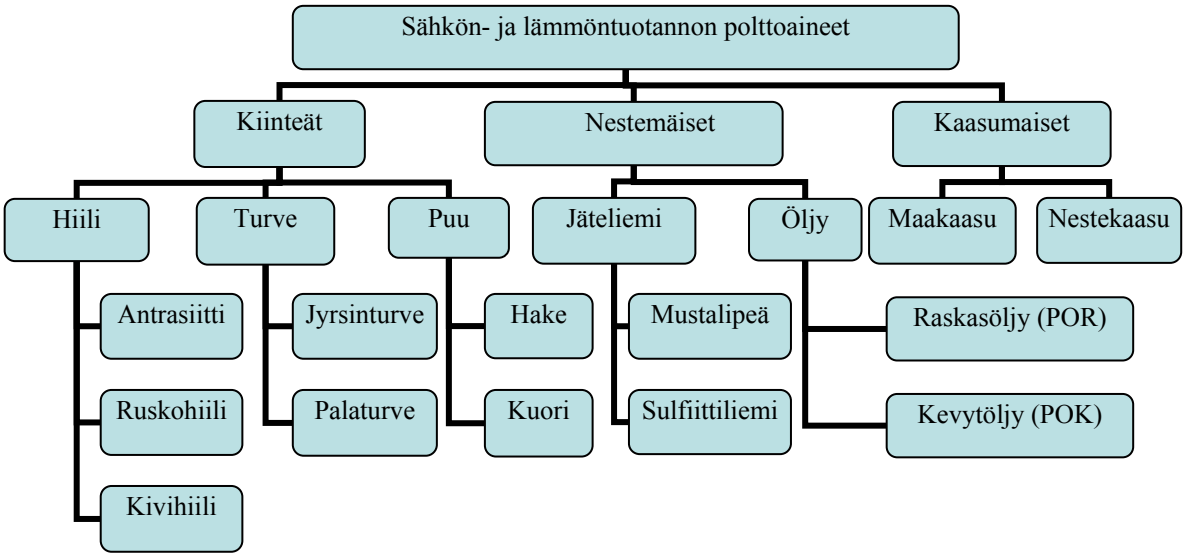
Sähkön ja lämmön tuottamiseen voidaan käyttää useita eri polttoaineita joko yhdessä tai erikseen. Polttoainevalinta riippuu paljon voimalaitoksen sijainnista ja tehosta. Nykyisin ympäristön tarpeet ja -suojelu ovat ohjanneet polttoainevalintaa hinnan sijaan. Viime aikoina on siirrytty käyttämään yhä enemmän biopolttoaineita fossiilisten polttoaineiden sijasta. Syynä tähän on pyrkimys vähentää haitallisten kasvihuonekaasujen muodostumista lämmöntuotannossa. Fossiilisia polttoaineita ovat kivihiili, öljy, maakaasu ja turve. Biopolttoaineiksi luokitellaan puuperäiset polttoaineet ja biojäte. [48] Alla olevasta kuvasta voidaan nähdä missä suhteessa kaukolämmön ja siihen liittyvän sähkön tuotantoon käytettiin polttoaineita vuonna 2005. [48]



Kuva 14. Kaukolämmön ja siihen liittyvän sähkön tuotantoon käytetyt polttoaineet Suomessa vuonna 2005

Maakaasun käyttö sähkön- ja lämmöntuotannossa on ollut tasaisessa kasvussa ja maakaasulla on vieläkin merkittävä rooli maakaasuputkiston piirissä olevissa kaupungeissa. Turvetta poltetaan pääasiassa niissä sisämaan kaupungeissa, joissa maakaasua ei ole saatavilla. Tämän vuosikymmenen aikana metsäntähdehaketta on alettu käyttämään turpeen kanssa seospolttona. Kivihiiltä käytetään pääasiassa rannikkokaupungeissa. [68]

Höyryvoimalaitoksissa käytetyt polttoaineet voidaan luokitella kolmeen kategoriaan käsittelyominaisuuksiensa perusteella: kiinteät, nestemäiset ja kaasumaiset polttoaineet.



Kuva 15. Höyryvoimalaitosprosessin tyypillisimmät polttoaineet [3 s.22]

Polttoaineita tarkasteltaessa tulee kiinnittää huomiota erilaisiin polttoaineiden ominaisuuksiin. Näitä ovat polttoaineen tehollinen lämpöarvo, polttoaineen kuiva-aineen hiili-, rikki- ja typpipitoisuus sekä kiinteät päästöominaisuudet, kuten pienhiukkaspäästöt ja tuhkapitoisuus. Liitteeseen III on kerätty eri polttoaineiden keskimääräiset polttoominaisuudet. Lämpöarvo kertoo kuinka paljon täydellisessä palamisessa kehittyy energiaa polttoaineyksikköä kohden. Lämpöarvo ilmoitetaan kiinteillä ja nestemäisillä polttoaineilla tavallisesti megajouleina polttoainekiloa kohden, MJ/kg. Kaasumaisilla polttoaineilla se ilmoitetaan megajouleina kuutiometriä kohden, MJ/m^3. Hiili-, rikki- ja typpipitoisuudet ilmoitetaan prosentuaalisina osuuksina polttoaineen kuiva-aineessa. Muodostuva tuhka ilmoitetaan painoprosenttina.

Liitteen III polttoaineiden ominaisuuksien lisäksi kiinteille polttoaineille käytetään hapettumiskerrointa 0,99 ja muille polttoaineille kerrointa 0,995. Hapettumiskerroin on se osa polttoaineen sisältämästä hiilestä, joka hapettuu hiilidioksidiksi palaessaan. Hapettumiskerrointa käytetään, jos päästökertoimessa ei ole otettu huomioon hapettumattoman polttoaineen osuutta.

3.1 Kiinteät polttoaineet

Kiinteitä polttoaineita ovat esimerkiksi kivihiili, turve ja puu. Kiinteiden aineiden ominaisuudet vaihtelevat huomattavasti. Palavan ainesosan ylempi lämpöarvo on yleensä 15–35 MJ/kg, kosteus 1-70 %, tuhkapitoisuus 1-50 % ja haihtuvat aineosat 4-70 %.

Haihtuvien aineosien määrä on suoraan verrannollinen polttoaineen ikään. Mitä nuorempaa polttoaine on, sitä enemmän siinä on haihtuvia aineita. Suurimmat arvot ovat puulla ja turpeella ja pienimmät antrasiitilla. [42]

3.1.1 Kivihiili

Kivihiili on merkittävä energiantuotannon polttoaine. Kivihiili on toiseksi yleisin huoltovarmuuspolttoaine sen teknisen ja taloudellisen varastoitavuuden vuoksi. Lisäksi kivihiilen kuljetus on yksinkertaista. [21 s.24] Kivihiili ei ole kriisiherkkä polttoaine ja sen tunnetut käytettävissä olevat varat ovat moninkertaiset muihin polttoaineisiin verrattuna. [22]

Kivihiilen hiilipitoisuus riippuu sen iästä. Vanhimmat kerrostumat ovat antrasiittia, jossa hiilen pitoisuus voi olla jopa 92–98 %. Varsinaisen kivihiilen hiilipitoisuus on alempi. Ruskohiili on kivihiililajeista nuorin ja näin sen hiilipitoisuuskin on pienin. Maailman kivihiilivaroista noin puolet on ruskohiiltä. Suomessa käytettävästä kivihiilestä valtaosa on antrasiittia ja sen lämpöarvo on yli 23 865 KJ/kg, sisältäen kosteuden, mutta ei tuhkaa. [21 s.16–17] [15]

Kivihiiltä käytetään Suomessa energiantuotannossa lauhdutusvoimalaitoksissa, lämpökeskuksissa ja sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Hiiltä käytettiin energiantuotannossa vuonna 2005 noin 130 PJ:n edestä. Hiilen käyttö laski vuonna 2005 jyrkästi vuodesta 2004. Yhtenä syynä voidaan pitää sen käytön kallistumista päästökaupan alettua, sekä viime vuoden leutoa kevättalvea, jolloin lämmitys- ja sähköntuotannon tarve oli normaalia pienempi. Hiilen käytön kulutus sähkön- ja lämmöntuotannon polttoaineena on kuitenkin lähtenyt nousuun vuoden 2006 ensimmäisellä neljänneksellä. [20]

Kivihiilen polton ympäristövaikutukset

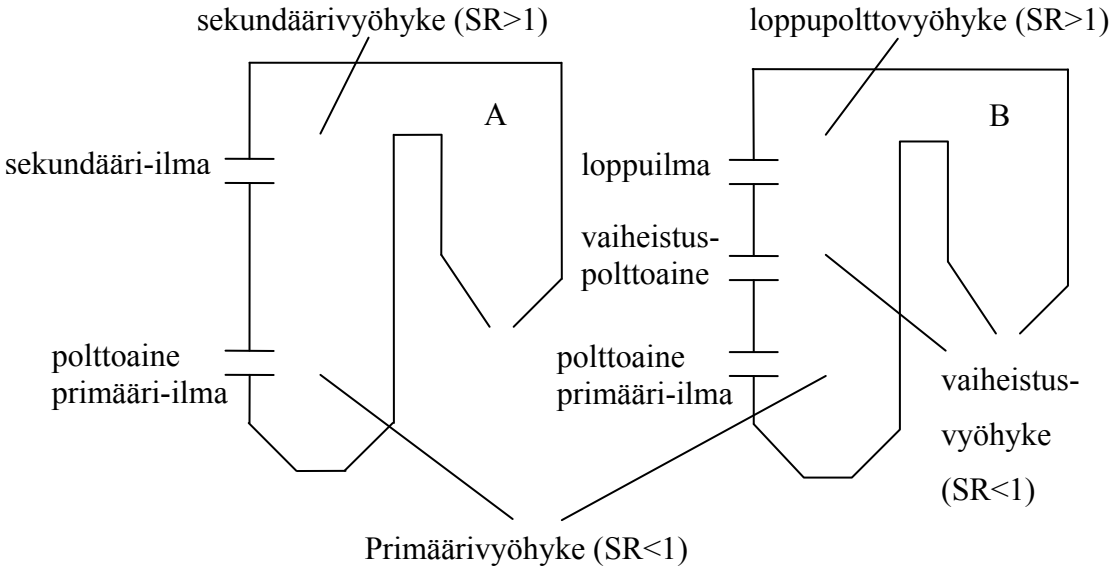
Kivihiiltä poltettaessa muodostuu suuria määriä rikkidioksidi- (SO_2), typenoksidi- (NO_x), hiilidioksidi- (CO_2) ja hiukkaspäästöjä. Suurimmat hiilidioksidipäästöt nykyisessä sähköntuotantojärjestelmässämme aiheutuvat kivihiilen poltosta lauhdutusvoimalaitoksissa. Suomessa käytettävistä polttoaineista, kivihiilellä on poikkeuksellisen suuri tuhkapitoisuus. [3 s.35] Kivihiiltä poltettaessa muodostuu tuhkaa 0,14kg/MWh_{pa}. Kivi-

hiiltä polttoaineena käyttävien voimalaitosten on käytettävä uusia teknologioita polttotekniikassa ja savukaasujen puhdistuksessa, jotta ne pääsisivät nykyisten päästöjen luparajojen alle. [21 s.18] Päästöjen luparajat ovat laitoskohtaisia ja ne riippuvat voimalaitosten iästä ja koosta. Ilmansuojelulaki ja -asetukset määrittävät luparajat päästöille. Vuonna 1982 voimaan astunut laki koskee pääasiassa kiinteiden lähteiden, kuten energiantuotantolaitoksien ja tehtaiden päästöjä. [3 s.232]

Rikkidioksidin määrään päästöissä on hyvin vaikea vaikuttaa, koska käytännössä kaikki rikki polttoaineesta hapettuu rikkidioksidiksi. Polttotekniikallakaan ei voida vaikuttaa muodostuvan rikkidioksidin määrään. Melkein kaikki Suomen kivihiilen pölypolttoon perustuvat isot voimalaitokset on varustettu tehokkailla rikinpoistolaitteilla. [21 s.19] Hiilen poltosta ja puhdistamisesta syntyneet sivuaineet käytetään mahdollisimman hyvin hyödyksi. Tuhka- ja rikinpoistojätteitä käytetään hyödyksi mm. betoniteollisuudessa betonin lisäaineena, maisemarakennuksessa ja kipsilevytuotannossa. Jopa 60 % syntyneistä jätteistä menee uusiokäyttöön. [4 s.18] [22]

Typenoksidien (NO_x) määrään vaikuttaa olennaisesti polttotekniikka, kivihiilen typpipitoisuus ja muut palamistekniset ominaisuudet. NO_x -päästöihin voidaan vaikuttaa sekä savukaasujen puhdistuksella että polttotekniikalla. Nykyistä tekniikkaa hyväksi käyttäen voidaan NO_x -päästöjä vähentää yli 90 %. [23] Kivihiilen pölypolttoon erikoistuneet suuret voimalaitokset Suomessa on varustettu tehokkailla low-NO_x -polttimilla ja/tai yläilman syötöllä. [21 s.20] Low-NO_x -polttotekniikalla saadaan vähennettyä poltossa syntyviä typenoksidipäästöjä. Low-NO_x -polttotekniikalla hyödynnetään ilman ja polttoaineen syötön vaiheistusta, jolla alennetaan palamislämpötilaa.

Yläilman syötössä kattilan alimmat poltinrivit ajetaan ali-ilmaisina ja loppuilma syötetään vasta ylimmän poltinrivin jälkeen. Polttoainevaiheistuksessa on kolme päävaihetta. Ensimmäinen vaihe on pääpalamisvaihe, jossa primääripolttoaine poltetaan ilmaylimäärällä. Vaiheistusvaiheessa lisätään sekundääripolttoainetta ja kolmannessa, eli loppupalamisvaiheessa lisätään ilmaa sekundääripolttoaineen loppuun polttamiseksi. Ilma- ja polttoainevaiheistuksen periaatteet on esitetty kuvassa 16. [35 s. 248–252]



Kuva 16. Ilma- (A) ja polttoainevaiheistus (B) tulipesässä [35 s.249, 252]

3.1.2 Turve

Turvetta syntyy kasvien hajoamisesta kosteilla soilla. Soilla kasvit eivät pääse hajoamaan kunnolla hapen puutteen ja runsaan veden vuoksi, mikä johtaa turvekerroksen paksunemiseen. [24] Turvekerros paksunee noin 1mm/vuosi, joten se on hyvin hitaasti uusiutuva luonnonvara. Turpeen uusiutumisiän vuoksi se usein rinnastetaan fossiiliseksi polttoaineeksi. [4 s.21] Turpeen uusiutumisaika on 2000–3000 vuotta ja se luokitellaankin Suomen ilmastostrategiassa hitaasti uusiutuvaksi biomassapolttoaineeksi. [24] [25 s.11]

Suomen maapinta-alasta noin 32 % on suota. [3 s.25] Energiaturvetuotannossa on kuitenkin ainoastaan noin 0,6 % koko suoalasta. [25] Energiantuotantoon soveltuu parhaiten pitkälle maatunut ja siten runsaasti energiaa sisältävä turve, jota löytyy soiden ala- ja keskikerroksista. Turvetta käytetään pääpolttoaineena sisämaan lämmitysvoimalaitoksissa, jossa turvetta on lähellä saatavilla. Turve on myös yksi huoltovarmuuspolttoaine, jolla voidaan tukea puupolttoainetta pääpolttoaineena käyttävien voimalaitoksien toimintaa puupolttoaineen saatavuuden tai laadullisten ongelmien sattuessa. [24] Turvetta käytetään paljon myös seospolttoaineena puun kanssa. [25 s.12]

Turpeen yksi tärkeimmistä ominaisuuksista on maatumisaste. Hiilen määrä turpeessa lisääntyy maatumisasteen kasvaessa. Mikäli turpeen annetaan maatua tarpeeksi pitkään,

se muuttuu kivihiileksi. Energiantuotannossa käytetään sekä pala- että jyrsinturvetta. Suurin osa energiantuotannosta on kuitenkin jyrsinturvetta. [26]

Vuonna 2005 turvetta käytettiin Suomen energiantuotannossa 66 PJ:n edestä. Turpeen käyttö väheni vuodesta 2004 26 % johtuen kallistuneista päästöoikeuksista. [17] Vuonna 2005 alkanut päästökauppa vaikeuttaa turpeen kilpailuasemaa muihin polttoaineisiin nähden. Merkittävin turpeen kilpailukyvyn heikkeneminen näkyy lauhdesähkön tuotannossa, jossa sen kilpailukyky heikkenee erityisesti kivihiileen nähden. Tämä kilpailukyvyn heikkeneminen voidaan nähdä taulukosta 3.

Turpeen polton ympäristövaikutukset

Turvetta poltettaessa syntyy huomattavan paljon hiilidioksidipäästöjä, kuten taulukosta 3 voidaan havaita. Tämä onkin yksi turpeen epäedullisimmista piirteistä, joka huonontaa sen kilpailukykyä muihin polttoaineisiin nähden. Hiilidioksidipäästöjen lisäksi turpeen poltosta syntyy rikki- ja typpioksideja, pölymäistä tuhkaa ja raskasmetalleja. Nämä päästöt ovat suurusluokaltaan pienemmät kuin kivihiilellä, mutta suuremmat kuin puupolttoaineilla. Turpeen käytöllä on myös muita vaikutuksia ympäristöön. Näitä ovat mm. maisemahaitat, ojitushaitat vesistölle ja suorat vaikutukset turvetuotantoalueen luontoon. [24] Turpeen poltosta syntynyttä tuhkaa voidaan käyttää betoniteollisuudessa ja maanparannusaineena. Turvetuhkan käytettävyys on alhaisempaa kuin kivihiilen tuhkilla. [31]

3.1.3 Puu

Suomi on maailman johtava maa puupolttoaineen hyödyntämisessä. Suomen puuston vuosikasvu on noin 90 milj. m^3, josta teollisuuslaitoksiin kuljetetaan noin 55 %. [3 s.24] Metsäteollisuus on Suomen suurin puuenergian käyttäjä Suomessa. Suomi on edelläkävijämaa polttotekniikoiden ja puunkorjuun kehittämisessä. Valtaosa puupolttoaineesta käytetään sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksissa, CHP -laitoksissa, joilla on korkea hyötysuhde. [32] Vuonna 2004 käytettiin sähkön- ja lämmöntuotannossa kiinteitä puuperäisiä polttoaineita energiasisällöltään noin 100 TJ:n edestä. Tämä vastaa noin 7 % vuoden 2004 Suomen kokonaisenergiankulutuksesta. [32] Puun käyttö energiateollisuuden raaka-aineena on lisääntynyt viimeisten vuosikymmenten saatossa muutamia

poikkeuksia lukuun ottamatta. Teollisuuden sivutuotteena syntyneet puunjätteet, kuten kuori ja puru, hyödynnetään nykyään jo täysimääräisesti. [32]

Puupolttoaineen kokonaisvaltaisessa hyödyntämisessä on vielä kuitenkin kehitettävää. Puuperäisten polttoaineiden käyttöä voidaan parantaa lisäämällä metsähakkeen käyttöä energiantuotannossa. Harvennus- ja päätehakkuiden yhteydessä syntyvien hakkuujätteiden teknistaloudellisen käyttöpotentiaalin on arvioitu olevan noin 30 TWh/a. Vuonna 2004 puupolttoainetta käytettiin sähkön- ja lämmöntuotannossa noin 14,4 milj. m^3. Suomen ilmasto- ja energiastrategiaan tavoitteisiin kuuluu puupolttoaineiden käytön nostamisen 30 milj. m^3 tasolle vuoteen 2010 mennessä. [32]

Puun polton ympäristövaikutukset

Puu on ympäristöystävällistä ja lähes rikitöntä kotimaista polttoainetta, jota on runsaasti saatavilla. [33 s.18] Puu on biopolttoaine ja tämän takia sen poltosta vapautuneet hiilidioksidipäästöt on määritelty kasvihuoneneutraaleiksi, eli niitä ei lasketa mukaan Suomen kasvihuonekaasujen kokonaispäästömäärään, eikä niitä siten huomioida päästökaupassa. [28] Puupolttoaineiden poltosta ei synny niin paljon ympäristöä rasittavia aineita, kuin muiden kiinteiden polttoaineiden poltosta. Puuta poltettaessa vapautuu vähemmän rikkiä, typpeä ja raskasmetalleja. Puu sisältää myös muita kiinteitä polttoaineita vähemmän tuhkaa, joten sen hiukkaspäästöt ovat hallittavissa hyvillä savukaasujen puhdistustekniikoilla. Puun tuhkan hyötykäyttömahdollisuuksia on alettu miettiä viime aikoina ekologisuuden näkökulmasta. Puun poltosta syntynyttä tuhkaa voidaan käyttää lannoitteena, jolloin se palautuu takaisin luontoon. Puun tuhkaa on käytetty vielä vähissä määrin metsälannoitekäytössä. Puun poltosta syntyvän tuhkan hyötykäyttöä rajoittavat siihen poltossa rikastuneet raskasmetallit. [32]

3.2 Nestemäiset polttoaineet

Nestemäisiä polttoaineita ovat eri polttoöljyt ja puunjalostusteollisuuden sivutuotteena syntyneet jäteliemet. Näillä polttoaineilla on suuria eroja keskenään. Siinä missä polttoöljy sisältää pieniä määriä kosteutta ja tuhkaa, ovat jäteliemillä pitoisuudet monikymmenkertaiset. [3 s.33]

3.2.1 Öljy

Öljy on fossiilinen polttoaine, joka on muodostunut miljoonien vuosien kuluessa kuolleista kasvin osista ja muista eloperäisistä aineksista maan korkean paineen ja lämmön vaikutuksesta. Noin kolmannes Suomeen tuodusta öljystä käytetään lämmöntuotannossa. [34]

Öljyt jaotellaan käyttöominaisuuksiensa mukaan kevyisiin ja raskaisiin laatuihin. Öljyn tiheys laskee sen lämpötilan laskiessa. Kevytöljyn tiheys 15 ˚C lämpötilassa on noin 834–870 kg/m^3 ja raskasöljyn noin 970–990 kg/m^3. Koska raskasöljyt ovat liian jäykkiä käsiteltäviksi huoneenlämmössä, tarvitsevat ne lämmitystä ja kiertoöljyjärjestelmän, joilla varmistetaan niiden juoksevuus. Raskaat öljyt ovat kustannuksiltaan edullisempia kuin kevyet öljyt, mutta sisältävät myös enemmän ympäristöä rasittavia aineita. [3 s. 29]

Niin kevyitä kuin raskaitakin öljyjä on useita eri laatuja. Kevytöljylaaduilla merkittävimmät erot tulevat esiin kylmänkestokyvyssä. Raskailla öljylaaduilla juoksevuus eli *viskositeetti* ja rikkipitoisuus ovat merkittävimmät erottavat tekijät. Rikkipitoisuudeltaan on saatavana kahdenlaista öljylaatua, vähärikkistä (rikkipitoisuus <1 %) ja runsasrikkistä (rikkipitoisuus >2,3 %). Runsasrikkisen polttoaineen käyttäminen on sallittua ainoastaan, jos voimalaitoksessa on käytössä savukaasujen rikinpuhdistusmenetelmä. [3 s.30]

Vuonna 2005 öljyä käytettiin noin 362 PJ:n edestä. Öljyn kulutus laski vuodesta 2004 3 %. [17] Voimalaitoksissa öljyn käyttöä on vähennetty ja sen käyttöä on korvattu kotimaisilla polttoaineilla kuten puuperäisillä polttoaineilla ja turpeella. Öljyä käytetäänkin voimalaitoksissa lähinnä vara- ja huippusähkötehon tuottamisen polttoaineena. Raskaan polttoöljyn käyttöä sähkön- ja lämmöntuotannossa on vähentänyt myös vuoden 2005 aikana jyrkästi kohonnut raskaan polttoöljyn hinta. Öljyn kokonaiskäytön ennustetaan kuitenkin kasvavan maailmanlaajuisesti liikennepolttoaineiden käytön lisäyksestä johtuen. [34]

Öljyn polton ympäristövaikutukset

Öljyä poltettaessa siitä vapautuu ympäristöön hiilidioksidia, rikkiä ja typpeä sekä jonkin verran raskasmetallipäästöjä. Öljyä poltettaessa polttoaineeseen sitoutunut rikki hapet-

tuu lähes kokonaan rikkidioksidiksi (SO_2). Koska öljyn tuhka ei juuri kykene sitomaan rikkiä itseensä, ovat öljypolton rikkipäästöt suoraan verrannolliset öljyn rikkipitoisuuteen. Rikkipäästöihin voidaan vaikuttaa vain käyttämällä vähärikkistä öljyä tai varustamalla kattila rikinpoistolaitteilla. [35 s.136–137]

3.2.2 Jäteliemi

Puuteollisuuden sivutuotteena syntyvät jäteliemet jaotellaan mustalipeisiin ja sulfiittiliemiin. Nykyään sulfiittimenetelmä on tosin käytössä enää vain harvassa tehtaassa. Pääosa Suomen sellun valmistuksesta perustuu sulfaattimenetelmään. Mustalipeä on selluloosan valmistuksessa syntyvä sivutuote. Mustalipeä poltetaan soodakattilassa sen jälkeen, kun sen kuiva-ainepitoisuus on ensin nostettu haihduttimissa noin 65–75 %:iin, nykytekniikalla jopa 80 %:iin. [3 s.24, 153] Mustalipeä on yksi Suomen tärkeimpiä biopolttoaineita. [38]

Jätelienten polton ympäristövaikutukset

Mustalipeä on ympäristölle edullinen polttoaine. Mustalipeän sisältämä rikki erotetaan varta vasten mustalipeän polttoon suunnitellussa soodakattilassa. [35 s.447] Prosessissa rikki pelkistetään natriumsulfidiksi. Mitä korkeammaksi mustalipeän kuiva-ainepitoisuus saadaan ennen polttoa, sitä pienemmiksi päästään savukaasujen rikkipäästöissä. Kun kuiva-ainepitoisuus on lähempänä 80 %:a, on rikkihäviö lähes olematon. Kuiva-ainepitoisuuden parantaminen parantaa sekä ympäristönsuojelua että kattilahyötysuhdetta. [3 s.153]

Mustalipeää poltettaessa muodostuu myös huomattavia määriä lentotuhkaa. Lentotuhka on pääasiassa natriumsulfaattia. Lentotuhka poistetaan savukaasuista yleensä sähkösuodattimilla, josta se ohjataan uudelleen kemikaalikiertoon ja poltettavaksi. [3 s.153]

3.3 Kaasumaiset polttoaineet

Kaasumaiset polttoaineet eroavat muista polttoaineista suuresti, koska ne eivät sisällä lainkaan tuhkaa tai kosteutta. Kaasumaisia polttoaineita ovat maakaasu eli *metaani* ja pienkulutuskäyttöön tarkoitetut nestekaasut *propaani* ja *butaani*.

3.3.1 Maakaasu

Suomessa maakaasua on käytetty jo yli 30 vuotta. Maakaasulla tuotetun energian osuus Suomen kokonaisenergiankulutuksesta vuonna 2005 oli 149 PJ, eli noin 11 %, kun se vuonna 1976 oli alle 4 %. [17] Maakaasulla on korvattu paljon kivihiiltä polttoaineenaan käyttäviä laitoksia. Maakaasun käyttö on monessa suhteessa edullisempaa kuin kivihiilen. Se ei vie varastointitilaa, sillä on pienemmät päästöhaitat, eikä sitä tarvitse erikseen kuljettaa voimalaitokselle. [39] Voimalaitokselle täytyy kuitenkin rakentaa maakaasuputkisto, jota pitkin maakaasu siirretään.

Maakaasun kemiallinen koostumus on pääasiassa metaania eli hiilivetyä (CH_4). Maakaasua sisältää myös muita hiilivetyjä ja pieniä määriä typpeä, propaania, etaania, rikkivetyä ja hiilidioksidia. Maakaasun ominaisuudet poikkeavat jonkin verran öljynjalostuksen sivutuotteena saatavien, lähinnä pienkulutukseen tarkoitettujen nestekaasujen, kuten propaani (C_3H_8) ja butaani (C_4H_{10}) ominaisuuksista. Nestekaasujen kiehumispisteet ovat propaanilla -42,1 ˚C ja butaanilla -0,5 ˚C, joten niiden varastoiminen nestemäisessä muodossa ja kohtuullisessa paineessa on suhteellisen helppoa. Metaanin kiehumispiste sen sijaan on -162 ˚C, joten sen varastoiminen nestemäisessä muodossa on hankalaa. Nestekaasujen tiheydet ovat metaaniin verrattuna 3-4 kertaa suuremmat. [3 s.31–32]

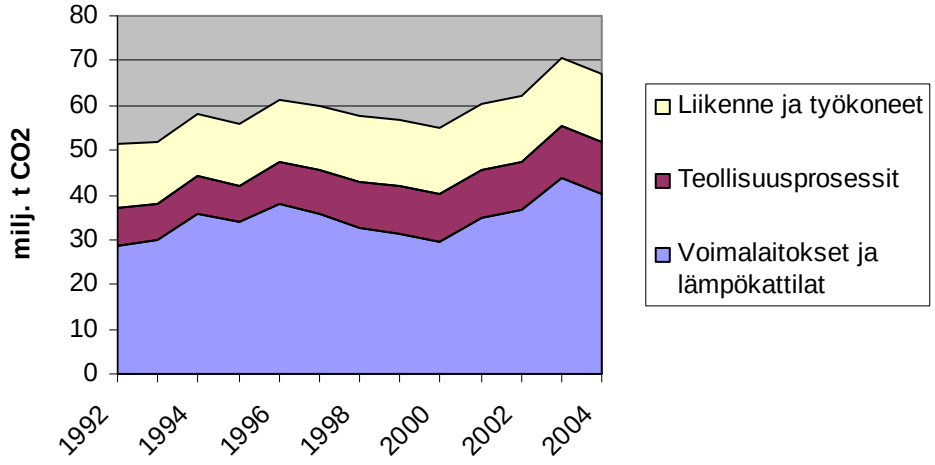
Maakaasu on ilmaa lähes puolet kevyempää, väritöntä, hajutonta ja myrkytöntä luonnonkaasua. [39][40] Maakaasun käyttölaitteiden läheisyyteen on asennettava vuodonilmaisimet mahdollisten vuotojen havaitsemista varten. Paineenvähennysasemalla maakaasun sekaan voidaan sekoittaa hajustainetta mahdollisten vuotojen havaittavuuden parantamiseksi. [3 s.31]

Maakaasun polton ympäristövaikutukset

Venäjältä Suomeen tuotavassa maakaasussa ei ole juuri lainkaan rikkiä. Hiilivetytuotetta pidetään rikittömänä, kun sen rikkipitoisuus on alle 100mg/m^3. [41 s.141] Suomessa käytettävän maakaasun rikkipitoisuus on 0 mg/m^3. Maakaasun palaminen on verraten puhdasta verrattuna muihin fossiilisiin polttoaineisiin. Ainoa merkittävä savukaasupäästö maakaasun poltossa on typenoksidit (NO_x), joita muodostuu lähinnä palamisilman sisältämästä typestä. [35 s.380] Polttoteknisillä muutoksilla saadaan kuitenkin alennettua NO_x -päästöjä.

3.4 Polttoaineiden energiakäytöstä syntyvien päästöjen kehitys Suomessa

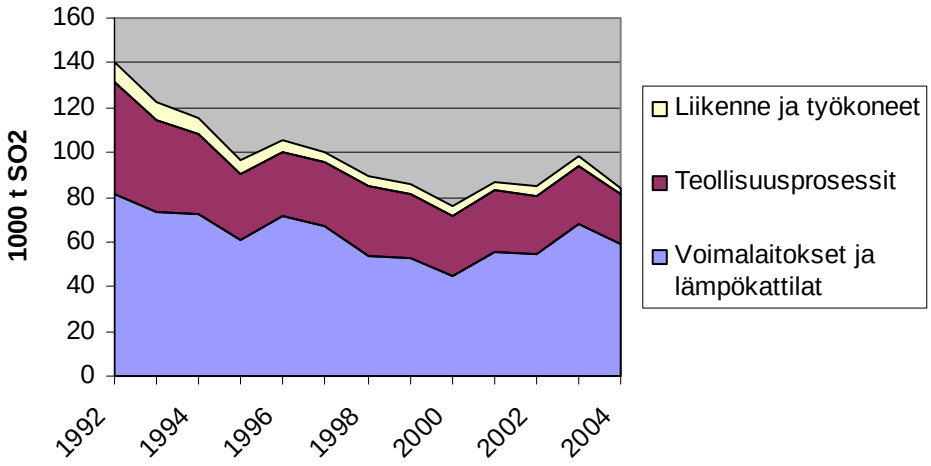
Suomi on sitoutunut noudattamaan Kioton pöytäkirjan asettamia tavoitteita kasvihuonekaasupäästöjen rajoittamiseksi, jotta ne saataisiin vuosien 2008–2012 aikana keskimäärin samalle tasolle kuin vertailuvuonna 1990. Kasvihuonekaasupäästöistä suurin osa on energiasektorilla syntyneitä hiilidioksidipäästöjä.



Kuva 17. Energian tuotannon ja kulutuksen hiilidioksidipäästöt

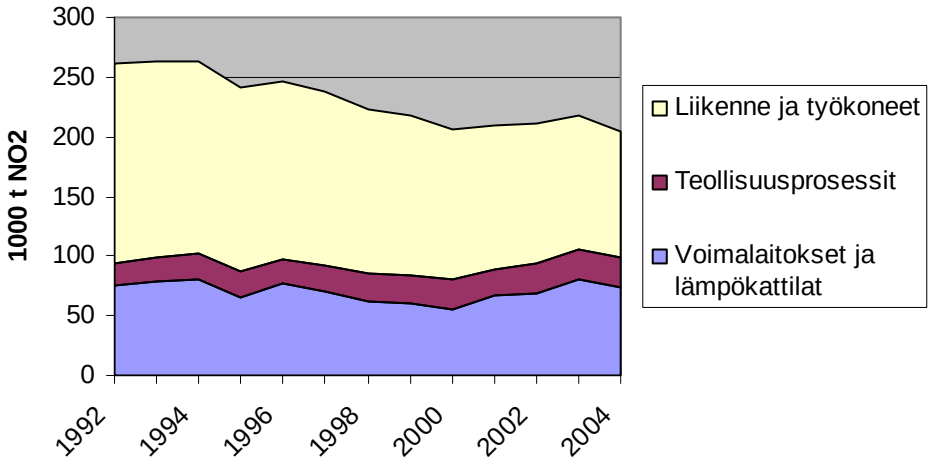
Kasvihuonekaasujen kehitystrendi on ollut kuitenkin pääasiassa kasvava siten, että vuonna 2004 hiilidioksidipäästöt olivat 67,1 miljoonaa yhteismitallista hiilidioksiditonnia, eli 22 % suuremmat kuin vuonna 1990, jolloin hiilidioksidipäästöt olivat 70,5 miljoonaa yhteismitallista hiilidioksiditonnia.

Hiilidioksidipäästöjen lisäksi polttoaineiden energiakäytöstä muodostuu myös rikki-, typenoksidi- ja hiukkaspäästöjä.



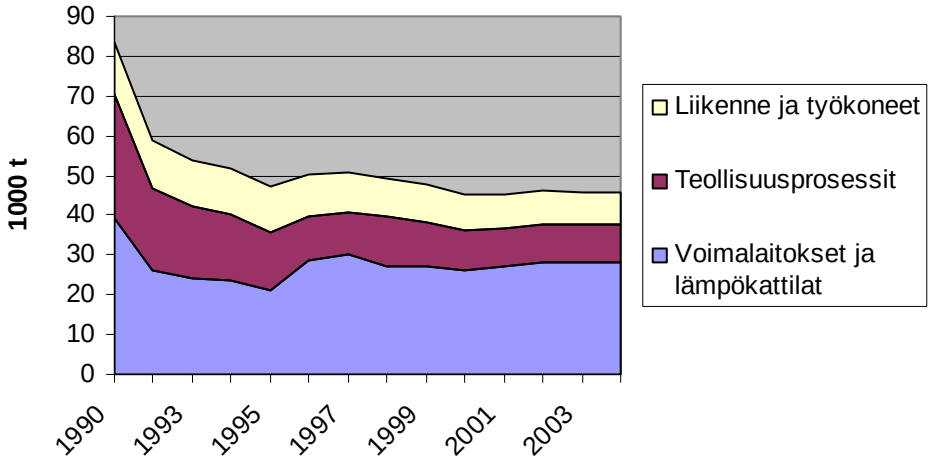
Kuva 18. Energian tuotannon ja kulutuksen rikkidioksidipäästöt

Suurimmat rikkidioksidipäästöjen aiheuttajat ovat energiantuotantolaitokset ja teollisuusprosessit. Kivihiili ja raskas polttoöljy ovat tärkeimpiä rikkidioksidipäästöjä aiheuttavia polttoaineita.



Kuva 19. Energian tuotannon ja kulutuksen typen oksidien päästöt

Typen oksidien merkittävin yksittäinen päästölähde on liikenne ja työkoneet. Energian tuotannon ja teollisuusprosessien typenoksidipäästöt ovat pysyneet lähes muuttumattomina viimeisen 10 vuoden aikana.

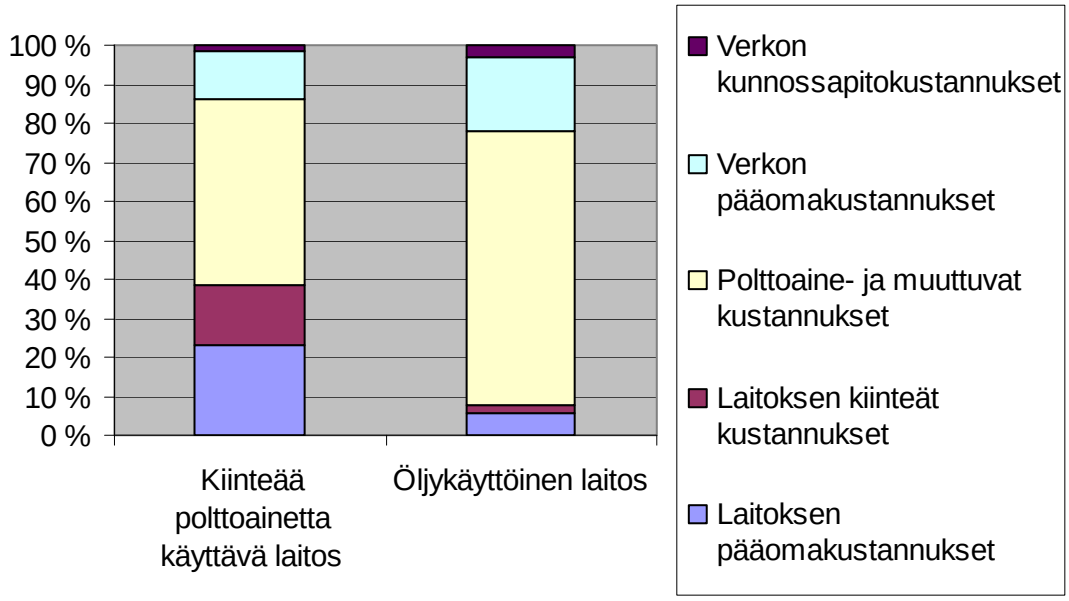


Kuva 20. Energian tuotannon ja kulutuksen hiukkaspäästöt

Hiukkaspäästöille asetettiin raja-arvot jo 1980-luvulla ja hiukkaspäästöt ovat vähentyneet lähes puoleen 1990 lukemista. [43 s.145–148]

4 Sähkön- ja lämmöntuotannon kustannukset

Tässä luvussa esitellään sähkön- ja lämmöntuotantoon liittyviä kiinteitä ja muuttuvia kustannuksia. Lopuksi eri tuotantolaitosten kokonaiskustannuksia vertaillaan käyntiajan funktiona. Tässä tutkimuksessa annetaan enemmän painoarvoa muuttuville kustannuksille, etenkin polttoainekustannuksille, koska ne vaikuttavat oleellisesti tämän tutkimuksen lopputuloksiin. Polttoainekustannukset ovat suurin yksittäinen kustannustekijä tuotantokustannuksissa. Alla olevasta kuvasta voidaan nähdä lämmöntuotantolaitoksen kustannusosuudet kahdessa eri polttoainetta käyttävässä laitoksessa. Kuvasta 21 voidaan hyvin havaita, että polttoaine- ja muuttuvat kustannukset muodostavat suurimman osan kustannuksista.



Kuva 21. Lämmöntuotannon kustannusosuudet kiinteää polttoainetta ja öljyä käyttävissä laitoksissa [73 s. 279]

4.1 Kiinteät kustannukset

Kiinteät kustannukset eivät ole lyhyellä aikavälillä riippuvaisia laitoksen käyttötunneista tai käyttöasteesta. Kiinteät kustannukset näin ollen kertyvät, vaikka laitos ei olisi käytössäkään. Tyypillisiä kiinteitä kustannuksia ovat pääomakustannukset, palkkakustannukset ja henkilöstösivukulut, kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset ja muut kiinteät kustannukset. Kuten kuvasta 21 voidaan nähdä, kiinteät kuluerät ja pääomakus-

tannukset ovat kiinteätä polttoainetta käyttävillä laitoksilla noin 40 % ja öljykäyttöisillä laitoksilla noin 10 %. Kiinteisiin kuluihin pystytään vaikuttamaan muun muassa laitosten automatisoinnilla ja näin vähentämällä henkilökunnan määrää. [51 s. 8] [72]

Varsinaisen pääomakulun aiheuttavat voimalaitoksen tai lämpökeskuksen tuotantokoneisto, rakennukset ja lämmönjakeluverkko kuluttajalaitteineen (lämmönvaihtimet ja mittarit). Nämä otetaan laskennassa huomioon poistojen muodossa. Pääomakustannuksiin ei juurikaan voida vaikuttaa muuten kuin laitoksen toimittajan valinnalla ja valitun tuotantomenetelmän välityksellä. Kiinteisiin kustannuksiin kuuluvat myös pääomakulut, kuten pitkäaikaisten lainojen lyhennykset. [72]

4.2 Muuttuvat kustannukset

Toiminta-asteen muuttuessa muuttuvat myös muuttuvat kustannukset. Muuttuvat kustannukset ovat siis riippuvaisia kehitetystä energiamäärästä. Muuttuvat kustannukset ovat suurin menoerä ja muuttuviin kustannuksiin voidaan laitoksen käytössä vaikuttaa mm. polttoaineen valinnalla. Muuttuviksi kustannuksiksi luetaan polttoainekustannukset, muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset ja muut muuttuvat kustannukset, kuten laitoksen omakäyttötehosta tai savukaasujen puhdistuksesta aiheutuvat kustannukset. [51 s.11]

4.2.1 Polttoainekustannukset

Merkittävimmät tekijät polttoainekustannuksissa ovat käytettävän polttoaineen yksikköhinta ja voimalaitoksen kulutussuhde, joka kertoo polttoainetehon ja voimalaitoksen tuottaman nettotehon suhteen. Polttoaineen hinta ilmoitetaan yleensä lämpöhintana (€/MWh), joka saadaan jakamalla polttoaineen hinta massa- tai tilavuusyksikköä kohden alemmalla eli tehollisella lämpöarvolla. Jotta polttoaineen hinta saataisiin esitettynä vapaasti voimalaitoksella, on hintaan lisättävä polttoaineesta ja hankintatavasta riippuen kuljetus-, purkaus-, huolinta- ja provisiokulut sekä satamamaksut. Tavallisesti kotimaisten polttoaineiden toimitushinta sisältää kuljetuksen laitosalueelle. [51 s.11]

Liitteessä I on esitetty voimalaitospolttoaineiden hinnankehitys, niin lämmön- kuin sähköntuotannossa, vuodesta 1995 eteenpäin. [67] Liitteen I kuvassa LI.1 on olennaista huomata, kuinka jyrsinturpeen hinta lämmöntuotannossa laski 2005 vuoden heinäkuussa. Tämä johtui siitä, että turpeen energiavero poistettiin ja tällä toimenpiteellä toivottiin turpeen käytön lisääntyvän energiantuotannossa. Turpeen asema energiantuotannon polttoaineena päästökauppatilanteessa on herättänyt paljon keskustelua energia-alalla ja turpeen kilpailukyvyn saavuttamiseksi on esitetty erilaisia tuotantotukialoitteita. Kuten Liitteen I kuvasta LI.2 voidaan havaita, on turve vieläkin kalliimpaa käyttää sähköntuotannon polttoaineena, kuin esimerkiksi kivihiili. Turve myös aiheuttaa enemmän hiilidioksidipäästöjä kuin kivihiili, joten sen asema on hyvinkin epäedullinen kivihiileen verrattuna.

4.2.2 Muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset

Muuttuvat kunnossapitokustannukset laskettuna kehitettyä energiayksikköä kohti pienenevät laitoskoon kasvaessa. Voimalaitoksen käyttö- ja kunnossapitokustannukset kasvavat käyttöiän mukana aluksi hitaasti, mutta 20–25 käyttövuoden jälkeen entistä nopeammin. [51 s.15]

4.2.3 Muut muuttuvat kustannukset

Muita muuttuvia kustannuksia ovat mm. omakäyttöteho-, kaukolämmön pumppaus-, lisäveden valmistus-, lauhteen puhdistus- ja ympäristönsuojelukustannukset. Suoria tuotannon tasosta johtuvia ympäristönsuojelukustannuksia ovat muodostuneiden savukaasujen sisältämien hiukkasten, typenoksidien sekä rikkidioksidin vähentämisestä aiheutuvat kustannukset. Puhdistuksen sivutuotteiden myynnistä saadut mahdolliset tulot vähentävät suoria kustannuksia. [51 s.14–15]

Voimalaitoksen vesi-höyryprosessin häviöiden kattamiseksi on valmistettava sekä mekaanisesti että kemiallisesti puhdistettua lisävettä. Lauhdutus- ja kaukolämpövoimalaitosten lisäveden tarve vaihtelee noin 1-5 % kattilalaitoksen höyrytehosta. Teollisuuden vastapainevoimalaitoksissa lisäveden tarve vaihtelee jopa 20–80 % välillä kattilalaitoksen höyrytehosta, riippuen osittain myös prosessilauhteiden palautusasteesta. [51 s.15]

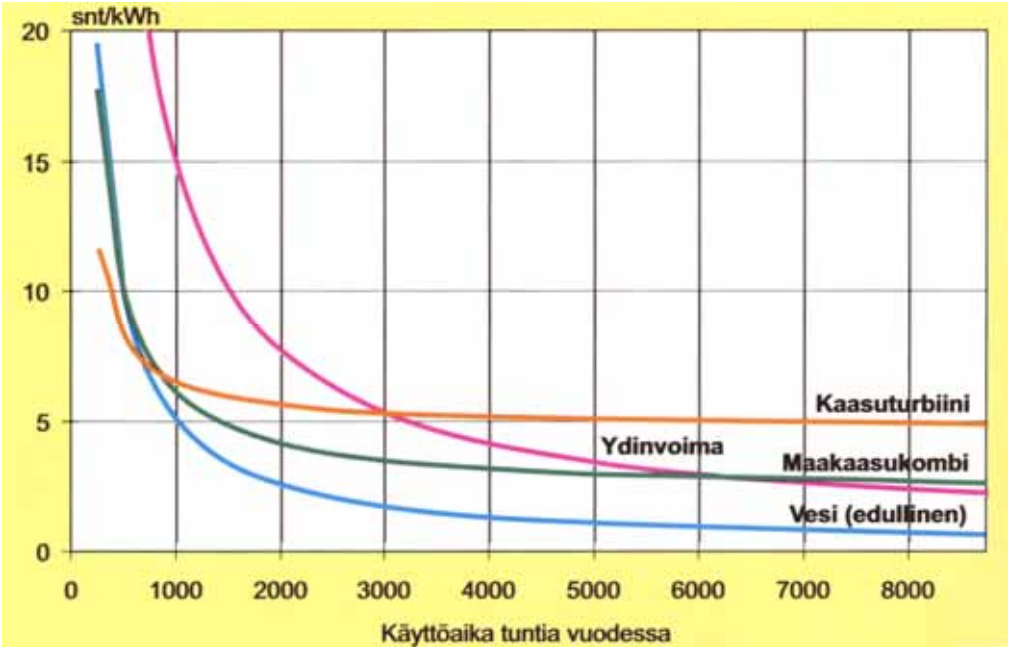
Lauhdevettä on puhdistettava siihen kerääntyvien epäpuhtauksien vuoksi. Lämmönvaihdinvuodot, kaukolämmön ja teollisuusprosessien paluulauhteet sekä korroosiotuotteet ovat tyypillisiä epäpuhtauksien lähteitä. Kustannuksia aiheutuu eri suodattimien vaihtotarpeesta, joka riippuu puhdistettavan lauhteen virtausmääristä ja likaisuudesta. [51 s.15]

4.3 Kokonaiskustannukset

Voimalaitostoiminnassa käyttö- ja pääomakustannusten summa muodostaa kokonaiskustannukset. Käyttökustannuksia ovat mm. palkat, polttoainetarvikkeet ja lisäveden valmistus. Kokonaiskustannukset jaetaan muuttuviin ja kiinteisiin kustannuksiin. Muuttuvat kustannukset, kuten jo edellä mainittiin, riippuvat vuoden aikana toimitetusta energiamäärästä. Kiinteät kustannukset riippuvat rakennetusta voimalaitoskapasiteetista. Laitokselle saadaan vuositulovaatimus, kun lasketaan pääomatuottovaatimukset, käyttö- ja kunnossapito- sekä polttoainekustannukset yhteen. [62]

4.4 Energiantuotantolaitosten kustannussuorat

Energiantuotantolaitosta valittaessa on hyvä verrata niiden taloudellisuutta toisiinsa nähden. Vertailu voidaan tehdä esimerkiksi kuvan 22 mukaan, jossa on vertailtu tuotetun sähkön tuotantokustannuksia energiayksikköä kohden.

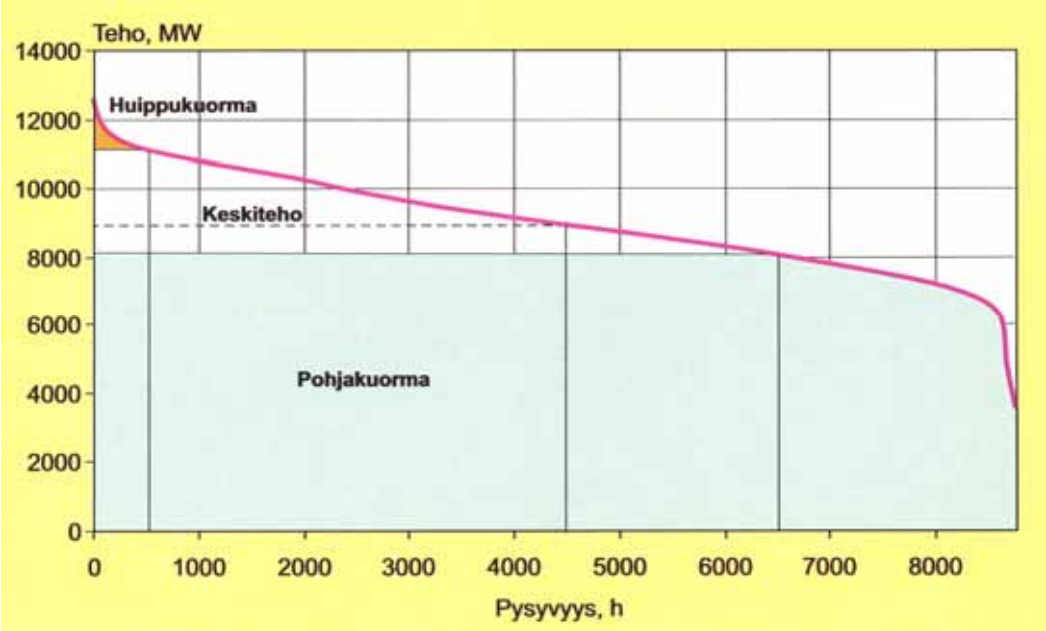


Kuva 22. Eri voimalaitostyyppien tuottaman sähkön tuotantokustannus energiayksikköä kohti vuoden 1998 hintatasossa huipunkäyttöajan funktiona. Kaasuturbiinin polttoaineena on kevyt polttoöljy [14, s. 182]

Yllä olevasta kuvasta voidaan nähdä, kuinka pääomavaltaisen ydinvoiman tuotantokustannukset nousevat muita tuotantotapoja voimakkaammin käyttöajan lyhentyessä. Ydinvoima- ja vesivoimalaitoksia, joiden tuotantokustannukset ovat pitkällä käyttöajalla edullisimmat, käytetäänkin aina kun se on teknisesti mahdollista. Käyttöaikaa rajoittavat vain vikaantumiset ja huoltoseisokit.

Voimalaitosten käyntijärjestys valitaan tuotantokustannusten perusteella täydessä kuormitustilanteessa. Ensimmäisenä käynnistetään edullisemmat tuotantokustannukset omaava voimalaitos, toisena seuraavaksi edullisin jne. Tuotantokustannusmallissa tuotantokustannukset voivat muodostua pelkästään polttoainekustannuksista tai sekä polttoainekustannuksista että käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Kun voimalaitosten käyntiinajojärjestys on päätetty, kunkin laitoksen tuotantoteho asetetaan sellaiselle tasolle, missä tuotantokustannukset ovat minimissään.

Kuormituksen kestoon perustuva malli on tuotantokustannusmalleista yksinkertaisin. Tehontarve tässä mallissa esitetään taulukoimalla kuormituksen kesto tai laatimalla pysyvyyskäyrä erillisten kuormituslohkojen kuormituksen kestoista. Kuvassa 23 on esimerkki kuormituksen pysyvyyskäyrästä. Pysyvyyskäyrä on aina laskeva [62]



Kuva 23. Kuormituksen pysyvyyskäyrä [14, s.187]

Edellä mainittiin, että erityyppiset voimalaitokset ovat edullisimpia vuotuisten käyttöaikojen vaihdellessa. Yllä olevasta sähkönkysynnän pysyvyyskäyrästä nähdään, kuinka paljon mitäkin käyttöaikaa esiintyy. Pysyvyyskäyrä ilmoittaa tehontarpeen vuoden jokaista tuntia kohden. Käyrästä voidaan nähdä, että esimerkiksi 6500 tunnin aikaa vastaava teho pysyvyyskäyrällä on hieman yli 8000 MW.

Kuvan mukaan pohjakuormateho on 8090 MW. Tämä teho on 64 % huipputehosta, mutta jopa 87 % energian kokonaistarpeesta. Kaukolämmön pysyvyyskäyrällä optimaalisesti mitoitettu pohjakuormateho on noin 50 % huipputehosta ja noin 90 % koko kaukolämmön tehontarpeesta.

5 Päästökauppa ja energiapolitiikan ohjauskeinot

Suomessa on käytössä useita erilaisia energiapolitiikan ohjauskeinoja. Näillä ohjauskeinoilla pyritään vaikuttamaan energiatalouden olosuhteisiin siten, että energiapolitiikan tavoitteet toteutuisivat mahdollisimman tehokkaasti. EU:n päästökauppa on yksi näistä ohjauskeinoista, jonka avulla hillitään ilmastonmuutosta. EU:n päästökaupalla on suuri merkitys energiapolitiikassa, koska suurin osa päästökaupan alaisista päästöistä syntyy energiantuotantolaitoksissa. [55]

Suomen energiapolitiikan tavoitteena on luoda edellytykset, jossa energian hinta on kilpailukykyistä, saanti turvattu ja hankinta sekä käyttö ympäristötavoitteiden ja kestävän kehityksen periaatteiden mukaisia. Jotta nämä tavoitteet saavutettaisiin, täytyy energiamarkkinoiden toimivuutta parantaa, ylläpitää energian hankinnan monipuolisuutta sekä edistää energian tehokasta käyttöä ja kotimaisten polttoaineiden käyttöä. [55]

Useilla energiapolitiikan ohjauskeinoilla on suora vaikutus myös muihin tärkeisiin tavoitteisiin, kuten työpaikkojen syntymiseen teknologian kehittämisen välityksellä ja kotimaisten polttoaineiden hankinnalla. Yksi tärkeä valtion energiapolitiikan ohjauskeino on valtioneuvoston selonteko eduskunnalle ”Lähiajan energia- ja ilmastopolitiikan linjauksia – kansallinen strategia Kioton pöytäkirjan toimeenpanemiseksi.” [55]

Ohjauskeinoista puhuttaessa ajatellaan tavallisesti suoria taloudellisia ohjauskeinoja. Suomessa näistä ovat käytössä energiaverotus ja investointituet. Taloudellisten ohjauskeinojen lisäksi käytössä on tutkimuksen ja kehityksen tukeminen, normit ja säädökset, vapaaehtoiset energiansäästösopimukset sekä tiedotus, koulutus ja neuvonta. Ohjauskeinoilla pyritään vaikuttamaan sekä energian tuotantoon että käyttöön. [55]

5.1 Päästökauppa ja päästöoikeudet

Päästökauppalakia (N:o 683/2004) sovelletaan energia-alalla polttolaitoksiin, joiden nimellinen lämpöteho on enemmän kuin 20 MW, öljynjalostamoihin ja koksaamoihin. Lakia ei kuitenkaan sovelleta polttolaitoksiin, joiden pääasiallinen tarkoitus on ongelmajätteen tai yhdyskuntajätteen poltto. [54]

Päästökauppajärjestelmä perustuu vaihdannassa oleviin päästöoikeuksiin. Päästöoikeuksia jaettaessa toiminnanharjoittajille laaditaan päästökauppakausittain kansallinen jakosuunnitelma, joka ilmoitetaan EY:n komissiolle. Ensimmäinen päästökauppakausi kattaa vuodet 2005–2007. Komission hyväksynnän jälkeen valtioneuvosto myöntää laitoskohtaiset päästöoikeudet toiminnanharjoittajille. Päästöoikeuksia jaettiin kaudelle 2005–2007 yhteensä 134,5 miljoonan ekvivalentin hiilidioksiditonnin verran 533 toiminnanharjoittajalle. [53]

5.1.1 Päästökaupan vaikutuksista

Hiilidioksidipäästöille muodostuu markkinahinta päästökaupassa. Päästöoikeuksien markkina-arvoa hyödyntämällä yritys voi rahoittaa investointeja päästöjen vähentämiseksi. Merkittäviin hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen päästään vain sulkemalla vanhoja laitoksia sekä rakennuttamalla uusia, tehokkaampia ja vähäpäästöisempiä laitoksia. [65 s.14]

Oheisessa taulukossa on esitetty päästön tuoma lisähinta eri polttoaineiden käytölle eri päästöoikeuksien hinnoilla. Päästöoikeuden hinta oli vuoden 2006 alussa noin 30 €/tCO_2, mutta jo huhtikuussa 2006 hinta romahti tasolle 15 €/tCO_2. [19]

Taulukko 3. Päästön tuoma lisähinta eri polttoaineille eri päästöoikeuksien hinnoilla

Polttoaine	Syntyvä CO_2 -päästö [t/MWh]	Veroton hinta (kevät -06) [€/MWh]	Lisäkustannus/päästöoikeuden arvo		
			10 €/tCO_2 [€/MWh]	20 €/tCO_2 [€/MWh]	30 €/tCO_2 [€/MWh]
Kivihiili	0,340	6,2	3,4	6,8	10,2
Turve	0,381	7,6	3,8	7,6	11,4
Puu	0	10	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	0,198	22	2,0	4,0	6,0
Raskas PÖ (POR)	0,284	27	2,8	5,7	8,5

Yllä olevasta taulukosta voidaan hyvin huomata, että vaikka puu polttoaineena olisi verottomalta hinnaltaan kalliimpaa kuin esimerkiksi kivihiili, muuttuu se jo päästöoikeuden arvolla 20 €/tCO_2 edullisemmaksi. Yllä olevaan taulukkoon on merkitty puun hiilidioksidipäästöiksi 0, koska puu kuuluu biopolttoaineisiin. Puun käytöstä aiheutuvia hiilidioksidipäästöjä energiantuotannossa ei oteta huomioon päästökaupan piirissä.

5.2 Energiaverotus

Energiaveroja kannetaan taulukon 4 mukaisista tuotteista. Suomessa energiaveroja kannetaan mineraaliöljyistä, joita ovat dieselöljy, moottoribensiini sekä kevyt ja raskas polttoöljy. Tämän lisäksi valmisteveroja kannetaan sähköstä, kivihiilestä, maakaasusta ja mäntyöljystä. Energiaverot ovat päästökauppasektorilla päällekkäisiä ohjauskeinoja päästökaupan kanssa. Päästökauppa tulee nostamaan sähkön hintaa ja näin osaltaan lisäämään käyttäjien sähkölaskua. Uusiutuviin energialähteisiin perustuvan sähkön tuotannon kilpailukyky paranee, mutta toisaalta sähkön kilpailukyky muihin energiamuotoihin nähden, erityisesti pientalojen lämmityksessä, heikkenee. [56]

5.2.1 Valmistevero

Vuonna 1990 Suomessa alettiin verottaa fossiilisia polttoaineita hiilidioksidipäästöjen pienentämiseksi. Nykyään fossiilisia polttoaineita verotetaan ainoastaan liikenteessä ja lämmöntuotannossa. Sähköntuotannon polttoaineet vapautuivat valmisteverosta vuonna 1997 EU:n kilpailulainsäädännön vaatimusten mukaisesti. Tällöin siirryttiin verottamaan sähkön loppukulutusta. Sähkövero on kansallinen valmistevero, joka porrastetaan alempaan (II) ja korkeampaan (I) veroluokkaan. Veroluokan II veroa suoritetaan sähköstä, joka käytetään teollisuudessa ja joka voidaan sinne toimitettaessa erikseen mitata. Muusta sähköstä veroa suoritetaan veroluokan I mukaisesti. Sähköverkon haltija ja sähköntuottaja ovat velvoitettu maksamaan sähköveroa ja huoltovarmuusmaksua. [52]

Energiaverotuksessa verotetaan vain sähköä ja lämmöntuotantoon käytettyjä polttoaineita. Yhdistetyssä sähkön- ja lämmöntuotannossa verotetaan vain lämmön tuottamiseen käytettyä polttoaineosuutta. Verotuksen perusteena oleva lämpö määritellään lämpönä, joka on luovutettu teollisuuden prosessihöyryverkkoon tai kaukolämpöverkkoon käyttämällä tehollisia lämpöarvoja. Lämmöntuotannon polttoaineista tulee suorittaa veroa taulukon 4 mukaisesti polttoainemäärästä, joka saadaan kertomalla kulutukseen luovutettu lämpömäärä kertoimella 0,9. Saatu lämpömäärä jaetaan kullekin polttoaineelle siinä suhteessa, missä polttoainetta on kulutettu. Kutakin polttoainetta katsotaan käytetyn samassa suhteessa sekä sähkön- että lämmöntuotantoon. [50] Keskeisistä energia-

tuotteista puu ja puuperäiset polttoaineet sekä turve ovat yhdenmukaistetun valmisteverotuksen ulkopuolella.

Taulukko 4. Yleisimmin käytettyjen energiatuotteiden verotaulukko [57]

Polttoaine	Perusvero	Lisävero	Huoltovarmuus-maksu
Sähkö, [c/kWh]			
– veroluokka I	-	0,73	0,013
– veroluokka II	-	0,44	0,013
Kivihiili, kivihiilibriketit, kivihiilestä valmistetut kiinteät polttoaineet [€/t]		43,52	1,18
Maakaasu, kaasumainen, [c/nm^3]	-	1,82	0,084
Mäntyöljy c/kg	5,68	-	-
Moottoribensiini, lyijytön c/l	53,85	4,23	0,68
Dieselöljy, rikitön c/l	26,83	4,76	0,35
Kevyt polttoöljy (POK), [c/l]	1,93	4,78	0,35
Raskas polttoöljy (POR), [c/kg]	-	5,68	0,28

Arvonlisävero

Toisin kuin tuontipolttoaineiden kohdalla, kotimaisten polttoaineiden kuten turpeen, polttohakkeen ja teollisuuden jäteaineiden myynnistä ei arvonlisäverolain perusteella suoriteta veroa. [51]

Huoltovarmuusmaksu

Sähköstä, kivihiilestä, maakaasusta ja öljystä on valmisteverojen lisäksi suoritettava valtiolle huoltovarmuusmaksua huoltovarmuusrahastoon. Tällä maksulla rahoitetaan varmuusvarastoinnista ja muusta huoltovarmuuden turvaamisesta aiheutuvat valtion kustannukset. Huoltovarmuuden turvaamisesta annetun lain tarkoituksena on turvata poikkeustilojen varalta väestön toimeentulon, maan talouselämän ja maanpuolustuksen kannalta välttämättömimmät toiminnot. Huoltovarmuusmaksujen suuruudet voidaan havaita taulukosta 4. [52]

Energiaveroista ja huoltovarmuusmaksuista on säädetty seuraavissa laeissa ja asetuksissa:

- Laki nestemäisten polttoaineiden valmisteverosta (1472/1994)
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1260/1996)
- Asetus nestemäisten polttoaineiden valmisteverosta (1547/1994)
- KTM:n asetus omakäyttölaitteista (309/2003)
- KTM:n asetus sähkön tukien myöntämisperusteista (310/2003) [57]

5.3 Sähköntuotannon tuet

Ottaen huomioon ilmastopoliittiset ja energiapoliittiset tavoitteet sekä erityisesti teollisuuden kilpailukyky valtioneuvosto on päättänyt alentaa teollisuuden ja kasvihuoneiden maksamaa sähköveroa. Metsähakkeen ja pienpuun käyttöä lisääviä investointeja edistetään ja polttoturpeen kilpailukyvyn ja energiahuollon omavaraisuusasteen varmistamiseksi turpeen vero ja verotuki on poistettu 1.7.2005 lähtien. [56]

Pienvoimaloiden on mahdollista saada tukea tuottamastaan sähköstä, jos se on tuotettu

- tuulivoimalla;
- vesivoimalaitoksessa, jonka nimellisteho on enintään 1 MVA;
- kierrätyspolttoaineella;
- puuperäisillä polttoaineilla;
- biokaasulla;
- metallurgisten prosessien jätekaasulla tai
- kemiallisten prosessien reaktiolämmöllä.

Tuen perusmäärä on 4,2 €/MWh. Tuulivoimalla ja metsähakkeella tuotetun sähkön kilpailukyvyn parantamiseksi on niille myönnetty korotettua tukea 6,9 €/MWh, joka esimerkiksi vastaa noin 30–40 prosenttia tuulivoimasähkön kokonaiskustannuksista. Metsähakkeen tuottajat ovat olleet tyytymättömiä metsähakkeesta maksettavaan hintaan ja metsähakkeesta maksettava sähköveron palautus ei ole päätynyt tuottajalle saakka. [75 s. 15] Kierrätyspolttoaineella tuotetun sähkön tuki on 2,5 €/MWh. [50] Sähköntuotannon tuilla pyritään edistämään uusiutuvan energian käyttöä vuoteen 2010 mennessä 30 prosentilla vuoteen 2001 verrattuna.

5.4 Syöttötariffit ja vihreät sertifikaatit

Syöttötariffit ja vihreät sertifikaatit eivät ole olennaisessa osassa tässä tutkimuksessa, mutta on hyvä tutkia, minkälaisia muita ohjauskeinoja olisi käytettävissä. Uusiutuvien energialähteiden käyttöä edistetään joissakin EU-maissa ostopakkoon perustuvilla syöttötariffeilla tai vihreillä sertifikaateilla. Suomessa on tehty selvityksiä molempien järjestelmien käyttöönottoa varten ottamalla huomioon kansainvälisiä kokemuksia, sekä erityisesti Ruotisin ja Norjan yhteisen sertifikaattijärjestelmän kehitys. Molempien järjestelmien käyttöönottoon liittyy sekä Suomen että pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kannalta useita ongelmia. [56]

Syöttötariffit

Syöttötariffijärjestelmässä sähkön tuottajalle taataan lakisääteisesti joko kiinteä hinta verkkoon toimittamastaan sähköstä, tai tietty lisäkorvaus sähkön markkinahinnan päälle. Järjestelmässä verkonhaltijoiden tulee ottaa vastaan kaikki määritellyillä uusiutuvalla energialla tuotettu sähkö. Järjestelmän käytöstä aiheutuvat lisäkustannukset tulevat loppukuluttajan maksettavaksi, joskin myös valtio voi osallistua kustannuksiin. [30 s. 66]

Tuotantotapa, laitoskoko ja käyttöönottovuosi määrää sähköstä maksettavan takuuhinnan ja hinta on asetettu alenevaksi määrätystä vuodesta eteenpäin. Takuuhinnoissa on suurta vaihtelua. Ne vaihtelevat 37 €/MWh (suurvesivoiman tehokorotus) aina 574 €/MWh (aurinkosähkö) ja alenema on tyypillisesti noin 1,5-2 % vuosittain. [30 s.67]

Syöttötariffit eivät ole periaatteeltaan avoimien sähkömarkkinoiden tavoitteiden mukaisia ja näin ne eivät sovellu Suomeen. Takuuhinta ja ostovelvoite poissulkevat uusiutuvan sähkön sähkömarkkinoiden ulkopuolelle, eikä Suomessa ole haluttu antaa uusiutuvalle sähköntuotannolle mitään suosituimmuusasemaa sähkömarkkinalainsäädännössä. [30 s.67]

Vihreät sertifikaatit

Perusajatuksena kaupattavissa, vihreissä sertifikaateissa on että uusiutuvan energian ”ympäristöarvo” erotetaan erilliseen sertifikaattiin, joita tuottajille annetaan esimerkiksi yksi sertifikaatti tuotettua megawattituntia kohti. Sertifikaatit myydään omilla markkinoillaan ja tuotettu sähkö normaaleja kanavia pitkin markkinahintaan. Uusiutuvan energian lisäkustannukset tuottaja voi kattaa sertifikaattien myynnillä. Sertifikaattien myyntiä voidaan ohjata valtion toimesta tai se voi perustua ostajien vapaaehtoiseen halukkuuteen. Energian ostajille voidaan myös antaa helpotuksia energiaveroista sertifikaattien hankintaa vastaavasti ja näin ohjata sertifikaattien kysyntää. [30 s.68]

Kokemukset ovat osoittaneet, että vapaaehtoisuuteen pohjautuvalla sertifikaattikaupalla ei päästä kovin merkittäviin volyymeihin. Tehokkain tapa riittävän laajojen markkinoiden aikaansaamiseksi näyttää olevan pakollisten sertifikaattikiintiöiden asettaminen. Sertifikaatin hinta ei ole vakio, vaan se määräytyy markkinoilla ja on sidoksissa siihen kuinka suuret kiintiöt vuosittain asetetaan. Mikäli järjestelmän halutaan johtavan uusiutuvan energian käytön lisääntymiseen, tulee kiintiö asettaa jonkin verran suuremmaksi kuin sen hetkinen uusiutuvan energian kapasiteetti on ja kiintiöt tulisi määritellä asteittain kasvaviksi tuleville vuosille. Uusiutuvien energioiden käytettävissä olevan määrän vuosittainen vaihtelu aiheuttaa ongelmia ja epävakautta sertifikaattien hintaan. Mikäli markkinoiden hintataso jää alhaiseksi, voidaan järjestelmään liittää esimerkiksi takuuhinta jonka valtio maksaa. [30 s.69]

Vihreisiin sertifikaatteihin perustuvien järjestelmien kehittäminen perustuu ennen kaikkea ajatukseen luoda tukijärjestelmä, joka sopii avoimille sähkömarkkinoille. Sertifikaateilla halutaan saavuttaa tilanne, jossa uusiutuvaa sähköä tuetaan yhdenmukaisin perustein ja että uusiutuva sähkö voidaan myydä markkinoilla normaalisti. [30 s.69–70]

Sertifikaattijärjestelmä sopii periaatteiltaan Suomen oloihin. Suomen pienet markkinat voivat kuitenkin tuotanto-olosuhteiden vaihtelut huomioon ottaen olla epävakaat ja aiheuttaa ongelmia. Päästökaupan ja sertifikaattimarkkinoiden rinnakkaiselon ei ole katsottu olevan aivan mahdotonta. Vihreitä sertifikaatteja ei kuitenkaan EU:n päästökauppajärjestelmän mukaan saa muuntaa päästöoikeuksiksi. Ulkomailla on selvitetty näiden kahden järjestelmän vuorovaikutusta nimenomaan hiilidioksidivähennysten kannalta.

Jotta päästäisiin optimaaliseen tulokseen, on uusiutuvan energian kiintiö sovitettava huolellisesti päästökiintiöiden kanssa. Tämä tarkoittaa, että uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön kiintiön kasvattaminen tulisi ottaa huomioon vähennyksenä päästöoikeuksien jaossa. [30 s.71]

Kahden uuden ohjauskeinon, päästökaupan ja vihreiden sertifikaattien samanaikainen käyttöönotto johtaisi jokseenkin epävarmaan tilanteeseen markkinoilla, koska molempien sekä vihreiden sertifikaattien että päästöoikeuksienkin tulevaa hintaa on vaikea ennakolta arvioida. Tällainen tilanne tuskin houkuttelisi sijoittajia. [30 s.71]

6 Nord Pool -pohjoismainen sähköpörssi

Pohjoismaiset sähkömarkkinat nähdään usein hyvänä esimerkkinä hyvin toteutetusta ja toimivasta sähkömarkkinoiden vapauttamisesta kilpailulle. Pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool on ensimmäinen monikansallinen sähköpörssi maailmassa. Nord Pool on perustettu vuonna 1993 ja sen omistavat pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt, omistaja Suomessa on Fingrid Oyj. Nord Poolissa voi käydä vakioiduilla tuotteilla fyysistä tuntitason kaupankäyntiä (*Elspot*) tai finanssikauppaa (*Eltermin*) sekä säätösähkökauppaa ja tasesähkökauppaa jatkuva-aikaisena (*Elbas*). [58 s.2]

Sähköpörssissä voivat käydä kauppaa vain sen jäsenet. Sähköpörssin jäseninä on sähköyhtiöitä, teollisuusyrityksiä ja sähkön tuottajia Suomesta, Ruotsista, Norjasta ja Tanskasta sekä eräistä muista maista. Sähköpörssi määrittää sähkölle markkinahinnan, jota käytetään myös sähkösopimusten hintareferenssinä. [58 s.12]

6.1 Sähköpörssin fyysiset markkinat

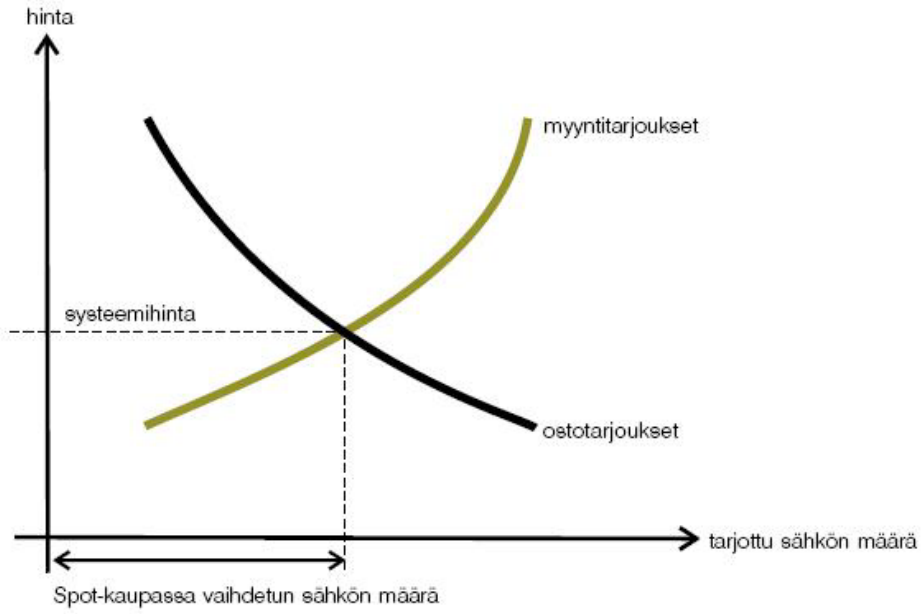
Sähköpörssin fyysiset markkinat jakautuvat Elspot ja Elbas -markkinoihin. Sähköpörssin perusta on Elspot-markkina, jossa käydään kauppaa seuraavan päivän fyysisestä sähköntoimituksesta. Elbas-markkina on Elspot-kaupan jälkimarkkina. [63 s.16]

6.1.1 Elspot-markkina

34 % pohjoismaissa tuotetusta sähköstä myydään Nord Pool -pörssin spot -markkinoilla ja spot-hinta toimii referenssinä kaikelle muulle sähkökaupalle. [58 s.12] Kaupankäynnin kohteena Elspot -markkinalla ovat seuraavan vuorokauden käyttötunnit 00–23 CET (01–24 Suomen aikaa). Perusyksikkönä kaupankäynnissä on 0,1 MWh:n kiinteä toimitus yhden käyttötunnin aikana. [63 s.16] Elspot on suljettu huutokauppa, johon kaupankäyntiin osallistuvat osapuolet lähettävät kerran päivässä nimettömät osto- ja myyntitarjoukset. Tarjousten käsittelyn helpottamiseksi on Spot -tarjouksille määritetty maksimihinta, jota voidaan kuitenkin muuttaa tilanteen mukaan esimerkiksi kylminä talvipäi-

vinä. Sähköpörssi kirjaa tarjoukset, jotka sisältävät ostettavan tai toimitettavan sähkön määrän kullakin sähkön hinnalla. [14 s.197]

Seuraavan päivän spot-markkinat suljetaan Ruotsin ja Norjan aikaa keskipäivällä. Kaupan sulkeutumisen jälkeen kunkin tunnin osto- ja myyntitarjoukset yhdistetään käyriksi ja käyrien leikkauspiste määrää ns. systeemihinnan, jolla kyseisen tunnin sähkökauppa käydään. Systeemihinnan määräytymisen käyrät voidaan nähdä kuvasta 24. Edellytyksenä tälle on, että siirtoyhteydet sallivat kaikkien kauppojen toteutumisen. Osto- ja myyntikäyrien leikkauspiste määrää myös vaihdon suuruuden [14 s.197] Systeemihinta on sama niin sähkön myyjälle kuin ostajallekin. Toisin sanoen myyjä saa myymästään sähköstä ja ostaja maksaa ostamastaan sähköstä systeemihinnan verran. [63 s.16]



Kuva 24. Systeemihinnan määräytyminen Elspot-markkinoilla [63 s.16]

6.1.2 Elbas -markkina

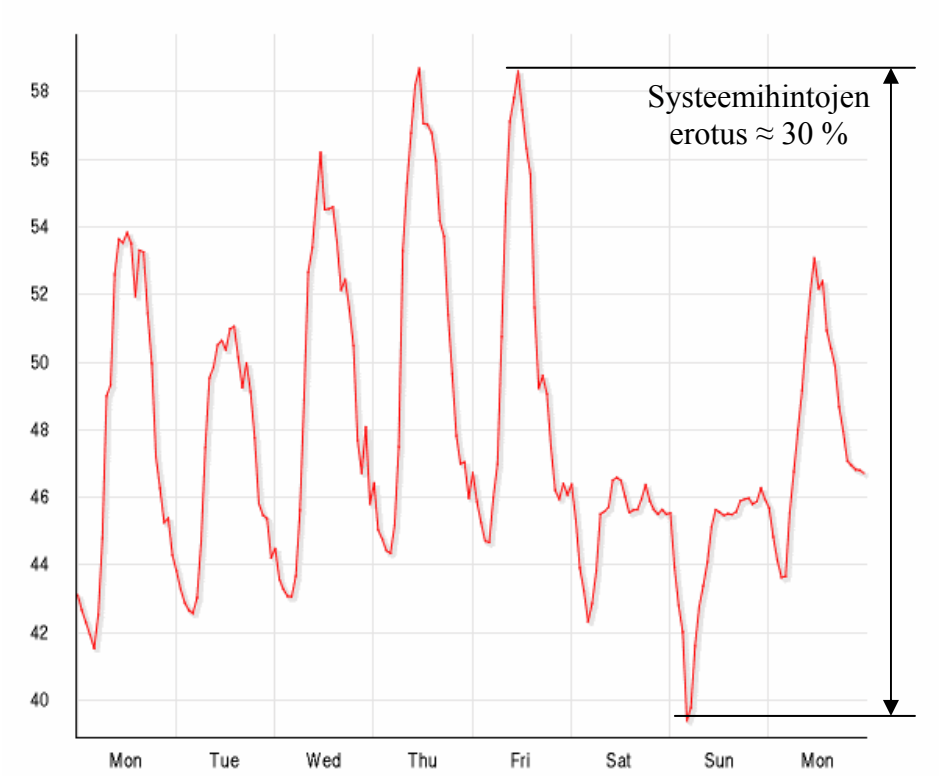
Seuraavan vuorokauden fyysisiä sähköntoimituksia koskevat spot-markkinat suljetaan keskipäivällä, jolloin itse sähköntoimitukseen on aikaa vielä 12–36 tuntia. Markkinan sulkeutumisen jälkeen saattaa kuitenkin sähköntoimituksien tarve muuttua esimerkiksi ennakoitua suuremman lämpötilamuutoksen takia. Tämänlaisia tilanteita varten on Elspot -markkinoita täydentämään kehitetty Elbas -markkinat, joilla voidaan käydä fyysistä sähkökauppaa vielä tuntia ennen varsinaista toimitustuntia. [14 s.197–198]

Elbas -markkina on kehitetty Suomen ja Ruotsin alueelle, jonka avulla kysyntä ja tarjonta saadaan kohtaamaan tarkemmin vaihtelevilla markkinoilla. Elbas -markkinoilla kaupankäynnin kohteena on 1 MWh kiinteä sähkön toimitus niille tunneille, joille on jo olemassa Elspot -hinta. [63 s.17]

Hinta Elbas -markkinoilla kullekin tunnille määräytyy aivan kuten arvopaperipörssissä, eli parhaat osto- ja myyntitarjoukset ovat nähtävissä nimettöminä. Kauppa syntyy, kun osto- ja myyntitarjoukset kohtaavat. Elbas -markkinoilla toimii markkinatakaajia, joiden tehtävä on taata se, että markkinoilla on aina osto- ja myyntitarjouksia. Tämä järjestely pitää huolen siitä, ettei synny tilanteita, joissa toimija ei saisi ostettua tarvitsemaansa sähköä tai myytyä sähköään. [63 s.17]

6.2 Sähköpörssin johdannaismarkkina

Sähkön hinta spot -markkinoilla voi heilahdella huomattavasti, kuten kuvasta 25 voidaan havaita. Tarve suojata itseään näiltä hintaheilahteluriskeiltä on luonut kysynnän riskiä vähentäville finanssituotteille. Hintariskin hallinnassa käytetään Nord Poolin finanssituotteita, eli *futuureja*, *forwardeja* ja *optioita*. Finanssituotteiden kaupankäyntiin ei liity fyysistä sähköntoimitusta, vaan niiden taloudellinen vastine maksetaan aina rahasuorituksena. Futuuri suojaa tulevaisuuden hintariskiä lyhyellä aikavälillä, kun taas forwardit ulottuvat pisimmillään neljän vuoden päähän kaupankäyntiajankohdasta. Optiolla taas tarkoitetaan oikeutta ostaa tai myydä sopimus tiettynä aikana tietyllä hinnalla tulevaisuudessa. [63 s.17][14 s. 200–201]



Kuva 25. Tunneittaiset systeemihinnat 26.6.–3.7.2006. Hinnat €\MWh [64]

Yllä olevasta kuvasta voidaan nähdä kuinka paljon systeemihinta voi vaihdella sähkömarkkinoilla. Esimerkiksi kahden päivän aikana hinta voi muuttua jopa 30 %. Parhaassa tapauksessa sähköstä joudutaan maksamaan yllä olevan kuvan mukaisesti alle 40 €/MWh, kun taas pahimmassa tapauksessa yli 60 €/MWh.

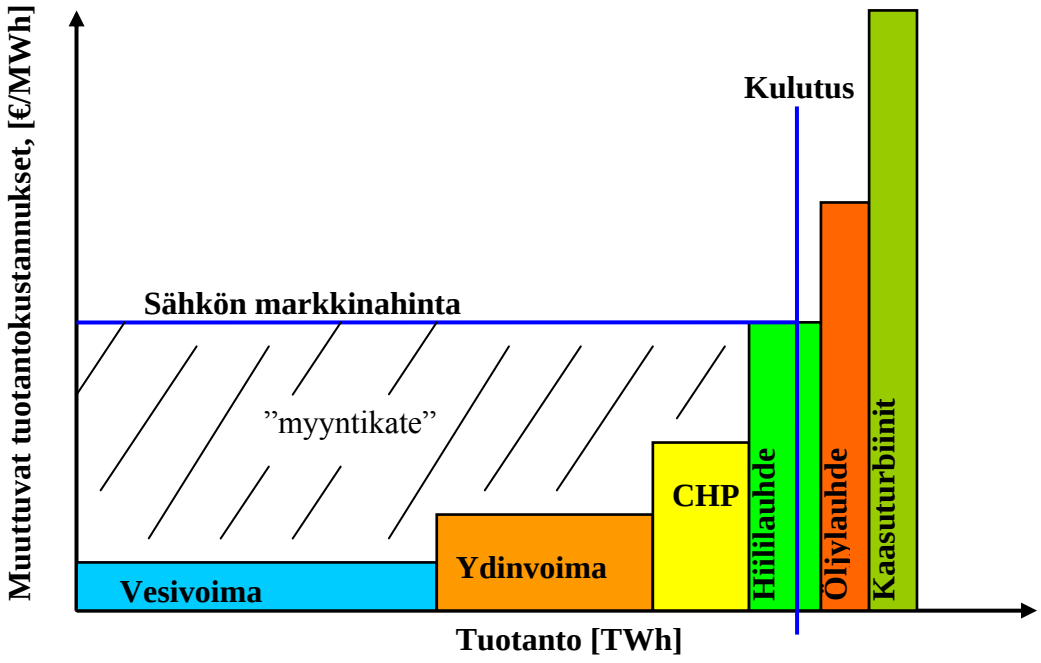
6.3 Sähköenergian hinnanmuodostus sähköpörssissä

Vesivoima kattaa lähes puolet pohjoismaiden sähköntuotannosta. Vesivoimalla tuotetun sähkön määrä on altis hyvin suurillekin vuosittaisille vaihteluille. Jokien virtaama ja vesistöihin valuneen veden määrä vaihtelevat sekä vuodenaikojen mukaan että satunnaisesti. Talven aikana sataneen lumen määrä on suurin yksittäinen vaikuttava tekijä, mutta syksyn sateilla on myös merkitystä. [14 s.202]

Osa valumasta voidaan varastoida keinotekoisiin patoihin tai luonnollisiin järvialtaisiin. Pohjoismaissa altaiden varastointikapasiteetti on rajallinen, mutta melko suuri. Monilla jokivoimalaitoksilla ei ole juurikaan mahdollisuutta varastoida vettä, joten ne tuottavat sähköä hetkellisestä virtaamasta saatavan määrän. Varastointimahdollisuudesta on hyötyä silloin, kun luonnollinen virtaama on pieni ja varastointi myös vähentää veden juok-

sutuksia voimalaitosten ohi tulva-aikoina. Vesivoimalaitoksilla kannattaa tuottaa niin paljon sähköä kuin vaan suinkin mahdollista, koska vesivoimalaitoksen kustannukset koostuvat lähes pelkästään pääomakustannuksista, eikä tuotetun sähkön määrästä riippuvia muuttuvia kustannuksia juurikaan ole. [14 s.202]

Vesivoimalla tuotetun sähkön hinta määräytyy veden varastoarvon mukaan. Varastoarvo riippuu altaissa olevan veden määrästä, valumasta sekä niiden ennusteista. Veden varastoarvo on veden ennustettavissa oleva arvo sähköntuotannossa. Kun Spot-hinta sähköpörssissä ylittää vesivoiman tuottajan varastoarvon, kannattaa sähköä tuottaa laitoksessa maksimiteholla. Kun Spot-hinta taas alittaa varastoarvon, kannattaa sähköä tuottaa vastaavasti minimiteholla. Sähkön markkinahinta muodostuu vesivoiman tuottajien tarjousten perusteella, kun markkinoille tarjotun ydinvoiman, prosessi- ja lämpövoiman sekä vesivoiman määrä ylittää kysynnän. Yleensä tarvitaan vielä kivihiililauhdutusvoimaa tai maakaasukombivoimaa, jotta tasapaino kysynnän ja tarjonnan välillä saavutetaan. Kuvasta 26 voidaan havaita, kuinka sähkön hinta määräytyy näiden tuotantolaitosten marginaalikustannusten tasolle. [14 s.202]



Kuva 26. Sähkön markkinahinnan muodostuminen [14 s.203]

Kuvasta 26 voidaan huomata, miten sähköpörssissä sähkön markkinahinta määräytyy aina viimeisenä mukaan tulleen tuotantomuodon marginaalisten tuotantokustannusten perusteella. Voimalaitoksia ajetaankin yleensä ns. hintajärjestyksessä, jonka sähköpörssi optimoi. Tämä optimointi tapahtuu tuntitasolla pörssikauppaa käytäessä.

Oheisen kuvan mukaan vesivoimalla, ydinvoimalla ja CHP -laitoksella tuotetun sähkön tuotantokustannukset jäävät sähkön markkinahinnan alapuolelle. Tällöin sähkön markkinahinnan ja sähkön tuotantokustannusten välinen erotus muodostuu myyntikatteeksi sähkön tuottajille.

7 Hybridilämmityksen vaikutus sähkön- ja lämmöntuotantoon

Nykyään monessa kaukolämpökiinteistössä käytetään rinnakkaista lämmitysmuotoa, joka on usein sähkölämmitys. Tästä seuraa nimi *hybridilämmitys*. Tässä tutkimuksessa tutkitaan kaukolämmityksen ohella käytettävän rinnakkaisen lämmitysmuodon käytön vaikutuksia yhdistetyn sähkön- ja lämmöntuotannon kannalta. Tutkimuksessa otetaan tarkasteluun eritoten kaukolämmityksen rinnalla käytettävän sähkölämmityksen ja sen yleistymisen vaikutukset, niin yhdyskunnan energiantuotannon kuin ympäristövaikutuksienkin osalta.

Hybridilämmityksen käytön vaikutuksia tarkastellaan referenssikaupungin avulla, joka on tyypillinen keskisuuri suomalainen kaupunki. Referenssikaupungin tuotantorakenne on luotu tämän päivän energiatrendien ja kehitysmallien mukaan mahdollisimman käytännönläheiseksi.

7.1 Tutkimusasetelma ja metodit

Tutkimuksen taustalla on huoli siitä, onko rakennusten lämmitysjärjestelmien muutossuunta oikea yhdyskunnan energiatalouden ja kestävän kehityksen kannalta. Hybridilämmityksen vaikutusta yhdyskunnan kannalta tullaan tarkastelemaan referenssikaupungin avulla. Referenssikaupungin alkutiedot on saatu jo aikaisemmin tehdystä tutkimuksesta ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset”. Referenssikaupungin tietojen avulla muodostetaan kaksi tuotantorakennemallia, joita apuna käyttäen selvitetään hybridilämmityksen kustannusvaikutukset yhdyskunnalle. Referenssikaupungille muodostetaan kaksi tuotantorakennevaihtoehtoa siitä syystä, että tutkimukseen saataisiin vertailtavuutta erilaisten tuotantorakennevaihtoehtojen ja -vaikutuksien välille.

Referenssikaupungin kahdelle tuotantorakennevaihtoehdolle laaditaan kaksi eri aikaskenaariota, joiden mukaan lasketaan vaikutukset yhdyskunnan vuosittaisille energiantuotantokustannuksille ja ympäristövaikutuksille tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden nykyhinnoilla. Tulevaisuuden epävarmuutta analysoidaan herkkyysanalyysin avulla. Herkkyysanalyysissä otetaan huomioon tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintojen kehitys tulevaisuudessa. Näiden hintakehitysskenaarioiden avulla las-

ketaan herkkyysanalyysin vaikutukset vuosittaisille energiantuotantokustannuksille ja ympäristövaikutuksille.

7.2 Referenssikaupunki

Tässä tutkimuksessa käytetään hyväksi jo aikaisemmassa tutkimuksessa ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset” määriteltyjä referenssikaupungin tietoja. Referenssikaupungin nykytilanteessa oleva kaukolämmitysenergian tarve on 798 GWh. Referenssikaupungin nykytilanteen sähköntarve on mitoitettu ainoastaan yhteistuotannosta saatavan sähkön määrän suhteen ja tarkastelussa on jätetty huomioimatta muu tarvittava kiinteistökohtainen sähkönkulutus ja keskitytty kiinteistöjen lämmitysenergioiden muutosten vaikutusten tutkimiseen.

7.2.1 Referenssikaupungin rakennuskanta ja lämmönkulutus

Referenssikaupungin kaukolämmönkulutus nykytilanteessa on 798 GWh. Jotta referenssikaupungin tilausteho saataisiin määriteltyä, on arvioitava referenssikaupungille huipun käyttöaika. Huipun käyttöajat vaihtelevat paljon kiinteistöjen mukaan. Omakotitalolla huipun käyttöaika on noin 1000–1500 h/a, kun taas kerrostaloasunnolla noin 2000–2500 h/a ja rivitaloasunnolla noin 2200–2500 h/a. Teollisuudessa vaihteluväli on huomattavasti suurempi, noin 1000–5000 h/a. [69] Referenssikaupungin kiinteistöjen huipun käyttöajaksi arvioitiin tässä tutkimuksessa edellä mainittujen arvojen perusteella 2600 h. Kaupungin laskennalliseksi tilaustehoksi saadaan kaavan 4 mukaan 306 MW.

$$tilausteho = \frac{lämmönkulutus}{huipun\,käyttöaika} = \frac{798\,000\,MWh/a}{2600\ h/a} = 306\,MW \qquad (4)$$

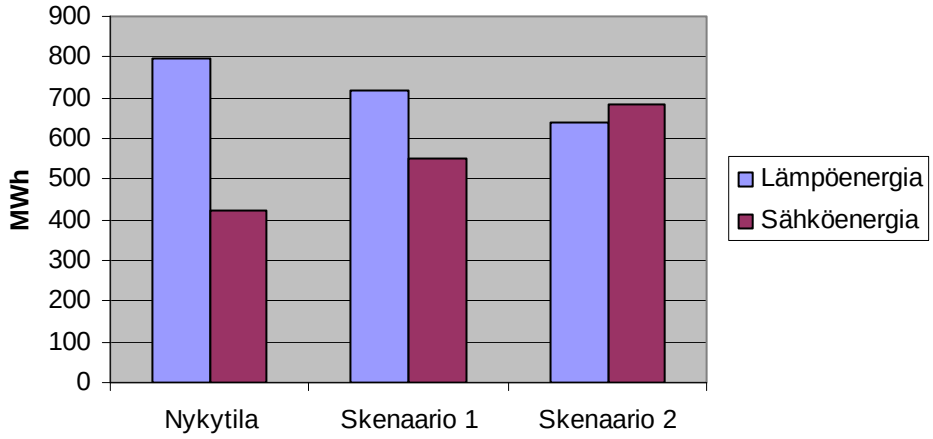
Alla olevasta taulukosta 5 nähdään mallikaupungin kiinteistötyypit ja kiinteistöjen lukumäärä.

Taulukko 5. Referenssikaupungin kiinteistötyypit ja lukumäärät

Kiinteistötyyppi	Referenssikaupungin kiinteistöjen määrä [kpl]
Omakotitalo	900
Rivitalo	309
Kerrostalo	861
Virastot, liike- ja julk. rak.	241
Koulut, päiväkodit	87
Teollisuuslaitokset, varastot	178
Yhteensä	2576

7.2.2 Hybridirakentaminen referenssikaupungissa

Käytämme tässä tutkimuksessa kolmea erilaista tapahtumahetkeä; nykytila, skenaario 1 ja skenaario 2. Skenaario 1 esittää hetkeä, jossa sähkölämmitys on lisääntynyt 10 % ja lohkaissut pois 10 % kaukolämmitysenergian tarpeesta. Skenaario 2 esittää hetkeä, jossa sähkölämmitys on lisääntynyt 20 % ja lohkaissut pois 20 % kaukolämmitysenergian tarpeesta. Skenaariot on laadittu sähkölämmityksen kehitystrendien pohjalta viime vuosikymmenten aikana. Asuin- ja palvelurakennusten lämmityksen eri energialähteiden kehitystrendit ovat nähtävissä liitteessä II, josta esimerkiksi voidaan hyvin havaita sähkölämmityksen yleistyminen viime vuosikymmenten aikana. Tässä tutkimuksessa jätetään tarkastelematta kaukolämmityksen kysynnän kasvun vaikutusta sähkön- ja lämmöntuotantoon ja keskitytään seuraamaan sähkölämmityksen yleistymisen vaikutuksia. Näin ollen laskuista jätetään pois mahdollinen kaukolämmityksen tilaustehon kasvu. Uudisrakentaminen ja kiinteistöjen saneeraus on otettu huomioon skenaarioissa sähkölämmitystä lisäävänä tekijänä. Nämä perusoletukset joudutaan tekemään, jotta saataisiin vertailukelpoisia tuloksia.



Kuva 27. Referenssikaupungin lämpö- ja sähköenergioiden tarpeet nykytilassa ja eri skenaarioilla

Yllä oleva kuva selventää referenssikaupungin lämpö- ja sähköenergioiden tarvetta eri tapahtumahetkillä. Nykytilassa kaupunki tarvitsee lämmitysenergiaa noin 800 MWh edestä ja sähköenergiaa hieman yli 400 MWh. Skenaario 1 osoittaa kaupungin sähköenergian tarpeen nousevan lähelle 600 MWh ja lämpöenergian tarpeen laskevan noin 700 Mwh tasolle. Skenaario 2:ssa sähköenergian tarve on noussut jo lämpöenergian tarpeen yli noin 700 MWh tasolle, kun taas lämpöenergian tarve on laskenut lähelle 600 MWh.

7.2.3 Referenssikaupungin tuotantorakenne

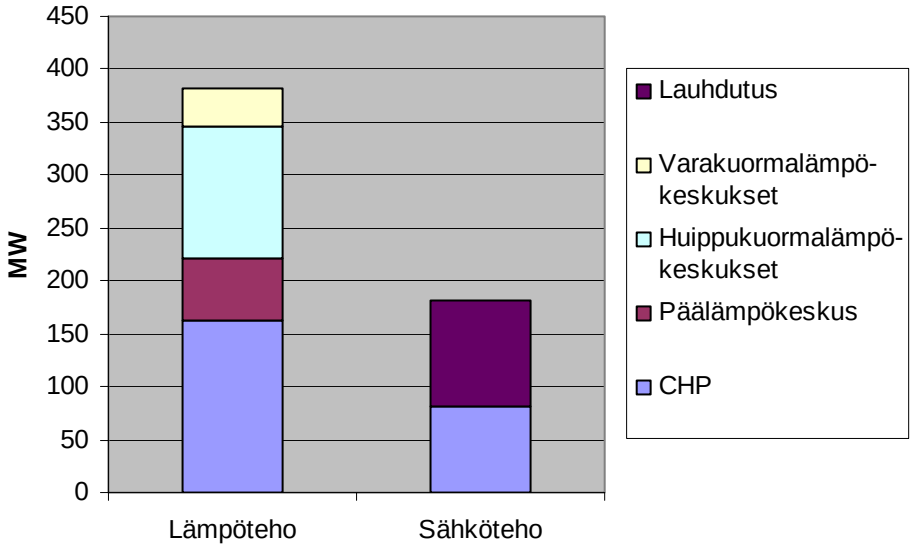
Tutkimuksessa muodostettiin kaksi laskennallista referenssikaupungin tuotantorakennetta. Ensimmäisessä vaihtoehdossa kaupunki sijaitsee maakaasuputkiston varrella ja käyttää energiantuotannon pääpolttoaineena maakaasua. Maakaasua käytetään myös polttoaineena päälämpökeskuksessa. Vara- ja huippukuormalämpökeskukset toimivat raskaalla polttoöljyllä (POR). Toisessa vaihtoehdossa kaupunki käyttää pääpolttoaineenaan biopolttoaineita, jyrsinturvetta ja puuta. CHP -tuotantolaitos ja päälämpökeskus käyttävät turve/puu- sekoitusta suhteessa 50–50. Vara- ja huippukuormalämpökeskukset toimivat raskaalla polttoöljyllä (POR).

Vaihtoehto 1

CHP -tuotantolaitokseksi valittiin polttoaineteholtaan 270 MW maakaasukäyttöinen kaasuturbiinilaitos, joka on varustettu lämmöntalteenottokattilalla. CHP -laitoksen kokonaishyötysuhde on 93 %. Voimalaitoksesta saadaan sähkötehoa 95 MW_e ja lämpötehoa 157 MW_{th}. CHP -laitos mitoitettiin siten, että se kattaa noin 50 % kaukolämmön huipputehosta. Tällä mitoituksella saavutetaan noin 90 % osuus lämmitysenergian tuotannosta.

Teholtaan 4 x 15 MW päälämpökeskus on niin ikään maakaasukäyttöinen. Päälämpökeskus on tyypiltään lämminvesikattilalaitos ja toimii hyötysuhteella 90 %. Päälämpökeskuksen toiminta-aste on välillä 8-60 MW. Näitä tuotantolaitoksia tukemaan on valittu raskasöljykäyttöiset vara- ja huippukuormalämpökeskukset. Lämpökeskukset ovat kuumavesikattilalaitoksia. Lämpökeskuksia on 8 kpl, joiden polttoainetehot ovat seuraavat: LK1: 6 MW, LK2: 6 MW, LK3: 12 MW, LK4: 12 MW, LK5: 24 MW, LK6: 30 MW, LK7: 30 MW ja LK8: 40 MW. Lämpökeskukset LK1-LK4 ovat ainoastaan varakuormalämpökeskuksia, eivätkä normaalikäyttötilanteessa ole käytössä ollenkaan. Lämpökeskuksien hyötysuhde on raskaalla polttoöljyllä 85 % ja maakaasulla 93 %.

Referenssikaupungissa on mahdollisuus myös erilliseen sähköntuotantoon kivihiililauhdevoimalla. Referenssikaupunkiin mitoitettiin polttoaineteholtaan 228 MW:n kivihiililauhdevoimalaitos, joka toimii hyötysuhteella 44 %. Nykytilanteessa kivihiililauhdevoimalaitos ei ole käytössä, koska CHP -tuotannosta saatavalla sähköllä katetaan nykyinen sähkönkulutus.



Kuva 28. Lämmön- ja sähköntuotantolaitosten tehorakennekaavio referenssikaupungissa, vaihtoehto 1

Yllä olevasta kuvasta selviää referenssikaupungin sekä lämmön- että sähköntuotannon rakenne. Liitteestä IV selviää tarkemmin tuotantolaitoksien tuotantomäärät ja käyttötunnit.

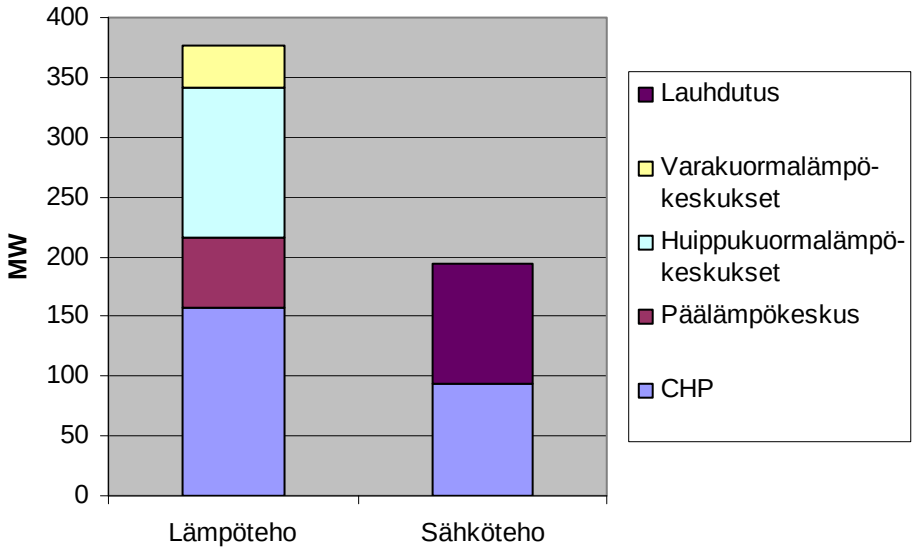
Vaihtoehto 2

CHP -tuotantolaitokseksi valittiin polttoaineteholtaan 270 MW biopolttoainetta polttava leijukerroskattilalla varustettu vastapainevoimalaitos. Voimalaitoksen kokonaishyötysuhde on 90 %. Voimalaitoksesta saadaan sähkötehoa 81 MW_e ja lämpötehoa 162 MW_{th}. CHP -laitos mitoitettiin siten, että se kattaa noin 50 % kaukolämmön huipputehosta. Tällä mitoituksella saavutetaan noin 90 % osuus lämmitysenergian tuotannosta.

Polttoaineteholtaan 65 MW:n päälämpökeskus on niin ikään biopolttoainekäyttöinen. Voimalaitos ja päälämpökeskus käyttävät polttohaketta ja jyrsinturvetta polttoaineenaan suhteessa 50–50. Päälämpökeskus on vesiputkikattilalaitos, joka toimii 90 % hyötysuhteella. Laitoksesta saatava maksimilämpöteho on 60 MW_{th}. Näitä tuotantolaitoksia tukemaan on valittu raskasöljykäyttöiset vara- ja huippukuormalämpökeskukset. Lämpökeskukset ovat kuumavesikattilalaitoksia. Lämpökeskuksia on 8 kpl, joiden polttoainetehot ovat seuraavat: LK1: 6 MW, LK2: 6 MW, LK3: 12 MW, LK4: 12 MW, LK5: 24 MW, LK6: 30 MW, LK7: 30 MW ja LK8: 40 MW. Lämpökeskukset LK1-LK4 ovat

ainoastaan varakuormalämpökeskuksia, eivätkä normaalikäyttötilanteessa ole käytössä ollenkaan. Lämpökeskuksien hyötysuhde on raskaalla polttoöljyllä 85 %.

Referenssikaupungissa on myös mahdollisuus erilliseen sähköntuotantoon kivihiililauhdevoimalla. Referenssikaupunkiin mitoitettiin polttoaineteholtaan 228 MW:n kivihiililauhdevoimalaitos, joka toimii hyötysuhteella 44 %. Kivihiililauhdevoima on nykytilanteessa käytössä, jotta vaihtoehto 1:n määrittelemä referenssikaupungin tarvitsema sähköntarve saataisiin tyydytettyä. Tämä lähtökohta tehtiin sen takia, jotta molemmille vaihtoehdoille saataisiin samat energialähtöarvot.



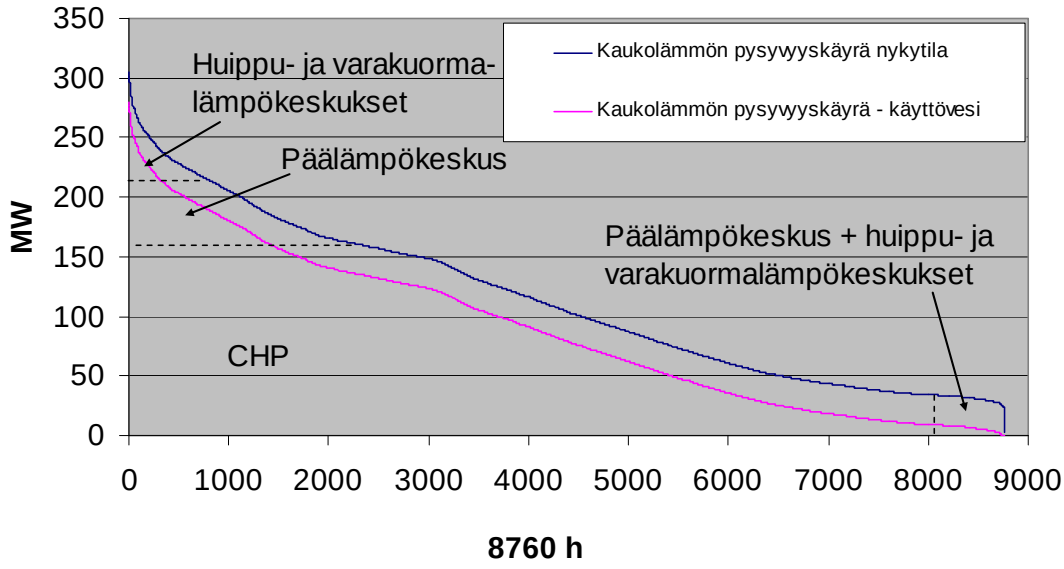
Kuva 29. Lämmön- ja sähköntuotantolaitosten tehorakennekaavio referenssikaupungissa, vaihtoehto 2

Yllä olevasta kuvasta selviää referenssikaupungin niin lämmön- kuin sähköntuotannon rakenne. Liitteestä V selviää tarkemmin tuotantolaitoksien tuotantomäärät ja käyttötunnit.

Pysyvyyskäyrä

Kuva 30 osoittaa kaukolämmön kuormituksen pysyvyyskäyrää. Pysyvyyskäyrä on kuormituksen kestoon perustuva malli, jonka avulla voidaan kuvata energiantuotanto eri tuotantoyksiköiden kesken. Laitosten käyntijärjestystä ja -aikaa optimoitaessa on selvitettävä todelliset kokonaiskustannukset eri tuotantolaitosten käyttämien polttoaineiden ja tuottaman energiamäärän suhteen.

Kuten aikaisemmin mainittiin, optimaalisesti mitoitettuna CHP -laitos kattaa noin 50 % täydestä kaukolämmön tehon tarpeesta. Tällä mitoituksella saavutetaan noin 90 % osuus kaukolämpöenergian tuotannosta. Alla olevasta kuvasta voidaan havaita kaukolämmön pysyvyyskäyrä nykytilanteessa ja kaukolämmön pysyvyyskäyrä vähennettynä käyttöveden lämmitykseen kuluva tehon tarve. Tässä tutkimuksessa käyttöveden lämmitykseen tarvittavan tehon arvioitiin olevan 25 MW. Käyttöveden lämmitykseen tarvittava teho vähennettiin koko kaukolämmön tehon tarpeesta, jotta itse kiinteistöjen lämmitykseen tarvittavan tehon suhteen saataisiin pysyvyyskäyrä.



Kuva 30. Kaukolämmön pysyvyyskäyrä

Yllä olevasta kuvasta voidaan nähdä, että CHP -laitos mitoitettiin tuottamaan noin 50 % tarvittavasta kaukolämmitysenergian tarpeesta. CHP -laitoksen minimitehon arvioitiin olevan 20 % nettolämpötehosta. Päälämpökeskuksella saadaan lämpötehoa noin 60 MW ja lopusta lämmitystehontarpeesta huolehtii huippu- ja varakuormalämpökeskukset.

Häviöt

Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt syntyvät pääasiassa jakeluverkossa (nimellisjännite alle 110 kV). Tyypillinen siirto- ja jakeluhäviö on keskimäärin 3-5 %. Tässä tapauksessa siirto- ja jakeluhäviön arvioitiin olevan 4 %. Keskimääräinen kaukolämpöverkoston lämpöhäviö on noin 5-8 %. Pienissä verkoissa lämpöhäviöt nousevat yli 10 %. [76 s.31–

33] Kaukolämpöverkoston lämpöhäviöiksi arvioitiin tässä tapauksessa 8 %. Kaukolämmön pumppaussähköhäviöiksi mitoitimme 10 kWh/MWh tuotettua kaukolämpöä kohden. Arvo on saatu Suomen kaukolämpö ry:n julkaisemasta Kaukolämmön taloudelliset tunnusluvut 2000–2002 -julkaisusta. [18 s.4] Muita häviöitä on omakäyttösähkön kulutus, jonka arvioitiin olevan samaa luokkaa kuin erään Keski-Suomessa toimivan energiayhtiön, eli noin 3 %. Omakäyttösähköllä tarkoitettaan sähköä, joka kuluu tuotantolaitoksella esimerkiksi pumpuissa, puhaltimissa ja polttoaineen kuljetuksissa.

Tuotantokustannukset

Vaihtoehto 1:n ja vaihtoehto 2:n tuotantokustannukset erosivat suuresti toisistaan, jotka voidaan havaita taulukosta 7. Suurin ja merkittävin syy tuotantokustannusten eroavaisuuteen oli maakaasun korkea hinta. Maakaasun veroton hinta on kaksi kertaa kalliimpi kuin polttohakkeen ja kolme kertaa kalliimpi kuin jyrsinturpeen. Tämän tutkimuksen tarkoitus ei kuitenkaan ole vertailla eri tuotantorakenteiden tuotantokustannuksia toisiinsa nähden, vaan tuotantokustannusten muutosta. Alla olevaan taulukkoon on kerätty niin tuontienergioiden kuin kotimaisten polttoaineiden hintatiedot (10/2006) ilman veroja. Voimalaitospolttoaineiden hinnankehitykset on nähtävissä myös Liitteessä I lukuun ottamatta puupolttoaineen ja sähkön hinnankehitystä.

Taulukko 6. Tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hinnat [€/MWh], [67] [64][33 s.109]

Maakaasu	Kivihiili *	POR	Turve **	Puu ***	Sähkö (Nord Pool Spot)
22,0	6,2	27,0	7,6	10,0	55,0

* Kivihiilen hinta rannikolla
** Turpeen hinta toimitettuna 100 km päähän
*** Hinta riippuu polttoaineen laadusta ja kuljetuskustannuksista

Yllä olevan taulukon polttoaineiden ja energioiden hintatietoja hyväksi käyttäen vaihtoehto 1:n tuotantokustannukset laskivat samalla kun CHP -tuotantoa pienennettiin. Tämä oli erikoinen piirre havaita, koska yleensä on edullisempaa tuottaa sähköä ja lämpöä yhdistetyllä sähkön- ja lämmöntuotannolla. Suurin syy tosin tähänkin oli maakaasun korkea hinta ja sähköntuotannossa korvaavan polttoaineen, kivihiilen, huomattavasti alempi hinta. Yksityiskohtaiset tuotantokustannukset eri skenaarioilla polttoainekustannuksineen ja energiaveroineen ja on nähtävissä liitteessä VI.

Vaihtoehto 2:n tuotantokustannukset nousivat odotetusti samalla kun CHP -tuotantoa pienennettiin. Jo 10 % vähennys CHP -tuotannon lämpöenergiamäärään ja saman energiamäärän tuottaminen erillisellä sähköntuotannolla toi noin 1,5 miljoonan euron tuotantokustannuslisäyksen. Yksityiskohtaiset tuotantokustannukset eri skenaarioilla polttoainekustannuksineen ja energiaveroineen ovat nähtävissä liitteessä VII.

Alla olevaan taulukkoon on otettu liitteistä VI ja VII niin vaihtoehto 1:n kuin vaihtoehto 2:n tuotantokustannukset.

Taulukko 7. Tuotantovaihtoehtojen tuotantokustannukset eri skenaarioilla [€]

Tapahtumahetki	Vaihtoehto 1	Vaihtoehto 2
Nykytila	33 093 590	13 527 469
Skenaario 1	32 380 999	15 186 701
Skenaario 2	31 668 408	16 515 152

Yllä olevaan taulukkoon on taulukoitu ainoastaan tuotantokustannukset, jotka sisältävät polttoaine-, vero- ja mahdolliset markkinasähkön ostokustannukset. Lisääntyneiden hiilidioksidipäästöjen tuomat päästöoikeuksien hinnat eivät ole mukana yllä olevan taulukon tuotantokustannuksissa. Päästöoikeuksien tuomat vaikutukset ovat nähtävissä taulukosta 9.

Päästöt ja niiden kehitys eri skenaarioilla

Taulukkoon 8 on kerätty liitteestä VIII tiedot molempien tuotantovaihtoehtojen kokonaispäästöistä eri tapahtumahetkillä. Kuten taulukosta voidaan havaita vaihtoehto 1:n päästöt lähtevät huomattavan korkeaan nousuun vähennettäessä CHP -tuotantoa ja siirrettäessä sitä enemmän lauhdutusvoimatuotannolle. Erityisesti tuhkan ja rikkidioksidin (SO_2**)** päästöjen kasvu on erittäin voimakasta johtuen rikittömän ja tuhkattoman maakaasun korvaamisesta huomattavasti rikki- ja tuhkapäästöjä aiheuttavalla kivihiilellä. Hiilidioksidipäästöihin tulee merkittävä kasvu. Nykytilassa alle 300 000 tCO_2/a -päästötasolla toiminut referenssikaupungin energiantuotanto, päästää skenaariolla 2 jo yli 500 000 tCO_2/a.

Taulukko 8. Päästöt eri tuotantovaihtoehdoilla ja niiden kehitys eri skenaarioilla [t/a]

Tapahtuma-hetki	Vaihtoehto 1				Vaihtoehto 2			
	CO_2	SO_2	NO_2	Tuhka	CO_2	SO_2	NO_2	Tuhka
Nykytila	291 889	50	1 033	99	306 176	881	955	11 128
Skenaario 1	411 306	1 166	1 637	6 257	439 550	2 022	1 640	16 734
Skenaario 2	530 724	2 282	2 242	12 414	554 754	3 028	2 239	21 593

Yllä olevasta taulukosta voidaan sen lisäksi havaita, että vaihtoehdon 2 päästöt kasvavat myös oleellisesti. Esimerkiksi tuhka ja typpidioksidipäästöt kaksinkertaistuvat ja rikkidioksidipäästöt kolminkertaistuvat siirryttäessä nykytilasta skenaarioon 2. Hiilidioksidipäästöihin, eli suurimpaan yksittäiseen lisäkustannusten aiheuttajaan tulee huomattava kasvu eri skenaarioilla. Päästöjen kehitys on nähtävissä liitteessä VIII.

Päästökaupan vaikutus

Hiilidioksidipäästöt ja hiilidioksiditonnin hinta päästökaupassa muodostavat oleellisimman osuuden kokonaiskustannusten kasvuun. Vaikka vaihtoehdon 1 tuotantokustannukset lähtivät laskuun siirrettäessä tuotantoa pois maakaasukäyttöiseltä CHP -laitokselta, nostavat päästöoikeuden hinnat kokonaiskustannukset tappiollisiksi melkein kaikilla päästöoikeuksien arvoilla. Päästöoikeuksien tuomat lisäkustannukset kokonaiskustannuksiin voidaan havaita alla olevasta taulukosta ja tarkemmat laskelmat on esitetty liitteessä IX.

Taulukko 9. Päästöoikeuksien tuomat lisäkustannukset eri tuotantovaihtoehdoilla ja eri päästöoikeuksien hinnoilla [€]

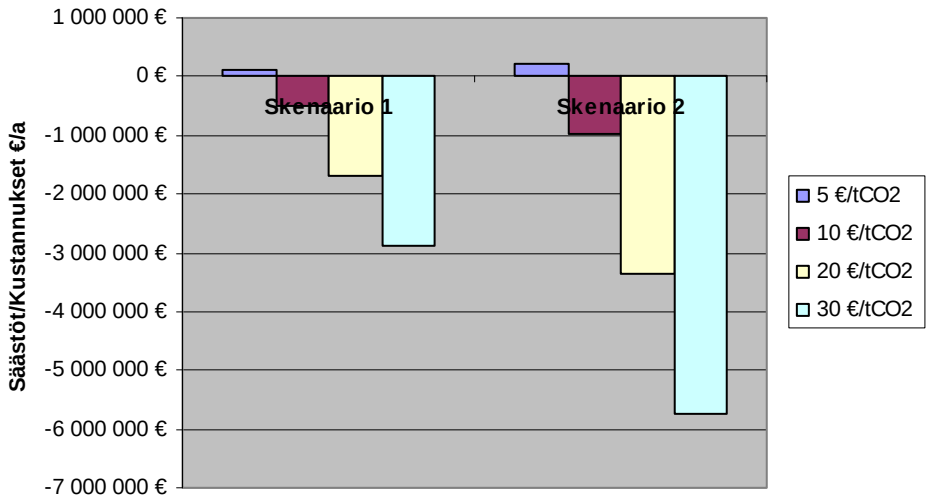
Päästöoikeuden hinta [€/tCO_2]	Vaihtoehto 1		Vaihtoehto 2	
	Skenaario 1	Skenaario 2	Skenaario 1	Skenaario 2
5	-597 088	-1 194 176	-666 868	-1 242 889
10	-1 194 176	-2 388 353	-1 333 737	-2 485 778
20	-2 388 353	-4 776 705	-2 667 474	-4 971 556
30	-3 582 529	-7 165 058	-4 001 211	-7 457 335

Kuten yllä olevasta taulukosta voidaan havaita, jo päästöoikeuden pienet hinnat tuovat yli puolen miljoonan euron lisäkustannuksen molemmilla tuotantovaihtoehdoilla. Päästöoikeuden arvo on heilahdellut paljon viime vuosina. Vuoden 2006 alussa päästöoikeuden hinta oli 30 €/tCO_2, mutta jo huhtikuussa 2006 hinta romahti 15 €/tCO_2. Mikäli ajatellaan päästöoikeuksien hinnan vaihtelevan tällä 15–30 €/tCO_2 alueella, päästöoikeudet tuovat vuositasolla noin 1,5–7,5 miljoonan euron lisäkustannukset tuotantokustannuksiin siirrettäessä tuotantoa pois CHP -laitokselta.

Kokonaisvaikutukset

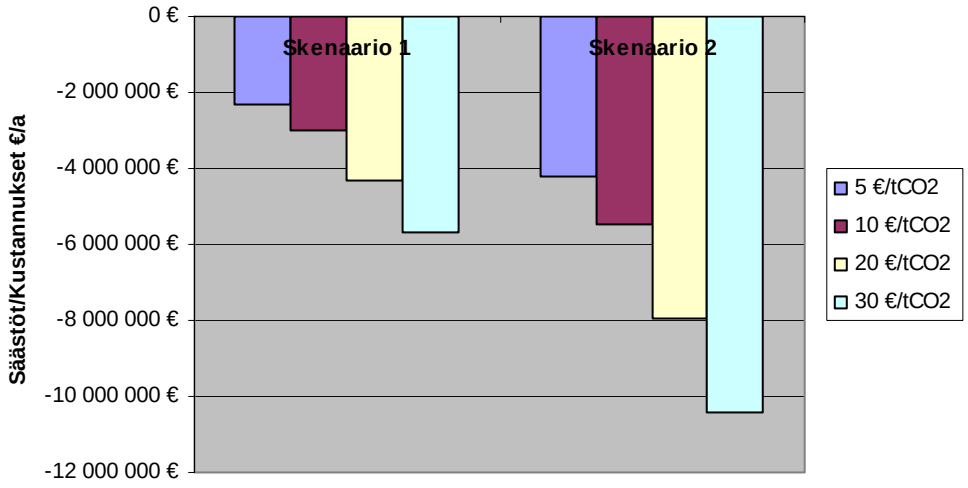
Kun otetaan huomioon tuotantokustannusten ja päästöoikeuksista tuleva lisäkustannus, saadaan selville energiantuotannon kokonaiskustannukset vuositasolla. Tosin vaikutuksia ei pidä huomioida ainoastaan taloudellisesti vaan myös ympäristön kannalta. Vaikka hiilidioksidipäästöoikeuksista maksetaan, on kuitenkin suotuisaa alentaa niitä. Muita huomioitavia päästöjä hiilidioksidipäästöjen ohella ovat ympäristölle haitalliset rikki- ja typpidioksidipäästöt ja tuhkapäästöt. Typpi- ja rikkidioksidit muodostavat reagoidessaan ilman eri yhdisteiden kanssa happamia yhdisteitä, jotka laskeutuvat maaperään ja vesistöihin sateiden mukana aiheuttaen maaperän ja vesistöjen happamuutta.

Alla olevissa kuvissa on esitetty graafisesti vuotuisiin kokonaiskustannuksiin muodostuvat lisäkustannukset tai säästöt vuositasolla molempien tuotantovaihtoehtojen eri skenaarioilla ja päästöoikeuksien arvoilla. Tarkemmat laskelmat löytyvät liitteestä IX.



Kuva 31. Vuositason kokonaiskustannuksiin muodostuvat lisäkustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 1

Kuten yllä olevasta kuvasta voidaan havaita, päästöoikeuden arvolla 5 €/tCO_2 tulee vuotuisiin kokonaiskustannuksiin säästöä. Todellisuudessa päästöoikeuksien hintojen ollessa tasolla 15–30 €/tCO_2 muodostuu tuotannon kokonaiskustannuksiin huomattava lisäkustannus. Lisäkustannukset voivat olla jopa yli 5 miljoonaa euroa vuositasolla.



Kuva 32. Vuositason kokonaiskustannuksiin muodostuvat lisäkustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 2

Kuten yllä olevasta kuvasta voidaan havaita, biopolttoainetta polttavan CHP -laitoksen tuotannon osittainen korvaaminen fossiilisella lauhdutuslaitoksella tuo huomattavan lisäkustannuksen vuosittaisiin energiantuotannon kokonaiskustannuksiin jokaisella päästöoikeuden hinnalla. Mikäli ajatellaan päästöoikeuden hinnan olevan tasolla 15–30 €/tCO_2, voisi se muodostaa vuositasolla jopa yli 10 miljoonan euron lisäkustannuksen vuosittaisiin energiantuotannon kokonaiskustannuksiin.

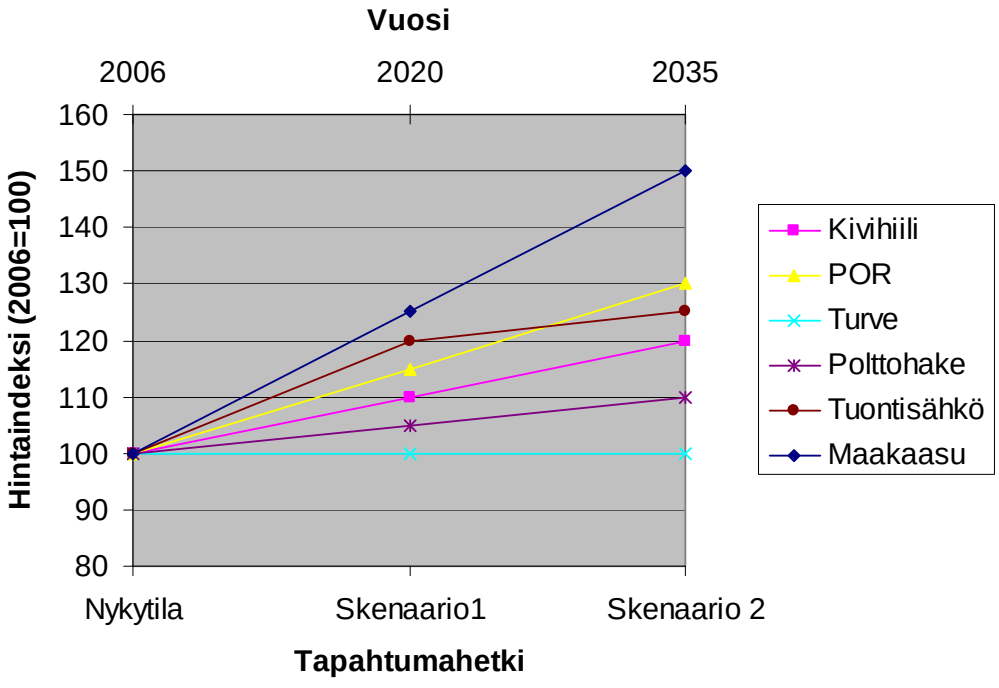
Energiayhtiö päättää itse energiamaksun lämmönhankintakustannuksiin perustuen. Energiamaksu sisältää niin polttoainekustannukset kuin muut muuttuvat kustannukset. Erään Keski-Suomessa sijaitsevan keskisuuren kaupungin kaukolämmön energiamaksu on noin 38 €/MWh. Yllä esitetyt tulokset huomioon ottaen, mikäli kohonneet lämmönhankintakustannukset sidottaisiin suoraan muuttuviin kustannuksiin ja kustannusten kasvu katettaisiin energiamaksun korottamisella, voisi energiamaksuun tulla vuodessa jopa yli 12 €/MWh korotus. Suhteessa alkuperäiseen energiamaksun hintaan se olisi jopa 32 % korotus. Kuten tämäkin laskelma todistaa, hybridilämmityksen kokonaisvaikutukset ovat varsin mittavat ja laaja-alaiset. Vaikutukset eivät ainoastaan näy tuotannossa, vaan myös kuluttajan energiamaksuissa.

7.3 Epävarmuuden analysointi herkkyysanalyysillä

Herkkyysanalyysin avulla tutkitaan kannattavuutta, jos muutamia valittuja tekijöitä muutetaan. Tyypillisiä herkkyysanalyysin muuttujia ovat kustannuksiin ja hankkeen elinikään kohdistuvat muuttujat. Herkkyysanalyysi voidaan tehdä myös muuttamalla useita muuttujia samanaikaisesti, mutta yleensä se tehdään vain yhden muuttujan osalta. Herkkyysanalyysi tässä tutkimuksessa tehdään niin tuontienergian kuin kotimaisten polttoaineiden hintojen suhteen.

7.3.1 Herkkyysanalyysilaskenta

Tulevaisuuden hintakehitysten arvioiminen ja paikkaansa pitävien ennusteiden laatiminen on erittäin vaikeaa. Herkkyysanalyysissä päätettiin käyttää Valtion tieteellisen tutkimuslaitoksen tekemiä julkaisuja ja arvioita niin tuontienergioiden kuin kotimaisten polttoaineiden hintakehityksestä niiden objektiivisuuden ja realistisuuden vuoksi. Hyväksi käytetään seuraavia lähteitä: VTT:n tiedotteita 2196, Suomen energiajärjestelmän ja päästöjen kehitysarvioita vuodelta 2003 ja VTT Energy:n Energy visions 2030 for Finland. Yhdistelemällä lähteiden tietoja laadimme kuvan 33 mukaisen hintaskenaarion niin tuontienergioille kuin kotimaisillekin polttoaineille.



Kuva 33. Tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitysskenaariot

Kuvasta 33 voidaan havaita, että kaikkien muiden polttoaineiden ja tuontienergian hintojen on odotettu kasvavan jossain määrin tulevaisuudessa paitsi turpeen. Liitteen I, kuva LI.2 tukee tätä teoriaa. Liitteen kuvasta voidaan nähdä, että turpeen hinta on pysynyt lähes muuttumattomana viimeisen 10 vuoden ajan ja tämän tutkimuksen skenaarioissa olisi kohtuutonta ajatella toisin turpeen hintakehityksestä. Maakaasun hintakehityksen ajatellaan olevan kaikista voimakkain. Tuontisähkön hintakehityksen ajatellaan ensin olevan voimakkaampaa, mutta hintakehityksen ajatellaan laantuvan tulevaisuudessa.

Kuten aikaisemmin mainittiin, ennusteiden laatiminen on aina hyvin teoreettista. Uuden tai mahdollisesti useamman uuden ydinvoimalan tai mahdollisen ulkomailta vedettävien sähkömerikaapeleiden vaikutusta tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitykseen on hyvin vaikea arvioida. Polttoaineiden ja energioiden hinnat ovat varsin herkkiä kansainvälisille konflikteille, sisällissodille tai luonnon omille olosuhteiden muutoksille. Tuontisähkön hinta on esimerkiksi hyvin riippuvainen siitä, kuinka sateinen vuosi on. Mikäli vesivoimaa on paljon saatavilla, on muiden kalliimpien sähköntuotantolaitosten tarve vähäisempi ja näin ollen sähkön hinta markkinoilla alhaisempi. Tämä teoria voidaan todeta kuvasta 26.

Skenaario 1 (ks. kuva 33)

Skenaario 1 kuvaa siirtymistä vuoteen 2020. Tänä ajanjaksona kivihiilen hinta verrattuna nykytilaan nousee 10 %, raskaan polttoöljyn (POR) hinta nousee 15 %, turpeen hinta pysyy ennallaan, polttohakkeen hinta nousee 5 %, tuontisähkön 20 % ja maakaasun 25 %. Näitä ennusteita hyväksi käyttäen lasketaan uudet tuotantokustannukset. Päästöihin tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitykset eivät vaikuta, joten päästökaupan vaikutukset ovat samat kuin polttoaineiden nykyhinnoilla laskettaessa.

Skenaarion 1 tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintojen mukaan tehdyt herkkyysanalyysilaskelmat löytyvät liitteistä X ja XII.

Skenaario 2 (ks. kuva 33)

Skenaario 2 kuvaa siirtymistä vuoteen 2035. Vuoteen 2035 siirryttäessä kivihiilen hinta nousee 20 % verrattuna nykytilaan, raskaan polttoöljyn (POR) hinta nousee 30 %, turpeen hinta pysyy edelleenkin ennallaan, polttohakkeen hinta nousee 10 %, tuontisähkön 25 % ja maakaasun 50 %. Näitä ennusteita hyväksi käyttäen lasketaan uudet tuotantokustannukset. Tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintakehitykset eivät vaikuta päästöihin, joten päästökaupan vaikutukset ovat samat kuin polttoaineiden nykyhinnoilla laskettaessa.

Skenaarion 2 tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden hintojen mukaan tehdyt herkkyysanalyysilaskelmat löytyvät liitteistä XI ja XII.

Tuotantokustannukset herkkyysanalyysin avulla laskettuna

Kuten taulukosta 10 voidaan havaita herkkyysanalyysin mukaan lasketut tuotantokustannukset nousevat rajusti ensimmäisellä vaihtoehdolla verrattuna nykytilaan ja nykytilanteen mukaan lasketuilla polttoainehinnoilla. Syy tähän on tulevaisuuden näkymät maakaasun kallistumisesta. Vaihtoehdon 1 herkkyysanalyysin mukaan laskettu skenaario 2 on yli 13 miljoonaa euroa kalliimpi tuotantokustannuksiltaan kuin polttoaineiden ja tuontienergian nykyhintatietojen mukaan laskettu skenaario 2.

Taulukko 10. Herkkyysanalyysin mukaan lasketut tuotantokustannukset energioiden eri hinnoilla [€]

Tapahtuma-hetki	**Vaihtoehto 1**		**Vaihtoehto 2**	
	Nykytilanteen mukaan	**Herkkyysanal. mukaan**	**Nykytilanteen mukaan**	**Herkkyysanal. mukaan**
Nykytila	33 093 590		13 527 469	
Skenaario 1	32 380 999	39 648 922	15 186 701	15 954 513
Skenaario 2	31 668 408	45 104 241	16 515 152	18 498 472

Taulukosta 10 voidaan lisäksi havaita, että vaihtoehto 2:n herkkyysanalyysi tuo paljon maltillisempaa kasvua tuotantokustannuksiin. Merkittävin vaikutus tähän on se, että turpeen hintaan ei ole nähtävissä korotuksia ja puupolttoaineen hinta ei ole niin jyrkässä nousussa kuin maakaasun. Herkkyysanalyysin mukaan laskettuna vaihtoehdon 2 skenaario 2 tuo vajaan kahden miljoonan euron lisäyksen vuotuisiin tuotantokustannuksiin

verrattuna nykytilanteen polttoaine- ja tuontienergioiden hintojen mukaan laskettu skenaario 2.

7.4 Tulokset

Edellä on esitetty laskelmat ja tulokset hybridilämmityksen vaikutuksista sähkön- ja lämmöntuotantoon. Tämän kappaleen tarkoituksena on koota saadut tulokset yhteen ja tarkastella vaikutuksia tietyn muuttujan suhteen. Kustannustekijä on usein ohjaava tekijä sähkön- ja lämmöntuotannossa. Energiayritykset pyrkivät aina tuottamaan energiaa optimaalisesti mahdollisimman alhaisilla tuotantokustannuksilla. Tuloksissa tarkastellaan tuotantokustannuksia tuotettua energiayksikköä kohden €/MWh. Olennaista on saada selkeä kuva siitä, kuinka tuotetun energian hinta muuttuu edellä esitettyjen skenaarioiden mukaan.

Taulukkoon 11 on laskettu tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden niin nykytilanteen kuin herkkyysanalyysin tuontienergioiden ja kotimaisten polttoaineiden mukaan.. Taulukkoon on laskettu myös päästöoikeuden tuoma lisäkustannus tuotettua energiayksikköä kohden. Mikäli halutaan tietää tietyn skenaarion mukainen oikea kokonaiskustannus tuotettua energiayksikköä kohden, on päästöoikeuden tuoma lisäkustannus laskettava yhteen skenaarion mukaisen tuotantokustannuksen kanssa.

Taulukko 11. Tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden ja päästöoikeuden vaikutus [€/MWh]

	Nykytila	Skenaario 1	Skenaario 2
Nykytilanteen mukaan			
Vaihtoehto 1	24,9	23,4	22,0
Vaihtoehto 2	10,2	11,0	11,5
Herkkyysanalyysin mukaan			
Vaihtoehto 1	24,9	28,7	31,4
Vaihtoehto 2	10,2	11,5	12,9
Päästöoikeuden vaikutus			
Vaihtoehto 1			
5 €/tCO_2	-	0,4	0,8
10 €/tCO_2	-	0,9	1,7
20 €/tCO_2	-	1,7	3,3
30 €/tCO_2	-	2,6	5,0
Vaihtoehto 2			
5 €/tCO_2	-	0,5	0,9
10 €/tCO_2	-	1,0	1,7
20 €/tCO_2	-	1,9	3,5
30 €/tCO_2	-	2,9	5,2

Esimerkkilaskelma taulukosta 11:
Halutaan tietää kokonaiskustannukset tuotettua energiayksikköä kohden herkkyysanalyysin mukaan vaihtoehdolle 2 skenaariolla 2 päästöoikeuden arvolla 20 €/tCO_2.

Vaihtoehdon 2 herkkyysanalyysin mukaiset tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden skenaariolla 2 ovat 12,9 €/MWh. Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus arvolla 20 €/tCO_2 on 3,5 €/MWh. Yhteenlaskettuna 12,9 €/MWh + 3,5 €/MWh tulokseksi saadaan 16,4 €/MWh.

Taulukosta 11 voidaan helposti vertailla keskenään eri skenaarioiden välisiä tuotantokustannuksia tuotettua energiayksikköä kohden. Esimerkiksi vaihtoehdon 2 skenaariolla 2 tuotettu energia maksaa nykytilanteeseen verrattuna 1,3 €/MWh enemmän. Samoin herkkyysanalyysin mukaan laskettuna vaihtoehdon 1 skenaarion 2 tuotantokustannus tuotettua energiayksikköä kohden on 6,5 €/MWh kalliimpi kuin nykytilanteen.

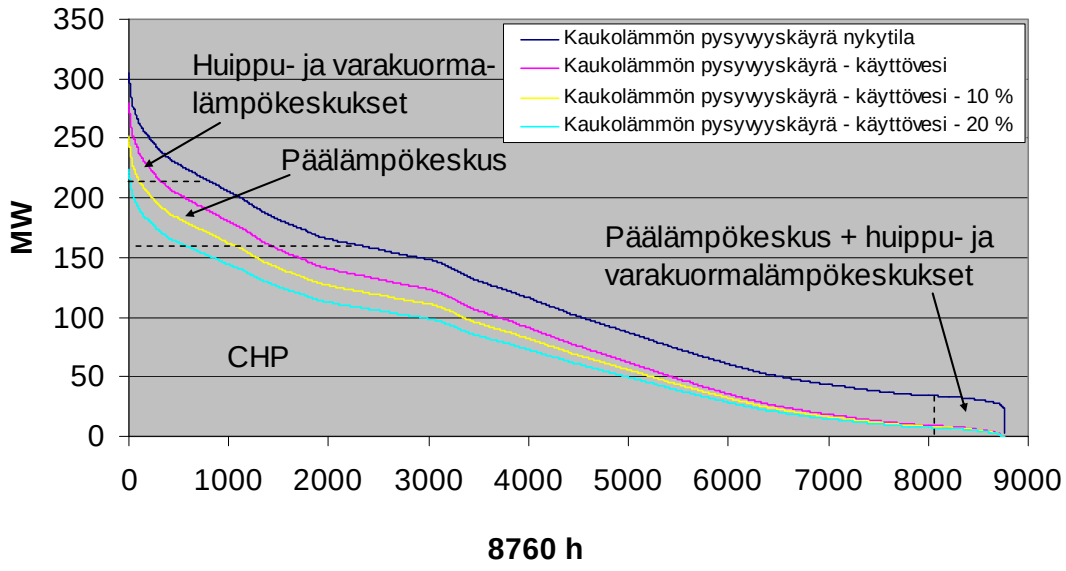
Taulukosta voidaan myös havaita, että vaihtoehdon 1 tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden laskevat nykytilanteen mukaan laskettuna eri skenaarioille. Realistiset päästöoikeuden hinnat huomioiden kokonaiskustannukset ylittävät kuitenkin nykytilanteen tuotantokustannukset.

Polttoainekustannukset ja polttoaineen käsittelyyn ja kuljetukseen liittyvät kustannukset ovat muuttuvia kustannuksia, joten edellä lasketut esimerkit ja tuotantokustannusten kasvut johtuvat muuttuvien kustannusten kasvusta. Muuttuvien kustannusten ohella laitoksilla on myös kiinteitä kustannuksia, jotka ovat riippumattomia laitoksen käyttötunneista lyhyellä aikavälillä. Tässä tutkimuksessa keskityttiin tarkastelemaan muuttuvissa kustannuksissa tapahtuvia muutoksia eri polttoainevalintojen ja tuotantotapojen välillä.

Pysyvyyskäyrä

Kuten jo aikaisemmin kappaleessa 4.4 todettiin, pysyvyyskäyrän avulla optimoidaan energiantuotantoa. Laitoksien käyntijärjestykset ja käyntiajat riippuvat kokonaiskustannuksista tuotettujen energiamäärien suhteen. Kappaleessa 7.4 esitettyjen laskelmien ja tulosten suhteen voidaan havaita, että kokonaiskustannukset tuotetun energiamäärän suhteen kasvavat eri skenaarioilla, kun otetaan huomioon myös päästökaupan vaikutukset. Tämä itsestään on jo väärä suunta energiantuotannon kehitykselle.

Kuvaan 34 on piirretty kaupungin kaukolämmön pysyvyyskäyrät ” Kaukolämmön pysyvyyskäyrä nykytila ”. Kuvasta löytyy myös käyrät, josta on vähennetty käyttöveden lämmittämiseen kuluva tehon tarve ”Kaukolämmön pysyvyyskäyrä - käyttövesi” ja sähkölämmitykseen kuluvien tehojen osuudet.



Kuva 34. Kaukolämmön pysyvyyskäyrät, eri skenaariot huomioituina

Aikaisemmin arvioitiin, että CHP -laitoksen minimiteho olisi 20 % nettolämpötehosta. Yllä olevasta kuvasta voidaan havaita, että kahden tarkastellun skenaarion kaukolämmön pysyvyyskäyrät pienentävät CHP -laitoksen tuotantoa ja käyttöastetta. Tämä aiheuttaa lisää tuotannon tarvetta erillisille lämmöntuotantolaitoksille, mikä taas aiheuttaa lisää kustannuksia ja päästöjä.

Aikaisemmin kappaleessa 4.4 todettiin, että peruskuormalaitoksia (CHP) olisi hyvä käyttää mahdollisimman paljon vuoden aikana, koska niiden kokonaistuotantokustannukset käyntiajan funktiona ovat edullisimmat pidemmällä käyntiajalla. Yllä olevien tarkasteltujen skenaarioiden pysyvyyskäyrät tekevät päinvastoin. Ne kaventavat peruskuormalaitoksen vuosittaista käyntiaikaa ja tuotantoa ja lisäävät keski- ja huippukuormalaitoksien vuotuista käyntiajan tarvetta.

8 Yhteenveto ja johtopäätökset

Edellä on esitetty laskelmia kaukolämmityksen rinnalla käytettävän sähkölämmityksen vaikutuksista sähkön- ja lämmöntuotantoon. Näitä kahta rinnakkaista lämmitysmuotoa, eli *hybridilämmitystä* tarkasteltiin referenssikaupungissa eri energiantuotantolaitosten ja skenaarioiden avulla. Referenssikaupungin kaukolämmönkulutuksen lähtöarvot saatiin jo aiemmin tehdystä tutkimuksesta ”Hybridilämmityksen kustannusvaikutukset”, jossa hybridilämmityksen kannattavuutta tarkasteltiin kuluttajan näkökulmasta elinkaarimallin avulla. Tätä tutkimusta varten referenssikaupungille laadittiin kaksi energiantuotantomallia perustuen Suomessa yleisesti käytettäviin tuotantolaitostyyppeihin ja polttoaineisiin. Ensimmäinen energiantuotantomalli perustui siihen, että referenssikaupunki sijaitsi maakaasuputkiston varrella ja näin ollen käytti pääpolttoaineenaan maakaasua, niin CHP -laitoksessa kuin päälämpökeskuksessa. CHP -laitokseksi ensimmäisessä vaihtoehdossa valittiin lämmön talteenottokattilalla varustettu kaasuturbiinilaitos. Toinen energiantuotantomalli perustui biopolttoainetta pääpolttoaineenaan käyttäviin laitoksiin. CHP -laitos ja päälämpökeskus käyttivät toisessa energiantuotantomallissa polttoaineenaan puuta ja turvetta samassa suhteessa toisiinsa nähden. Toisen energiantuotantomallin CHP -laitokseksi valittiin leijukerroskattilalla varustettu vastapainevoimalaitos.

Referenssikaupungin perus- ja huippukuormalaitokset optimoitiin tuottamaan tarvittava kaukolämpöenergia ja referenssikaupunkiin mitoitettiin myös kivihiiltä polttava lauhdutusvoimalaitos erillistä sähköntuotantoa varten. Peruskuormalaitoksena toimi CHP -laitos, jonka lämmöntuotannolla katettiin noin 50 % täydestä kaukolämmön tehontarpeesta ja noin 90 % osuus lämmitysenergian tuotannosta. CHP -laitokset olivat mitoitukseltaan suurin piirtein yhtä suuret referenssikaupungin kahdessa eri energiantuotantomallissa. Kahden eri energiantuotantomallin peruskuormalaitoksissa käytettävät erilaiset polttoaineet ja eri voimalaitostyypit aiheuttivat hieman eroavaisuuksia hyötysuhteisiin, jotka toivat käytännön laskelmiin hieman eroja. Tämä huomioitiin laskennan alkuvaiheessa mitoittamalla kaupungin toiseen energiantuotantomallin lähtöarvoihin sähköntuotantoa lauhdutusvoimalaitoksella. Tämä eroavaisuus referenssikaupungin energiantuotantomalleissa ei tuonut tuloksiin virhettä, koska tämän tutkimuksen tarkoituksena ei ollut vertailla eri energiantuotantomalleja toisiinsa nähden. Tämän tutkimuk-

sen pääasiallinen tarkoitus oli vertailla muutoksia päästöissä ja kustannuksissa sähköntarpeen ja -tuotannon lisääntyessä, samalla kun kaukolämmityksen tarve vähenee.

Referenssikaupungin molempiin energiantuotantomalleihin mitoitettiin myös päälämpökeskus, jonka lämpöteho oli 60 MW. Kaukolämmön tarpeen huippuja varten mitoitettiin kaupunkiin kahdeksan vara- ja huippukuormalämpökeskusta, joista neljä on ainoastaan varalla (LK1-LK4) ja neljä huippukuormatuotannossa (LK5-LK8). Laitoksien lämpötehot olivat LK1-LK2; 6 MW, LK3-LK4; 12 MW, LK5; 24 MW, LK6-LK7; 30 MW ja LK8; 40 MW. Vara- ja huippukuormalaitoksissa käytettiin polttoaineena raskasta polttoöljyä (POR).

Vaikutuksia sähkön- ja lämmöntuotantoon laskettiin kahden eri skenaarion avulla. Ensimmäisessä skenaariossa sähkölämmitys oli korvannut 10 % kaukolämmitysenergian tarpeesta ja toisessa skenaariossa 20 %. Molemmissa skenaarioissa tämä kaukolämmitysenergian osuus vähennettiin CHP -tuotannosta. CHP -tuotantoa pienennettäessä, väheni myös yhteistuotannosta saatava sähköenergia. Tämä yhteistuotantoa pienentämällä menetetty sähköenergian tuotannon osuus ja siihen lisättynä sähköenergian käytön kasvun osuus, oli tuotettava erillisellä sähköntuotannolla. Laskennassa otettiin huomioon nykyiset verot ja huoltovarmuusmaksut. Päästöt, päästöoikeudet ja markkinoilta mahdollisesti tarvittavan sähköenergian osto huomioitiin. Molemmilla energiantuotantomalleilla päästiin kuitenkin omavaraiseen tuotantoon, eikä sähköä pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta jouduttu hankkimaan. Tulevaisuuden epävarmuutta analysoitiin herkkyysanalyysin avulla.

Skenaarioilla laskettuja uusia tuotantokustannuksia verrattiin nykytilanteeseen ja mukaan laskettiin päästöoikeuden vaikutukset eri päästöoikeuksien hinnoilla. Maakaasun korkea hinta aiheutti sen, että ensimmäisen energiantuotantomallin tuotantokustannukset laskivat eri skenaarioilla. Kokonaiskustannukset nousivat kuitenkin tappiollisiksi melkein kaikilla päästöoikeuksien hinnoilla. Vaihtoehto kahden tuotantokustannukset nousivat odotetusti ja päästöoikeudet toivat vielä lisäkustannuksia kokonaiskustannuksiin.

Skenaariot aiheuttivat myös varsin huomattavat päästöjen lisääntymiset, kun sähkön erillistuotantoa jouduttiin kasvattamaan. Erityisen huomattavaa päästöjen lisääntyminen

oli ensimmäisessä maakaasuvaihtoehdossa, jossa tuhkatonta ja rikitöntä polttoainetta korvattiin huomattavasti enemmän päästöjä aiheuttavalla kivihiilellä. Toisen vaihtoehdon päästöt kasvoivat myös merkittävästi, mutta eivät niin jyrkästi kuin ensimmäisen vaihtoehdon. Hiilidioksidipäästöjen kasvu ja siten päästökaupan vaikutukset toivat molemmille energiantuotantovaihtoehdoille huomattavat lisäkustannukset kokonaiskustannuksiin.

Herkkyysanalyysissä tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hinnoille laadittiin tulevaisuuden hintaskenaariot. Näitä tulevaisuuden hintaskenaarioita hyväksi käyttäen laskettiin molemmille energiantuotantomalleille uudet tuotantokustannukset. Herkkyysanalyysin mukaan saatuja arvoja verrattiin nykyisten tuontienergian ja kotimaisten polttoaineiden hintatietojen mukaan laskettuihin tuotantokustannuksiin. Havaittiin, että tulevaisuuden energian tuotantokustannukset kasvaisivat merkittävästi. Tuotantokustannuksia vertailtiin toisiinsa nähden tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden (€/MWh). Herkkyysanalyysin mukaan laskettuna tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden saattoivat kasvaa jopa 6,5 €/MWh.

Molemmat laaditut skenaariot siirsivät kaukolämmityksen pysyvyyskäyrää väärään suuntaan. Mikäli pysyvyyskäyrän muoto muuttuisi tässä tutkimuksessa esitetyn mukaisesti, muuttaisi se mahdollisesti koko energiantuotantomallin laitoksien ajojärjestystä. Kuten kuvasta 22 voidaan havaita, kaikista edullisinta olisi ajaa peruskuormalaitosta mahdollisimman paljon vuoden aikana. Kuten kuvista 22 ja 23 voidaan päätellä, pysyvyyskäyrän muodon muuttuminen laskee laitoksien huipun käyttöaikoja ja aiheuttaa näin tuotantokustannuksen kasvua tuotettua energiayksikköä kohden. Yksikään esitetyistä realistisista skenaarioista ei tukenut sähkölämmityksen käyttöä kaukolämmityksen ohella kannattavana lämmitysmuotona. Jokainen laadittu skenaario toi yhdyskunnalle huomattavat lisäkustannukset ja merkittävät kasvut ympäristöpäästöihin.

Tässä tutkimuksessa ei otettu kantaa siihen, mihin sähkön ja kaukolämmön kaupan taseraja vedetään. Tutkimuksessa ei myöskään arvioitu sitä, millä hinnalla energiayhtiö ostaa sähkön tai kaukolämmön energiantuottajilta ja millä hinnalla taas myy ostamansa sähkön ja kaukolämmön kuluttajille. Yksi asia on ainakin selvää, etteivät energian tuottajat ja energiayhtiöt taloudellista tappiota energiakaupoilla tee. Näin ollen kuluttajat ovat se ryhmä, johon energian tuotantokustannusten kasvu kohdistuu. Kasvu voi esiin-

tyä esimerkiksi kohenneiden kaukolämmön tai sähkön energiamaksujen tai kohonneiden sähkön siirtomaksujen muodossa.

Tämän tutkimuksen tarkoituksena oli tarkastella hybridilämmityksen vaikutuksia sähkön- ja lämmöntuotantoon yhdyskunnan kannalta. Vaikutukset ovat helposti havaittavissa tämän tutkimuksen tuloksista. Tutkimustulokset voitaisiin kiteyttää yhteen lauseeseen: ”Hybridilämmityksen, tässä tapauksessa sähkölämmityksen, käyttäminen kaukolämmityksen ohella rinnakkaisena lämmitysmuotona, aiheuttaa yhdyskunnalle huomattavan lisän niin energian tuotantokustannuksiin kuin energiantuotannon päästöihin”.

Sähkölämmityksen käyttäminen kaukolämmityksen rinnalla on kuitenkin ollut kasvussa viime aikoina. Lämmitysjärjestelmän valinta on usein täysin kuluttajan päätettävissä ja sen valinta on kuluttajalle tärkeä asia. Usein kuluttaja tekee päätöksensä perustuen sen hetkisiin asennuskustannuksiin ja asennuksen helppouteen. Kuluttajalle annetaan usein ymmärtää, että sähkölämmitys on kannattava vaihtoehto kaukolämmityksen rinnalla, etenkin sen asennuksen helppouden ja käyttömukavuuden vuoksi. Näihin kuluttajille luotuihin mielikuviin tulee tehdä muutos. Kuluttajien tulisi ymmärtää, että sähkölämmityksen käyttäminen kaukolämmityksen rinnalla aiheuttaa suuria kustannuksia niin yhdyskunnalle kuin myös välillisesti kuluttajille.

LÄHDELUETTELO

[1] Tilastokeskus. Energiankulutus 2005. [verkkodokumentti]. [viitattu 25.4.2006]. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ekul/2005/ekul_2005_2006-03-16_tau_004.xls

[2] Energiateollisuus ry. Yhteistuotanto. [verkkodokumentti]. [viitattu 25.4.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=155

[3] Huhtinen, M., et al. 1999. Höyrykattilatekniikka 2.-4. painos. Helsinki, Oy Edita Ab. ISBN 951-37-1327-X. 316 s.

[4] Hellgrén, M., Heikkinen, L., Suomalainen, L., Kala, J. 1999. Energia ja ympäristö 3. tarkistettu painos. Helsinki, Hakapaino Oy. ISBN 952-13-0546-0. 200 s.

[5] Mörsky, J., Mörsky, J. 1994. Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Helsinki, Hakapaino Oy. ISBN 951-672-184-2. 300 s.

[6] Energiateollisuus ry. Sähkön tuotanto ja ulkomaankauppa. [verkkodokumentti]. [viitattu 28.4.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=2700

[7] Teollisuuden Voima. Tekniikka. [verkkodokumentti]. [viitattu 28.4.2006]. Saatavissa http://www.tvo.fi/407.htm

[8] Säteilyturvakeskus. Kiehutusvesireaktorin voimalaitosprosessi. [verkkodokumentti]. [viitattu 28.4.2006]. Saatavissa http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitoksen_toiminta/sahkontuotanto/kiehutusvesireaktori/fi_FI/kiehutusvesireaktori/

[9] Säteilyturvakeskus. Painevesireaktorin voimalaitosprosessi. [verkkodokumentti]. [viitattu 28.4.2006]. Saatavissa http://www.stuk.fi/ydinturvallisuus/ydinvoimalaitokset/ydinvoimalaitoksen_toiminta/sahkontuotanto/fi_FI/painevesireaktori/

[10] Energiateollisuus ry. 2004. Kaukolämpö Suomessa 2004. [verkkodokumentti]. [viitattu 3.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=3617

[11] Euroopan unionin portaali. 2004. Euroopan unionin virallinen lehti C67 E/106. [verkkodokumentti]. [viitattu 3.5.2006]. Saatavissa http://europa.eu.int/eur-lex/pri/fi/oj/dat/2004/ce067/ce06720040317fi01060110.pdf

[12] Perttula, J., 2000. Energiatekniikka 1. painos. Porvoo, WS Bookwell Oy. ISBN 951-0-24909-2. 204 s.

[13] Energiateollisuus ry.2006. Lehdistötiedote 17.1.2006. [verkkodokumentti]. [viitattu 4.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=3226&Item=15593

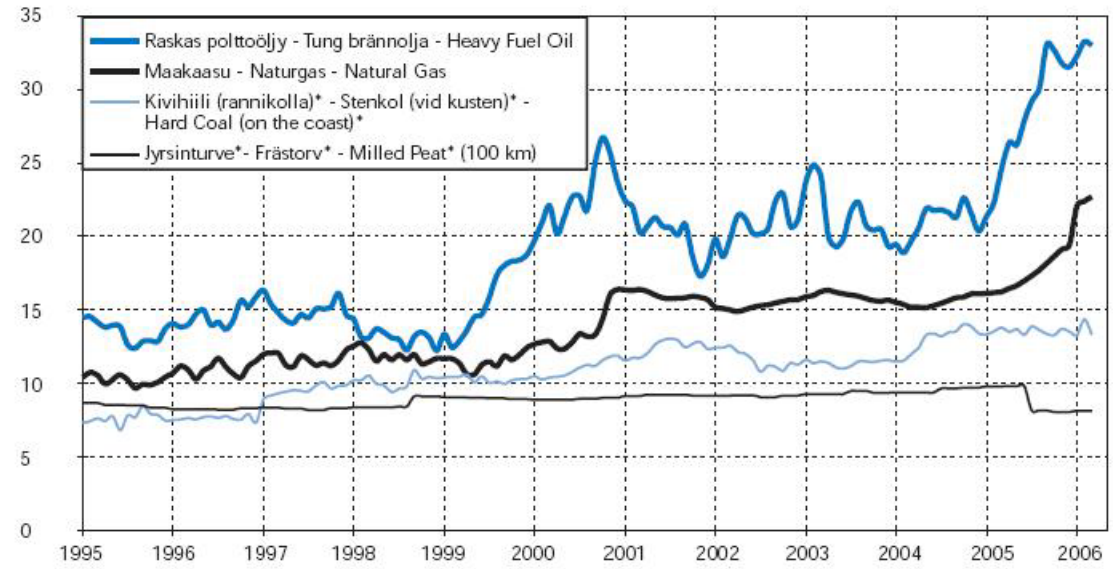
[14] Kara, M., et al. 2004. Energia Suomessa tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset 3. täysin uudistettu painos. Helsinki, Edita Prima Oy. ISBN 951-37-4256-3. 396 s.
[15] Hiilitieto.fi. 2006. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.5.2006]. Saatavissa http://www.hiilitieto.fi
[16] Valtion teknillinen tutkimuskeskus. 2002. Tiedote 2145, Espoo 2002 [verkkodokumentti]. [viitattu 9.5.2006]. Saatavissa http://www.inf.vtt.fi/pdf/tiedotteet/2002/T2145.pdf
[17] Tilastokeskus. Energian kokonaiskulutus energialähteittäin [verkkodokumentti]. [viitattu 9.5.2006]. Saatavissa http://www.stat.fi/til/ehkh/2005/04/ehkh_2005_04_2006-03-16_tau_001.xls
[18] Suomen Kaukolämpö ry. 2003. Kaukolämmön käyttötaloudelliset tunnusluvut 2000-2002. Helsinki, 2003. ISSN 0786-4795. 13s.
[19] HS.fi. Helsingin Sanomien verkkosivusto. 2006. Artikkeli: ”Päästöoikeuksien hinnat romahtivat”. [verkkodokumentti]. [viitattu 5.10.2006]. Saatavissa http://www.hs.fi/talous/artikkeli/Päästöoikeuksien+hinnat+romahtivat/1135219682309
[20] Tilastokeskus. 2006. Kivihiilen kulutus 2006. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.5.2006]. Saatavissa http://www.stat.fi/til/kivih/2006/03/kivih_2006_03_2006-05-04_tie_001.html
[21] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2004. KTM Julkaisuja 32/2004. Kivihiilen käytön hallittu rajoittaminen sähkön ja lämmön tuotannossa. Helsinki, Edita Publishing Oy. ISBN 951-739-833-6. 106 s.
[22] Energiateollisuus ry. Kivihiili. [verkkodokumentti]. [viitattu 15.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4473
[23] World Coal Institute. Environmental impacts of coal use. [verkkodokumentti]. [viitattu 15.5.2006]. Saatavissa http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=127
[24] Energiateollisuus ry. Turve. [verkkodokumentti]. [viitattu 15.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4476
[25] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2005. KTM Julkaisuja 14/2005. Turpeen energiakäytön asema Suomen energiajärjestelmässä. Helsinki, Edita Publishing Oy. ISBN 951-739-880-8. 97 s.
[26] Motiva Oy. 2004. Turve. [verkkodokumentti]. [viitattu 15.5.2006]. Saatavissa http://www.motiva.fi/fi/kirjasto/uusiutuvatenergialahteetsuomessa/muutbiomassaenergianlahteet/turve.html

[27] Turveteollisuusliitto ry. Turve energia- ja ilmastostrategiassa. [verkkodokumentti]. [viitattu 16.5.2006]. Saatavissa http://www.turveteollisuusliitto.fi/index.php?id=114
[28] Tilastokeskus. 2006. Polttoaineluokitus ja päästökertoimet. [verkkodokumentti]. [viitattu 16.5.2006]. Saatavissa http://tilastokeskus.fi/tup/khkinv/khkaasut_polttoaineluokitus.xls
[29] Finbio ry. Mustalipeä ja lietteet. [verkkodokumentti]. [viitattu 16.5.2006]. Saatavissa http://www.finbioenergy.fi/default.asp?init=true&initID=456;9208
[30] Tervo, P., et al. 2004. EU:n päästökaupan, energiaverotuksen ja energiatuotannon tukien yhteensovittaminen. Työryhmän mietintö. Helsinki, Edita Publishing Oy. ISBN 951-739-839-5. 95 s.
[31] Energiateollisuus ry. Kiinteät jätteet. [verkkodokumentti]. [viitattu 17.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4540
[32] Energiateollisuus ry. Puuenergia. [verkkodokumentti]. [viitattu 17.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4475
[33] Alakangas, E., et al. 2003. Puuenergia. Jyväskylä, Gummerus Kirjapaino Oy. ISBN 952-5165-20-5. 115 s.
[34] Energiateollisuus ry. Öljy. [verkkodokumentti]. [viitattu 18.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4478
[35] Raiko, R., et al. 1995. Poltto ja palaminen. Jyväskylä, Gummerus Kirjapaino Oy. ISBN 951-666-448-2. 627 s.
[36] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2003. Uusiutuvan energian edistämisohjelma 2003–2006. Työryhmän ehdotus. Kauppa- ja teollisuusministeriön työryhmä- ja toimikuntaraportteja 5/2003. [verkkodokumentti]. [viitattu 19.5.2006]. Saatavissa http://ktm.elinar.fi/ktm_jur/ktmjur.nsf/12b74ae4d1122aadc22565fa003211a6/4b1bde137f9b5121c2256ce5002b3ac1/$FILE/tyto5eos.pdf
[37] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2003. Uusiutuvien energialähteiden edistämisohjelman arviointi. [verkkodokumentti]. [viitattu 19.5.2006]. Saatavissa http://www.ktm.fi/files/13603/UEO-arviointi_loppuraportti.pdf
[38] Finbio ry. Mustalipeä. [verkkodokumentti]. [viitattu 22.5.2006]. Saatavissa http://www.finbioenergy.fi/default.asp?init=true&initID=456;9208
[39] Parpola, A., Åberg, V. 2004. Kaasua! Maakaasu ja Suomi 1974–2004. Helsinki, Edita Prima Oy. ISBN 951-37-4110-9. 127 s.
[40] Energiateollisuus ry. Maakaasu. [verkkodokumentti]. [viitattu 22.5.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/page.asp?Section=4474

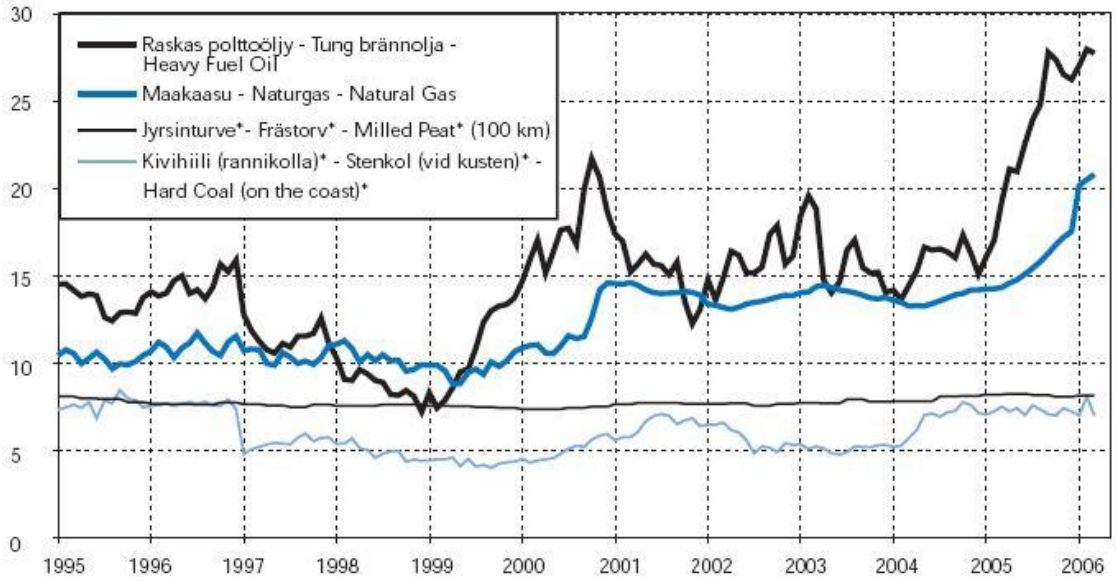
[41] Alakangas, E. 2000. Suomessa käytettävien polttoaineiden ominaisuuksia. Espoo, Otamedia Oy. ISBN 951-38-5699-2. 172 s.
[42] Kattilalaitosten turvallisuuskomitea. 2004. Suojeluohje G8. [verkkodokumentti], [viitattu 24.5.2006]. Saatavissa http://www.if.fi/web/fi/industrial.nsf/noframes/3824B376A456CB53C1256CFD003FD4FF/$FILE/kattilalaitokset_sohje_G8.pdf
[43] Tilastokeskus. 2005. Energiatilasto 2004. Helsinki, Yliopistopaino Oy. ISBN 952-467-501-3. 153 s.
[44] Mikkelin ammattikorkeakoulu. 2006. Energia-alan asiantuntijakoulutus 4-5.5.2006.
[45] Jalovaara, J., et al. 2003. Suomen ympäristökeskus. Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT) 5-50 MW:n polttolaitoksissa Suomessa. Helsinki, Edita Publishing Oy. ISBN 952-11-1488-6. 126 s.
[46] Energia-alan Keskusliitto ry Finenergy. Hyvä tietää Ydinvoimasta. [verkkodokumentti], [viitattu 30.5.2006]. Saatavissa http://194.100.189.70/attachment.asp?Section=507&Item=702
[47] Turunen, H. 2004. CO_2 erotus (talteenotto) ja varastointi. [verkkodokumentti], [viitattu 31.5.2006]. Saatavissa http://cc.oulu.fi/~polamwww/CO2.pdf
[48] Kostama, J. 2006. Kaukolämpövuosi 2005. Energiateollisuus ry. [verkkodokumentti]. [viitattu 1.6.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=3226&Item=15626
[49] Tilastokeskus. 2006. Kivihiilen, maakaasun ja kotimaisten polttoaineiden käyttäjähinnat lämmöntuotannossa. [verkkodokumentti]. [viitattu 5.6.2006]. Saatavissa http://tilastokeskus.fi/til/ehkh/2005/04/ehkh_2005_04_2006-03-16_tau_006.xls
[50] Tulli. 2006. Sähköntuotannon tuki. [verkkodokumentti]. [viitattu 6.6.2006]. Saatavissa http://www.tulli.fi/fi/02_Yritykset/04_Valmisteverotus/01_Valmisteverolajit/06_Sahkon_ja_eraiden_polttoaineiden_valmistevero/02_Tuki_ja_veronpalautus/index.jsp
[51] Nygård, M. 1999. Yhteistuotantovoimalaitoksen kustannusten jako energiatuotteille. [Diplomityö]. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, energiatekniikan osasto.
[52] Tulli. 2006. Sähkön ja eräiden polttoaineiden valmistevero. [verkkodokumentti]. [viitattu 6.6.2006]. Saatavissa http://www.tulli.fi/fi/02_Yritykset/04_Valmisteverotus/01_Valmisteverolajit/06_Sahkon_ja_eraiden_polttoaineiden_valmistevero/index.jsp

[53] Kauppa- ja teollisuusministeriö, energiaosasto. 2005. Energiakatsaus 3/2005. [verkkodokumentti]. [viitattu 10.6.2006]. Saatavissa http://ktm.elinar.fi/ktm_jur/ktmjur.nsf/all/94CD72728314326AC22570B20046A425/$file/ek_0305_verkko.pdf
[54] Päästökauppalaki N:o 683/2004. Naantali, 2004. [verkkodokumentti]. [viitattu 15.6.2006]. Saatavissa http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Laki_683-2004.pdf#search=%22P%C3%A4%C3%A4st%C3%B6kauppalaki%20N%3Ao%20683%2F2004%22
[55] Vilkamo, S. 2005. Päästökauppa ja energiapolitiikan ohjauskeinot. Kauppa- ja teollisuusministeriö, energiaosasto.
[56] Valtioneuvosto. 2005. Lähiajan energia- ja ilmastopolitiikan linjauksia – Kansallinen strategia Kioton pöytäkirjan toimeenpanemiseksi. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 24. päivänä marraskuuta 2005. [verkkodokumentti]. [viitattu 19.6.2006] Saatavissa http://www.ktm.fi/files/15789/Strategia_211105_.pdf
[57] Tulli. 2005. Energiaverotus-asiakastiedote. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.6.2006]. Saatavissa http://www.tulli.fi/fi/04_Julkaisut/01_Asiakastiedotteet/021_2005.pdf
[58] Hirvonen, R., Sulamaa, P., Tamminen, E. 2003. Elinkeinoelämän tutkimuslaitos, keskusteluaiheita. No. 879. Kilpailu sähkömarkkinoilla – Sähkömarkkinoiden keskeiset piirteet ja toiminta. ISSN 0781-6847. 32s.
[59] KPA Unicon Oy. Vesikattilalaitokset lämmöntuotantotarpeisiin. [verkkodokumentti]. [viitattu 27.6.2006]. Saatavissa http://www.kpaunicon.com/media/WF%20esite%20suomi.pdf
[60] Noviter Oy. Noviter NWTB [verkkodokumentti]. [viitattu 27.6.2006]. Saatavissa http://www.noviter.com/fi/plants/nwtb.html
[61] Motiva Oy. 2005. Tiihonen, J. Nordic Power Partners Oy. [verkkodokumentti]. [viitattu 27.6.2006]. Saatavissa http://www.motiva.fi/attachment/f16d4d543f99d7a59f54560a69063a0e/ad7aed32c7c337c66a0ada6e8622ad5a/5_Poltto_Tiihonen.pdf
[62] Koskelainen, L. 2000. Voimalaitosoppi. Luentomoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta.
[63] Fabritius, P. 2003. PK-yritysten energiaopas. Helsinki. ISBN 951-9148-96-5. 98 s.
[64] Nord Pool Spot AS. Elspot-systeemihinta. [verkkodokumentti]. [viitattu 3.7.2006]. Saatavissa http://www.nordpool.com/nordpool/spot/index.html

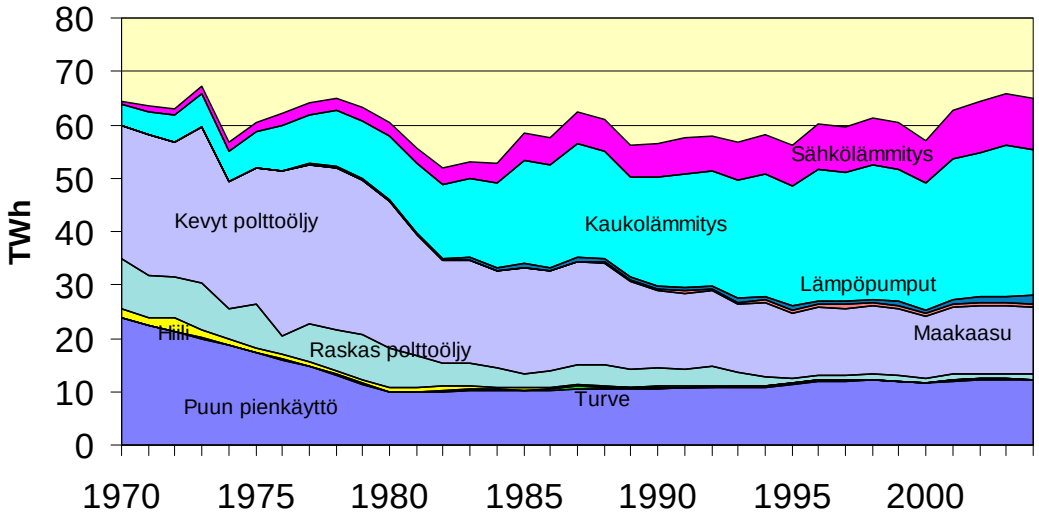
[65] Ilmansuojeluyhdistys ry. 2004. Ilmansuojeluyhdistys ry:n jäsenlehti 4/2004. Helsinki. ISSN 0786-5899. 31 s.
[66] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2003. Selvitys päästökaupan ja energiaverotuksen vaikutuksesta sähkön ja lämmön yhteistuotannon asemaan sekä lämmitysmarkkinoihin. [verkkodokumentti]. [viitattu 4.7.2006]. Saatavissa http://www.energia.fi/attachment.asp?Section=4589&Item=14116
[67] Kauppa- ja teollisuusministeriö, energiaosasto. 2005. Energiakatsaus 1/2006. Tilastoja. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.7.2006]. Saatavissa http://www.ktm.fi/files/16188/KTM_ekatsaus0106_www.pdf
[68] Tarjanne, R., Kivistö, A. 2006. Arvio Suomen energiatalouden nykytilanteesta ja siihen johtaneesta energiapolitiikasta. Lappeenranta. ISBN 952-214-185-2. 53 s.
[69] Mäkelä, V-M. Mikkelin ammattikorkeakoulu, Yrityspalvelut. Keskustelu, 18.10.2006.
[70] Helsingin Energia. 2004. Yhteistuotanto. [verkkodokumentti]. [viitattu 19.7.2006]. Saatavissa http://www.helsinginenergia.fi/tuotanto/yhteistuotanto.html
[71] Aura, L., Tonteri, A.J. 1993. Sähkölaitostekniikka. Porvoo, WSOY. ISBN 951-0-18558-2. 433 s.
[72] Meuronen, V. 2000. Kaukolämmitys harjoitustyöt, syksy 1999. Lappeenranta. 244 s.
[73] Energiataloudellinen yhdistys. 1989. Kaukolämmityksen käsikirja. Raportti / ETY 23. Helsinki, EKONO Oy/Julkaisutilaukset. ISBN 951-870-012-5. 384 s.
[74] Tarjanne, R. 1997. Energiatalous, luentomoniste. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu 1997.
[75] Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2003. Uusiutuvien energialähteiden edistämisohjelman raportti. [verkkodokumentti]. [viitattu 28.9.2006]. Saatavissa http://www.ktm.fi/files/13603/UEO-arviointi_loppuraportti.pdf
[76] Motiva Oy. 2005. Energia-alan energiansäästösopimusten vuosiraportti 2004. [verkkodokumentti]. [viitattu 4.10.2006]. Saatavissa http://www.motiva.fi/attachment/f16d4d543f99d7a59f54560a69063a0e/f3e924f831f37a7107fcc8fe9a63f543/ESS_EA_VR04.pdf#search=%22kaukol%C3%A4mp%C3%B6verkoston%20l%C3%A4mp%C3%B6h%C3%A4vi%C3%B6%22



Kuva LI.1 Voimalaitospolttoaineiden hinnankehitys lämmöntuotannossa 1995-, €/MWh [67]



Kuva LI.2 Voimalaitospolttoaineiden hinnankehitys sähköntuotannossa 1995-, €/MWh [67]



Kuva LII.1 Asuin- ja palvelurakennusten lämmityksen energialähteet [43]

Taulukko LIII.1 Polttoaineiden keskimääräisten poltto-ominaisuuksien vertailutaulukko [3][25][28][63]

Ominaisuus	Yksikkö	POR	Maa-kaasu	Jyrsin-turve	Puu (met-säntähdeha-ke)	Kivihiili
Kuiva-aineen tehollinen lämpöarvo	[MJ/kg]	41,1	-	20,9	19,1	27,9
Polttoaineen kosteuspitoi-suus	[p- %]	0,1	0	50	55	9,6
Polttoaineen tehollinen lämpöarvo	[MJ/kg]	41,06	48,48	9,23	7,25	24,99
Polttoaineen tehollinen lämpöarvo	[MJ/m^3]	-	36	-	-	-
Polttoaineen kuiva-aineen rikkipitoisuus	[% -ka]	0,95	0,00	0,20	0,02	1,00
Polttoaineen kuiva-aineen hiilipitoisuus	[% -ka]	87,8	0,0	55	50,0	73,0
Polttoaineen kuiva-aineen typpipitoisuus	[% -ka]	0,4	0,9	1,7	0,5	1,00
Polttoaineen metaanipitoi-suus CH_4	[mooli- %]	-	99,4	-	-	-
Kuiva-aineen tuhkapitoisuus	[p- %]	0,04	0,00	5,5	2,00	11,00
Tilavuuspaino	[kg/m^3]	980	0,74	325	325	750
Syntyvä hiili-dioksidimäärä	[kgCO_2/MWh$_{pa}$]	284	203	382	(409) BIO*	340,56
Syntyvä rikki-dioksidimäärä	[gSO_2/MWh$_{pa}$]	1996	0	721	89	2538
Syntyvä typpi-dioksidimäärä	[kgNO_2/MWh$_{pa}$]	540	720	900	216	1620
Syntyvä kuiva tuhkamäärä	[kg/MWh$_{pa}$]	0	0	10	4	14

BIO* = biopolttoaine, jonka hiilidioksidipäästöjä ei lasketa Suomen kasvihuonekaasujen kokonais-päästömäärään, eikä huomioida päästökaupassa.

Taulukko LIV.1 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 1, nykytila

-maakaasu pääpolttoaine			
-päälämpökeskus maakaasukäyttöinen			
-vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**93 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	LTO-kaasuturbiinilaitos		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	94,5	MWe	35 %
Lämpöteho	156,6	MWth	58 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**95 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	lämminvesikattilalaitos		
Polttoaineteho 4 x 15 MW	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	4884	h
Päälämpökeskus	1300	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	0	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	798,0	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	420,6	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1318,68	764,8	461,5
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	84,5	80,3	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	0		0,0
Tuotanto yhteensä			867,4	461,5
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-18,5
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-69,4	
KL-pumppaussähkö	-8,67	GWh		-8,7
Omakäyttösähkö	-3 %			-13,8
	Energian tuotanto yhteensä		798,0	420,6

Kuva LIV.2 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 1, skenaario 1

-maakaasu pääpolttoaine			
-päälämpökeskus maakaasukäyttöinen			
-vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**93 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	LTO-kaasuturbiinilaitos		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	94,5	MWe	35 %
Lämpöteho	156,6	MWth	58 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**95 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	lämminvesikattilalaitos		
Polttoaineteho 4 x 15 MW	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	4330	h
Päälämpökeskus	1300	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	1929	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	718,2	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	552,7	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1169,1	678,1	409,2
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	84,5	80,3	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	439,812		193,5
Tuotanto yhteensä			780,7	602,7
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-24,1
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-62,5	
KL-pumppaussähkö	-7,81	GWh		-7,8
Omakäyttösähkö	-3 %			-18,1
	Energian tuotanto yhteensä		718,2	552,7

Kuva LIV.3 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 1, skenaario 2

-maakaasu pääpolttoaine -päälämpökeskus maakaasukäyttöinen -vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**93 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	LTO-kaasuturbiinilaitos		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	94,5	MWe	35 %
Lämpöteho	156,6	MWth	58 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**95 %**
Polttoaine	maakaasu		
Tyyppi	lämminvesikattilalaitos		
Polttoaineteho 4 x 15 MW	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	3776	h
Päälämpökeskus	1300	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	3858	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	638,4	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	684,9	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1019,52	591,3	356,8
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	84,5	80,3	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	879,624		387,0
Tuotanto yhteensä			693,9	743,9
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-29,8
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-55,5	
KL-pumppaussähkö	-6,94	GWh		-6,9
Omakäyttösähkö	-3 %			-22,3
	Energian tuotanto yhteensä		638,4	684,9

Taulukko LV.1 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 2, nykytila

-puu/turve pääpolttoaineet -päälämpökeskus puu/turvesekoitus -vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	vastapainevoimalaitos leijukerroskattila		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	81	MWe	30 %
Lämpöteho	162	MWth	60 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	leijukerros-/arinapoltto		
Polttoaineteho	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	4819	h
Päälämpökeskus	1100	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	476	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	798,0	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	420,6	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1301,13	780,7	390,3
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	71,5	64,4	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	108,528		47,8
Tuotanto yhteensä			867,3	438,1
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-17,5
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-69,4	
KL-pumppaussähkö	-8,67	GWh		-8,7
Omakäyttösähkö	-3 %			-13,1
	Energian tuotanto yhteensä		798,0	420,6

Kuva LV.2 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 2, skenaario 1

-puu/turve pääpolttoaineet -päälämpökeskus puu/turvesekoitus -vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	vastapainevoimalaitos leijukerroskattila		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	81	MWe	30 %
Lämpöteho	162	MWth	60 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	leijukerros-/arinapoltto		
Polttoaineteho	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	4284	h
Päälämpökeskus	1100	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	2549	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	718,2	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	552,7	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1156,68	694,0	347,0
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	71,5	64,4	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	581,172		255,7
Tuotanto yhteensä			780,7	602,7
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-24,1
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-62,5	
KL-pumppaussähkö	-7,81	GWh		-7,8
Omakäyttösähkö	-3 %			-18,1
	Energian tuotanto yhteensä		718,2	552,7

Kuva LV.3 Referenssikaupungin tuotantorakenne – vaihtoehto 2, skenaario 2

-puu/turve pääpolttoaineet -päälämpökeskus puu/turvesekoitus -vara/huippulämpökeskukset raskasöljykäyttöisiä			
CHP	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	vastapainevoimalaitos leijukerroskattila		
Polttoaineteho	270	MW	
Sähköteho	81	MWe	30 %
Lämpöteho	162	MWth	60 %
Päälämpökeskus	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	(puu50/turve50)		
Tyyppi	leijukerros-/arinapoltto		
Polttoaineteho	65	MW	
Lämpökeskukset	**Hyötysuhde**		**90 %**
Polttoaine	POR		
Tyyppi	Kuumavesikattilalaitos		
Polttoaineteho, LK1	6	MW	
Polttoaineteho, LK2	6	MW	
Polttoaineteho, LK3	12	MW	
Polttoaineteho, LK4	12	MW	
Polttoaineteho, LK5	24	MW	
Polttoaineteho, LK6	30	MW	
Polttoaineteho, LK7	30	MW	
Polttoaineteho, LK8	40	MW	
Erillinen sähkön tuotanto	**Hyötysuhde**		**44 %**
Tyyppi	Lauhdutusvoimalaitos		
Polttoaine	kivihiili		
Sähköteho	228	MW	

Vuotuiset käyttötunnit		
CHP	3749	h
Päälämpökeskus	1100	h
Lämpökeskukset	200	h
Erillinen sähkön tuotanto	4388	h

Vuotuinen energian tarve		
Vuotuinen lämpöenergian tarve	638,4	GWh
Vuotuinen sähköenergian tarve	684,9	GWh

	Teho [%]	**Kok.energia [GWh]**	**Lämpöenergia [GWh]**	**Sähköenergia [GWh]**
Yhteistuotanto				
CHP	100 %	1012,23	607,3	303,7
Lämmön erillistuotanto				
Päälämpökeskus (60 MW)	100 %	71,5	64,4	
Lämpökeskus,LK1	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK2	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK3	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK4	0 %	0,0	0,0	
Lämpökeskus,LK5	100 %	4,8	4,3	
Lämpökeskus,LK6	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK7	100 %	6,0	5,4	
Lämpökeskus,LK8	100 %	8,0	7,2	
Sähkön erillistuotanto				
Lauhdutus	100 %	1000,464		440,2
Tuotanto yhteensä			694,0	743,9
Sähkön osto pörssistä				
Spot-markkinat				
Häviöt				
Sähkön siirto- ja jakeluhäviöt	-4 %			-29,8
Kaukolämpöverkoston lämpöhäviö	-8 %		-55,5	
KL-pumppaussähkö	-6,94	GWh		-6,9
Omakäyttösähkö	-3 %			-22,3
	Energian tuotanto yhteensä		638,5	684,9

Taulukko LVI.1 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, nykytila

Polttoaine	€/a
maakaasu	30 869 960,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	0,00 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**31 539 560,00 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 448 179,47 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 554 030,41 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**33 093 590 €**

Taulukko LVI.2 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, skenaario 1

Polttoaine	€/a
maakaasu	27 579 200,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	2 726 834,40 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**30 975 634,40 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 299 513,70 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 405 364,64 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**32 380 999 €**

Taulukko LVI.3 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, skenaario 2

Polttoaine	€/a
maakaasu	24 288 440,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	5 453 668,80 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**30 411 708,80 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 150 847,93 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 256 698,88 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**31 668 408 €**

Taulukko LVII.1 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, nykytila

Polttoaine	€/a
turve	5 215 994,00 €
puu	6 863 150,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	672 873,60 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**13 421 617,60 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**13 527 469 €**

Taulukko LVII.2 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, skenaario 1

Polttoaine	€/a
turve	4 667 084,00 €
puu	6 140 900,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	3 603 266,40 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**15 080 850,40 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**15 186 701 €**

Taulukko LVII.3 Referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, skenaario 2

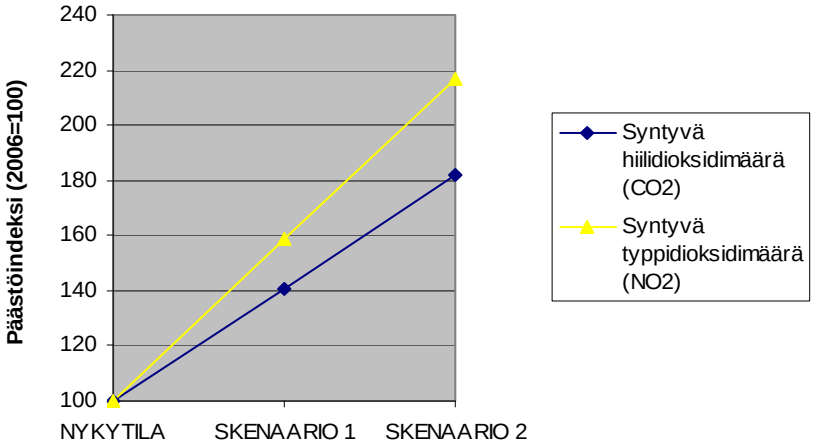
Polttoaine	€/a
turve	4 118 174,00 €
puu	5 418 650,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	6 202 876,80 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**16 409 300,80 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

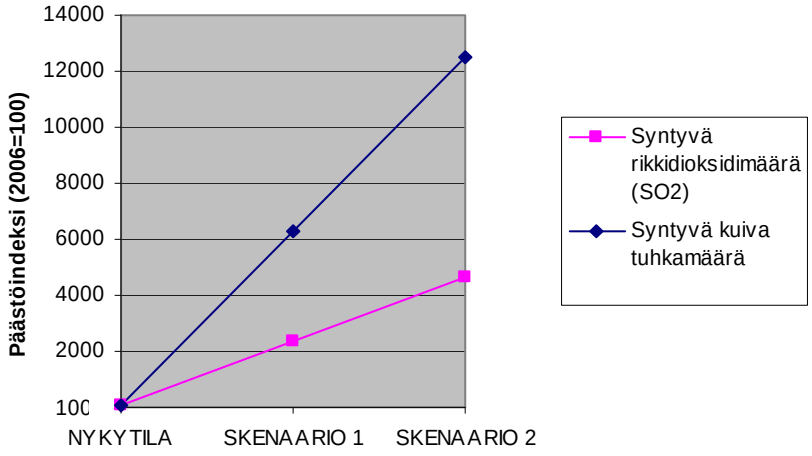
Tuotantokustannukset yhteensä	**16 515 152 €**

Taulukko LVIII.1 Referenssikaupungin tuotannon päästöt ja niiden kehitys – vaihtoehto 1

	Syntyvä hiilidioksidi-määrä (tCO_2)	Syntyvä rikkidioksidi-määrä (tSO_2)	Syntyvä typpidioksidi-määrä (tNO_2)	Syntyvä kuiva tuhkamäärä (t)
NYKYTILA				
maakaasu	284 845,5	0,0	1 010,3	0,0
POR	7 043,2	49,5	22,3	99,2
kivihiili	0,0	0,0	0,0	0,0
SKENAARIO1				
maakaasu	254 480,8	0,0	902,6	0,0
POR	7 043,2	49,5	22,3	99,2
kivihiili	149 782,4	1 116,2	712,5	6 157,4
SKENAARIO2				
maakaasu	224 116,1	0,0	794,9	0,0
POR	7 043,2	49,5	22,3	99,2
kivihiili	299 564,7	2 232,5	1 425,0	12 314,7
YHTEENSÄ				
Nykytila	291 888,7	49,5	1032,6	99,2
Skenaario 1	411 306,4	1165,7	1637,4	6256,6
Skenaario 2	530 724,0	2282,0	2242,2	12413,9



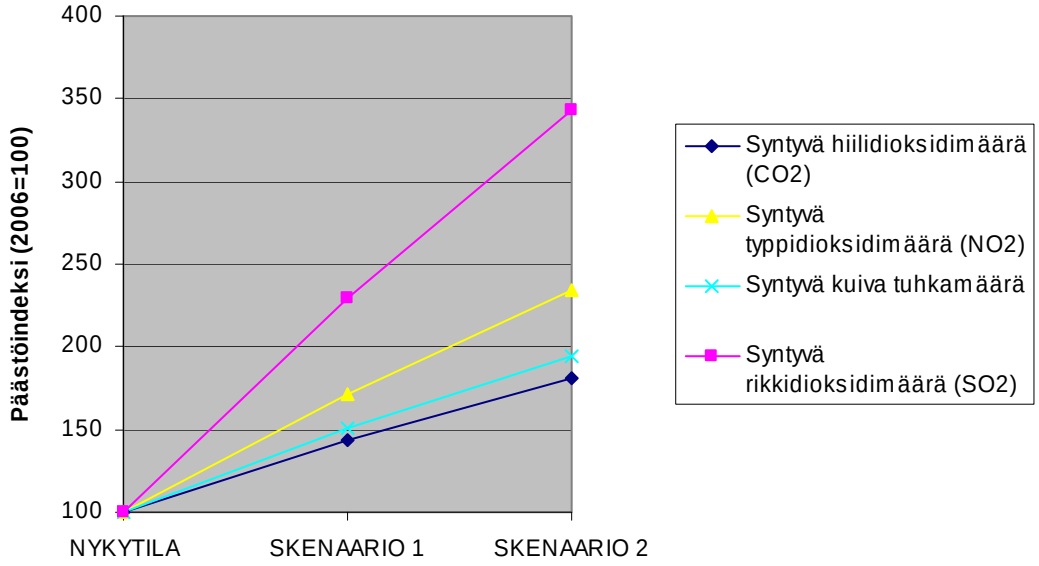
Kuva LVIII.1 Referenssikaupungin tuotannon hiili- ja typpidioksidipäästöjen kehitys eri skenaarioilla, vaihtoehto 1



Kuva LVIII.2 Referenssikaupungin tuotannon rikkidioksidi- ja tuhkapäästöjen kehitys eri skenaarioilla, vaihtoehto 1

Taulukko LVIII.2 Referenssikaupungin tuotannon päästöt ja niiden kehitys – vaihtoehto 2

	Syntyvä hiilidioksidi-määrä (tCO_2)	Syntyvä rikkidioksidi-määrä (tSO_2)	Syntyvä typpidioksidi-määrä (tNO_2)	Syntyvä kuiva tuhkamäärä (t)
NYKYTILA				
turve	262 172,3	494,8	617,7	6 863,2
puu	280 702,8	61,1	148,2	2 745,3
POR	7 043,2	49,5	13,4	0,0
kivihiili	36 960,3	275,4	175,8	1 519,4
SKENAARIO 1				
turve	234 582,4	442,8	552,7	6 140,9
puu	251 162,8	54,7	132,6	2 456,4
POR	7 043,2	49,5	13,4	0,0
kivihiili	197 923,9	1 475,0	941,5	8 136,4
SKENAARIO 2				
turve	206 992,4	390,7	487,7	5 418,7
puu	221 622,8	48,2	117,0	2 167,5
POR	7 043,2	49,5	13,4	0,0
kivihiili	340 718,0	2 539,2	1 620,8	14 006,5
YHTEENSÄ				
Nykytila	306 175,8	880,9	955,1	11127,8
Skenaario 1	439 549,5	2021,9	1640,2	16733,7
Skenaario 2	554 753,6	3027,6	2238,9	21592,6



Kuva LVIII.3 Referenssikaupungin tuotannon päästöjen kehitys eri skenaarioilla, vaihtoehto 2

Taulukko LIX.1 Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus ja tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat säästöt/kustannukset päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 1

Skenaario 1		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-597 088 €	115 503 €
10 €/tCO2	-1 194 176 €	-481 585 €
20 €/tCO2	-2 388 353 €	-1 675 761 €
30 €/tCO2	-3 582 529 €	-2 869 938 €
Skenaario 2		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-1 194 176 €	231 006 €
10 €/tCO2	-2 388 353 €	-963 170 €
20 €/tCO2	-4 776 705 €	-3 351 523 €
30 €/tCO2	-7 165 058 €	-5 739 875 €

Taulukko LIX.2 Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus ja tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat säästöt/kustannukset päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 2

Skenaario 1		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-666 868 €	-2 326 101 €
10 €/tCO2	-1 333 737 €	-2 992 970 €
20 €/tCO2	-2 667 474 €	-4 326 707 €
30 €/tCO2	-4 001 211 €	-5 660 444 €
Skenaario 2		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-1 242 889 €	-4 230 572 €
10 €/tCO2	-2 485 778 €	-5 473 461 €
20 €/tCO2	-4 971 556 €	-7 959 240 €
30 €/tCO2	-7 457 335 €	-10 445 018 €

Taulukko LX.1 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, nykytila

Polttoaine	€/a
maakaasu	30 869 960,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	0,00 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**31 539 560,00 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 448 179,47 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 554 030,41 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**33 093 590 €**

Taulukko LX.2 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, skenaario 1

Polttoaine	€/a
maakaasu	34 474 000,00 €
POR	770 040,00 €
kivihiili	2 999 517,84 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**38 243 557,84 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 299 513,70 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 405 364,64 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**39 648 922 €**

Taulukko LX.3 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 1, skenaario 2

Polttoaine	€/a
maakaasu	36 432 660,00 €
POR	870 480,00 €
kivihiili	6 544 402,56 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**43 847 542,56 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
Maakaasu	1 150 847,93 €
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**1 256 698,88 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**45 104 241 €**

Taulukko LXI.1 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, nykytila

Polttoaine	€/a
turve	5 215 994,00 €
puu	6 863 150,00 €
POR	669 600,00 €
kivihiili	672 873,60 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**13 421 617,60 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**13 527 469 €**

Taulukko LXI.2 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, skenaario 1

Polttoaine	€/a
turve	4 667 084,00 €
puu	6 447 945,00 €
POR	770 040,00 €
kivihiili	3 963 593,04 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**15 848 662,04 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**15 954 513 €**

Taulukko LXI.3 Herkkyysanalyysillä lasketut referenssikaupungin tuotantokustannukset – vaihtoehto 2, skenaario 2

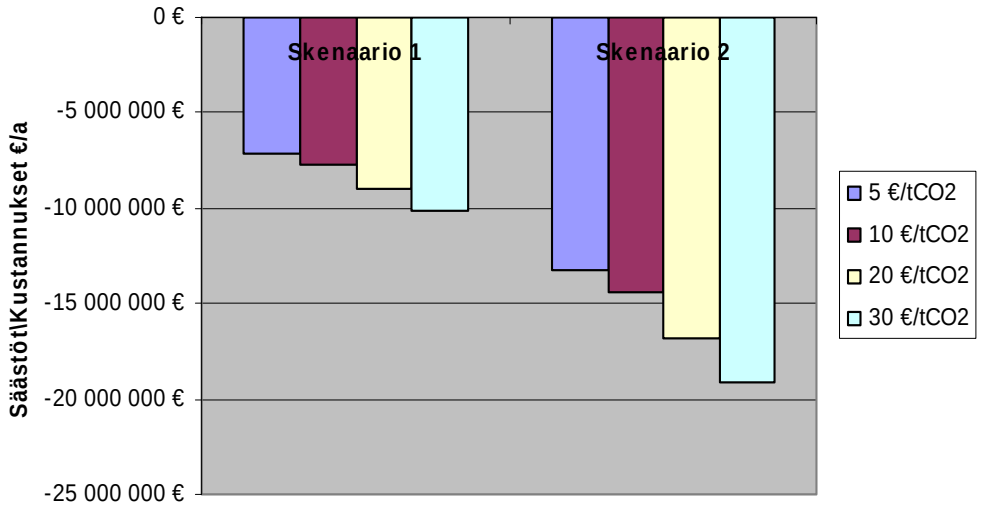
Polttoaine	€/a
turve	4 118 174,00 €
puu	5 960 515,00 €
POR	870 480,00 €
kivihiili	7 443 452,16 €
Polttoainekustannukset yhteensä	**18 392 621,16 €**

Muut kustannukset	€/a
Energiaverot	
POR	105 850,94 €
Spot-markkinoilta ostettu sähkö	0,00 €
Muut kustannukset yhteensä	**105 850,94 €**

Tuotantokustannukset yhteensä	**18 498 472 €**

Taulukko LXII.1 Herkkyysanalyysillä laskettu tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat säästöt/kustannukset päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 1

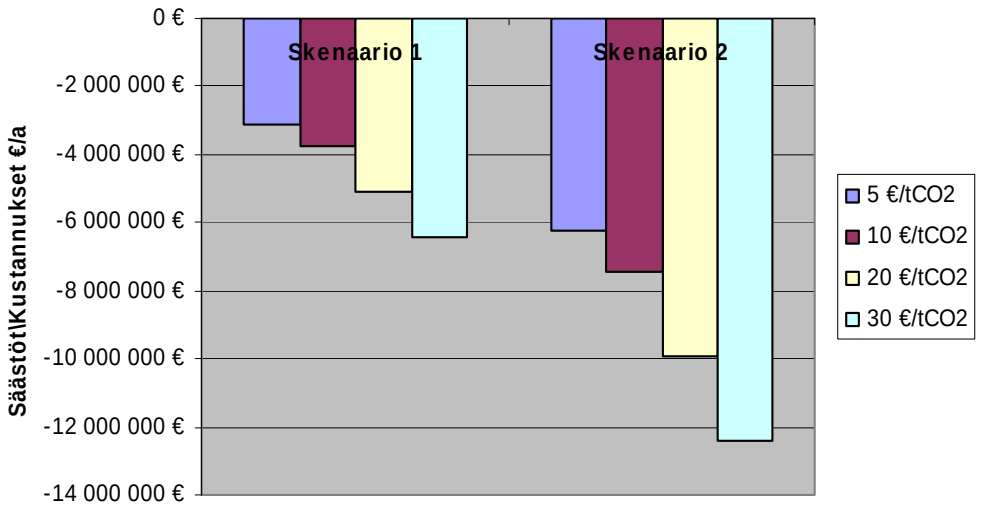
Skenaario 1		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-597 088 €	-7 152 420 €
10 €/tCO2	-1 194 176 €	-7 749 508 €
20 €/tCO2	-2 388 353 €	-8 943 685 €
30 €/tCO2	-3 582 529 €	-10 137 861 €
Skenaario 2		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-1 194 176 €	-13 204 827 €
10 €/tCO2	-2 388 353 €	-14 399 004 €
20 €/tCO2	-4 776 705 €	-16 787 356 €
30 €/tCO2	-7 165 058 €	-19 175 709 €



Kuva LXII.1 Herkkyysanalyysillä laskettu vaikutus kokonaiskustannuksiin, päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 1

Taulukko LXII.2 Herkkyysanalyysillä laskettu tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat säästöt/kustannukset päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 2

Skenaario 1		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-666 868 €	-3 093 913 €
10 €/tCO2	-1 333 737 €	-3 760 781 €
20 €/tCO2	-2 667 474 €	-5 094 518 €
30 €/tCO2	-4 001 211 €	-6 428 255 €
Skenaario 2		
Päästöoikeuden tuoma lisäkustannus		Tuotannon kokonaiskustannuksiin muodostuvat kustannukset/säästöt päästöoikeudet huomioituina €/a
Päästöoikeuden hinta	Kustannus €	
5 €/tCO2	-1 242 889 €	-6 213 893 €
10 €/tCO2	-2 485 778 €	-7 456 782 €
20 €/tCO2	-4 971 556 €	-9 942 560 €
30 €/tCO2	-7 457 335 €	-12 428 338 €



Kuva LXII.2 Herkkyysanalyysillä laskettu vaikutus kokonaiskustannuksiin, päästöoikeudet huomioituina – vaihtoehto 2